



Europa-Universität
Flensburg



CCS in Deutschland

Chancen, Kosten und Risiken einer CCS-basierten Carbon-Management-Strategie

Eine Studie der FossilExit Forschungsgruppe
im Auftrag von Greenpeace Deutschland e.V.

Jonas Gothe^a, Nicolas Malz^a, Philipp Herpich^{a, b} und Pao-Yu Oei^a

Oktober 2024

Kontakt für Rückfragen: Prof. Dr. Pao-Yu Oei, pao-yu.oei@uni-flensburg.de

^a Europa-Universität Flensburg, Abteilung für Nachhaltige Energiewende, FossilExit Research Group, Auf dem Campus 1, Flensburg, Deutschland.

^b TU Berlin, Fachbereich für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik, FossilExit Research Group, Str. des 17. Juni 135, Berlin, Deutschland.

Das Wichtigste auf einer Seite

Diese Studie untersucht die Chancen, Kosten und Risiken von Carbon Capture & Storage (CCS) in Deutschland und vergleicht verschiedene Einsatzszenarien. Zunächst wird der Stand der CCS-Technologie und ihr Anwendungspotenzial auf der Basis der aktuellsten Fachliteratur bewertet. Anschließend werden, basierend auf dem Entwurf der Carbon-Management-Strategie (CMS) der Bundesregierung und den darin verwendeten Szenarien, die jährlichen und kumulierten Kosten für CO₂-Abscheidung, Transport und Speicherung bis 2045 berechnet. Mögliche Ausfallrisiken werden dabei mit Hilfe einer Monte Carlo Simulation eingepreist.

Im mittleren Szenario liegen die kumulierten Kosten für eine CCS-Anwendung in Abhängigkeit der Kostenentwicklung bis 2045 zwischen 39,2 und 81,5 Milliarden Euro. Zusätzliche Kosten für denkbare Unfälle und gescheiterte Projekte sind dabei nicht enthalten und können diese Kosten um ein Vielfaches erhöhen.

Entgegen Prognosen der letzten Jahrzehnte gibt es global weiterhin noch keine großflächige CCS-Infrastruktur, da 88 Prozent aller geplanten Projekte gescheitert sind. Bei CCS sind keine Lern- und Skaleneffekte wie bei Photovoltaik oder Batterien zu erwarten. Die Technologie ist, auf Grund der technischen Charakteristika, eher mit der Atomtechnologie zu vergleichen. Die begrenzten Speicherkapazitäten in der Nordsee, mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz, fehlende Erfahrungen von CCS-Anwendungen in der Industrie und hohe Opportunitätskosten unterstreichen die Unsicherheiten und Herausforderungen bei der langfristigen Planung einer CCS-gestützten Klimastrategie.

Aus der Analyse folgt eine Reihe nächster Schritte, um den potenziellen Einsatz von CCS in Deutschland ökonomisch und ökologisch verträglich zu machen und Risiken zu minimieren:

(1) Klare Definition unvermeidbarer Restemissionen in der CMS

Eine konsistente und transparente Carbon-Management-Strategie erfordert eine klare Definition unvermeidbarer Restemissionen. Die österreichische CMS kann dabei als Vorbild dienen. Darüber hinaus müssen Reduktionsmöglichkeiten direkt an der Quelle sowie die Verantwortlichkeiten der Wirtschaft klar festgelegt werden. Eine präzise Taxonomie ist entscheidend, um den Einsatz von CCS gezielt und kosteneffizient zu gestalten.

(2) Gezielter Einsatz von CCS durch Vermeiden vor Verpressen

Um eine Abhängigkeit von fossilen Infrastrukturen und Akteuren zu verhindern, sollte CCS ausschließlich für nach dem Stand der Technik unvermeidbare Restemissionen in Industriebereichen ohne Alternativen eingesetzt werden. Der Einsatz im Energiesektor ist auszuschließen. Vorrang muss stets die Emissionsvermeidung durch technologische und strukturelle Maßnahmen haben, anstatt auf die unsichere und teure nachträgliche CO₂-Abscheidung durch die Installation von CCS zu setzen.

(3) Opportunitätskosten berücksichtigen

CCS ist eine Vermeidungsoption mit erheblichen Unsicherheiten in Bezug auf Umsetzungserfolg und Kosten. Die aktuelle politische und öffentliche Diskussion ist bisher stark auf die Chancen fokussiert, während Kosten und Risiken der Technologie tendenziell unterschätzt werden. Besonders beim Einsatz von Steuergeldern müssen diese im Vergleich zu alternativen Strategien wie der Förderung von erneuerbaren Energien, Energieeffizienz und Suffizienzmaßnahmen sorgfältig abgewogen werden.

(4) Planungsrisiko minimieren und Schnellschüsse vermeiden

Überstürzte Entscheidungen und Investitionen bergen das Risiko von Stranded Assets und ineffizienter Ressourcennutzung. Einheitliche europäische Regelungen und eine koordinierte Strategie sind entscheidend, um Skaleneffekte zu nutzen und die begrenzten CO₂-Speicherkapazitäten optimal zu nutzen.

Executive Summary for English Speakers

This study investigates the opportunities, costs, and risks of Carbon Capture and Storage (CCS) in Germany, comparing various deployment scenarios. First, the current state of CCS technology and its application potential are evaluated based on the latest academic literature. Subsequently, annual and cumulative costs for CO₂ capture, transport, and storage are calculated through 2045, based on the German Federal Government's Carbon Management Strategy (CMS) draft and its scenarios. Potential additional risks are incorporated using a Monte Carlo simulation.

In the medium scenario, the cumulative costs of CCS deployment, depending on cost developments and learning rates through 2045, range between 39.2 and 81.5 billion Euros. Additional costs arising from potential accidents and failed projects are not included in this figure and could significantly increase these estimates.

Contrary to forecasts from previous decades, there is still no large-scale CCS infrastructure globally, with 88 percent of all planned projects having failed. Unlike photovoltaics or batteries, CCS is unlikely to benefit from high learning or scaling effects. Due to its technical characteristics, the technology is more comparable to nuclear technology. Limited storage capacities in the North Sea, a lack of societal acceptance, insufficient industrial experience with CCS, and high opportunity costs highlight the uncertainties and challenges in long-term CCS-supported climate strategy planning.

The analysis leads to several recommendations for making the potential deployment of CCS in Germany both economically and environmentally sustainable while minimizing risks:

(1) Clear definition of unavoidable residual emissions in the CMS

A consistent and transparent carbon management strategy requires a clear definition of unavoidable residual emissions. Austria's CMS can serve as a model in this regard. Moreover, reduction possibilities directly at the source, as well as the responsibilities of industry, must be clearly established. A precise taxonomy is crucial to ensure that CCS deployment is targeted and cost-efficient.

(2) Targeted use of CCS by prioritizing avoidance over storage

To prevent dependence on fossil infrastructures and actors, CCS should only be employed for unavoidable residual emissions in industrial sectors without alternatives. Its use in the energy sector should be excluded. Priority must always be given to emissions avoidance through technological and structural measures rather than relying on the uncertain and costly ex-post CO₂ capture via CCS installation.

(3) Consideration of opportunity costs

CCS is a mitigation option with significant uncertainties regarding implementation success and costs. The current political and public discourse has so far been heavily focused on the opportunities, while the costs and risks of the technology tend to be underestimated. Particularly when taxpayer money is involved, these costs must be carefully weighed against alternative strategies such as investing in renewable energy, energy efficiency, and sufficiency measures.

(4) Minimizing planning risks and avoiding hasty decisions

Rushed decisions and investments carry the risk of stranded assets and inefficient resource use. Harmonized European regulations and a coordinated strategy are essential for leveraging economies of scale and optimally utilizing limited CO₂ storage capacities.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	1
2 Bestandsanalyse und Entwicklung einer Carbon Management Strategie für Deutschland	2
2.1 Restemissionen vs. Unvermeidbare Emissionen	3
2.2 Anwendungsfelder für CCS	5
2.2.1 Energiewirtschaft	5
2.2.2 Industrie	7
2.3 Benötigte Infrastruktur in Deutschland	10
3 Technologische Potentialanalyse verschiedener CCS-Technologien und den entsprechenden Reifegraden	11
3.1 CO ₂ -Abscheidung	11
3.1.1 Abscheidung aus Punktquellen	11
3.1.2 Abscheidung aus der Atmosphäre	13
3.2 CO ₂ -Transport	14
3.3 CO ₂ -Speicherung	14
3.4 Exkurs - Geschichte des Scheiterns: Anspruch und Realität von CCS	16
4 Ökonomische Berechnung der einzelnen CCS-Komponentenkosten und möglicher zukünftiger Kostenreduktionen	17
4.1 Generelle Einordnung der CCS-Adoptionskurven und Kosten	17
4.2 Vergleich mit Photovoltaik und Kostenreduktionspotenzialen von CCS	18
4.3 Evaluation der Abscheidungskosten	18
4.4 Evaluation der Speicher- und Transportkosten	19
4.5 Schwer quantifizierbare Kosten: Ausfallraten und technologische Risiken	21
4.6 'Wahre' Kosten von CCS und soziale Risiken	21
5 Die Gesamtkosten der Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung	23
5.1 CCS-Bedarfe in der Carbon-Management Strategie der Bundesregierung	23
5.2 Annahmen der Bundesregierung zur CCS-Kostenentwicklung	24
5.3 Berechnung der Kosten für die CCS-Bedarfe	24
5.4 CCS Gesamtkostenpfade der CMS im Vergleich	26
5.5 Wirtschaftlichkeitsanalyse der Kostenpfade	27
5.6 Detaillierung: Finanzielle Auswirkungen von Projektausfällen	28
6 Risiken bei der Hoffnung auf die CCS Technologie	30
6.1 Unterschätzte Kosten und überschätzte Potentiale für Lerneffekte	30
6.2 Staatliche Förderung ist kein Garant für einen erfolgreichen CCS-Hochlauf	30
6.3 Begrenzte CO ₂ -Speicher- und Einspeisekapazitäten	31
6.4 Überdimensionierte Transportinfrastruktur und Lock-In von fossilen Technologien und Akteuren	32
6.5 Hohe Opportunitätskosten	32
7 Gesamtergebnis der Studie	33
Literatur	36
Anhang	39

Abbildungsverzeichnis

1	Übersicht zur CO ₂ -Bilanzierung von CCU/S. Eigene Darstellung.	2
2	Übersicht zu nicht- und schwer vermeidbaren Emissionen	4
3	Von DENA und Agora prognostizierte Entwicklung der Strom- [13] und Wärmeerzeugung [1] im Sektor Energiewirtschaft nach Energieträgern.	5
4	Emissionen und von DENA prognostizierter Endenergieverbrauch im Industriesektor nach Energieträger [13]	7
5	Global installierte Abscheidungskapazität (Ende 2022) versus <i>levelized cost of carbon capture</i> nach Anwendungsfeld. Eigene Darstellung basierend auf [34,36,67].	19
6	Prognos CCS-Bedarfsszenarien für die CMS der Bundesregierung. BECCS = Bioenergie CCS, Ind = Industrie, TAB = Thermische Abfallbehandlung, EW = Energiewirtschaft, DACCS = Direct Air Carbon Capture & Storage	23
7	Entwicklung der kumulierten Kosten für das CCS Med- bzw. Min-Szenario. Average Cases sind im Intervall des jeweiligen worst bzw. best cases enthalten und wurden zur besseren Übersicht nicht visualisiert.	27
8	Verteilung der Kosten bei je 1 Mio. Monte Carlo Simulationen. Erwartungswert entspricht den durchschnittlichen Kosten einer Kapazitätseinheit. Eigene Berechnungen.	29

Tabellenverzeichnis

1	Ausgewählte Industrieprozesse der Grundstoffchemie und Möglichkeiten zur CO ₂ -Reduktion durch alternative Prozesse oder CCS-Anwendung [13,16,71]	8
2	Technical Readiness Level Skala	11
3	Übersicht zur aktuellen Kategorisierung gängiger Technologie- und Anwendungsbereiche verschiedener CCS-Verfahren. Quellen: [8,17,24,40]	13
4	Technical Readiness Level verschiedener CO ₂ -Transportmöglichkeiten [4,42]	14
5	Geschätzte Kosten für den Transport und die Offshore-Speicherung von CO ₂ nach Prognos und CCS Institute [21,45]. Klein: 2,5 Mt CO ₂ , Groß: 20 Mt CO ₂	20
6	Kostenbereiche für verschiedene Technologien im <i>best case</i>	25
7	Kostenbereiche für verschiedene Technologien im <i>average case</i>	25
8	Kostenbereiche für verschiedene Technologien im <i>worst case</i>	26
9	Break-even Analyse für diskontierte Kosten in Mrd. EUR. Kalkulationszinsfuß 8% basierend auf IEA-Annahmen. G/V = Gewinn/Verlust. Minimale Kosten entsprechen den niedrigstmöglichen des angenommenen Kosteninverfalls. Durchschnitt und maximale Kosten analog.	28
10	CO ₂ -Konzentration ist einer der Haupttreiber der CCUS-Kosten; je niedriger die Konzentration, desto höher die Kosten. Kosten wurden für die Grafik in EUR umgerechnet sowie um IEA Schätzungen ergänzt. Quelle:[34,67]	40

1. Einleitung

Als Unterzeichner des Pariser Klimaabkommens hat sich Deutschland verpflichtet alles zu versuchen, um das 1,5°C Ziel einzuhalten. Das Klimaschutzgesetz der Bundesregierung schreibt daher vor, den Ausstoß von Treibhausgasen bis spätestens 2045 auf null zu senken [10]. Einige Bundesländer, wie Baden-Württemberg, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz und Schleswig-Holstein, streben sogar eine Klimaneutralität bis spätestens 2040 an [69]. Im Mittelpunkt dieser Strategie steht die Dekarbonisierung von Wirtschaft und Gesellschaft. Verbleibende Restemissionen sollen durch Technologien zur Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff (Carbon Capture and Storage, CCS), zur Abscheidung und Nutzung (Carbon Capture and Usage, CCU) oder durch die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal, CDR) kompensiert werden. Ab 2050 sollen auf diese Weise sogar Netto-Negativemissionen erreicht werden [10].

Bei Fortschreibung aktueller Emissionen würde das global verbleibende 1,5°C-Budget bereits im Jahr 2029 überschritten [48]. Daher geht der Weltklimarat (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) in vielen seiner Szenarien von einer temporären Überschreitung des Emissionsbudgets (Overshoot) aus. Der IPCC warnt vor irreversiblen Schäden durch solch einen Overshoot, weshalb dieser möglichst niedrig und kurz bleiben sollte. Zur Reduktion der Emissionen gehen Forschende von einer aktiven CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts aus, um das Klima langfristig zu stabilisieren [37].

Um die Anwendung von CCS-Technologien in Deutschland sowie deren Integration in das bestehende Wirtschaftssystem zu regulieren, arbeitet die Bundesregierung derzeit an einer Carbon-Management-Strategie (CMS). Die Eckpunkte [9] wurden im Mai 2024 vom Kabinett beschlossen. Zusätzlich wird eine Langfriststrategie für Negativemissionen entwickelt, die darlegt, wie durch CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre langfristig negative Emissionen erzielt werden können.

Diese Studie untersucht die potenziellen Chancen, Kosten und Risiken der Anwendung von CCS-Technologien in Deutschland. Zunächst werden Einsatzmöglichkeiten identifiziert und Alternativen abgewogen. Anschließend werden aktuelle CCS-Technologien hinsichtlich ihres Reifegrads und Potenzials analysiert, mit besonderem Fokus auf deren Verfügbarkeit in verschiedenen Zeiträumen. Schließlich erfolgt eine Schätzung der zukünftigen Kostensenkungen bei Abscheidungstechnologien und den daraus resultierenden Gesamtkosten. Grundlage hierfür bildet der Entwurf der CMS [7] und die zugrunde liegenden CCS-Szenarien [60]. Im Anhang findet sich eine detaillierte mathematische Beschreibung der Berechnungen.

2. Bestandsanalyse und Entwicklung einer Carbon Management Strategie für Deutschland

Unter Carbon Management versteht man den Umgang mit Kohlenstoff in einem THG-neutralen Wirtschaftssystem. Einerseits wird es nicht in allen Bereichen möglich sein alle CO₂-Emissionen vollständig zu vermeiden [1,6,13]. Andererseits wird CO₂ auch in Zukunft als Rohstoff benötigt werden. So dienen Kohlenwasserstoffe und CO₂ beispielsweise in der Chemieindustrie als Ausgangsstoff für die Produktion von Kunststoffen, Düngemitteln und zur Kraftstoffgewinnung (zukünftig E-Fuels). Um dennoch zu verhindern, dass (insbesondere fossiles) CO₂ in die Atmosphäre gelangt, ist eine Carbon-Management-Strategie notwendig. Diese regelt die Vermeidung und Kompensation von sogenannten Restemissionen und beinhaltet folgende Prozessketten:

- CO₂-Abscheidung, Transport und Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS)
- CO₂-Abscheidung, Transport und Nutzung (Carbon Capture and Utilization, CCU)
- CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal, CDR)

Die Abscheidung von CO₂ aus Gasgemischen (Atmosphäre, Abgasströme etc.) ist äußerst energieintensiv und dementsprechend teuer. Zudem liegen die Abscheidungsraten je nach Technologie bei maximal 80 - 90 %, sodass weiterhin ein Teil des CO₂ aus Punktquellen emittiert wird. Daher ist eine breite Anwendung von CO₂-Abscheidungstechnologien aus ökonomischer und ökologischer Perspektive nicht sinnvoll. Hinzu kommt, dass die benötigte Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von CO₂ in Anbetracht der zur Verfügung stehenden Zeit ein limitierender Faktor ist. Daher wird CCS in Deutschland nur für Anwendungen eine potentielle Rolle spielen, bei denen keine Alternativen zur CO₂-Reduktion (wie bspw. Elektrifizierung oder grüner Wasserstoff) zur Verfügung stehen.

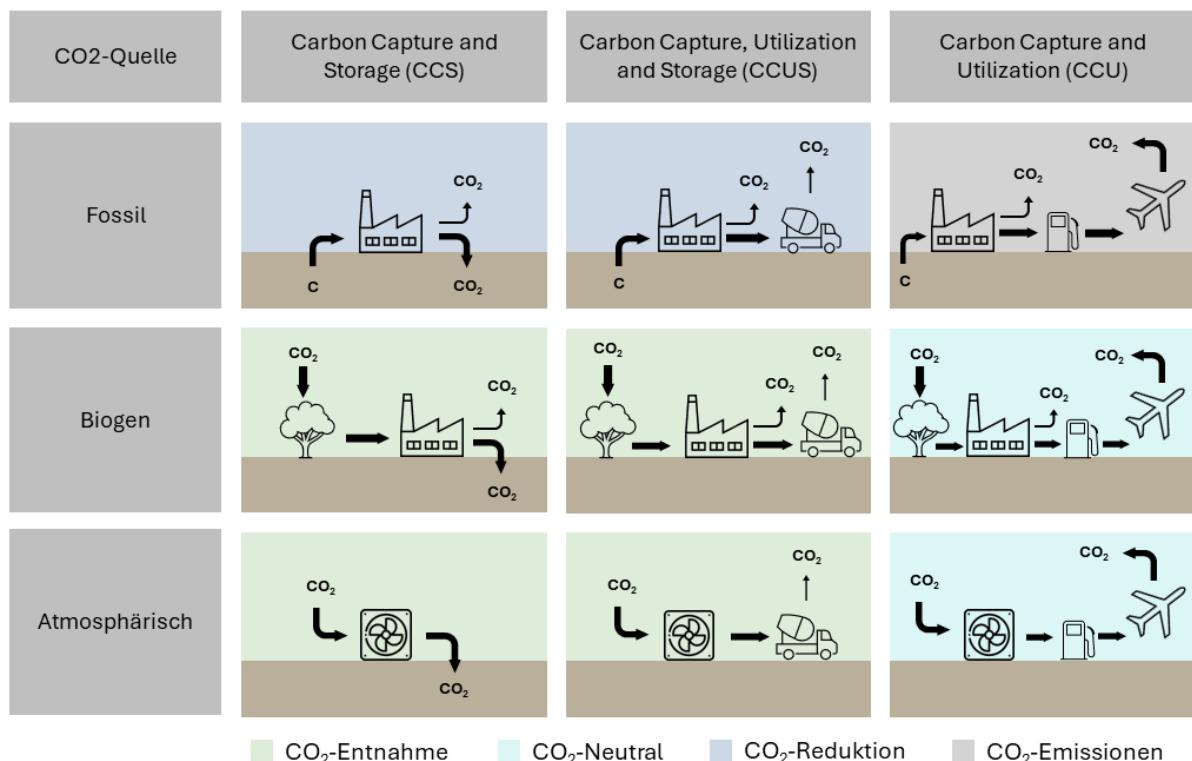


Abbildung 1.: Übersicht zur CO₂-Bilanzierung von CCU/S. Eigene Darstellung.

Entscheidend für die CO₂-Bilanzierung ist die Quelle des abgeschiedenen Kohlenstoffs und dessen Nutzung (siehe Abb. 1). Die Abscheidung von CO₂ aus fossilen Quellen (z.B. aus Indus-

trieprozessen) mit anschließender dauerhafter Speicherung gilt als Reduktion bzw. Vermeidung der Emissionen (CCS). Es gilt zu beachten, dass nicht die gesamten Emissionen abgeschieden werden können. In der Theorie liegen Abscheidungsraten heute bei 80 - 90 %, in der Realität oft weit darunter (Vgl. Kapitel 3, Exkurs). Wird das abgeschiedene CO₂ als Rohstoff genutzt (z.B. E-Fuels), verlängert das lediglich die Lebensdauer des Kohlenstoffs, bis er emittiert wird (CCU). Wird das CO₂ in langlebigen Produkten gebunden (z.B. Verpressung in Beton), so spricht man von CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage). Hierbei muss sichergestellt sein, dass der Kohlenstoff langfristig (Jahrzehnte bis Jahrhunderte) im Produkt gebunden bleibt. Bei kurzfristiger Speicherung wird oftmals ein Teil des CO₂ bei der Entsorgung der Produkte wieder in die Atmosphäre emittiert.

Bei der CO₂-Entnahme (CDR) werden netto-Negativemissionen erzielt. In Bezug auf CCS lässt sich das erreichen, wenn das CO₂ aus der Nutzung von Biomasse (Bio Energy Carbon Capture and Storage, BECCS) oder direkt aus der Atmosphäre (Direct Air Carbon Capture and Storage, DACCS) stammt. Dabei spricht man von technologieschen Kohlenstoffsenken. Wird das CO₂ hingegen als Rohstoff in der Industrie genutzt (z.B. grüne Feedstocks für die Chemieindustrie), spricht man von einer CO₂-neutralen Bilanz.

Eine großskalige Biomassenutzung für CCU/S-Anwendungen hat weitreichende Folgen und ist nicht zwangsläufig als rein positive CO₂-Neutral bzw. -Entnahme zu betrachten. Dies liegt daran, dass Biomasse, die in den Ökosystemen verbleibt, anstatt genutzt zu werden, weiterhin CO₂ einlagert. Nach der Entnahme dauert es Jahrzehnte bis Wälder wieder eine ähnliche Senkenleistung erreichen. Bei der stofflichen und thermischen Verwertung von Biomasse gilt es also, ein Nachwachsen über Jahrzehnte zu gewährleisten. Im Allgemeinen gelten Ökosysteme (Wälder, Moore, Seegraswiesen etc.) als natürliche Kohlenstoffsenken und müssen im Rahmen der Carbon-Management-Strategie bzw. der Langfriststrategie Negativemissionen mitgedacht und gestärkt werden. [37]

2.1. Restemissionen vs. Unvermeidbare Emissionen

Entscheidend für die Debatte um eine Carbon-Management-Strategie ist die Frage nach der Höhe der Restemissionen. Obwohl dieser Begriff mittlerweile häufig genutzt wird, gibt es keine einheitliche Verwendung oder Definition zentraler Begriffe wie "Restemissionen", "schwer/nicht vermeidbare Prozessemisionen", "hard-to-abate Emissionen". Für eine konsistente Strategie zum Umgang mit Restemissionen und zur Schaffung von Planungssicherheiten für alle Akteure ist das jedoch notwendig. Eine mögliche Definition von unvermeidbaren Prozessemisionen bietet die Österreichische Carbon-Management-Strategie [2], die im Juni 2024 beschlossen wurde:

"Prozessbedingt anfallende CO₂-Mengen gelten insoweit als unvermeidbar, als deren Entstehung trotz Optimierung des Produktionsverfahrens oder des Produktes nicht vermieden werden kann. Als unvermeidbar im Rahmen der Transformation zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie gelten diese CO₂-Mengen dann, wenn keine alternativen Prozesse und keine alternativen Produkte oder Ressourcen für denselben Anwendungsfall verfügbar sind bzw. deren Potenziale begrenzt sind."

Zusätzlich wird darauf hingewiesen:

"Die Verfügbarkeit von alternativen Optionen unterliegt einem zeitlichen Wandel und wird durch kontinuierliche Forschung und Entwicklung, sowie gesellschaftliche Entwicklung vorangetrieben, so dass heute als unvermeidbar betrachtete CO₂-Emissionen zukünftig unter weiterentwickelten Rahmenbedingungen gegebenenfalls vermeidbar sein können."

Eine ähnliche Definition wird für unvermeidbare Emissionen aus nicht-Industrie Bereichen vorgelegt (Bspw. Methan- und Lachgas-Emissionen in der Landwirtschaft). Im Entwurf der Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung wird neben unvermeidbaren Emissionen auch von schwer vermeidbaren Emissionen in der Industrie gesprochen [7]. Diese ließen sich nach

heutigem Stand der Technik vermeiden. Allerdings wird aus Gründen der Wirtschaftlichkeit oder fehlender Infrastruktur/Akzeptanz nicht von einer zeitnahen Umsetzung ausgegangen. Aufgabe einer vorausschauenden Industriepolitik kann es sein, solche Hemmnisse zu reduzieren, um Alternativen zu CCS zu nutzen. Anreize zu (Fehl-)Investitionen zur Nutzung von CCS in nicht notwendigen Anwendungsfeldern können zu fossilen Lock-Ins, Stranded Assets sowie der Nutzung knapper Untergrundspeicher resultieren. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) empfiehlt in seinem Gutachten daher CCS ausschließlich für unvermeidbare CO₂-Emissionen zu erlauben und entsprechend den § 33 Abs. 5 des neu gefassten Kohlendioxid-Speicherungs- und -transportgesetzes zu ändern [73].

In dieser Arbeit wird der österreichischen Definition und der weiteren Einteilung nach [68] gefolgt. Demnach wird zwischen den Kategorien technologisch unvermeidbarer Emissionen und politisch oder wirtschaftlich schwer vermeidbarer Emissionen unterschieden. Diese lassen sich durch verschiedene Maßnahmen auf ein Minimum reduzieren (siehe Abbildung 2). Der Begriff der Restemissionen ist dann lediglich eine Größe, die die Menge dieser Emissionen nach Reduktionsbemühungen beschreibt, die tatsächlich durch CCS vermieden oder durch CDR kompensiert werden müssen. Die Höhe dieser Menge ist Ergebnis politischen Handelns und kann sich im Laufe der Zeit auf Grund von technischem Fortschritt ändern.

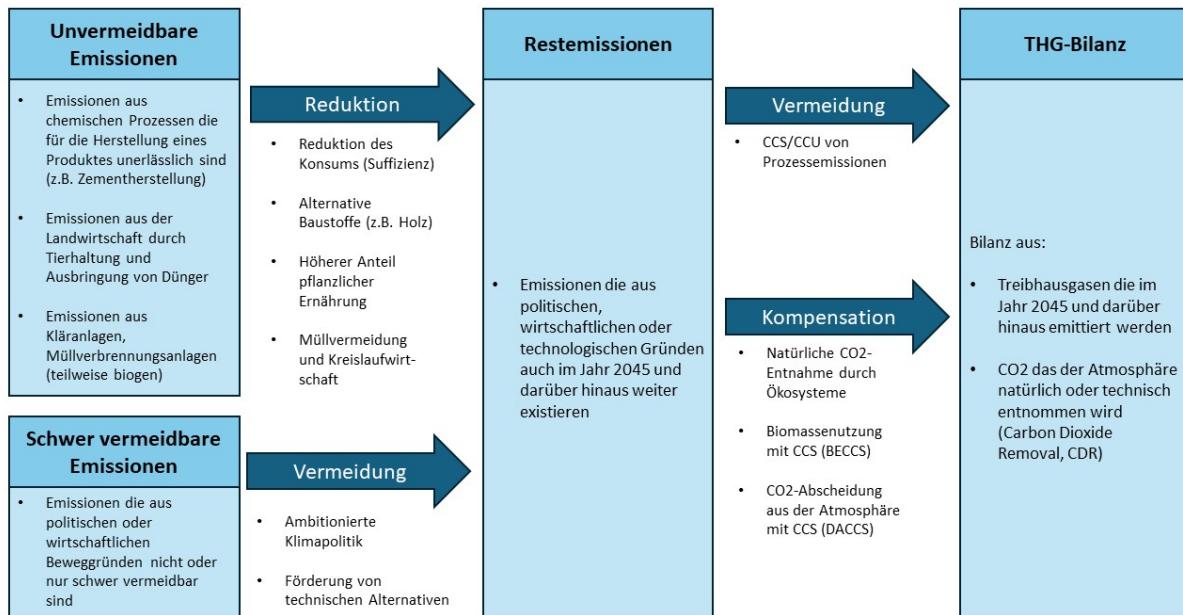


Abbildung 2.: Übersicht zu nicht- und schwer vermeidbaren Emissionen

Diese Unterscheidung der Begriffe ermöglicht ein klare politische Debatte über die verschiedenen Teilespekte einer Carbon-Management-Strategie. Akzeptanzfragen fokussieren sich dann auf einzelne Maßnahmen und nicht auf die gesamte Strategie zur Vermeidung und Kompensation von CO₂. Denn Emissionen die in Klimaschutzszenarien als leicht vermeidbar berücksichtigt werden, können auf politischer Ebene durchaus schwer vermeidbar sein und umgekehrt. Zudem können Faktoren zur Reduktion von Restemissionen sichtbar gemacht werden, die bisher kaum Teil der Diskussion um eine Carbon-Management-Strategie sind (Suffizienz, Verhaltensänderung, alternative Bauweisen).

2.2. Anwendungsfelder für CCS

Bisher findet CCS vor allem in der Aufbereitung von Erdgas Anwendung [30]. Daneben bietet sich CCS bei großen CO₂-Punktquellen aus der Verbrennung fossiler Energieträger an, da hier nennenswerte Mengen abgeschieden werden können. Aus diesem Grund verortet der IPCC die Anwendung von CCS zur CO₂-Vermeidung ausschließlich in den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie [62]. Zudem wird darauf hingewiesen, dass es sich um die teuerste Minderungsoption handelt. Da in den Sektoren Gebäude und Verkehr keine Punktquellen vorliegen, sind sie für CCS nicht relevant¹. In diesen Sektoren kann vor allem durch eine weitgehende Elektrifizierung und durch Suffizienz und Effizienzgewinne eine Minderung der Emissionen erzielt werden [62]. Auch in der Landwirtschaft gibt es keine nennenswerten Punktquellen von CO₂. Hier lassen sich Emissionen vor allem durch die Reduktion der Düngereinbringung und geringere Tierbestände senken [76]. In der Abfallwirtschaft ist die thermische Abfallbehandlung relevant für CCS. Dabei wird durch die Verbrennung von Abfällen Energie gewonnen, weshalb die Bilanzierung im Energiesektor erfolgt.

Somit sind ausschließlich die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie für die CO₂-Abscheidung aus Punktquellen geeignet. Dennoch gilt es zu beachten, dass durch abgeschiedenes CO₂ produzierte Produkte in anderen Sektoren zur Anwendung kommen können (CCU). Somit muss eine Carbon-Management-Strategie über die CO₂-Abscheidung hinaus den gesamten Kohlenstoffkreislauf von Scope 1, 2 und 3 Emissionen betrachten. Im Folgenden werden die Sektoren Energie und Industrie auf Anwendungsfelder für CCS und mögliche Alternativen hin untersucht.

2.2.1. Energiewirtschaft

Der Sektor Energiewirtschaft beinhaltet die Stromproduktion und die Erzeugung von Wärme für Fernwärmenetze. Durch die Elektrifizierung anderer Sektoren verdoppelt sich der Strombedarf in den nächsten 2 Jahrzehnten voraussichtlich auf 900 - 1100 TWh und der Fernwärmebedarf erhöht sich auf etwa 160 TWh [1,6,13]. Während der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromproduktion heute schon über 50 % beträgt, wird Wärme noch vorwiegend auf Basis fossiler Energieträger erzeugt (siehe Abbildung 3).

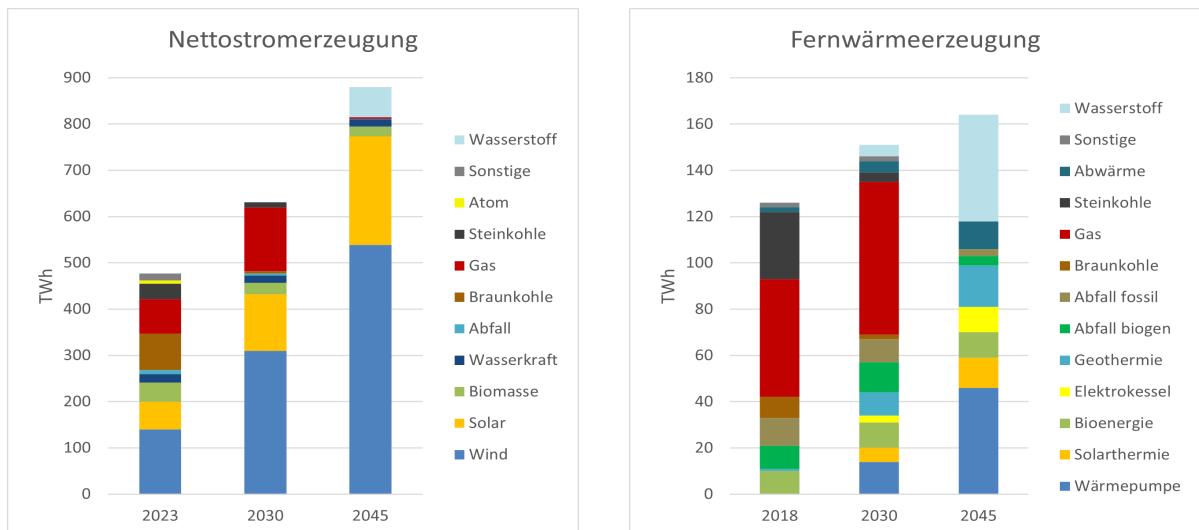


Abbildung 3.: Von DENA und Agora prognostizierte Entwicklung der Strom- [13] und Wärmeerzeugung [1] im Sektor Energiewirtschaft nach Energieträgern.

¹ Abgasströme aus PKW oder individuellen Heizungssystemen sind zu klein, um für eine CO₂-Abscheidung in Frage zu kommen

In Zukunft wird der Strom in Deutschland fast ausschließlich durch Erneuerbare Energien produziert [1,6,13]. Nur ein kleiner Anteil wird durch flexibel einsetzbaren Wasserstoff generiert. Die Erzeugung von Fernwärme wird zukünftig durch einen breiten Energieträgermix aus Strom, Abfall, Wasserstoff² und Erneuerbaren Energien wie Solar- und Geothermie erreicht. Der Einsatz von Biomasse wird in verschiedenen Studien unterschiedlich verortet. Im Allgemeinen wird aber eine Verlagerung von der Stromproduktion zur Fern- oder Prozesswärmeproduktion angenommen [1,6,13].

Aus den zukünftig verwendeten Energieträgern im Sektor Energiewirtschaft ergeben sich prinzipiell Anwendungsmöglichkeiten für CCS in Deutschland bei Gaskraftwerken, Müllverbrennungsanlagen und Biomassekraftwerken.

Bei Gaskraftwerken könnte CCS übergangsweise die Emissionen reduzieren, sofern die Kraftwerksstandorte an ein CO₂-Speichernetz angeschlossen wären. Aufgrund der maximalen Abscheidungsrate von 80 - 90 % wäre das Kraftwerk - anders als bei einem Betrieb mit grünem Wasserstoff - nicht klimaneutral. Daher kann bei der Stromproduktion mit Gaskraftwerken in keinem Fall von unvermeidbaren Emissionen gesprochen werden. Es besteht zudem die Gefahr, dass die Investition in CO₂-Abscheidungsanlagen zu einem Lock-In fossiler Gasinfrastruktur führt. So könnte der im Entwurf der CMS langfristig geplante Umstieg der Gaskraftwerke auf grünen Wasserstoff [7] verzögert werden. Bei einer übergangsweisen Nutzung von Erdgas mit CCS besteht zudem das Risiko von gestrandeten Investitionen. Bei der Bewertung von Aufwand und Nutzen von CCS gilt es zu berücksichtigen, dass in Zukunft zwar der Bedarf an Gaskraftwerken laut Agora/BDI [1,6] auf eine installierte Leistung von 70 - 90 GW steigt. Jedoch wird Gas vor allem die fluktuiierenden Erneuerbaren ausgleichen, sodass die Anzahl der Vollaststunden auf etwa 2000 - 3600 h im Jahr 2030 und bis zum Jahr 2045 auf 670 - 1080 h sinken werden [1,6]. Zudem würde eine sukzessive Beimischung von Wasserstoff in das Brennstoffgemisch eine Reduktion des CO₂-Anteils im Abgas zur Folge haben, was die Kosten pro abgeschiedener Tonne wesentlich erhöht [40]. Somit stellt sich die Frage, ob die Investitionskosten für CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung bei einer solch begrenzten Nutzung gerechtfertigt sind. Eine nicht kontinuierliche CO₂-Abscheidung erschwert zudem die Aufrechterhaltung eines einheitlichen Drucks in der nachgelagerten Transport- und Speicherungsinfrastruktur [49]. Die relativ geringen Abscheidungsmengen profitieren so auch nicht von den Skaleneffekten beim Transport, was die Kosten weiter erhöht.

Emissionen aus der Müllverbrennung lassen sich nicht vollständig vermeiden, da die Verbrennung von Abfall auch innerhalb einer Kreislaufwirtschaft ein wichtiger Prozess der Schadstoffvernichtung ist [25]. Jedoch werden heutzutage auch Abfälle verbrannt, die ungefährlich sind und einer stofflichen oder chemischen Verwertung (Recycling) zugeführt werden könnten. So ließen sich die Abfallmengen zur thermischen Verwertung alleine durch eine konsequente Durchsetzung von bestehenden Gesetzen um ca. 21 % senken [12] (vor allem Getrenntfassung von Bioabfall und Recycling von Gewerbeabfällen). Durch den aktiven Aufbau einer weitgehenden Kreislaufwirtschaft könnten dem Abfallinput für Verbrennungsanlagen sogar bis zu 36 % entzogen werden. Die unvermeidbaren CO₂-Emissionen lassen sich also deutlich reduzieren. Zudem weist eine Studie von Zero Waste Europe auf sehr niedrige CO₂-Vermeidungskosten durch eine verbesserte Mülltrennung und -sortierung von 2 - 20 €/t CO₂ hin [26]. Dagegen schätzen sie die Vermeidungskosten von CCS bei Müllverbrennungsanlagen auf 130 - 150 €/t CO₂. So zeigt das Beispiel Müllverbrennungsanlagen, dass die Reduktion von Restemissionen möglich und dabei oft klimaschonender, material- und kosteneffizienter ist, als die Vermeidung von CO₂ durch CCS. Das betont die Notwendigkeit, als unvermeidbar geltende Emissionen zunächst auf alternative Reduktionsmöglichkeiten hin zu untersuchen, bevor CCS als Lösungsansatz für die gesamten Emissionen in Betracht gezogen wird.

²Ergänzend zu Wasserstoff kommt in manchen Studien grünes Methan (Biogas oder E-Gas) zur Anwendung. Dann wäre eine Abscheidung von biogenem CO₂ möglich.

2.2.2. Industrie

Im Sektor Industrie wurden im Jahr 2018 insgesamt 190 Mt CO₂-Äquivalente emittiert [1]. Zwei Drittel der Emissionen machten dabei allein die Branchen Chemie, Eisen & Stahl sowie Zement & Kalk aus (siehe Abb. 4). Von den Gesamtemissionen im Sektor Industrie resultieren wiederum zwei Drittel aus der Nutzung fossiler Brennstoffe zur Bereitstellung von Prozesswärme (energiebedingte Emissionen). Diese können durch eine strombasierte Bereitstellung von Niedrig- und Mitteltemperaturwärme und den Einsatz biogener Brennstoffe oder grünen Wasserstoffs für die Hochtemperaturwärme vermieden werden [1,6,13]. Somit gibt es grüne Alternativen zum Einsatz von CCS in Kombination mit energetisch genutzten Gasen in der Industrie (Erdgas mit CCS oder blauer Wasserstoff). In diesem Kontext kann also nicht von unvermeidbaren Emissionen gesprochen werden.

Das andere Drittel sind direkte Emissionen aus angewandten Prozessen (prozessbedingte Emissionen). Um diese zu senken muss die Produktion auf CO₂-freie Prozesse umgestellt werden wo immer möglich (Vgl. Tabelle 1). Aufgrund langer Investitionszyklen in der Industrie rät der Bund deutscher Industrie (BDI) bereits heute von neuen Investitionen in fossile Infrastruktur ab [6]. Neben der Umstellung der Prozesse können Produktionsvolumen durch langlebigere Produkte und erhöhte Recyclingquoten gesenkt werden. In einigen Prozessen könnte CCS zur Reduktion von Prozessemisionen beitragen. Daher folgt eine spezifische Untersuchung einzelner Industriebranchen.

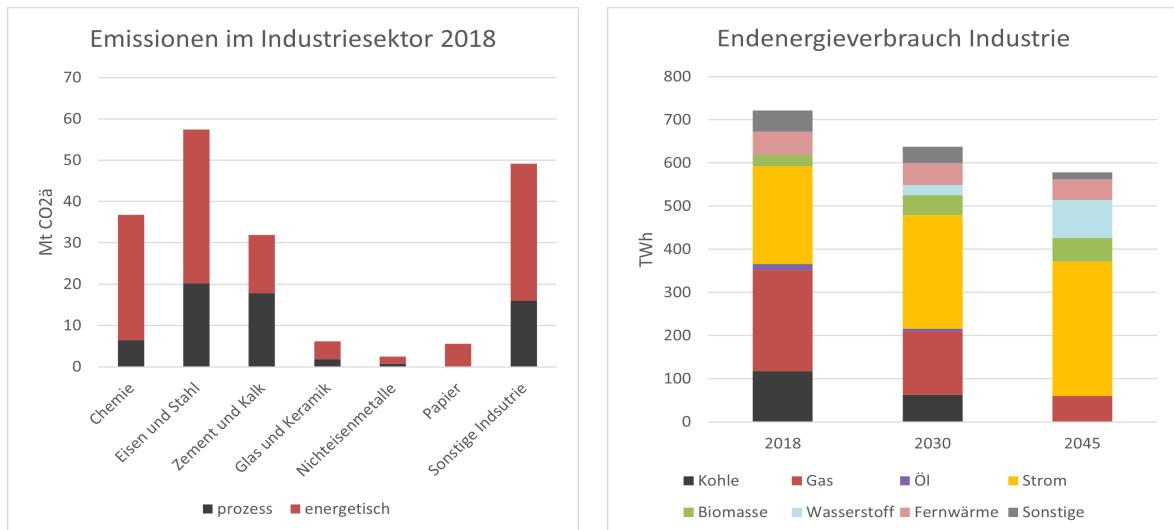


Abbildung 4.: Emissionen und von DENA prognostizierter Endenergieverbrauch im Industriesektor nach Energieträger [13]

Stahlindustrie

Zur Produktion von Primärstahl wird in Deutschland aktuell die Hochofenroute genutzt. Dabei wird Koks eingesetzt, um Eisenerz zu Roheisen zu reduzieren. Als Reduktionsprodukte entstehen CO₂ und CO, welches durch energetische Nutzung später ebenfalls als CO₂ emittiert wird. Zudem wird Sekundärstahl (Ausgangsstoff ist Stahlschrott) mithilfe von Elektrolichtbogenöfen hergestellt.

Anfang der 2010er Jahre wurde davon ausgegangen, dass die Emissionen in der Stahlindustrie nur durch die CCS-Technologie reduziert werden können [54]. Durch technologischen Fortschritt hat sich dies jedoch inzwischen geändert. Eisenerz lässt sich mithilfe von Wasserstoff direkt zu

Branche	Referenz-Prozess	CO ₂ -arme Technologie	CO ₂ -Reduktion durch CCS
Stahl	Hochofenroute (Koks)	Direktreduktion mit grünem Wasserstoff und anschließendes Einschmelzen zsm. mit Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen	Direktreduktion mit Erdgas und CCS übergangsweise möglich, jedoch Gefahr für Lock-In
Zement	Kalzinierung von Kalkstein	Prozesswärme durch Biomasse, Strom, Wasserstoff möglich Prozessemisionen: Vollständige Vermeidung aktuell noch nicht möglich, jedoch Reduktion durch alternative Bindemittel und geringerer Klinkeranteil	Weitgehende Emissionsvermeidung nur durch CCS
	Neues Verfahren: Elektrolichtbogenofen	Herstellung von Zementklinker durch Altzement im Elektrostahlverfahren	CCS nicht notwendig
Chemie	Ammoniaksynthese	Grüner Wasserstoff und biogenes CO ₂ ersetzen fossile Ausgangsstoffe	Blauer Wasserstoff möglich, jedoch Gefahr für Lock-In
	Petrochemie (Kunststoffe und Kraftstoffe)	Grüne Ausgangsstoffe und Elektrifizierung von Steamcrackern	Blauer Wasserstoff möglich, jedoch Gefahr für Lock-In

Tabelle 1.: Ausgewählte Industrieprozesse der Grundstoffchemie und Möglichkeiten zur CO₂-Reduktion durch alternative Prozesse oder CCS-Anwendung [13,16,71]

Eisenschwamm reduzieren [71]. Als Oxidationsprodukt entsteht hierbei lediglich Wasser. Der Eisenschwamm kann anschließend in Elektrolichtbogenöfen (ggf. zusammen mit Schrott) zu Rohstahl geschmolzen werden. Wird für die Reduktion ausschließlich grüner Wasserstoff genutzt, ist eine CO₂-Reduktion von 97 % möglich [71]. Damit liegt das CO₂-Reduktionspotenzial höher als die CO₂-Abscheidungsraten von CCS. Die Produktion von grünem, direkt reduziertem Stahl steht vor Herausforderungen wie hohem Investitionsbedarf und der Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs und Stahlschrotts [80]. Dennoch zeigt das Beispiel der Stahlindustrie, dass manche Branchen, für die CCS vor kurzem noch als einzige Vermeidungsoption galten, einige Jahre später bereits über ökonomisch und ökologisch bessere Alternativen verfügen.

Kalk- und Zementindustrie

In der Kalk- und Zementproduktion entstehen sowohl prozessbedingte Emissionen (etwa 2/3), als auch energiebedingte Emissionen (etwa 1/3) [13]. Heute genutzte fossile und alternative Brennstoffe ließen sich zukünftig durch Biomasse und grüne Gase ersetzen. Die Prozessemisionen der aktuellen Zement- (und Kalk-) herstellung gelten heutzutage noch als unvermeidbar. Hier wird CO₂ bei der Verarbeitung (Kalzinierung unter hoher Wärmezufuhr) von Kalkstein zu Zementklinker frei. Der Zementklinker dient als Bindemittel von Zement. Somit geht ein Großteil heutiger Klimaneutralitätsstudien davon aus, dass eine emissionsarme Zementproduktion mittelfristig nur durch CCS möglich ist [1,6,13].

Die Höhe der Prozessemisionen lässt sich durch die Absenkung des Klinkeranteils (heute durchschnittlich 71 %) und die Verwendung alternativer Bindemittel spürbar reduzieren. So könnten weltweit bis zu 44 % (1,3 Gt CO₂-äq) der Emissionen aus der Zementherstellung allein durch die Nutzung alternativer Bindemittel vermieden werden [72]. Da ein großer Teil des Potenzials dabei auf fossilen Bindemitteln (Koks, Hochofenschlacke) beruht, lässt sich das durch den beschlossenen Kohleausstieg jedoch nicht direkt auf Deutschland übertragen. Dagegen bieten End-of-Life Bindemittel (Bauabfälle) großes Potenzial in Europa, da hier ein großer Teil

der Bausubstanz vergleichsweise alt ist. Zusätzlich kann durch den effizienteren Einsatz von konventionellen Baumaterialien und den vermehrten Einsatz von alternativen Baumaterialien wie (nachhaltigem) Holz zusätzlich der Bedarf an Beton und somit Zement reduziert werden.

An alternativen Prozessen der Klinkerherstellung wird bereits geforscht. So lässt sich in der Stahlproduktion aus Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen der hinzugegebene Kalk durch Altzement aus Bauabfällen ersetzen (Patent eingereicht 2023, [15]). Der Altzement wird dabei zu Schlacke gebrannt. Wird diese nach Abkühlung gemahlen, entsteht ein herkömmlicher Portland-Zementklinker. Da der Altzement bereits kalziniert wurde, entstehen bei diesem Verfahren keine Prozessemisionen. Bei vollständigem Einsatz grünen Stroms kann so emissionsfreier, strombasierter Recyclingzement (und Recyclingstahl) auf Basis von Bauabfällen hergestellt werden. Im Gegensatz zum Einsatz von CCS gehen erste Potenzialanalysen von ähnlichen Produktionskosten im Vergleich zur heutigen Klinkerproduktion aus [16]. Bei den weltweit erwartbaren Elektrolichtbogenöfen im Jahr 2050 ließen sich durch die Koproduktion von Recyclingzement bis zu 2 Gt CO₂-Emissionen eines Business-as-Usual Szenarios der bis dahin erwarteten Baubranche reduzieren [16]. Bei einem zusätzlichen Zubau von Elektrostahlwerken mit Fokus auf die Zementklinkerproduktion ist sogar eine Reduktion von 3 Gt möglich, was 80 % der sektorspezifischen Emissionen eines Business-as-Usual Szenarios entspräche. Auch wenn die Forschung hier noch am Anfang steht, lässt sich bereits erahnen, dass alternative Produktionsprozesse in Kombination einer weitgehenden Kreislaufwirtschaft (hier in Bezug auf Bauabfälle), einem effizienteren Einsatz von Beton und der Nutzung nachhaltiger Baustoffen den Bedarf an CCS in der Zementbranche deutlich reduzieren könnten.

Chemieindustrie

In der Chemieindustrie werden große Mengen an Strom, Wärme und Wasserdampf benötigt. Heutzutage wird ein großer Teil davon aus erdgasbetriebenen KWK-Anlagen gewonnen [71]. Diese lassen sich in Zukunft durch Power-to-Heat Anlagen ersetzen [6,13].

Besonders energie- und emissionsreiche Branchen in der Grundstoffchemie in Deutschland sind die Petrochemie und die Ammoniaksynthese [71]. Letztere bildet den Anfang der Düngerwertschöpfungskette und benötigt große Mengen an Wasserstoff. Dieser wird heutzutage noch aus Erdgas gewonnen, ließe sich mittelfristig jedoch durch elektrolysebasierten Wasserstoff ersetzen. Zusätzlich zu Ammoniak benötigt die Düngerproduktion auch CO₂. Dieser müsste für eine THG-neutrale Dünnergernutzung aus der Biomassenutzung oder der Atmosphäre stammen (BECCU/DACCU).

Auch in der Petrochemie müssen fossil basierte Kohlenstoffe in Zukunft durch grüne Ausgangsstoffe ersetzt werden. Diese werden heutzutage in Raffinerien aus Erdöl gewonnen. Das langkettige Naphtha wird dann in sogenannten Steamcrackern in kurzkettige Kohlenwasserstoffe aufgespalten [71]. Diese können - unter Zugabe von Dampf und Wärme - zu verschiedenen Kunststoffen weiterverarbeitet werden. Um den Bedarf an fossilen Kohlenwasserstoffen zu reduzieren, muss zunächst der Kohlenstoffkreislauf durch Erhöhung der mechanischen- und chemischen Recyclingquoten verbessert werden. Zusätzlich benötigte Kohlenwasserstoffe (Naphtha, Methanol) können aus grünem Wasserstoff und biogenem CO₂ erzeugt werden (BECCU/DACCU) [13,71]. Steamcracker lassen sich zudem elektrifizieren [6]. Alternativ lässt sich auch Bionaphtha aus Biomasse gewinnen. Aufgrund der hohen Bedarfe an grünen Ausgangsstoffen für die Petrochemie wird in Studien vielfach davon ausgegangen, dass diese zusätzlich importiert werden müssen.

Sonstige Industrie

Die sonstige Industrie kann durch den Wechsel auf grüne Energieträger größtenteils klimaneutral werden. Zudem können kleinere Quellen von Prozessemisionen (z.B. aus Glas- oder Aluminiumproduktion) durch Prozessumstellungen vermieden werden [13]. Die Anwendung von CCS hängt hier vor allem davon ab, ob eine wirtschaftlich tragbare Wasserstoff-Infrastruktur rechtzeitig zur Verfügung steht oder nicht. Zusätzlich kann die CO₂-Abscheidung dann attraktiv sein, wenn Biomasse als Energieträger zum Einsatz kommt. Hier könnte abgeschiedenes CO₂ als biogener Rohstoff (CCU) oder zur Erzielung von negativen Emissionen (CCS) genutzt werden.

2.3. Benötigte Infrastruktur in Deutschland

Für die Umsetzung einer Carbon-Management-Strategie mit Fokus auf CCS braucht es in Deutschland den Neubau der gesamten CCS-Prozesskette. Dazu gehören Abscheidungsanlagen an relevanten Punktquellen, der Aufbau einer Transportinfrastruktur inkl. Zwischenspeichern und die Erschließung von geologischen Untergrund-Speicherstätten. Die Etablierung einer solchen CCS-Prozesskette kann Jahrzehnte dauern. Eine optimistische Annahme der Lobbyvereinigung CCS-Institute geht bei einem reibungslosen Ablauf von Planung, Genehmigung, Finanzierung und Umsetzung von mindestens 9 Jahren bis zur Inbetriebnahme von CCS-Projekten aus [81]. Die Erfahrungen vergangener und aktueller Projekte zeigen jedoch, dass es bei vielen CCS-Projekten zu Verzögerungen oder Abbruch der Projekte kommt.

CO₂-Abscheidungsanlagen sind bereits heute kommerziell verfügbar. Besonders ausgereift und breit anwendbar sind aminbasierte Post-Combustion Verfahren (vgl. Kapitel 3.1), welche bereits seit Jahrzehnten in der fossilen Gasverarbeitung genutzt werden. Erste Pilotanlagen mit diesem Verfahren sind in Deutschland geplant (z.B. CEMEX, Rüdersdorf). Außerdem gelten Oxyfuel-Combustion Verfahren für bestimmte Anwendungen als vielversprechend, da sie eine hohe CO₂-Konzentration des Abgasstroms ermöglichen. Sie wurden allerdings noch nicht in großen industriellen Anwendungen eingesetzt. Aufgrund der regionalen Verteilung der Industrieanlagen (insb. Zementwerken) wären Abscheidungsanlagen im gesamten Bundesgebiet verteilt. Das abgeschiedene CO₂ wird solange noch kein Pipelinennetz existiert zunächst per LKW und Schiene an die Nordseeküste transportiert werden. Dort braucht es CO₂-Terminals, die - ähnlich zu LNG-Terminals - eine Verladung auf Tanker ermöglichen. Diese können das CO₂ dann zu den vorgesehenen Speicherstätten in der Nordsee transportieren. Weltweit gibt es bisher noch keine CO₂-Terminals oder Schiffe, die CO₂ in Mengen transportieren können, die für CCS notwendig wären. Langfristig bieten Pipelines das größte und kostengünstigste Transportpotenzial. Dabei gilt es zu beachten, dass perspektivisch auch andere europäische Länder eine Speicherung von CO₂ in der Nordsee anstreben. Somit würde Deutschland zum Transitland.

In Deutschland sind bereits mehrere CO₂-Pipelinenetze in Planung. Dies umfasst ein innerdeutsches Startnetz, das bis 2028 CO₂-Cluster in Nordrhein-Westfalen (NRW) und Mitteldeutschland mit Wilhelmshaven verbinden soll. Ausbau Routen sollen später weitere Teile Deutschlands erschließen. Zudem ist eine Pipeline von Wilhelmshaven nach Norwegen und eine Pipeline von NRW nach Rotterdam geplant. Bei letzterer wurde kürzlich eine Verzögerung um mindestens 6 Jahre öffentlich, sodass eine Inbetriebnahme frühestens 2032 statt wie geplant bereits 2026 erfolgt. Aufgrund der sehr schlechten Erfolgsbilanz von bisherigen CCS-Projekten ist auch mit ähnlichen Verzögerungen bei anderen Projekten zu rechnen (Vgl. Abschnitt 4.5). Um einen konstanten Druck in den Pipelines zu gewährleisten, braucht es zudem CO₂-Zwischenspeicher, die in Konkurrenz mit anderen Nutzungen (z.B. Wasserstoff) stehen werden.

Eine onshore-CO₂-Speicherung ist aufgrund gesellschaftlicher Vorbehalte in Deutschland nicht absehbar. In der ausschließlichen deutschen Wirtschaftszone der Nordsee gibt es verschiedene Gesteinsformationen, die für eine Speicherung geeignet scheinen. Es ist unklar wie groß die genauen Potenziale dieser Speicherstätten sind. Schätzungen belaufen sich auf 1 - 6 Gt [79]. Dabei wurden jedoch auch Formationen berücksichtigt, die durch Naturschutzgebiete geschützt sind. Zudem wird betont, dass es sich um Maximalwerte handelt, die bei weiteren Erkundungen entsprechend nach unten angepasst werden müssen (Vgl. Abschnitt 6.3). Bei den untersuchten potentiellen Speicherstätten handelt es sich um saline Formationen ohne bestehende Infrastruktur wie Ölplattformen. Bevor hier CO₂ eingelagert werden kann, braucht es langwierige Prozesse der Erkundung, Planung, Genehmigung und Umsetzung. Dies lässt eine großskalige Nutzung dieser Speicherstätten erst ab den 2040ern als realistisch erscheinen.

3. Technologische Potentialanalyse verschiedener CCS-Technologien und den entsprechenden Reifegraden

CCS ist keine neue Technologie, sondern wird bereits seit Jahrzehnten in der Öl- und Gasindustrie eingesetzt. CO₂ wird dabei vor allem aus gefördertem Erdgas abgeschieden, um die Reinheit zu erhöhen. Das abgeschiedene CO₂ wird dann meist in Ölfelder injiziert, um die Fördermengen zu erhöhen (Enhanced Oil Recovery, EOR). In einigen Fällen wird auch CO₂ aus natürlichen unterirdischen Quellen abgepumpt, um die Förderung in nahegelegenen Ölfeldern zu erhöhen. Nach der Öl- und Gasförderung entweicht das CO₂ dann wieder aus dem Bohrloch, so dass hierdurch zusätzliche Emissionen entstehen - und die Technologie somit nicht als Klimaschutztechnologie genutzt wird.

Forschung	Entwicklung	Demonstration
1. Theoretisches Prinzip formuliert	4. Technologie in Laborumgebung erfolgreich	7. Erste Pilotanlage
2. System und Anwendung definiert	5. Technologie in relevanter Umgebung erfolgreich	8. Demonstrationsanlage zeigt kommerzielle Machbarkeit
3. Erste experimentelle Belege	6. Gesamtsystem in relevanter Umgebung erfolgreich	9. Kommerzieller Einsatz

Tabelle 2.: Technical Readiness Level Skala

Aufgrund dieser Erfahrungen werden CCS-Technologien in der Literatur oft mit einem hohen Reifegrad angegeben. Die Bewertung des Reifegrads einer Technologie erfolgt dabei anhand des Technology-Readiness-Levels (TRL). Die Skala reicht von 1 - 9, wobei eine höhere Zahl für mehr Erfahrung und somit einen höheren Reifegrad entspricht (siehe Tabelle 2). Trotz dieser Erfahrung scheiterten in der Vergangenheit jedoch 88% aller ehemaligen globalen CCS-Projekte [41], meist auf Grund von technischen oder ökonomischen Problemen (Vgl. Kapitel 3.4).

3.1. CO₂-Abscheidung

Die Abscheidung von CO₂ ist der energieintensivste Schritt in der CCS-Prozesskette und macht einen Großteil der Gesamtkosten von CCS aus [17]. Die Abscheidung kann aus Punktquellen oder direkt aus der Atmosphäre erfolgen. Die CO₂-Konzentration aus Abgasströmen von fossilen Kraftwerken liegt in der Regel bei 3 - 4 %. Bei Zement- und Stahlwerken liegt sie dagegen mit 15 - 30 % deutlich höher [40]. In der Gasverarbeitung fallen CO₂-Konzentrationen von 4 - 70 % (üblicherweise > 20 %) und in der chemischen Industrie (Ethanol) von über 95 % an [67]. In der Atmosphäre kommt CO₂ lediglich in einer Konzentration von 0,04 % (420 ppm) vor. Im Grundsatz gilt die Regel: Je höher die CO₂-Konzentration, desto geringer die Kosten für die Abscheidung [42].

Zur Abscheidung von CO₂ gibt es im wesentlichen zwei etablierte Prozesse: Die Absorption (Aufnahme von CO₂ durch ein Fluid) und die Adsorption (Anlagerung von CO₂ an der Oberfläche eines festen Stoffes). Weitere Verfahren wie Membrantrennung, kryogene Destillation etc. sind entweder nur in Nischen relevant oder befinden sich noch im Stadium der Forschung und Entwicklung, sodass Aussagen über zukünftige Anwendungen schwer zu treffen sind [40].

3.1.1. Abscheidung aus Punktquellen

Für die Abscheidung von CO₂ aus Punktquellen (Übersicht in Tabelle 3) gibt es im Wesentlichen drei mögliche Verfahren.:

1. Post-Combustion Capture

2. Oxyfuel-Combustion Capture

3. Pre-Combustion Capture

Das simpelste der drei Verfahren ist das **Post-Combustion** Verfahren, da bestehende Verbrennungsanlagen nachgerüstet werden können³. Dabei ist die CO₂-Abscheidung durch Absorption am weitesten verbreitet. Das Rauchgas wird mit einer Aminlösung in Verbindung gebracht, welche das CO₂ absorbiert. Durch Erhitzung der gesättigten Amine (100-140°C) geben diese das CO₂ in konzentrierter Form ab und können anschließend wiederverwendet werden. Ein oft genutzter Absorber ist Monoethanolamin (MEA), der Energiebedarf zur Regeneration liegt hier bei 1 - 1,2 MWh/t CO₂ (Bei einer CO₂-Konzentration im Rauchgas von 10 - 15 %) [40]. An alternativen Absorbern wird geforscht, geringere Energiebedarfe für die Regeneration gehen jedoch meist mit höheren Kosten der Amine und einer kürzeren Lebensdauer einher. [40,45]

Für die Adsorption werden feste Stoffe wie bspw. Zeolithe verwendet, an deren Oberfläche sich das CO₂ anlagert. Anschließend kann durch eine Temperaturerhöhung (temperature swing adsorption) oder eine Druckänderung (pressure swing adsorption / vacuum swing adsorption) das CO₂ wieder abgespalten und der Adsorber regeneriert werden. Der Vorteil ist, dass Adsorber in der Regel ungefährlicher sind als Absorberlösungen, die dazu neigen sich zu zersetzen und giftige Verbindungen zu bilden [40].

Ein relativ neues Post-Combustion Verfahren ist das Calcium-Looping (CaL). Das CO₂ reagiert mit Calciumoxid (CaO) zu Calciumcarbonat (CaCO₃). Anschließend kommt es zur Kalzinierung unter Verwendung von reinem Sauerstoff, um möglichst reines CO₂ zu erhalten. Ein Vorteil von CaL ist, dass der Sorbent Kalkstein sehr günstig und ungefährlich ist. Nachteilig ist jedoch, dass die Wiederverwendung nur bedingt möglich ist und daher immer zusätzlich frischer Kalkstein benötigt wird [40].

Beim **Oxyfuel-Combustion** Verfahren wird der Brennstoff unter Zugabe reinen Sauerstoffs verbrannt. Hierzu wird der Sauerstoff zuvor in einer Luftzerlegungseinheit von den anderen Luftbestandteilen separiert. Das Rauchgas einer Verbrennung unter reiner Sauerstoffatmosphäre enthält fast nur CO₂ und Wasserdampf, sodass die CO₂-Abscheidung durch eine Wasserkondensation realisiert werden kann. Durch die veränderten thermischen Parameter muss individuell geprüft werden, ob die Nachrüstung an einer bestehenden Anlage möglich ist. Der Großteil der Abscheidungskosten entsteht durch die Luftzerlegungseinheit, welche den reinen Sauerstoff bereitstellt. Es gibt zum heutigen Zeitpunkt zwar in Planung befindliche, aber keine operierenden Oxyfuel-Kraftwerke. [40,60]

Eine Kombination aus beiden zuvor genannten Varianten ist das **Pre-Combustion** Verfahren. Es ist die effizienteste und gleichzeitig komplizierteste Variante zur CO₂-Abscheidung. Analog zur Oxyfuel-Methode wird zunächst Sauerstoff separiert. Anschließend wird der Sauerstoff zusammen mit Wasserdampf und einem beliebigen Brennstoff vergast. Das entstehende Syngas besteht aus Kohlendioxid (CO₂), Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂). Das im Syngas enthaltende CO reagiert in einer anschließenden Wasser-Gas-Shiftreaktion zusammen mit Wasserdampf zu CO₂ und H₂. So wird eine besonders hohe CO₂-Konzentration im entstehenden Gasgemisch erreicht. Anschließend kommt es analog zum Post-Combustion Verfahren zu einer Abscheidung des CO₂ durch eine Aminwäsche. Der zusätzlich entstandene Wasserstoff kann einer weiteren Nutzung zugeführt werden. [40,45]

³CO₂-Abscheidungsanlagen haben einen hohen Flächenbedarf. Daher ist in jedem Anwendungsfall zu prüfen, ob eine Nachrüstung auch logistisch möglich ist. Hinzu kommt, dass bei einer Nachrüstung in den meisten Fällen die Strom-, Wärme-, Personal- und Flächennutzung nicht mit der restlichen Industrieanlage optimiert ist, so dass dies die Kosten zusätzlich erhöht.

Verfahren	Sektor	Konkrete Anwendung	TRL
Pre-Combustion			
Absorption (Aminwäsche)	Energiewirtschaft	Kohlekraftwerke	6
Absorption (Aminwäsche)	Gasreformierung	blauer Wasserstoff	8
Adsorption	Energiewirtschaft	Kohlekraftwerke	6–7
Membran	Energiewirtschaft	Kohlekraftwerke	4–6
Oxyfuel-Combustion			
Full Oxyfuel	Energiewirtschaft	Kohlekraftwerke	7
Full Oxyfuel water cycle	Energiewirtschaft	Gaskraftwerke	4
Full Oxy-Fuel	Industrie	Stahl	6–7
Partial Oxy-Fuel	Industrie	Zement	6
Post-Combustion			
Absorption (Aminwäsche)	Energiewirtschaft	fossile Kraftwerke	9
Adsorption	Energiewirtschaft	fossile Kraftwerke	6–7
Absorption (Aminwäsche)	Industrie	Stahl	9
Andere	Industrie	-	6
Absorption (Aminwäsche)	Industrie	Zement	6
Calcium Looping	Industrie	Raffinerie, Zement	6
Absorption (Aminwäsche)	chemische Industrie	Ethanol	9
Absorption (Aminwäsche)	chemische Industrie	Blauer Wasserstoff	9

Tabelle 3.: Übersicht zur aktuellen Kategorisierung gängiger Technologie- und Anwendungsbereiche verschiedener CCS-Verfahren. Quellen: [8,17,24,40]

3.1.2. Abscheidung aus der Atmosphäre

Bei der Abscheidung von CO₂ direkt aus der Atmosphäre (DAC) wird Luft mithilfe von Ventilatoren zum Sorptionsmittel geleitet und dort ab- bzw. adsorbiert. Aufgrund der niedrigen CO₂-Konzentration in der Luft (0,4 %) ist der Energiebedarf bei DAC besonders hoch. Der Flächenbedarf ist im Vergleich zur Abscheidung an Punktquellen deutlich höher, jedoch insgesamt niedriger als bei BECCS.

Bei den **absorptionsbasierten Hochtemperatur-DAC-Verfahren** reagiert ein wässriges Sorptionsmittel, meist auf Hydroxidbasis (z.B. Kaliumhydroxid, KOH) mit dem CO₂ der Luft. Durch die Bindung des CO₂ entsteht Kaliumcarbonat (K₂CO₃). In einem sogenannten Pelletreaktor reagiert das K₂CO₃ unter Hinzugabe von Calciumhydroxid (Ca(OH)₂) wieder zum Sorptionsmittel Kaliumhydroxid und kann wiederverwendet werden. Zusätzlich entsteht Calciumcarbonat (CaCO₃) welches unter hoher Temperatur (900 – 1000 °C) kalziniert wird, um das CO₂ abzuscheiden. Das CO₂ kann nun komprimiert werden, während das Calciumoxid (CaO) mit Wasser gelöscht wird, um dann wieder zu Calciumhydroxid zu reagieren. Dieser Prozess kann beliebig oft und fortlaufend unter Einsatz von Wasser (zur Lösung), Wärme (für die Kalzinierung) und Strom (für die Komprimierung des CO₂) wiederholt werden. [45]

Bei den **adsorptionsbasierten Niedrigtemperatur-DAC-Verfahren** kommt ein festes Sorptionsmittel zum Einsatz (z.B. Granulat mit Aminverbindungen an der Oberfläche). Das CO₂ der angesaugten Umgebungsluft wird dabei an das Sorptionsmittel gebunden und anschließend in einer zweiten Phase, der Regeneration, wieder abgetrennt. Dafür wird das am Sorptionsmittel angelagerte CO₂ in einem Vakuum durch Wärme (ca. 100 °C) gelöst. Das abgeschiedene CO₂ kann anschließend komprimiert werden, während das regenerierte Sorptionsmittel wieder verwendet werden kann. Zusätzlich zum CO₂ wird der Luft dabei die Luftfeuchtigkeit entzogen und kondensiert, sodass als Nebenprodukt Wasser anfällt (Prognos, 2021). Adsorptionsbasierte

DAC-Verfahren haben den Vorteil, dass sie unter Verwendung von Wärmepumpen ausschließlich mit Strom versorgt werden müssten. Somit könnten sie theoretisch netzdienlich betrieben werden und nur dann CO₂ abscheiden, wenn ein Überschuss an erneuerbarem Strom vorhanden ist. [45]

3.2. CO₂-Transport

Beim Transport von Gasen kann bereits auf jahrzehntelange Erfahrung zurückgegriffen werden. Prinzipiell kann CO₂ per LKW, Zug, Schiff oder Pipeline transportiert werden (siehe Tabelle 4). Je nach Art des Transports können dadurch zusätzliche CO₂-Emissionen entstehen, die somit die Effizienz der CCS-Kette deutlich beeinträchtigen. Unabhängig von der Transportart muss das CO₂ zunächst aufbereitet (z.B. Wasserabscheidung) und verdichtet werden [45]. Während für den Transport von CO₂ per Pipeline eine Verdichtung von mindestens 74 - 100 bar nötig ist, wird das CO₂ für den Transport per LKW, Zug oder Schiff verflüssigt [40]. Spezifische Kosten für die Aufbereitung und Verdichtung hängen vor allem von der zu transportierenden Menge ab und liegen bei großen Punktquellen zwischen 10 - 25 € pro Tonne [42]. Bei Punktquellen mit niedrigen jährlichen Abscheidungsraten können die spezifischen Kosten deutlich höher liegen.

CO ₂ -Transportmittel	Technical Readiness Level
LKW	9
Zug	9
Schiff (< 1000 m ³)	9
Schiff (> 20.000 m ³)	6 – 7
Pipeline Onshore	9
Pipeline Offshore	7 – 8

Tabelle 4.: Technical Readiness Level verschiedener CO₂-Transportmöglichkeiten [4,42]

Während sich LKW und Zug vor allem für kürzere Transportwege und kleinere CO₂-Mengen eignen, ist man bei großen Mengen und langen Strecken auf Schiffe oder Pipelines angewiesen. Langfristig bietet die Etablierung einer CO₂-Pipeline ökonomisch, ökologisch und logistisch das größte Potenzial. Eine mögliche europäische CO₂-Infrastruktur würde ein mehrere tausend Kilometer langes Pipelinennetzwerk benötigen, welches entsprechende Jahrzehnte zur Genehmigung und Installation benötigt [55]. Aktuell ist der Transport von CO₂ über Ländergrenzen innerhalb der EU nicht erlaubt. Zudem gibt es bis heute keine Transportschiffe und Offshore Pipelines in einer Größenordnung, die für eine großskalige europäische CCS-Infrastruktur nötig wären.

3.3. CO₂-Speicherung

Unter der geologischen CO₂-Speicherung wird die dauerhafte unterirdische Einlagerung von CO₂ in dafür geeignete Gesteinsschichten verstanden. Prinzipiell kommen dabei drei verschiedene Speicheroptionen in Frage: leere Öl- und Gasfelder, saline Aquiferspeicher sowie die In-Situ-Mineralisierung [45]. Zum heutigen Zeitpunkt bezieht sich ein Großteil der Erfahrung aus der Einspeisung von CO₂ in geologische Speicher auf Enhanced Oil Recovery (EOR). Dabei wird fossiles CO₂ in bestehende Ölfelder injiziert, um die Fördermengen zu erhöhen. Hierbei steht aber nicht die dauerhafte CO₂-Speicherung im Fokus, weshalb es weniger Erfahrungen bzgl. des langfristigen Verbleibs bzw. der Dichtigkeit der Lagerstätten gibt. Eine besondere Herausforderung bei der geologischen Speicherung stellen die zahlreichen Bohrlöcher dar. Diese können die Dichtigkeit geologischer Speicher beeinträchtigen. Allein in der Nordsee existieren schätzungsweise 17.000 Altbohrungen, aus denen teilweise Methan entweicht [79]. Eine Speicherung muss aber über Jahrhunderte gewährleistet und während der gesamten Zeit kontrolliert werden. Neben Lekagen kann es zu unerwarteten Druckanstiegen kommen, welche zu einer deutlichen Reduktion der Einspeiserate führen. Zudem können die Druckanstiege geologische Störungen reaktivieren und Erdbeben auslösen [58]. Somit stellt die

CO₂-Speicherung die anspruchsvollste und risikoreichste Technologie in der CCS-Prozesskette dar.

Leere **Öl- und Gasfelder** bieten eine attraktive Speicherlösung, da sie bereits über lange Zeit ihre Undurchlässigkeit bewiesen haben. Zudem existieren zu diesen oft Monitorings und bereits bestehende Infrastrukturen lassen sich zur Einlagerung nutzen. Bis heute gibt es allerdings keine Erfahrung in der CO₂-Speicherung in leere Öl- und Gasfelder ohne EOR. Im Fall von EOR können keine Negativemissionen erzielt werden, da die Menge an gefördertem Kohlenstoff deutlich höher ist als die Menge an eingelagertem Kohlenstoff.

Als **saline Aquifere** werden poröse Gesteinsschichten wie z.B. Sandstein verstanden, die nach oben und unten durch undurchlässige Gesteinsformationen wie z.B. Schiefer abgegrenzt sind. Sie liegen meist in einer Tiefe von 800 – 2500 m und müssen ein abgeschlossenes Reservoir bilden, um für die langfristige Speicherung von CO₂ in Frage zu kommen. Das komprimierte CO₂ wird in eine wasserführende Schicht eingepresst, wo sich Blasen bilden (Kohlensäure). Das CO₂ sammelt sich zunächst oberhalb des Wassers, wird aber über die Zeit im Wasser gelöst. Durch die Anreicherung mit CO₂ wird die Dichte des Wassers erhöht. Somit soll das angereicherte Wasser nach unten absinken, wo es durch die undurchlässige Gesteinsschicht aufgehalten wird. Langfristig soll das kohlensäurehaltige Wasser mit dem Gestein reagieren und mineralisieren. Dieser Prozess dauert jedoch tausende von Jahren [58].

Bei der sogenannten **In-Situ-Mineralisierung** wird bereits in Wasser gelöstes CO₂ (Kohlensäure) in passende Gesteinsschichten verpresst (z.B. Basalt), wo es mineralisieren soll [45]. Weltweit gibt es derzeit nur ein einziges Projekt in Island, welches dieses Verfahren nutzt. Der zur Verpressung des CO₂ notwendige Druck hängt von der Größe und der bereits erreichten Füllmenge des Speichers ab. Meist ist der für den Transport notwendige Druck jedoch hoch genug, sodass der Energiebedarf für die Speicherung im Vergleich zur Abscheidung und dem Transport niedrig ist. Das Potenzial von CO₂-Speicherung in Basaltgestein wird als gering eingeschätzt, da Injektionsraten gering sind und ein Monitoring kaum möglich ist [42].

3.4. Exkurs - Geschichte des Scheiterns: Anspruch und Realität von CCS

Die Diskussion um das Potenzial und die Notwendigkeit von CCS wird bereits seit Jahrzehnten geführt. Fossile Unternehmen sahen in der Technologie die Rettung ihrer fossilen Geschäftsmodelle. Unklar blieb, inwiefern sie an einer Entwicklung von CCS wirklich genuines Interesse hatten - oder die Technologie primär als hypothetische Lösung (Feigenblatt) für die Zukunft ansahen, mit der sie weiterhin aktuelle Investitionen in den Abbau weiterer fossiler Ressourcen und Infrastruktur rechtfertigen konnten. So wurden viele der CCS-Pilotprojekte zwar mit staatlichen Fördergeldern gestartet, scheiterten dann aber oft auch an nicht ausreichender Bereitschaft von den Unternehmen weiteres risikobasiertes Kapital in die Weiterentwicklung zu investieren.[77]

Auch in der Wissenschaft wurde spätestens ab den Nullerjahren das Potenzial zur THG-Reduzierung betont [50]. Insbesondere die Verfügbarkeit einer zukünftig postulierten Technologie wie BECCS mit bilanziell negativen Emissionen erlaubte den mathematischen Modellen das Entwickeln von kostengünstigeren Klimaschutzszenarien. Die von den Modellen prognostizierte Skalierung und die tatsächliche Entwicklung von CCS liegen jedoch weit auseinander. Zielmarken zur CO₂-Abscheidung für das Jahr 2023 liegen etwa 20-mal höher als die tatsächlich erreichten 49 Mt/a (Vgl. [28] zu [11]). So lässt sich der Begriff des "verlorenen Jahrzehnts"[77] für CCS in den Nullerjahren fortschreiben, sodass heute von zwei verlorenen Jahrzehnten gesprochen werden muss [47].

Die Gründe dafür sind vielfältig. Neben gesellschaftlichen Vorbehalten gab es auch nicht die antizipierten technologischen Fortschritte. Während in der Literatur (und in modellierten Szenarien) oft von CO₂-Abscheidungsraten von 85–95 % ausgegangen wird, liegt die höchste in der Realität erreichte Rate bei 80 % [70]. Oft liegen die realen Abscheidungsraten noch deutlich darunter. Hinzu kommt, dass viele CCS-Projekte nicht über die Planungsphase hinauskommen. 88 % aller globalen CCS-Pilotprojekte seit 1972 sind gescheitert [41].

Auch bei der Speicherung von CO₂ liegen Anspruch und Realität bisher weit auseinander. Heutzutage wird rund drei Viertel des abgeschiedenen CO₂ wieder in Ölfelder injiziert, um die Fördermengen zu erhöhen (Enhanced Oil Recovery, EOR). So führt die Speicherung von CO₂ in der Realität zu weiteren CO₂-Emissionen. Daten zur Speicherung von CO₂ ohne EOR sind kaum verfügbar. Eine Ausnahme bilden die beiden oft zitierten Projekte in Norwegen: Sleipner und Snøhvit. Hier wird CO₂ aus der Erdgasaufbereitung in salinen Formationen unter der Nordsee eingelagert. Doch beide Projekte stießen auf unerwartete Probleme. So stieg das CO₂ bereits drei Jahre nach Inbetriebnahme von Sleipner von der tiefer gelegenen Injektionsschicht in eine oberste Speicherschicht, die zuvor nicht identifiziert und deren Dichtigkeit nicht geprüft worden war. Bei Snøhvit hingegen, dessen Speicherpotenzial auf 18 Jahre Injektion geschätzt wurde, zeigte der Speicher bereits nach 18 Monaten Anzeichen, das CO₂ abzulehnen. Das weitere Nutzungspotenzial wurde daraufhin auf sechs Monate beziffert. Nur durch Notfallmaßnahmen unter enormen Kosten konnte ein Weiterbetrieb gewährleistet werden [22].

In Deutschland gab es in Ketzin erste Forschungs- und Testerfahrungen zur CO₂-Speicherung. Diese wurden jedoch nach einigen Förderjahren gestoppt, so dass keine mittel- oder langfristigen Erkenntnisse zum Verbleib des dort injizierten CO₂ vorliegen. Die Erfahrungen der letzten Jahrzehnte zeigen somit, dass CCS trotz großer finanzieller, wissenschaftlicher, politischer und planerischer Bemühungen weit hinter den Erwartungen zurückblieb. Es bleibt somit sehr unsicher, ob die erhoffte Skalierung von CCS erreicht werden wird.

4. Ökonomische Berechnung der einzelnen CCS-Komponentenkosten und möglicher zukünftiger Kostenreduktionen

Wie bei jeder Technologie ist die Abschätzung der aktuellen wie zukünftigen Kosten von CCS mit großer Unsicherheit behaftet. Aktuelle Schätzungen zeigen eine breite Spanne, die von den spezifischen technologischen Ansätzen, dem jeweiligen Standort, den politischen Rahmenbedingungen und der Skalierung abhängt. In den letzten Jahren haben CCS-Projekte, insbesondere in industriellen Prozessen und der Energiegewinnung, gezeigt, dass die Kosten für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ allmählich sinken, sie jedoch deutlich hinter den Erwartungen zurückblieben und im Vergleich zu anderen CO₂-Reduktionstechnologien hoch bleiben.

4.1. Generelle Einordnung der CCS-Adoptionskurven und Kosten

Historisch liegen laut Nemet et al. [53] die maximalen jährlichen Wachstumsraten von allen begutachteten Technologien im Median bei 6,2 %. Diese Rate beschreibt die Median Wachstumsrate einer breiten Masse an Technologien während ihrer 10-jährigen, maximalen Expansionsphase. Sie ist somit als obere Schranke für das jährlich erwartbare Wachstum einer neuen Technologie zu sehen. Im Einklang mit diesen Erfahrungswerten verwenden ein Großteil der Klimaszenarien des AR6, dem sechsten Sachstandsbericht des IPCC, ein maximales medianes Wachstum von 5,9 % für CCS [53]. Das in den Klimamodellen und daraus resultierenden Szenarien angenommene Wachstum von CCS-Technologien ist somit im historischen Vergleich nicht ungewöhnlich. Allerdings prognostizieren Ankündigungen aus der Wirtschaft ein signifikant höheres jährliches Wachstum⁴ in Höhe von 19 %, während politische Ziele mit 40% noch ambitionierter sind [53]. Diese Unterschiede könnten darauf zurückzuführen sein, dass Unternehmen und Regierungen oft auf ambitioniertere Ziele setzen, um eine CCS Skalierung zu forcieren - welche dann jedoch oft nicht in dem Zeitrahmen realistisch umsetzbar sind. Dies impliziert womöglich auch, dass Pläne und Kostenprognosen für CCS-Technologien stark von Faktoren wie politischen Präferenzen und Lobbyarbeit beeinflusst werden können, was eine objektive Abschätzung zukünftiger Kosten erschwert [39,53].

Baumgärtner et al. [5] weisen in ihrer Meta-Analyse darauf hin, dass viele Projektionen zur generellen, zukünftigen Entwicklung von Technologien aufgrund unzureichender statistischer Validierung tendenziell zu optimistisch sind. In ihrer Analyse stellen sie fest, dass viele Modellierungsansätze durch Overfitting und Selektionsbias zu verzerrten Prognosen führen können.⁵

Gemeinsam zeichnet der Großteil der Studien ein zu optimistisches, von politischen und unternehmerischen Akteuren bestimmtes Bild der angenommenen zukünftigen Adoption von CCS. Da zwischen Verbreitungsgrad und Kosten einer Technologie ein unmittelbarer Zusammenhang besteht, lassen sich aus den überproportionierten Adoptionszielen auch überoptimistische Kostenentwicklungsannahmen ableiten. Es existiert deshalb ein Bias zugunsten von CCS in den angenommenen Entwicklungen, der seit nun zwei Dekaden zu hohe und steile Skalierungseffekte bzw. Lernkurven für CCS vorhersagt - und im Widerspruch zur niedrigen Erfolgsquote von lediglich 12% aller bisher geplanten CCS-Projekte steht [41].

⁴Hierfür wurde die Compound Annual Growth Rate (CAGR) und nicht das Wachstum während der Peak-Phase verwendet. Das angenommene Peak Wachstum in Politik und Wirtschaft wäre bei Unterstellung gängiger Technologieentwicklungs muster vielfach höher. Aufgrund des exponentiellen Charakters ("Zinseszinseffekt") resultieren die angenommenen 19% in der Wirtschaft versus 5,9% in IAMs bereits innerhalb weniger Jahre in einer massiven Differenz, was die Entwicklung und Bereitschaft von CCS betrifft.

⁵Overfitting führt dazu, dass Prognosemodelle zu stark an vergangene (ggf. nicht passende oder übertragbare) Daten angepasst sind, was sie weniger verlässlich für zukünftige Vorhersagen macht. Dies könnte im Fall von CCS-Energie oder EOR-Anwendungen sein, die weniger auf Industrie-CCUS übertragbar sind.

Selektionsbias bewirkt, dass die verwendeten Daten nicht die gesamte Realität widerspiegeln, was zu systematischen Verzerrungen in den Vorhersagen führen kann. So werden oft nur die Kosten von erfolgreichen Projekten für zukünftige Kostenentwicklungen herangezogen, was die realen Kosten deutlich unterschätzt.

4.2. Vergleich mit Photovoltaik und Kostenreduktionspotenzialen von CCS

Im Diskurs um CCS werden erfolgreich skalierte grüne Technologien herangezogen, um deren Wachstumshistorie als Basis für die weitere Entwicklung von CCS zu skizzieren – allem voran die Photovoltaik. Dies liegt an deren exponentiell positiver Entwicklung, die wiederholt Vorhersagen um mehrere Größenordnungen übertroffen hat [29,75]. Ein oft zitiert Vergleich in der technologischen Kostenentwicklung ist das sogenannte Gesetz von Swanson (*Swanson's Law*) [33], das besagt, dass die Kosten der Photovoltaik-Technologie mit jeder Verdopplung der installierten Kapazität um etwa 20 % sinken. Eine ähnliche Entwicklung ist bei CCS-Technologien jedoch weder auf der Kapazitäts- noch auf der Kostenseite erkennbar [35,41,64,65]. Tatsächlich liegt das Wachstum von CCS, wie von Nemet et al. [53] erläutert, im besten Fall eher im Bereich des Medians für neue Technologien. Das unterschätzte Wachstum der Solarenergie stellt somit eine rare Ausnahme dar [5] und bietet keine verlässliche Grundlage für die Prognose der Entwicklung von CCS. Kazlou et al. [41] kommen daher zu der Erkenntnis, dass CCS auf Grund der technischen Charakteristika eher mit der Atomtechnologie zu vergleichen ist - welche in den letzten Jahren eher gleichbleibende und zum Teil sogar steigende Kosten zu verzeichnen hatte. Die vergleichsweise durchschnittliche Entwicklung ist auch darauf zurückzuführen, dass CCS lediglich eine komplexe Aneinanderreihung bereits etablierter Technologien darstellt. Letztere werden bereits seit Jahrzehnten optimiert, weshalb große, exponentielle Innovationssprünge, wie etwa bei der Photovoltaik, nicht abzusehen sind [78].

Im Gegensatz zu Massenprodukten wie Photovoltaikzellen müssen CO₂-Abscheidungsanlagen individuell an die spezifischen industriellen Prozesse und die Eigenschaften der CO₂-Emissionen vor Ort angepasst werden. Beispielsweise schwanken die Kosten für die Abscheidung von CO₂ je nach Quelle stark, von 14 bis 23 EUR pro Tonne bei stark konzentrierten Quellen wie der Ethanolproduktion bis hin zu 38 bis 114 EUR pro Tonne bei Abgasströmen mit niedrigerer CO₂-Konzentration, wie sie in Zementfabriken oder Kraftwerken anfallen [19,35,67]. Zusätzlich wird diese Kostenvarianz durch die standortspezifisch unterschiedlich ausfallenden Anforderungen an die Infrastruktur für Abscheidung, Transport und Speicherung verstärkt. Einige Komponenten des CCS-Gesamtsystems können standardisiert werden, viele andere erfordern jedoch passgenaue Lösungen. Diese Individualisierung führt zu höheren Kosten, einer insgesamt flachen Lernkurve und erschwert eine generalisierte Schätzung der Gesamtkosten im Vergleich zu reiferen Technologien wie Photovoltaik [18,19,41].

4.3. Evaluation der Abscheidungskosten

Für die CO₂-Abscheidung fallen die höchsten Kosten der CCS-Prozesskette an. Aufgrund des hohen Energiebedarfs dominieren dabei die laufenden Kosten. Bei Anwendungen in Kraftwerken kann die Energie aus der Eigenproduktion bereitgestellt werden. Dementsprechend reduziert sich die Gesamteffizienz des Kraftwerks und die Kosten ergeben sich aus dem verminderten Erlös durch den Verkauf der Energie. Es gilt zudem zu beachten, dass die CO₂-Abscheidungskosten von den CO₂-Vermeidungskosten abweichen. Dies ergibt sich aus den zusätzlichen Brennstoffmengen, die für die Abscheidung notwendig sind. Wird stattdessen Netzstrom bezogen, muss hier der entsprechende Emissionsfaktor berücksichtigt werden.

Es gibt nicht *den einen* Preis für die Abscheidung, sondern vielmehr eine Bandbreite. Diese ergibt sich aus der CO₂-Konzentration, dem Druck und den Verunreinigungen im entsprechenden Gasgemisch. Entsprechend werden im Folgenden Kostenspannen und sogenannte *levelized costs* verwendet. Levelized costs geben die Gesamtkosten der CO₂-Abscheidung über die gesamte Lebensdauer eines Projekts wider und bilden so eine Kostenbasis pro Tonne CO₂, die die Vergleichbarkeit gewährleistet.

In Abbildung 5 sind Abscheidungskosten für verschiedene Anwendungsfälle dargestellt. Hierbei fällt auf, dass die Abscheidung von CO₂ günstiger und effizienter ist, wenn die im Prozess

entstehenden CO₂-Ströme hochkonzentriert und sehr rein sind (z.B. Chemieindustrie, Erdgas- aufbereitung). Im Umkehrschluss ist die Abscheidung von weniger stark konzentriertem CO₂ aus der Luft oder den Emissionen in fossilen Kraftwerken der Energiewirtschaft vergleichsweise kostenintensiv [35]. In der Industrie ergeben sich die höheren Kosten vor allem aus der hohen Verunreinigung des Abgasstroms im Vergleich zur Erdgasaufbereitung. Hinzu kommt, dass diese Technologien (Energiewirtschaft & Industrie) aktuell weltweit nur Kapazitäten im niedrigstelligen Megatonnen Bereich vorweisen können – es handelt sich im Wesentlichen um Pilotprojekte [36]. Bei Technologien mit niedrigen Abscheidungskosten und entsprechender Verwendung für EOR ergibt sich dagegen ein Business Case, weshalb deutlich größere Kapazitäten installiert sind ("low hanging fruits"). Folglich sind gerade die Abscheidungstechnologien, die für die Anwendung in Deutschland in Frage kommen, vergleichsweise unerprobt und teuer [67].

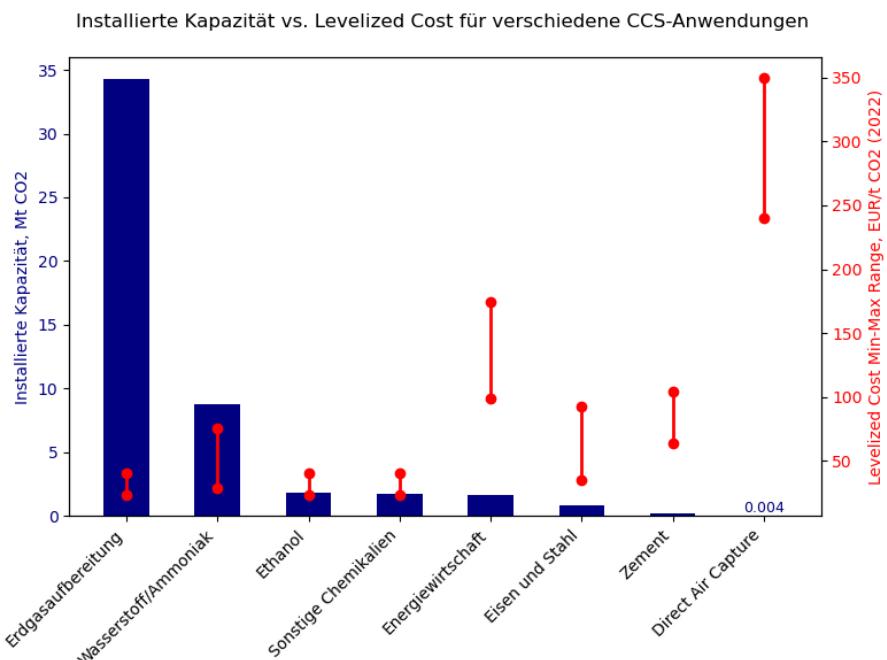


Abbildung 5.: Global installierte Abscheidungskapazität (Ende 2022) versus *levelized cost of carbon capture* nach Anwendungsfeld. Eigene Darstellung basierend auf [34,36,67].

4.4. Evaluation der Speicher- und Transportkosten

Zu den Kosten der Abscheidung kommen die Kosten für Kompression, Transport und Speicherung & Monitoring von CO₂ hinzu, die ebenfalls stark variieren. Sie hängen von Faktoren wie dem Volumen des zu speichernden CO₂, den Transportdistanzen, den Umwelt- und Sicherheitsvorgaben sowie den geologischen Bedingungen der Speicherorte ab. Besonders günstig ist die Speicherung in alten Öl- und Gasfeldern, wo die Geologie des Standorts bekannt ist und zusätzlich das CO₂ zur Erhöhung der Förderrate von Öl und Gas genutzt wird (EOR) – was in manchen Fällen sogar zu negativen Kosten führen kann [35]. Bestehende Infrastrukturen, wie Oberflächenanlagen, Offshore-Plattformen und Pipelines, können wiederverwendet werden, was die Investitionskosten zusätzlich senkt. Die Speicherung von CO₂ in bekannten geologischen Formationen (onshore) kostet gängigen Schätzungen zufolge zwischen 1 und 20 EUR je Tonne CO₂ [52,82]. Eine Onshore-Speicherung ist in Deutschland auf Grund mangelnder Akzeptanz nicht zu erwarten. In Tabelle 5 sind geschätzte Kosten für Transport & Speicherung von CO₂ für in Deutschland relevante Anwendungsfälle abgebildet.

Aufbereitung & Komprimierung	Transport Onshore	Transport Offshore	Speicherung Offshore	Monitoring
10 – 25 €/t	LKW: 13 $\frac{ct}{t \cdot km}$ Zug: 1,2 $\frac{ct}{t \cdot km}$ Pipeline (klein): 0,36 – 3 $\frac{ct}{t \cdot km}$ Pipeline (groß): 0,35 – 0,8 $\frac{ct}{t \cdot km}$	Schiff (klein): 1,3 - 7,5 $\frac{ct}{t \cdot km}$ Schiff (groß): 1,1 - 6,2 $\frac{ct}{t \cdot km}$ Pipeline (klein): 3,4 - 5,2 $\frac{ct}{t \cdot km}$ Pipeline (groß): 1,1 - 1,9 $\frac{ct}{t \cdot km}$	Einspeiserate von 1 Mt CO ₂ pro Jahr leere Öl- und Gasfelder: 8 - 14 €/t Saline Aquifere: 11 - 20 €/t	3 - 6 €/t

Tabelle 5.: Geschätzte Kosten für den Transport und die Offshore-Speicherung von CO₂ nach Prognos und CCS Institute [21,45]. Klein: 2,5 Mt CO₂, Groß: 20 Mt CO₂

Für den Transport und die Speicherung von Deutschland gilt es spezifische Gegebenheiten zu beachten. Generell ist die Offshore-Speicherung teurer als onshore: Das norwegische Northern Lights Projekt in der Nordsee (offshore) rechnet z.B. mit Speicher Kosten in Höhe von 35-50 EUR je Tonne CO₂ [21]. Der Forschungsverbund CDRmare schätzt die Kosten für Offshore-Transport und -Speicherung unter der deutschen Nordseeküste dagegen auf lediglich 14 - 57 EUR je Tonne CO₂ [79]. Allerdings wird dabei von einer sehr hohen Injektionsrate in den Hauptspeicher von 10 Mt pro Jahr ausgegangen, was das Leckagerisiko erhöht. Zudem sind Risiken (verminderte Injektionsraten, Leckagen etc.) nicht in den Kosten abgebildet. Gängige Integrated Assessment Modelle (IAMs) verwenden in der Regel ca. 9 EUR je Tonne CO₂ als Pauschale für Transport und Speicherung; dies ist jedoch eine starke Vereinfachung, die für die meisten Fälle deutlich zu niedrig ist und auch mit ein Grund für die Überschätzung der CCS-Technologien in vielen Modellrechnungen ist [51,57,64]. Insbesondere berücksichtigt sie nicht die hohe Kostenvarianz in Speicher- bzw. Transporttechnologien. Außerdem hat Deutschland aufgrund absehbar hohen regulatorischen Anforderungen sowie fehlender Öl- und Gasfelder ein teureres Kostenprofil für die Speicherung von CO₂ als etwa die USA oder Norwegen. Es ist zudem davon auszugehen, dass CCS-Kosten während der Hochlaufphase höher liegen als nach einer gewissen Skalierung der Industrie. Dies liegt insbesondere an den auftretenden Skaleneffekten beim Transport, als auch bei der Speicherung von CO₂. Daher werden folgende, optimistische⁶ Kostenannahmen zur CCS-Infrastruktur in Deutschland getroffen:

Hochlauf Phase zu Beginn der CCS-Nutzung

- Aufbereitung & Verdichtung: 10 - 25 €/t
- Onshore-Transport: 350 km per LKW (25 %) und Zug (75 %): 4,30 €/t
- Offshore -Transport (Schiff) und -Speicherung: Kostenannahmen Geostor [79]: 26 - 57 €/t
- Gesamtkosten Transport & Speicherung: 40 - 87 €/t

Skalierung bei großskaliger CCS-Nutzung

- Aufbereitung & Verdichtung: 10 - 25 €/t
- Onshore-Transport: 350 km per Pipeline (80 %) und per LKW (20 %): 1,9 - 3,7 €/t
- Offshore -Transport (Pipeline) und -Speicherung: Kostenannahmen von Geostor [79]: 14 - 38 €/t
- Gesamtkosten Transport & Speicherung: 28 - 68 €/t

⁶Risiken, Ausfälle, Leckagen nicht einbezogen. Annahme von Geostor zu Einspeiserate von bis zu 10 Mt zudem optimistisch und bisher nicht erprobt.

4.5. Schwer quantifizierbare Kosten: Ausfallraten und technologische Risiken

Die Integration von CCS Technologien in industrielle Prozesse und die Energiewirtschaft birgt auch technologische Risiken, die in Form von Ausfällen maßgeblich die Kosten und die Effektivität beeinflussen können. Besonders die Ausfallraten von Abscheidungs- und Speicheranlagen stellen eine signifikante Herausforderung in der CCS-Verwertungskette dar, wie eine neue in der renommierten Zeitschrift Nature Climate Change publizierte Studie [41] ausführlich erläutert.

Zwischen 1972 und 2018 scheiterten 88 % der geplanten CCS-Projekte nach Kapazität, wobei der Sektor Energiewirtschaft mit einer *failure rate* (Ausfallquote) von über 90 % besonders stark betroffen war [41]. Das heißt lediglich 12 % der angedachten CCS-Kapazität wurde insgesamt in diesem Zeitraum realisiert. Diese Ausfälle waren insbesondere auf Probleme mit den chemischen CO₂-Abscheidungskomponenten zurückzuführen, da sie vergleichsweise anfällig sind. Aktuelle Vorhaben bis 2030 könnten nach Annahmen von Kazlou et al. eine geringere Ausfallquote von etwa 76 % erreichen. Als Referenzwert für die bestmögliche Ausfallrate (untere Schranke) dient die Einführung der Kernkraft in den USA nach den Ölkrisen der 1970er Jahre, bei der insgesamt eine Ausfallquote von 45 % beobachtet wurde [41]. Gemäß den Autoren der Studie ist es unwahrscheinlich, dass CCS-Projekte über 2030 hinaus eine bessere Ausfallquote als die der Kernkraft erreichen. Diese Werte zeigen, dass selbst unter optimistischen Annahmen, wie einer deutlichen Reduktion der Ausfallquote, die Erfolgsaussichten für CCS-Projekte und deren langfristige Verlässlichkeit begrenzt sind.

Wenn die geplante Kapazität bis 2025 verdoppelt und die Fehlerquote auf das Niveau früher Kernkraftprojekte gesenkt wird, könnte CCS bis 2030 eine globale Kapazität von 0,37 Gt CO₂/Jahr erreichen [41]. Bleibt die Fehlerquote hingegen bei den realistischeren 76 % und die geplante Kapazität auf dem Stand von 2022, werden nur 0,07 Gt CO₂/Jahr erreicht. Die meisten 1,5-°C-Pfade sehen jedoch einen medianen CCS-Kapazitätsbedarf von etwa 0,9 Gt CO₂/Jahr bis 2030 vor, was gegenwärtig kaum erreichbar ist. Für das 2-°C-Ziel liegt der mediane CCS-Bedarf bis 2030 bei 0,3 Gt CO₂/Jahr (mit einer Spannweite von 0,04 bis 0,6 Gt CO₂/Jahr) [41]. Dieses Ziel könnte unter den optimistischen Annahmen, dass die geplante Kapazität bis 2025 auf 0,4–0,6 Gt CO₂/Jahr steigt und die Fehlerquote auf 45–60 % gesenkt wird, potenziell erreicht werden [41]. Für das Erreichen der Klimaziele ist es daher wichtig, dass nicht eine zu große (ggf. unbegründete) Hoffnung auf die CCS-Technologie gelegt wird - sondern, dass stattdessen versucht wird eine Emissionsreduktion auch durch weitere Maßnahmen wie bspw. geringere Energie- und Ressourcennachfrage, Recycling und Energiesuffizienz voranzutreiben [74].

4.6. ‘Wahre’ Kosten von CCS und soziale Risiken

Die Risiken der CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) werden in der wissenschaftlichen Literatur unterschiedlich betont. Primär gibt es schwer quantifizierbare Unfallkosten, die in vielen Kalkulationen vernachlässigt werden. Dazu gehören potenzielle CO₂-Leckagen, die sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Risiken mit sich bringen. Während das Risiko von Leckagen oder Unfällen als eher gering eingeschätzt wird, könnten die Folgen dennoch für Betroffene katastrophal sein. Sie sind daher in zukünftigen Kostenschätzungen schwer zu berücksichtigen, zumal sie auch juristische Fragen aufwerfen. Aus der problematischen Quantifizierung der Risiken folgt insbesondere eine schwere Versicherbarkeit dieser. Eine Studie für ein CCS-Projekt in Südkorea ermöglicht eine grobe Größenordnung jährlicher Versicherungskosten.⁷ Die potenziellen sozioökologischen Risiken eines größeren Leckage-Unfalls werden auf etwa 43 Mio. Euro pro Jahr geschätzt [44]. Es besteht, bei nicht ausreichender Regulierung, die Gefahr, dass der Staat und somit die Steuerzahlenden die Kosten größerer Unfälle tragen.

⁷Da kein echter solcher Unfall eingetreten ist, verwendet die Studie ein “Willingness-To-Pay” Modell, indem verschiedene Stakeholder befragt werden, wie viel ihnen die Vermeidung des Risikos Wert wäre. Dies ist eine gängige Analogie zur Erfassung von Versicherungs- bzw. Risikominimierungskosten. [44]

Außerdem beeinträchtigen diese Risiken die soziale Akzeptanz der Technologie. Die öffentliche Akzeptanz von CCS wird stark durch die geografische Nähe zu den Speicherstandorten beeinflusst, was gewisse Parallelen zur Atomdebatte aufweist [27]. Die öffentliche Debatte in den 2010er Jahren in Deutschland hat aufgezeigt, dass eine an-Land (onshore) Speicherung sehr geringe Akzeptanz bei der Bevölkerung erfährt. Dies liegt daran, dass viele Menschen die CO₂-Speicherung mit ähnlichen Ängsten wie bei der Atommüllendlagerung verbinden und daher befürchten, von der Politik bei der Entscheidungsfindung nicht ausreichend informiert und einbezogen zu werden. Insbesondere Menschen, die in der Nähe solcher potentieller Speicherstandorte leben, haben häufig stärkere Bedenken hinsichtlich der Risiken [27,43].

Leckagerisiken wirken sich – selbst bei ansonsten positiver Einstellung gegenüber CCS – aufgrund der hohen Unsicherheit besonders negativ auf die Akzeptanz aus [38]. Dies ist im Gegensatz zu anderen Klimaschutztechnologien wie erneuerbaren Energien zu sehen, die als risikoärmer und leichter verständlich gelten und somit auch eine höhere Akzeptanz genießen. Auch sind andere finanzielle Beteiligungsoptionen, wie bspw. PV-Balkonkraftwerke oder gemeinschaftlich betriebene Windanlagen, die die gesamtgesellschaftliche Akzeptanz stärken, bei CCS eher unrealistisch. Die Komplexität von CCS und die Schwierigkeit, die angenommene Notwendigkeit und das Risikoprofil der Technologie zu vermitteln, erschweren die öffentliche Unterstützung von Projekten - insbesondere in einem Land wie Deutschland [23,27,43].

All diese Faktoren erschweren es, einen einheitlichen, kontinuierlichen Kostenrückgang des gesamten CCS-Prozesses vorherzusagen. Viele der wissenschaftlichen Prognosen zu CCS-Kosten und -Rollout haben sich aus heutiger Sicht als zu optimistisch erwiesen. [41,64,78] Wir evaluieren daher bei der Evaluation der CMS neben optimistischeren Szenarien auch einen *worst case*, in dem es - analog zur Atomtechnologie - und in Anlehnung an die sehr schleppende Entwicklung der letzten Jahrzehnte keine wesentliche Kostenreduktion bei der Abscheidungstechnologie gibt.

5. Die Gesamtkosten der Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung

In dieser Sektion wird eine umfassende Analyse der CCS-Bedarfe und der damit verbundenen Kosten vorgenommen. Basierend auf den drei Bedarfsszenarien der Prognos-Studie werden die potenziellen Kostenpfade bis 2045 modelliert und evaluiert. Unsicherheiten und Lernkurven bei der Technologieentwicklung werden ebenfalls berücksichtigt, um eine insgesamt fundierte finanzielle Entscheidungsgrundlage für Politik und Wirtschaft zu schaffen.

5.1. CCS-Bedarfe in der Carbon-Management Strategie der Bundesregierung

Für den Aufbau der CCS-Infrastruktur werden drei Bedarfsszenarien hinsichtlich der Restemissionen und des Hochlaufs von CCS betrachtet. Die Annahmen und Gestaltung der Szenarien basiert auf der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz beauftragten Prognos-Studie zum CCS-Hochlauf in Deutschland [60]. Diese unterscheidet zwischen drei groben Bedarfsszenarien: 1.) geringer CCS-Bedarf (“Min”), 2.) mittlerer CCS-Bedarf (“Med”) und 3.) sehr starker CCS-Bedarf (“Max”) (siehe Abb. 6).

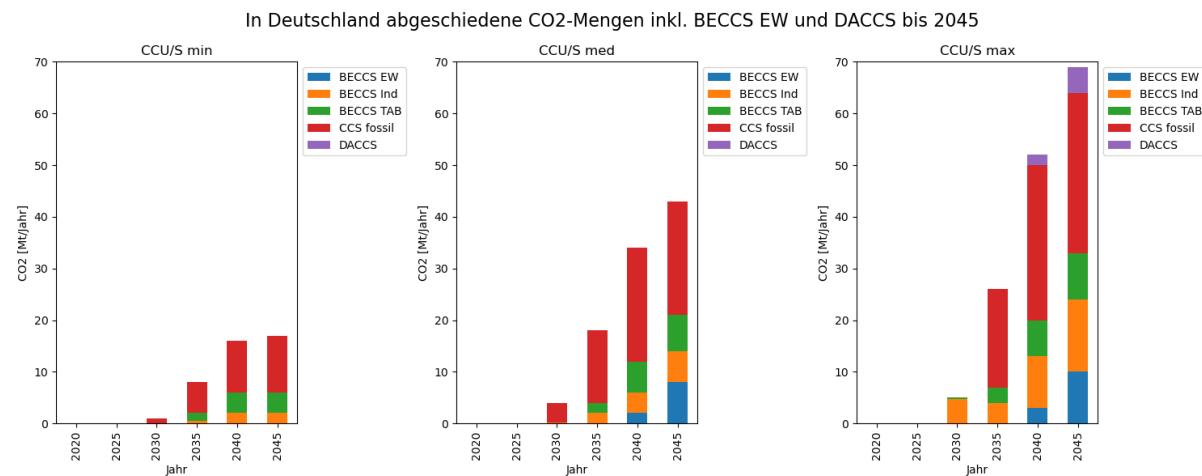


Abbildung 6.: Prognos CCS-Bedarfsszenarien für die CMS der Bundesregierung. BECCS = Bioenergie CCS, Ind = Industrie, TAB = Thermische Abfallbehandlung, EW = Energiewirtschaft, DACCS = Direct Air Carbon Capture & Storage

1. Min-Szenario: In diesem Bedarfsszenario wird angenommen, dass die Restemissionen aufgrund des erfolgreichen Einsatzes alternativer Technologien und Maßnahmen zur Emissionsreduktion an der Quelle deutlich reduziert werden können. Die Einführung von CCS-Technologien ist daher nur in begrenztem Umfang notwendig.

2. Med-Szenario: Hierbei wird von höheren Restemissionen ausgegangen, die durch eine Kombination aus moderaten technologischen und politischen Maßnahmen adressiert werden. Der Hochlauf von CCS erfolgt insbesondere durch den Einsatz von fossilem CCS in der Industrie während der 2030er Jahre und von BECCS-Verfahren in der Energiewirtschaft ab 2040. Im Kern basiert der aktuelle Entwurf der CMS auf diesem Bedarfsszenario.

3. Max-Szenario: In diesem Bedarfsszenario bleiben die Restemissionen auf einem hohen Niveau, etwa aufgrund technologischer Herausforderungen oder sonstiger Rahmenbedingungen. Es ist daher ein starker Hochlauf von CCS-Technologien vonnöten, inklusive Einsatz von DAC-Verfahren und erhöhtem BECCS-Einsatz in der Industrie.

Diese drei Bedarfsszenarien bieten laut Prognos einen Rahmen, um die notwendigen Anforderungen an die Infrastruktur für den Hochlauf von CCS-Technologien zu modellieren und zu bewerten [60]. Analog zu gängigen Klima- und Energiesystemmodellen erfolgte die Prognos Modellierung

in Fünfjahresschritten. Für unsere Gesamtbetrachtung der Kosten wurden die jährlichen Zahlen, also etwa zwischen 2035 und 2045, linear interpoliert. Erst dadurch ist eine Darstellung der jährlichen wie kumulativen Kosten eines jeden Bedarfsszenarios bis 2045 möglich. Im Folgenden soll eine vereinfachte Kostenschätzung für diese prognostizierten Bedarfsszenarien vorgenommen werden, wobei das von der CMS gewählte Med-Szenario sowie das Min-Szenario im Vordergrund stehen. Das Max-Szenario wurde analog mitberechnet, wird aber auf Grund der sehr hohen CO₂-Abscheidemengen als weniger realistisch angesehen und daher aus Gründen der Übersichtlichkeit und Fokussierung in einigen Abbildungen nicht mit abgebildet und im Text nur an einzelnen Stellen erwähnt. Die Modellierung hat neben der Kostenschätzung auch zum Ziel, die hohe Unsicherheit der generellen Entwicklung von CCS zu quantifizieren, um eine solidere Entscheidungsgrundlage für Politik und Wirtschaft zu schaffen.

5.2. Annahmen der Bundesregierung zur CCS-Kostenentwicklung

Die CMS hebt hervor, dass die Kosten für CCS-Technologien durch mehrere Faktoren beeinflusst werden. Ein zentraler Aspekt ist die relative Kostendegression, die im Laufe der Zeit durch den Aufbau eines Pipelinennetzwerks und den steigenden CO₂-Preis im EU-Emissionshandel (“ETS”) erwartet wird. Zu Beginn der Implementierung von CCS werden die Transportkosten und die Unsicherheiten bei Speicherkosten, Energiepreisen und Investitionskosten als besonders herausfordernd bezeichnet. Die Strategie verweist darauf, dass unerwartete Mehrkosten die Amortisation der ersten Projekte gefährden könnten, während Folgeprojekte von den Erfahrungen profitieren. Es wird darauf hingewiesen, dass zusätzliche Fördermaßnahmen erforderlich seien, um erste CCS-Projekte wirtschaftlich zu machen.

In der Hochlaufphase in den 2030er Jahren rechnet die Bundesregierung mit höheren Kosten aufgrund geringerer Skaleneffekte und spezifischer Herausforderungen, wie dem Fehlen eines entsprechenden Netzanschlusses für energieintensive CCS-Anlagen. Insbesondere für kleinere, dezentral gelegene Anlagen könnten diese hohen Kosten dazu führen, dass ihre Wirtschaftlichkeit erst deutlich später im Zuge höherer Emissionshandelspreise erreicht wird, wodurch potenzielle Wettbewerbsnachteile entstehen könnten. Wenngleich der CCS-Hochlauf im Kern marktgetrieben stattfinden soll, wird eine gezielte Subventionierung für die Anfangsphase für notwendig befunden.

Die CMS bleibt, was konkrete Kosten betrifft, vage und skizziert lediglich einen auf der Prognos Modellierung basierten zukünftigen Bedarf [60]. Die genauere Abschätzung der erwartbaren Kostenreduktionen und der potenziellen Skalierbarkeit von CCS sind jedoch ein zentraler Bestandteil jeglicher Abschätzung von dessen langfristiger Rolle in der Energiewende. Mithin wird in dieser Sektion ein Vergleich zwischen verschiedenen potenziellen Kostenpfaden für die CMS vorgenommen. Die Kostenpfade orientieren sich an den bisherigen Kostenreduktionen anderer technologischer Innovationen, die in den vorherigen Abschnitten ausführlich erläutert wurden. So können die Plausibilität und Realisierbarkeit der in den CMS prognostizierten CCS-Kapazitäten und Kosten in den Kontext anderer gängiger Schätzungen gesetzt werden.

5.3. Berechnung der Kosten für die CCS-Bedarfe

Aus den aktuellen und zukünftigen Kostenschätzungen für die verschiedenen CCS-Technologien (z.B. CCS fossil) resultieren je drei *Kostenpfade* für das Min- bzw. Med-Szenario. Der angenommene CCS Bedarf basiert allein auf den Bedarfsszenarien, welche die Grundlage der CMS der Bundesregierung bilden [60]. Eine exakte mathematische Formalisierung der Hochrechnung findet sich im Anhang. Die wesentliche Stellschraube des vorgestellten Modells sind die Zielkosten je Tonne CO₂ im Jahr 2045, da die übrigen Faktoren weitestgehend durch die CMS vorgegeben sind.

Tabellen 6, 7 und 8 enthalten eine konkrete Übersicht der Kostenannahmen für jeden Kostenpfad. Die *Baseline* Kosten bezeichnen die Kosten zu Beginn des Hochlaufzeitraums.

Dieser beginnt in 2020, da dort auch die Prognos-Szenarien beginnen und für dieses Jahr konkrete Kostenschätzungen verfügbar sind. Im Zuge des Hochlaufs und der anschließenden Skalierung, sinken die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicher einer Tonne CO₂ – je nach Kostenpfad – allmählich auf ihr Zielniveau. Die finalen Kosten in 2045, dem letzten Jahr der Prognos-Szenarien und dem Klimaneutralitätsziel Deutschlands, werden daher als *Zielkosten* bezeichnet. Nachfolgend werden die Variablen, die in die Berechnung einfließen, detailliert beschrieben:

Baseline Kosten: Für die Modellrechnung werden die aktuellsten *levelised costs* für ausgewählte CCS-Anwendungsfälle von der IEA übernommen und als Startwert gesetzt [34?]. Für die untere Schranke wurde der Mittelwert der IEA Kostenspanne genommen, da wie in den vorherigen Sktionen ausgeführt von tendenziell höheren Kosten am Standort Deutschland auszugehen ist und CCS-Kosten generell historisch unterschätzt worden sind. Die obere Schranke entspricht dem Maximum der IEA Kostenspanne. Darüber hinaus enthalten die IEA Kostenschätzungen keine Transport- und Speicherkosten. In unserer Hochrechnung werden daher je Technologie die Kosten für Speicher und Transport hinzugaddiert (vgl. Abschnitt 4.3).

Zielkosten in 2045: Aktuelle Modelle und Bedarfssanalysen stützen sich auf verschiedene Lernraten und daraus resultierende Kostenschätzungen für die jeweilige CCS-Technologie im Jahr 2045 [34,64,65]. Wir gehen basierend auf Schätzungen in der Literatur im *best case* Kostenpfad von einer kontinuierlichen (linearen) Reduktion der Kosten um 25% von 2025 bis 2045 aus. Im *average case* Kostenpfad verzögert sich die Implementierung einer CCS-Infrastruktur, was zu einem verzögerten Einsetzen der Kostenreduktion erst ab 2035 führt. Der *average case* Kostenpfad basiert auf der Annahme, dass es nicht von Beginn an zu Skaleneffekten kommt (Hochlaufphase) und diese erst in der Skalierungsphase (2035-2045) zum tragen kommen. Hiermit wird der nur minimalen Entwicklung der letzten 20 Jahre Rechnung getragen, welche eine sofort startende, großskalige CCS-Nutzung unwahrscheinlich wirken lässt. Im dritten Kostenpfad, dem *worst case*, bleiben alle Kosten auf dem heutigen Stand. Dies spiegelt ein Szenario wider, in dem die Technologie der Entwicklung der Atomtechnologie folgt und sich somit keine nennenswerten Lerneffekte abzeichnen. Dies könnte daran liegen, dass an einigen Stellen erzielte Kostenreduktionen durch höhere Umwelt- und Sicherheitsstandards und andere neu auftretende technische Probleme negiert werden.

Technologie	Baseline (€ ₂₀₂₀ /t _{CO₂})				Ziel 2045 <i>best case</i> (€ ₂₀₂₀ /t _{CO₂})			
	C _{min}	C _{max}	S+T _{min}	S+T _{max}	C _{min}	C _{max}	S+T _{min}	S+T _{max}
CCS fossil	95	142.5	40	87	71.25	106.875	28	68
BECCS Ind	80.75	85.5	40	87	60.5625	64.125	28	68
BECCS TAB	19	28.5	40	87	14.2500	21.375	28	68
BECCS EW	57	66.5	40	87	42.75	49.875	28	68
DACCS	228	332.5	40	87	171	249.375	28	68

Tabelle 6.: Kostenbereiche für verschiedene Technologien im *best case*.

Technologie	Baseline (€ ₂₀₂₀ /t _{CO₂})				Ziel 2045 <i>average case</i> (€ ₂₀₂₀ /t _{CO₂})			
	C _{min}	C _{max}	S+T _{min}	S+T _{max}	C _{min}	C _{max}	S+T _{min}	S+T _{max}
CCS fossil	95	142.5	40	87	90	135	34	77.5
BECCS Ind	80.75	85.5	40	87	76.5	81	34	77.5
BECCS TAB	19	28.5	40	87	18	27	34	77.5
BECCS EW	57	66.5	40	87	54	63	34	77.5
DACCS	228	332.5	40	87	216	315	34	77.5

Tabelle 7.: Kostenbereiche für verschiedene Technologien im *average case*.

Technologie	Baseline ($\text{€}_{2020}/\text{tCO}_2$)				Ziel 2045 worst case ($\text{€}_{2020}/\text{tCO}_2$)			
	\mathbf{C}_{min}	\mathbf{C}_{max}	$\mathbf{S+T}_{min}$	$\mathbf{S+T}_{max}$	\mathbf{C}_{min}	\mathbf{C}_{max}	$\mathbf{S+T}_{min}$	$\mathbf{S+T}_{max}$
CCS fossil	95	142.5	40	87	95	142.5	40	87
BECCS Ind	80.75	85.5	40	87	80.75	85.5	40	87
BECCS TAB	19	28.5	40	87	19	28.5	40	87
BECCS EW	57	66.5	40	87	57	66.5	40	87
DACCS	228	332.5	40	87	228	332.5	40	87

Tabelle 8.: Kostenbereiche für verschiedene Technologien im *worst case*.

Für alle Fälle werden die Transport- und Speicherkosten separat hinzuaddiert, da für diese konkrete Schätzungen für Deutschland vorliegen (vgl. Tabelle 5). Diese Kosten werden getrennt von Abscheidungstechnologie zu den Kosten je Tonne CO₂ bestimmt, da z.B. Fortschritte in der Pipelinetechnologie nur teilweise von der Entwicklung der Abscheidungstechnologien abhängig sind und es sich primär um Skaleneffekte handelt. Die Kosten für Transport und Speicherung sinken für den Kostenpfad *best case* ab 2025 und für den Kostenpfad *average case* ab 2035 aufgrund von Lerneffekten als auch höheren Skaleneffekten. Im *worst case* Kostenpfad bleiben die Kosten für Transport und Speicherung analog zu den Abscheidungskosten konstant.

5.4. CCS Gesamtkostenpfade der CMS im Vergleich

Für die Ergebnisse betrachten wir primär die oberen und unteren Grenzen, also wie viele Kosten maximal bzw. minimal unter vorher festgelegten Annahmen anfallen können. Den gesamten Bereich innerhalb solcher Grenzen nennen wir Intervall. Ein Intervall setzt sich in unserer Rechnung generell aus den nach Bedarf gewichteten⁸ jährlichen minimalen und maximalen Gesamtkosten zusammen bestehen. Es gilt folglich: Gesamtkosten je Tonne CO₂ = Abscheidungskosten + Transportkosten + Speicherkosten. Zusätzliche Kosten durch Projektabbrüche und Versicherungskosten werden bei dieser Rechnung nicht inkludiert. Die angenommenen Kosten sind vollständig in Tabellen 6, 7 und 8 dargestellt.

In der Auswertung der Modellierung betrachten wir zunächst für jedes Szenario das *Gesamtkostenintervall*. Dieses beschreibt wie viel das jeweilige Bedarfsszenario (Min, Med oder sogar Max) in jedem Fall mindestens bzw. höchstens kosten wird. Entsprechend ist es tendenziell das weiteste Intervall. Die obere Grenze des Gesamtkostenintervalls entstehen, wenn die im *worst case* Kostenpfad höchstmöglichen Kosten eintreten. Umgekehrt stellen die niedrigstmöglichen Kosten im *best case* Kostenpfad die untere Grenze des Gesamtkostenintervalls dar. Per Definition sind alle anderen möglichen Kosten-*Outcomes* innerhalb dieses Gesamtkostenintervalls.

Anschließend wird dieselbe Analyse der Ergebnisse *innerhalb* eines Kostenpfades vorgenommen. Das heißt es werden nur die höchst- bzw. niedrigstmöglichen Kosten im isoliert betrachteten *best*, *average* bzw. *worst case* Kostenpfad herangezogen. Diese Intervalle nennen wir *Kostenpfadintervalle*. Bei allen Intervallen drückt die Breite, also die Differenz zwischen oberer und unterer Grenze die finanzielle Unsicherheit aus. Entscheidungsträger können durch diese Intervalle also abschätzen, wie ein Bedarfsszenario (z.B. CCS Med) insgesamt bis 2045 kosten kann, wenn alle negativen bzw. positiven Kostenprognosen eintreten. Die nachfolgenden Ergebnisse sind in Abb. 7 veranschaulicht.

Med-Szenario: Unsere Hochrechnung kommt insgesamt zu dem Ergebnis, dass der aktuell geschätzte CCS-Bedarf der Bundesregierung im Med-Szenario in kumulierten Gesamtkosten bis 2045 von mindestens 39,2 bis zu maximal 81,5 Mrd. EUR resultieren wird. Die im Laufe der Zeit

⁸Im Grunde handelt es sich um eine gewichtete Summe: Wir kennen den Bedarf je Technologie und Jahr (z.B. “20 Mio. Tonnen CCS Fossil Kapazität in 2040”) und multiplizieren diesen mit den Kosten je Tonne für ebendiese Technologie in dem jeweiligen Jahr (z.B. 80 Euro je abgeschiedene, transportierte und gespeicherte Tonne CO₂).

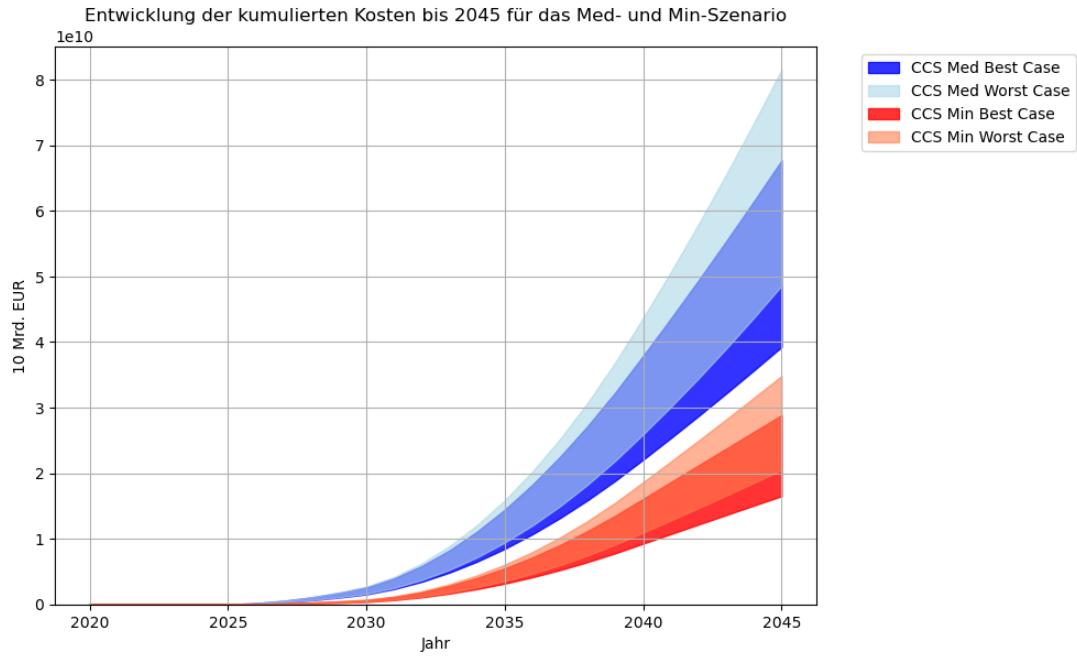


Abbildung 7.: Entwicklung der kumulierten Kosten für das CCS Med- bzw. Min-Szenario. Average Cases sind im Intervall des jeweiligen worst bzw. best cases enthalten und wurden zur besseren Übersicht nicht visualisiert.

immer größer werdende Spanne (vgl. die Fläche in der Abbildung 7) ergibt sich aus den drei verschiedenen Kostenreduktionsspannbreiten: Im *worst case* Pfadintervall ergeben sich potenzielle Gesamtkosten zwischen 48,6 und 81,5 Mrd. EUR. Im *average case* Pfadintervall fallen für das Med-Szenario zwischen 45,8 und 77,4 Mrd. EUR an. Gemäß dem *best case* Pfadintervall kostet das Med-Szenario mindestens 39,2 und maximal 67,7 Mrd. EUR.

Min-Szenario: Das Min-Szenario weist die geringsten Gesamtkosten und finanziellen Risiken auf und kostet insgesamt zwischen 16,5 und 34,8 Mrd EUR. Im *worst case* belaufen sich die kumulierten Gesamtkosten bis 2045 auf mindestens 20,5 bzw. maximal 34,8 Mrd. EUR. Im *average case* Pfadintervall fallen für das Min-Szenario zwischen 19,3 und 33,1 Mrd. EUR an. Im *best case* Pfadintervall kostet das Min-Szenario mindestens 16,5 und maximal 28,9 Mrd. EUR.

Max-Szenario: Das Max-Szenario weist die höchsten Gesamtkosten und finanziellen Risiken auf und kostet insgesamt zwischen 67,4 und 128,8 Mrd. EUR. Selbst im *best case* Pfadintervall belaufen sich die kumulierten Gesamtkosten bis 2045 auf mindestens 67,4 bzw. maximal 113,2 Mrd. EUR.

5.5. Wirtschaftlichkeitsanalyse der Kostenpfade

Des Weiteren wurde in einer vereinfachten Wirtschaftlichkeitsanalyse der Wert des eingespeicherten CO₂s mit dem zu diesem Zeitpunkt prognostizierten Emissionshandelspreis verrechnet. Für die Emissionshandelsprognose wurden die Zahlen aus der CCS Bedarfsmodellierung von Prognos übernommen, wobei der maximal angenommene Emissionshandelspreis 174 Euro in 2045 beträgt [60]. Die Werte wurden mit 8% diskontiert, da dies auch der Kalkulationszinsfuß für die leveled costs of carbon capture der IEA ist [34]. Unsere *break-even* Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass bei der unterstellten CO₂-Preisentwicklung alle CCS-Bedarfsszenarien selbst im *best case* unwirtschaftlich sein können (siehe Tabelle 9). Eine Analyse ohne Diskontierung kommt zu demselben Ergebnis, wenngleich die Verluste geringer ausfallen. Das heißt, die Kosten für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ sind insgesamt höher als die Option handelbare CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandel zu kaufen.

Szenario	Kum. G/V (Min. Kosten)	Kum. G/V (Ø Kosten)	Kum. G/V (Max. Kosten)
Best Case CCS/Min	3.3	1.35	-0.6
Best Case CCS/Med	7.3	2.65	-2.0
Best Case CCS/Max	10.0	3.3	-3.4
Avg. Case CCS/Min	2.4	0.15	-2.1
Avg. Case CCS/Med	5.0	-0.2	-5.4
Avg. Case CCS/Max	6.8	-0.95	-8.7
Worst Case CCS/Min	2.1	-0.75	-3.6
Worst Case CCS/Med	4.3	-2.35	-9.0
Worst Case CCS/Max	5.6	-4.7	-15.0

Tabelle 9.: Break-even Analyse für diskontierte Kosten in Mrd. EUR. Kalkulationszinsfuß 8% basierend auf IEA-Annahmen. G/V = Gewinn/Verlust. Minimale Kosten entsprechen den niedrigstmöglichen des angenommenen Kosteninverfalls. Durchschnitt und maximale Kosten analog.

Alle Szenarien sind bei Eintreten der höchsten Kosten im *worst*, *average* und *best case* ein Verlustgeschäft. Tritt die untere Schranke der Kostenspanne ein, also die minimal möglichen Kosten, sind alle Szenarien in allen *cases* rentabel – zugleich ist dieser Fall in Anbetracht der Historie von CCS am unwahrscheinlichsten. Verhältnismäßig wirtschaftlich sind bei insgesamt mittelhoch bis niedrig ausfallenden Kosten das Min- bzw. Med-Szenario, da in beiden keine teuren, mit hoher Unsicherheit behafteten DACCS Verfahren zum Einsatz kommen. Das Max-Bedarfsszenario wäre nur bei etwa doppelt so hohen zukünftigen CO₂-Preisen rentabel.

Allerdings können selbst in profitablen Szenarien Gewinne aufgrund eines potenziell höher als angesetzt ausfallenden CO₂-Preis durch das hohe Ausfallrisiko von CCS wieder zunichte gemacht werden. Im Modell werden aus Vereinfachungsgründen keine *sunk costs* für Ausfälle bzw. gescheiterte Projekte, noch Versicherungskosten, berücksichtigt. Folglich fokussiert sich die Wirtschaftlichkeitsanalyse auf die Rentabilität der *erfolgreichen* Projekte - was die Gesamtkosten unterschätzt. Außerdem ist anzumerken, dass aufgrund der realen Betrachtung der Werte zeitlich nähere Kosten stärker ins Gewicht fallen (Diskontierung). In der Hochlaufphase ist jedoch gerade die prognostizierte Ausfallquote am höchsten. Eine Einpreisung der Ausfälle würde die Kosten insbesondere in der Hochlaufphase signifikant erhöhen, was die Gesamtwirtschaftlichkeit negativ beeinträchtigt - und auch Lerneffekte verlangsamt. Durch das Weglassen der Ausfallquote wurde in der Modellrechnung also bereits signifikant zugunsten von CCS gerechnet.

5.6. Detaillierung: Finanzielle Auswirkungen von Projektausfällen

Wie in Abschnitt 4 erläutert, ist CCS historisch für gescheiterte bzw. nicht im geplanten Kapazitätsumfang realisierte Projekte anfällig. Folglich steht außer Frage, dass die zuvor beschriebene Ausfallquote von mindestens 45 % und maximal 78 % der geplanten Kapazität, einen erheblichen Mehrkostenfaktor darstellen kann (vgl. 4.1 und 4.5 sowie [41]). Um die Nachvollziehbarkeit nicht zu erschweren, wurden die Projektrisiken in der Gesamtkostenrechnung allenfalls teilweise in Form höherer Preise berücksichtigt, d.h. vor allem im jeweiligen *worst case*.

Um dennoch einen quantifizierbaren Rahmen der Projektrisiken zu präsentieren, wurde eine separate *Monte Carlo Simulation* durchgeführt (vgl. methodische Ausführungen im Anhang). Hierfür wurde ein stochastischer Prozess konstruiert, der dem Aufbau einer Vielzahl unabhängiger CCS-Projekte nachempfunden ist: Projekte werden unabhängig voneinander aufgesetzt und durchlaufen in 20%-Schritten Meilensteine bis das Projekt bei 100 % abgeschlossen ist. Bei jedem Meilenstein gibt es ein Risiko, dass das Projekt scheitert. Dieses Risiko⁹ addiert sich zum Gesamtrisiko, welches genau der Ausfallquote entspricht; hier die 45 % bzw. 78 % übernommen von Kazlou et al. [41].

⁹In der Modellierung von Ausfällen ist die Annahme einer Weibull Verteilung üblich [59]. Für die Modellierung wurde das diskrete Ausfallrisiko näherungsweise Weibull verteilt.

Scheitert ein Projekt bei über 50 % Projektfortschritt, wird die Kapazität angerechnet, d.h. es wird nicht von einem “Totalverlust” ausgegangen, wenn ein solches Projekt scheitert. In jedem Fall kostet ein Projekt min. 10 % von dessen Gesamtkosten, selbst wenn es im ersten Schritt scheitert (Fixkosten). Der simulierte Aufbau einzelner Projekte wird wiederholt, bis die gewünschte Zielkapazität erreicht ist. Am Ende resultiert daraus eine Kostenschätzung für diesen einen, so verlaufenen “Projekthochlauf” – da Teile des Vorgangs aber dem Zufall unterliegen, muss dieser Vorgang sehr oft wiederholt werden. Aus den vielen Wiederholungen, ergibt sich eine Näherung der *Verteilung* der Kosten des Vorgangs. Der Erwartungswert dieser Verteilung entspricht den durchschnittlichen Kosten (*expected cost*) der Projekte und damit der Kapazität insgesamt. Der Quotient aus Kapazität und Erwartungswert der Kosten beschreibt die durchschnittlichen Kosten je Kapazitätseinheit.

Die vereinfachte Simulation kommt zu dem Ergebnis, dass unter einer 45 % Ausfallquote eine Kapazitätseinheit im Mittel 3,5 Mal so viel kostet wie unter einer 0 % Ausfallquote (siehe Abb. 8). Wird die Ausfallquote auf 78 % gesetzt, kostet eine Kapazitätseinheit im Mittel 4 Mal so viel.¹⁰ Dieser Faktor ist der Risikoaufschlag für das Projektrisiko, aus dem sich die risikoadjustierten Kosten für CCS ergeben. Der vergleichsweise geringe Anstieg der Kosten bei einem Sprung der Ausfallquote von 45 % auf 78 % lässt sich durch die Verteilung der Ausfallrisiken in den verschiedenen Projektphasen erklären: In den frühen Phasen des Projekts sind die Ausfallrisiken am höchsten, was bedeutet, dass viele Projekte bereits in den ersten Phasen scheitern. Da aber bei einem frühen Scheitern weniger Kapazität verloren geht und weniger Kosten anfallen (weil weniger Ressourcen und Zeit investiert wurden), sind die zusätzlichen Kosten bei höheren Ausfallquoten geringer als intuitiv erwartet.

Dieselbe Wirtschaftlichkeitsanalyse würde unter Einbezug der risikoadjustierten Kosten zu einem insgesamt deutlichen negativen Ergebnis für alle Szenarien kommen. Es ist davon auszugehen, dass im Zuge des realen Hochlaufs von CCS ein signifikanter Anteil der privaten Investitionen wie auch der staatlichen Subventionen in erfolglose Projekte fließen wird. Wenngleich alle Innovationen einem höheren Risiko unterliegen als etablierte Technologien, bleibt das absehbare Projektrisiko bei CCS daher ein besonders kritischer Aspekt.

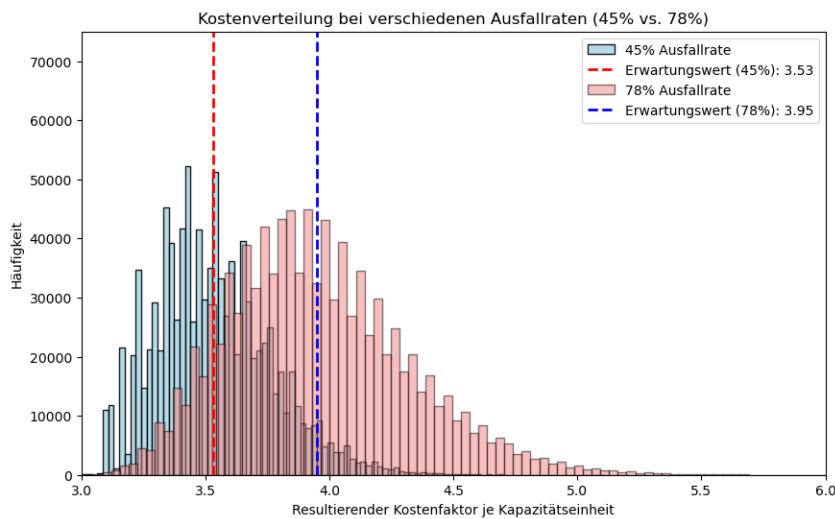


Abbildung 8.: Verteilung der Kosten bei je 1 Mio. Monte Carlo Simulationen. Erwartungswert entspricht den durchschnittlichen Kosten einer Kapazitätseinheit. Eigene Berechnungen.

¹⁰Standardabweichungen: +/- 0.36 und +/- 0.24 Unterschied zwischen den Mittelwerten ist statistisch signifikant. t-Statistik: -968.28, p-Wert: 0.0. Verteilung des Projektrisikos nach Fortschritt in 20 % Inkrementen: 0.1, 0.15, 0.1, 0.075, 0.025 für 45 % und 0.175, 0.275, 0.175, 0.1275, 0.0275 für 78 %.

6. Risiken bei der Hoffnung auf die CCS Technologie

Die aktuelle politische und öffentliche Diskussion von CCS ist bisher stark auf die Chancen fokussiert, während Risiken der Technologie tendenziell unterschätzt werden. Daher werden im folgenden Abschnitt einige der größten Risiken genauer ausgeführt. Diese sind zum Teil auf Grund der Komplexität nicht in der vorherigen Berechnung mit einberechnet und würden die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten einer CCS-Implementierung erhöhen.

6.1. Unterschätzte Kosten und überschätzte Potentiale für Lerneffekte

Daten zu Kosten realer CCS-Projekte sind kaum öffentlich zugänglich. Auch die IEA und die CCS-Lobbyvereinigung Global CCS Institute veröffentlichen keine reellen Daten zu CCS-Kosten. Somit lassen sich in der Literatur nur Schätzungen mit hohen Bandbreiten finden [14,20,35,40]. Zudem wird in gängigen Kostenschätzungen von idealen Bedingungen und theoretischen Annahmen ausgegangen. Gerade die hohen Ausfallraten [41] von CCS-Projekten treiben die Kosten jedoch in die Höhe (vgl. 5.6) und führen zu nicht absehbaren Kostensteigerungen. Zudem haben sich die in der Literatur angenommenen Abscheidungsraten von 80-90 % in der Realität bisher nicht bestätigen können. Oftmals liegen die reellen Abscheidungsraten deutlich darunter [3,31]. Nicht zuletzt gilt es zu berücksichtigen, dass viele von der Bundesregierung angedachte Anwendungen (CO₂-Abscheidung in der Industrie, Speicherung in salinen Offshore Formationen) kaum erprobt sind. Somit lässt sich nicht von Erfahrungen profitieren, die eine Senkung der Ausfallquoten bewirken könnten. Kritische Analysen warnen daher vor zu optimistischen Annahmen zu CCS-Kosten in der Literatur und Transformationsszenarien (Vgl. Kapitel 4).

Obwohl CCS bereits seit Jahrzehnten in der fossilen Industrie angewendet wird, lassen sich bis heute keine Hinweise auf substanzelle Kostenreduktionen in der CCS-Projektkette finden [3]. Experten gehen daher eher davon aus, dass sich Kostenveränderungen ähnlich zur Atomtechnologie verhalten werden. Wesentliche Bestandteile der Transport- und Speicherinfrastruktur sind bereits etabliert und kostenoptimiert (Stahlrohre, Gaspumpen, Bohrer). Auch die am weitesten verbreitete Technologie zur CO₂-Abscheidung (Aminwäsche) wird bereits seit Jahrzehnten angewandt und gilt als ausgereift [8,17,24]. Daher kann abseits von Skaleneffekten nicht von signifikanten Kostensenkungen ausgegangen werden.

6.2. Staatliche Förderung ist kein Garant für einen erfolgreichen CCS-Hochlauf

Eine kürzlich erschienene Analyse geht von notwendigen Subventionen für CCS in Europa von bis zu 140 Mrd. € aus [32]. Auch der aktuelle Entwurf der Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung betont, dass der Erfolg eines CCS-Hochlaufs durch staatliche Förderungen ermöglicht werden soll [7]. Allerdings haben Förderungen in den letzten zwei Jahrzehnten nicht zum gewünschten Erfolg geführt.

So setzte die EU 2007 das European Energy Program for Recovery (EEPR) auf und startete ab 2011 zusätzlich das New Entrants Reserve 300 (NER300). Zusammen wurde so eine Budget von 3,7 Mrd. € bereit gestellt, um CCS und andere innovative Technologien zu fördern [63]. Das Ziel war es, bis 2015 insgesamt 12 großskalige CCS-Projekte zu realisieren, um einerseits die kommerzielle Verfügbarkeit zu demonstrieren und andererseits signifikante CO₂-Einsparungen zu erzielen.

Insgesamt bewarben sich 18 Projekte, von denen 7 eine Förderzusage mit einem Gesamtvolume von 1,3 Mrd. € bekamen [63]. Alle 18 damals geplanten Projekte scheiterten¹¹, auch jene mit Förderzusage. Denn trotz der Auszahlung von EU-Fördergeldern in Höhe von 424 Mil. € fand sich für die Projekte keine Anschlussfinanzierung privater Investoren. Gründe hierfür

¹¹Ein Projekt in Spanien wurde nicht beendet, kam jedoch nie über einzelne Pilotanlagen hinaus, welche nie vollständig in Betrieb gingen.

waren allgemeine Investitionsunsicherheiten, technische Schwierigkeiten, ein falscher Ansatz zur Diversifizierung der Finanzierung für die Forschung und Entwicklung und mangelndes Interesse der Energiebranche [61]. Die erhofften und bereits in CO₂-Minderungspfaden berücksichtigten Einsparungen von 70 Mt CO₂ in den ersten 10 Jahren wurden so nie erreicht [63]. Ähnliche Erfahrungen wurden auch in anderen Ländern gemacht. Somit ist weiterhin unklar, ob der jetzt gestartete erneute Anlauf mehr Erfolg haben wird - und ob daraus resultierend sich entsprechende Lerneffekte und Kostenreduktionen abbilden.

6.3. Begrenzte CO₂-Speicher- und Einspeisekapazitäten

Das Forschungsprojekt Geostor, dass die deutsche Nordsee auf Möglichkeiten der CO₂-Speicherung untersucht, hat frühere Schätzungen zum Speicherpotenzial von 3,6 - 10,4 Gt [58] kürzlich auf 1 - 6 Gt [79] reduziert. Auch diese Schätzungen stellen dabei einen theoretischen Maximalwert dar, der sich durch weitere Analysen und Auswahlverfahren deutlich verringern wird [79]. So beziehen sich die Werte auf die gesamte Wirtschaftszone Deutschlands, ohne Naturschutzgebiete und Vorranggebiete für Windparks, Fischerei und militärische Übungen zu berücksichtigen. Allein der Ausschluss der CO₂-Speicherung in diesen Vorranggebieten könnte das Potenzial verfügbarer Speicher halbieren [66].

Die Speicherstätten in der deutschen Nordsee sind begrenzt. Sie werden in Abhängigkeit der Höhe der zu speichernden CO₂-Emissionen nur für einen begrenzten Zeitraum ausreichen. Bisherige saline Speicherstätten in der norwegischen Nordsee (Sleipner & Snøhvit) speichern zusammen eine Menge von 1,8 Mt pro Jahr ein und waren mit unerwarteten Problemen konfrontiert (Vgl. Exkurs zur Geschichte von CCS). Für eine Skalierung von CCS müssten zukünftige Speicherstätten für abgeschiedenes CO₂ aus Deutschland höhere jährliche Injektionsraten aufweisen. Erfahrungen in dieser Größenordnung, insb. zu daraus resultierenden Leckagerate, existieren bisher nicht.

Das med-Szenario von Prognos, dass der Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung zugrunde liegt, erwartet ab Ende der 2030er eine jährliche CO₂-Einspeisung von 30 Mt. Ein Speicherpotenzial von 1 Gt (entsprechend der unteren Schätzung von Geostor) wäre so nach bereits 33 Jahren erschöpft. Bei 60 Mt CO₂ jährlicher Einlagerung, wie vom max-Szenario ab Anfang der 2040er erwartet, bereits nach 17 Jahren. Daraus folgen zwei Erkenntnisse: Erstens muss bei diesen angenommenen Größenordnungen voraussichtlich ein Teil des in Deutschland abgeschiedenen CO₂ ins europäische Ausland exportiert und dort eingelagert werden (z.B. Norwegen, Niederlande). Zweitens kann CCS nur eine Übergangstechnologie sein, die für einen kurzen bis mittleren Zeitraum hilft, die Emissionen zu senken oder sogar negative Emissionen zu erzielen. Langfristig muss das gesamte Wirtschaftssystem defossiliert werden, um eine THG-Neutralität auch nach der Erschöpfung geologischer Speicherstätten zu gewährleisten.

Werden begrenzte (günstigere) Speicherkapazitäten frühzeitig für Emissionen genutzt, die auch anderweitig hätten vermieden werden können, so fehlen diese Speicherstätten für wirklich unvermeidbare Emissionen aus anderen Sektoren - was die Gesamtkosten der Transformation erhöht oder unmöglich macht. Auch für die Erreichung negativer Emissionen durch BECCS/DACCS werden (bezahlbare) geologische Speicherstätten benötigt. Eine Nutzung dieser Speicherstätten für fossiles CO₂ steht somit in direkter Konkurrenz mit technischem CDR (Carbon Dioxide Removal).

6.4. Überdimensionierte Transportinfrastruktur und Lock-In von fossilen Technologien und Akteuren

Durch den Skaleneffekt, bei dem größere Transportvolumina zu geringeren Kosten pro Einheit führen, entsteht der Anreiz möglichst viele CO₂-Quellen an ein Pipelinennetz anzuschließen. Eine überdimensionierte Transportinfrastruktur birgt jedoch das Risiko hoher Investitionskosten bei langfristig ungenutzter Kapazitäten. Denn auch wenn CO₂-Pipelines vorübergehend vollständig ausgelastet wären, reduziert sich langfristig der Bedarf durch technologische Umbrüche (bspw. durch den Umstieg auf alternative Industrieprozesse). Für den effizienten und sicheren Betrieb von Gaspipelines braucht es jedoch möglichst konstanten Druck und Gasvolumina. Nicht vollständig ausgelastete Pipelines sind teurer zu warten und schwerer zu überwachen [49], was langfristig wirtschaftliche und ökologische Risiken mit sich bringt. Um das zu verhindern entstehen Anreize, möglichst viele Kunden mit langfristigen Verträgen an ein Pipelinennetz zu binden [56]. Im Ergebnis kann dies aber zum Lock-In fossiler Technologien trotz verfügbarer Alternativen oder zu gestrandeten Investitionen (Pipelines) kommen.

6.5. Hohe Opportunitätskosten

Die Implementierung von CCS in Deutschland ist mit erheblichen Herausforderungen verbunden: Dazu gehören hohe Ausfallraten, technologische Unsicherheiten, fehlende substanzelle Kostensenkungen, mangelnde Erfahrungen bei der Anwendung von CCS in der Industrie und die Forderung nach umfangreichen Subventionen. Diese Faktoren erhöhen die Opportunitätskosten, da Ressourcen, die in den Aufbau und die Förderung von CCS fließen, nicht für die Entwicklung alternativer Reduktionsmaßnahmen verwendet werden können. Technologien wie der Einsatz von grünem Wasserstoff oder elektrischen Steamcrackern, aber auch Suffizienz- und Effizienzmaßnahmen wie eine optimierte Abfall- und Kreislaufwirtschaft bieten eine potenziell kostengünstigere und risikoärmere Lösung zur Reduktion industrieller Emissionen. Eine zu große Fokussierung auf CCS, in der fälschlichen Hoffnung einer sogenannten “silver bullet”, kann die notwendige finanzielle und technologische Unterstützung für diese alternativen Ansätze einschränken und deren Skalierung verzögern. Dies reduziert die Geschwindigkeit und Effizienz der langfristig notwendigen Defossilisierung in Deutschland.

Aufgrund der weltweiten Erfahrungen von gescheiterten CCS-Projekten besteht die begründete Gefahr, dass die hohen Erwartungen an die CO₂-Vermeidung durch CCS nicht erfüllt werden können. Im Ergebnis würden weiterhin erhebliche Restemissionen bestehen, die durch alternative Maßnahmen kompensiert werden müssten. Diese zusätzlichen Kosten für die Gesellschaft, den Staat und Unternehmen würden die hohen Opportunitätskosten von CCS weiter erhöhen und den volkswirtschaftlichen Nutzen in Frage stellen. Vor diesem Hintergrund scheint ein stärkerer Fokus und eine Priorisierung auf die möglichst weitgehende Reduktion von potenziellen Restemissionen direkt an der Quelle an Stelle der Nutzung der CCS-Technologie als ökonomisch sinnvoll und risikoärmer. Es braucht eine ganzheitliche Diskussion in Politik, Industrie und Gesellschaft, die unter Berücksichtigung volkswirtschaftlicher und klimaschutzrelevanter Gesichtspunkte eine nachhaltige Carbon-Management-Strategie erarbeitet und im Ergebnis eine nachhaltige und zukunftsfähige Industrie in Deutschland sichert.

7. Gesamtergebnis der Studie

In dieser Studie wurde die mögliche Rolle von CCS-Technologien im Kontext der deutschen Klimaschutzbemühungen untersucht. Dabei lag der Schwerpunkt auf den möglichen Anwendungsfeldern, den technologischen Reifegraden, den potenziellen Kosten der Carbon-Management-Strategie (CMS) der Bundesregierung sowie den mit CCS verbundenen Risiken. Im Ergebnis wurde gezeigt, dass CCS eine teure Technologie ist, weshalb eine breite Anwendung von CCS ökonomisch nicht sinnvoll ist. Insbesondere in Bereichen wo Alternativen vorhanden sind, erweisen diese sich in der Regel als kostengünstiger und ökologischer - und sollten daher priorisierend verfolgt werden. Somit birgt die (vorübergehende) Nutzung von CCS das Risiko hoher Opportunitätskosten, fossiler Lock-Ins und gestrandeter Investitionen.

Der aktuelle Entwurf der CMS führt zu kumulierten CCS-Kosten in Höhe von 39,2 bis 81,5 Milliarden EUR bis 2045. Eine große Unsicherheit ist hierbei, inwiefern erhoffte Kostenreduktionen bei der CCS-Technologie eintreten. Während einige Projekte, insbesondere im Bereich der industriellen Anwendungen, bereits moderate Kostenreduktionen verzeichnen, zeigen historische Daten, dass große Durchbrüche in der Kostensenkung unwahrscheinlich sind. Die Vergleichbarkeit mit exponentiell wachsenden Technologien wie der Photovoltaik ist nicht gegeben, da CCS keine einzelne, leicht skalierbare Technologie darstellt. CCS besteht aus einer komplexen Prozesskette aus Abscheidung, Transport und Speicherung. Dies macht den Einsatz von CCS sehr standortspezifisch und erfordert maßgeschneiderte Lösungen, was die Skalierung und die damit einhergehenden Kosteneffekte einschränkt. Erfahrungen aus der Vergangenheit zeigen, dass CCS eher mit der Atomtechnologie und deren Kostenentwicklung vergleichbar ist. Zudem zeigen Untersuchungen, dass für CCS in Klimaschutzszenarien, aber auch in Politik und Wirtschaft, tendenziell von zu optimistischen Kostensenkungen ausgegangen wird. Diese zu optimistischen Annahmen erklären, warum bisherige Ausbauprognosen nie erreicht wurden. In der Vergangenheit konnten lediglich 12 % der weltweiten CCS-Projekte erfolgreich durchgeführt werden. Werden die zusätzlichen Kosten für zukünftig erwartbare gescheiterte Projekte mit inkludiert erhöhen sich die Gesamtkosten im Mittel um das Vierfache. Zudem werden die theoretisch möglichen Abscheidungsraten von 80 - 90 % in der Realität selten erreicht. Diese wegfallenden Kapazitäten müssten anderweitig kompensiert werden, was ein weiteres, schwer quantifizierbares Kosten- und Klimarisiko darstellt. Die Unsicherheiten bezüglich der technologischen Reife, insbesondere bei der langfristigen CO₂-Speicherung, sowie der Aufbau der nötigen Infrastruktur und deren mangelnde öffentliche Akzeptanz, erhöhen die wirtschaftlichen Risiken erheblich. Vor diesem Hintergrund ist CCS nur bei solchen Anwendungen ökonomisch sinnvoll, wo zum heutigen Zeitpunkt keine Alternativen vorhanden sind und sollte bei Gaskraftwerken ausgeschlossen werden. Dies ist auch im Einklang mit der Empfehlung vom Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), welcher hierfür eine Änderung des § 33 Abs. 5 des neu gefassten Kohlendioxid-Speicherungs- und -transportgesetzes vorschlägt [73]. Im Gegensatz dazu soll der Einsatz von CCS nach dem Entwurf der CMS der Bundesregierung in allen Industriebranchen und bei Gaskraftwerken ermöglicht werden - und sollte daher entsprechend eingeschränkt werden.

Die Umsetzung einer CMS in Deutschland benötigt die Planung, Genehmigung und den Bau der gesamten CCS-Projektkette. Die Komplexität eines solchen Vorhabens, inkl. des Baus von tausenden von Pipelinekilometern, sollte nicht unterschätzt werden. So wurden Kosten und Konstruktionszeiten für große Infrastrukturprojekte in Deutschland oft um ein Vielfaches überschritten. Eine Transportinfrastruktur sollte auf EU-Ebene koordiniert und eine Überdimensionierung unbedingt vermieden werden.

Die limitierte Verfügbarkeit geologischer Speicherstätten bietet das Potenzial für Nutzungs-konflikte. Diese bestehen sowohl mit Naturschutzgebieten und Vorranggebieten für Windparks, Fischerei und militärische Übungen - als auch bei der CO₂-Speicherung sowohl zwischen Branchen einzelner Länder, als auch zwischen den Ländern innerhalb der EU. Speicher die mit CO₂ gefüllt werden, welches anderweitig hätte vermieden werden können, stehen im weiteren Verlauf nicht mehr für wirklich unvermeidbare Emissionen oder zukünftig notwendige Negativemissionen zur

Verfügung. Eine konsistente, auf EU-Ebene abgestimmte Gesamtstrategie sollte eine nachhaltige Nutzung verfügbarer Speicher verfolgen.

Insgesamt zeigt die Studie, dass CCS als potentielle sogenannte 'Brückentechnologie' nur für Bereiche mit nicht vermeidbaren Restemissionen sinnvoll ist. Diese denkbaren Anwendungsbereiche können im Laufe der Zeit immer kleiner werden. Dies hängt vor allem vom technologischen Fortschritt und der perspektivischen Verfügbarkeit von kostengünstigem erneuerbarem Strom und grünem Wasserstoff ab. So wurde Anfang der 2010er noch davon ausgegangen, dass auch für den Stahlsektor CCS die beste Lösung darstellt - während sich inzwischen mit einer Kombination aus Strom und Wasserstoff eine kostengünstigere und ökologischere Lösung gefunden hat. Analog könnten somit in einigen Jahren auch andere ökonomisch und ökologisch bessere Lösungen für die Zementindustrie entstehen.

Die langfristige Abhängigkeit von CCS birgt das Risiko, dass die Dekarbonisierung verzögert wird, wenn andere, nachhaltigere Lösungen nicht ausreichend gefördert und ausgeschöpft werden. So zeigen internationale Recherchen, dass es oftmals die Öl- und Gaslobby ist, die versucht das Thema CCS zu nutzen, um eigene Geschäftsinteressen durchzusetzen und den Klimaschutz somit zu unterwandern [39]. Die begrenzten geologischen Speicherpotenziale in Deutschland sowie die hohe Kostenunsicherheit unterstreichen die Notwendigkeit, den Einsatz von CCS auf ein Minimum zu beschränken und alternative Lösungen zur Emissionsreduktion zu priorisieren. Eine nachhaltige und umfassende Energiewende kann nur gelingen, wenn neben der Förderung von CCS primär in den Ausbau von erneuerbaren Energien, Elektrifizierung und die Stärkung von Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen zum Aufbau einer zirkulären Wirtschaft investiert wird.

Aus der Analyse folgt eine Reihe nächster Schritte, um den potenziellen Einsatz von CCS in Deutschland ökonomisch und ökologisch verträglich zu machen und Risiken zu minimieren:

(1) Klare Definition unvermeidbarer Restemissionen in der CMS

Eine konsistente und transparente Carbon-Management-Strategie erfordert eine klare Definition unvermeidbarer Restemissionen. Die österreichische CMS kann dabei als Vorbild dienen. Darüber hinaus müssen Reduktionsmöglichkeiten direkt an der Quelle sowie die Verantwortlichkeiten der Wirtschaft klar festgelegt werden. Eine präzise Taxonomie ist entscheidend, um den Einsatz von CCS gezielt und kosteneffizient zu gestalten.

(2) Gezielter Einsatz von CCS durch Vermeiden vor Verpressen

Um eine Abhängigkeit von fossilen Infrastrukturen und Akteuren zu verhindern, sollte CCS ausschließlich für nach dem Stand der Technik unvermeidbare Restemissionen in Industriebereichen ohne Alternativen eingesetzt werden. Der Einsatz im Energiesektor ist auszuschließen. Vorrang muss stets die Emissionsvermeidung durch technologische und strukturelle Maßnahmen haben, anstatt auf die unsichere und teure nachträgliche CO₂-Abscheidung durch die Installation von CCS zu setzen.

(3) Opportunitätskosten berücksichtigen

CCS ist eine Vermeidungsoption mit erheblichen Unsicherheiten in Bezug auf Umsetzungserfolg und Kosten. Die aktuelle politische und öffentliche Diskussion ist bisher stark auf die Chancen fokussiert, während Kosten und Risiken der Technologie tendenziell unterschätzt werden. Besonders beim Einsatz von Steuergeldern müssen diese im Vergleich zu alternativen Strategien wie der Förderung von erneuerbaren Energien, Energieeffizienz und Suffizienzmaßnahmen sorgfältig abgewogen werden.

(4) Planungsrisiko minimieren und Schnellschüsse vermeiden

Überstürzte Entscheidungen und Investitionen bergen das Risiko von Stranded Assets und ineffizienter Ressourcennutzung. Einheitliche europäische Regelungen und eine koordinierte Strategie sind entscheidend, um Skaleneffekte zu nutzen und die begrenzten CO₂-Speicherkapazitäten optimal zu nutzen.

Verfügbarkeit der Daten

Die in dieser Studie verwendeten Daten sind weitestgehend öffentlich zugänglich und stammen aus verschiedenen Quellen, die in den Referenzen aufgeführt sind. Alle relevanten Daten und Berechnungen wurden im Manuscript oder Anhang transparent dargestellt. Zusätzliche Informationen oder spezifische Datensätze, die für Replikationen oder weiterführende Analysen benötigt werden, können auf Anfrage beim korrespondierenden Autor bereitgestellt werden. Aufgrund von Datenschutzbestimmungen und sonstigen Vereinbarungen können bestimmte Daten ggf. nur in aggregierter Form oder nach entsprechender Genehmigung zur Verfügung gestellt werden.

Danksagung

Wir danken Dr. Lukas Gast vom Fachgebiet für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der Technischen Universität Berlin für seine wertvollen Hinweise und das kritische Feedback als Reviewer dieser Kurzstudie.

Disclaimer

Die in dieser Arbeit geäußerten Ansichten und Schlussfolgerungen spiegeln ausschließlich die Meinungen und Erkenntnisse der Autoren wider und nicht notwendigerweise die des Auftraggebers.

Literatur

- [1] Agora. *Studie: Klimaneutrales Deutschland 2045*. Agora Energiewende, 2021.
- [2] Brigitte Bach, Oliver Geden, Gottfried Kirchengast, Holger Ott, Ilse Schindler, Sigrid Stagl, and Karl Steininger. Beitrag des wissenschaftsbeirats zur österreichischen carbon management strategie. 2024.
- [3] Andrea Bacilieri, Richard Black, and Rupert Way. Assessing the relative costs of high-ccs and low-ccs pathways to 1.5 degrees. Technical report, Oxford Smith School Working Paper 23–08. Available at: <https://www ...>, 2023.
- [4] Hisham Al Baroudi, Adeola Awoyomi, Kumar Patchigolla, Kranthi Jonnalagadda, and E.J. Anthony. A review of large-scale co2 shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage. *Applied Energy*, 287, 2021.
- [5] C. Lennart Baumgärtner, Rupert Way, Matthew C. Ives, and J. Doyne Farmer. The need for better statistical testing in data-driven energy technology modeling. *Joule*, August 2024.
- [6] BDI. Klimapfade 2.0 - ein wirtschaftsprogramm für klima und zukunft. *Studie*, 2021.
- [7] BMWK. Management strategie der bundesregierung - entwurf. 2024.
- [8] Ahmed M Bukar and Muhammad Asif. Technology readiness level assessment of carbon capture and storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 200:114578, 2024.
- [9] Die Bundesregierung. Eckpunkte carbon management strategie. 2024.
- [10] Die Bundesregierung. Bundes-klimaschutzgesetz. Verabschiedet in 2019; Letzte Novellierung in 2024.
- [11] Carmen Canle. Global status of ccs 2023. 2023.
- [12] Günter Dehoust and Holger Alwast. Kapazitäten der energetischen verwertung von abfällen in deutschland und ihre zukünftige entwicklung in einer kreislaufwirtschaft. *Oeko-Institut eV, Berlin*, 2019.
- [13] dena. dena-leitstudie: Aufbruch klimaneutralität. *Studie*, 2021.
- [14] Wolfram Dietz, Michael Schönemann, Matthias Seitz, Nina Thiel, and Wolfgang Rommel. Nutzungsmöglichkeiten und potenziale bei abfallbehandlungsanlagen zur sektorenkopplung, energiebereitstellung und co2-abscheidung. *bifa Umweltinstitut GmbH*, 2024.
- [15] Cyrille F. Dunant, Julian M. Allwood, and P. M. Horton. Process for the combined manufacture of steel and cement clinker (wo 2023/285678 a1). *ZKG Cement Lime Gypsum, Issue 2*, 2023.
- [16] Cyrille F Dunant, Shiju Joseph, Rohit Prajapati, and Julian M Allwood. Electric recycling of portland cement at scale. *Nature*, pages 1–7, 2024.
- [17] Bartosz Dziejarski, Renata Krzyżyska, and Klas Andersson. Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment. *Fuel*, 342:127776, 2023.
- [18] Christoph Elhardt. Cost of direct air carbon capture to remain higher than hoped. <https://ethz.ch/en/news-and-events/eth-news/news/2024/03/cost-of-direct-air-carbon-capture-to-remain-higher-than-hoped.html>, 2024.
- [19] International Institute for Sustainable Development. Why carbon capture and storage costs remain high. <https://www.iisd.org/articles/deep-dive/why-carbon-capture-storage-cost-remains-high>, 2023.
- [20] Angus Gillespie. The current economics of carbon capture and storage. <https://glginsights.com>, 2021.
- [21] Global CCS Institute. Technology readiness and costs of ccs, 2022.
- [22] Grant Hauber. Norways sleipner and snøhvit ccs: Industry models or cautionary tales? 2023.
- [23] JK Haug and P Stigson. Local acceptance and communication as crucial elements for realizing ccs in the nordic region. *Energy Procedia*, 86:315–323, 2016.
- [24] Hesamedin Hekmatmehr, Ali Esmaeili, Maryam Pourmahdi, Saeid Atashrouz, Ali Abedi, Meftah Ali Abuswer, Dragutin Nedeljkovic, Mohammad Latifi, Sherif Farag, and Ahmad Mohaddespour. Carbon capture technologies: A review on technology readiness level. *Fuel*, 363:130898, 2024.
- [25] M. Hiebel, J. Nühlen, and J. Bertling. Zur rolle der thermischen abfallbehandlung in der circular economy. *Fraunhofer UMSICHT*, 2017.
- [26] Dr Dominic Hogg. Materials or gases? how to capture carbon. *Zero Waste Europe*, 2024.
- [27] NMA Huijts, AL Meijnders, CJH Midden, and N Ellemers. Social acceptance of carbon dioxide storage. *Energy Policy*, 35(5):2780–2789, 2007.
- [28] IEA. Technology roadmap: Carbon capture and storage. 2009.
- [29] IEA. *World Energy Outlook 2023*. International Energy Agency, 2023.

- [30] International Energy Agency (IEA). Ccus projects explorer. Technical report, IEA, 2024.
- [31] IEEFA. Carbon capture and storage - an unproven technology that can not meet planetary co2 mitigation needs. 2024.
- [32] IEEFA. Carbon capture and storage: Europe's climate gamble. too complex, too expensive, and too late to support net-zero targets, 2024.
- [33] Our World in Data. Solar (photovoltaic) panel prices vs. cumulative capacity, 2024.
- [34] International Energy Agency. Levelised cost of co2 capture by sector and initial co2 concentration, 2019. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-co2-capture-by-sector-and-initial-co2-concentration-2019>, 2019.
- [35] International Energy Agency. Is carbon capture too expensive? <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>, 2021.
- [36] International Energy Agency. Carbon capture, utilisation and storage - tracking. <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage#tracking>, 2024.
- [37] IPCC. Ar6 synthesis report. Technical report, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2023.
- [38] Kenshi Itaoka, Yuki Okuda, Aya Saito, and Makoto Akai. Influential information and factors for social acceptance of ccs: The 2nd round survey of public opinion in japan. *Energy Procedia*, 1(1):4803–4810, February 2009.
- [39] TJ Jordan. Uk's £22bn carbon capture pledge follows surge in lobbying by fossil fuel industry, records show, 2024.
- [40] Farzan Kazemifar. A review of technologies for carbon capture, sequestration, and utilization: Cost, capacity, and technology readiness. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 12(1):200–230, 2022.
- [41] Tsimafei Kazlou, Aleh Cherp, and Jessica Jewell. Feasible deployment of carbon capture and storage and the requirements of climate targets. *Nature Climate Change*, September 2024.
- [42] David Kearns, Hary Liu, and Chris Consoli. Technology readiness and costs of ccs. *Global CCS institute*, 3, 2021.
- [43] RM Krause, SR Carley, DC Warren, JA Rupp, and JD Graham. Not in (or under) my backyard: geographic proximity and public acceptance of carbon capture and storage facilities. *Risk Analysis*, 34(3):529–540, 2014.
- [44] Joo Suk Lee and Eun Chul Choi. Co2 leakage environmental damage cost – a ccs project in south korea. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93:753–758, October 2018.
- [45] Sebastian Lübbbers, Jens Hobohm, Christoph Thormeyer, and Hans Dambeck. Technische co2-senken – technoloökonomische analyse ausgewählter co2-negativemissionstechnologien. kurzgutachten zur dena-leitstudie aufbruch klimaneutralität. *Prognos AG*, 2021.
- [46] Neal Noah Madras. *Lectures on monte carlo methods*, volume 16. American Mathematical Soc., 2002.
- [47] Emma Martin-Roberts, Vivian Scott, Stephanie Flude, Gareth Johnson, R. Stuart Haszeldine, and Stuart Gilfillan. Carbon capture and storage at the end of a lost decade. *One Earth*, 4(11):1569–1584, 2021.
- [48] MCC. So schnell tickt die co -uhr. *Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change*, 2024.
- [49] E Shashi Menon. *Gas pipeline hydraulics*. Crc Press, 2005.
- [50] Bert Metz, Ogunlade Davidson, HC De Coninck, Manuela Loos, and Leo Meyer. *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. Cambridge: Cambridge University Press, 2005.
- [51] J. Morris, J. Farrell, H. Kheshgi, H. Thomann, Y.H. Chen, S. Paltsev, and H. Herzog. Representing the costs of low-carbon power generation in multi-regional multi-sector energy-economic models. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 87:170–187, 2019.
- [52] National Petroleum Council. Meeting the dual challenge: A roadmap to at-scale deployment of carbon capture, use, and storage, 2019.
- [53] Gregory Nemet, Jenna Greene, Finn Müller-Hansen, and Jan C. Minx. Dataset on the adoption of historical technologies informs the scale-up of emerging carbon dioxide removal measures. *Communications Earth & Environment*, 4(1), October 2023.
- [54] Pao-Yu Oei, Johannes Herold, and Roman Mendelevitch. Modeling a carbon capture, transport, and storage infrastructure for europe. *Environmental Modeling & Assessment*, 19:515–531, 2014.
- [55] Pao-Yu Oei and Roman Mendelevitch. European scenarios of co2 infrastructure investment until 2050. *The Energy Journal*, 37, 2016.
- [56] Matthew E Oliver. Economies of scale and scope in expansion of the us natural gas pipeline network. *Energy Economics*, 52:265–276, 2015.
- [57] Intergovernmental Panel on Climate Change. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*.

- Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Cambridge University Press, Cambridge, 2014.
- [58] Andreas Oschlies, Gregor Rehder, Achim Kopf, Ulf Riebesell, Klaus Wallmann, and Martin Zimmer. Gezielte kohlendioxid-entnahme // welche möglichkeiten meeressbasierte verfahren bieten und wie diese erforscht werden, cdrmare research mission. *CDRmare*, 2024.
 - [59] GR Pasha, M Shuaib Khan, and Ahmed Hesham Paasha. Empirical analysis of the weibull distribution for failure data. *Journal of Statistics*, 13, 2006.
 - [60] Prognos and FutureCamp. Cms. vorläufige modellierungsergebnisse. Webinar, 2024.
 - [61] Fabian Präger. Aus-, ein- und umstiegsprozesse in der sozial-ökologischen transformation im 21. jahrhundert. *Dissertation*, 2024.
 - [62] IPCC Sixth Assessment Report. Figure spm.7: Overview of mitigation options and their estimated ranges of costs and potentials in 2030, 2022.
 - [63] Ernesto Roessing, Jerneja Vrabič, Stefan Den Engelsen, Samo Jereb, Helder Faria Viegas, and Oana Dumitrescu. Special report: Demonstrating carbon capture and storage and innovative renewables at commercial scale in the eu: intended progress not achieved in the past decade. *European Court of Auditors*, 2018.
 - [64] Edward S. Rubin, John E. Davison, and Howard J. Howard. The cost of co2 capture and storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40:378–400, July 3 2015.
 - [65] Edward S Rubin, Hari Mantripragada, Aaron Marks, Peter Versteeg, and John Kitchin. The outlook for improved carbon capture technology. *Progress in energy and combustion science*, 38(5):630–671, 2012.
 - [66] Heike Rüters, Alexandra Ruales, and Stefan Knopf. Potential interactions of uses – implication for storage capacity estimates. 2024.
 - [67] Lorenzo Sani. Curb your enthusiasm. bridging the gap between the uk’s ccus targets and reality, 2024.
 - [68] Felix Schenuit, Miranda Böttcher, and Oliver Geden. ”carbon management: Chancen und risiken für ambitionierte klimapolitik. Technical report, SWP-Aktuell, 2023.
 - [69] Landesregierung Schleswig-Holstein. Klimaschutzprogramm 2030. <https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/K/klimaschutz/Downloads/klimaschutzprogramm2030.pdf>, 2020.
 - [70] David Schlüssel and Anika Juhn. Blue hydrogen: Not clean, not low carbon, not a solution. 2023.
 - [71] Clemens Schneider, Sascha Samadi, Georg Holtz, Georg Kobiela, Stefan Lechtenböhmer, and Wido Witecka. Klimaneutrale industrie: Ausführliche darstellung der schlüsseltechnologien für die branchen stahl, chemie und zement. 2020.
 - [72] Izhar Hussain Shah, Sabbie A Miller, Daqian Jiang, and Rupert J Myers. Cement substitution with secondary materials can reduce annual global co2 emissions by up to 1.3 gigatons. *Nature communications*, 13(1):5758, 2022.
 - [73] SRU. Ccs in deutschland rechtlich auf unvermeidbare restemissionen begrenzen: Stellungnahme zur kspg-novelle, 2024.
 - [74] SRU. Suffizienz als „strategie des genug“: Eine einladung zur diskussion, 2024.
 - [75] The Economist. Sun machines, 2024.
 - [76] Umweltbundesamt (UBA). Klimaschutz in der landwirtschaft. 2024.
 - [77] Christian Von Hirschhausen, Johannes Herold, and Pao-Yu Oei. How a “low carbon” innovation can fail—tales from a “lost decade” for carbon capture, transport, and sequestration (ccs). *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1(2):115–124, 2012.
 - [78] Christian Von Hirschhausen, Johannes Herold, and Pao-Yu Oei. How a “low carbon” innovation can fail—tales from a “lost decade” for carbon capture, transport, and sequestration (ccs). *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1(2):115–124, 2012.
 - [79] Klaus Wallmann and Sina Löschke. Cdrmare insights: Co2-speicherung tief unter der deutschen nordsee: Die sieben wichtigsten erkenntnisse aus der geostor-forschung. *Geostor*, 2024.
 - [80] Takuma Watari, André Cabrera Serrenho, Lukas Gast, Jonathan Cullen, and Julian Allwood. Feasible supply of steel and cement within a carbon budget is likely to fall short of expected global demand. *Nature Communications*, 14(1):7895, 2023.
 - [81] Alex Zapantis, Noora Al Amer, Ian Havercroft, Ruth Ivory-Moore, Matt Steyn, Xiaoliang Yang, Ruth Gebremedhin, Mohammad Abu Zahra, Errol Pinto, Dominic Rassool, Eric Williams, Chris Consoli, and Joey Minervini. Global status of ccs 2022. 2022.
 - [82] Zero Emissions Platform. The costs of co2 capture, transport and storage. post-demonstration ccs in the eu, 2011.

Anhang: Detaillierte Mathematische Formulierungen und ausführlichere Kostenberechnungen

Mathematische Formalisierung der Kostenmodellierung

Sei T die Gesamtzahl der betrachteten Jahre, wobei $t \in \{1, 2, \dots, T\}$. Sei I die Menge der Technologien, wobei jede Technologie durch $i \in I$ gekennzeichnet ist.

Für jede Technologie i und jedes Jahr t sei $Q_{i,t}$ die Menge an CO₂, die im Jahr t durch Technologie i abgeschieden wird.

Die Kosten für Technologie i im Jahr t setzen sich zusammen aus den Abscheidungskosten $C_{i,t}^{\text{Abscheidung}}$ und den Speicher- und Transportkosten, vereinfacht nur $C_{i,t}^{\text{Speicherung}}$ benannt:

$$P_{i,t} = C_{i,t}^{\text{Abscheidung}} + C_{i,t}^{\text{Speicherung}}$$

Die kumulativen Gesamtkosten zum Zeitpunkt T , C_{gesamt} , berechnen sich wie folgt:

$$C_{\text{gesamt}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in I} P_{i,t} \cdot Q_{i,t}$$

Die Entwicklung der expliziten Kosten über die Zeit hängt von der Art der Technologie im jeweiligen Szenario ab. Wir definieren drei Typen von Kostenentwicklungen:

Worst Case: Konstante Abscheidungskosten, linear sinkende Speicher- und Transportkosten

Für das Szenario *worst case* gilt:

- Abscheidungskosten bleiben konstant:

$$C_{i,t}^{\text{Abscheidung}} = C_{i,1}^{\text{Abscheidung}}$$

- Speicher- und Transportkosten bleiben konstant:

$$C_{i,t}^{\text{Speicherung}} = C_{i,1}^{\text{Speicherung}}$$

Average Case: Nach 15 Jahren linear sinkende Abscheidungskosten wie im best case, zzgl. linear sinkender Speicher- und Transportkosten

Für das Szenario *average case* gilt:

-

$$C_{i,t}^{\text{Abscheidung}} = \begin{cases} C_{i,1}^{\text{Abscheidung}} & \text{für } t \leq 15, \\ C_{i,1}^{\text{Abscheidung}} - 0,25 \cdot C_{i,1}^{\text{Abscheidung}} \cdot \left(\frac{t-15}{T-15} \right) & \text{für } t > 15 \end{cases}$$

- Speicher- und Transportkosten sinken ebenfalls erst ab Zeitpunkt 15 linear:

$$C_{i,t}^{\text{Speicherung}} = C_{i,1}^{\text{Speicherung}} - \left(\frac{t-1}{T-1} \right) \left(C_{i,1}^{\text{Speicherung}} - C_{i,T}^{\text{Speicherung}} \right)$$

Best Case: Linear sinkende Abscheidungskosten um 25 % über die gesamte Zeit, linear sinkende Speicher- und Transportkosten

Für das Szenario *best case* gilt:

- Abscheidungskosten sinken linear von $C_{i,1}^{\text{Abscheidung}}$ auf $0,75 \cdot C_{i,1}^{\text{Abscheidung}}$:

$$C_{i,t}^{\text{Abscheidung}} = C_{i,1}^{\text{Abscheidung}} - 0,25 \cdot C_{i,1}^{\text{Abscheidung}} \cdot \left(\frac{t-1}{T-1} \right)$$

- Speicher- und Transportkosten sinken linear:

$$C_{i,t}^{\text{Speicherung}} = C_{i,1}^{\text{Speicherung}} - \left(\frac{t-1}{T-1} \right) (C_{i,1}^{\text{Speicherung}} - C_{i,T}^{\text{Speicherung}})$$

Berechnung der kumulativen Kosten

Durch Einsetzen der Kostenfunktionen $C_{i,t}^{\text{Abscheidung}}$ und $C_{i,t}^{\text{Speicherung}}$ in die Formel für die Gesamtkosten erhalten wir:

$$C_{\text{gesamt}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in I} (C_{i,t}^{\text{Abscheidung}} + C_{i,t}^{\text{Speicherung}}) \cdot Q_{i,t}$$

Dabei sind:

- $C_{i,1}^{\text{Abscheidung}}$ und $C_{i,1}^{\text{Speicherung}}$ die Anfangskosten für Abscheidung bzw. Speicherung und Transport für Technologie i .
- $C_{i,T}^{\text{Speicherung}}$ der Endwert der Speicher- und Transportkosten für Technologie i , zu dem die Kosten linear abnehmen.

Die kumulativen Kosten werden also berechnet, indem für jede Technologie und jedes Jahr die Kosten (unter Berücksichtigung der linearen Abnahme gemäß Szenario) mit der entsprechenden CO₂-Menge multipliziert und anschließend über alle Jahre und Technologien summiert werden. Dies wird jeweils mit der oberen bzw. unteren Kostenschranke berechnet um ein Intervall der Form $[C_{\text{gesamt}}^{\min}, C_{\text{gesamt}}^{\max}]$ je Szenario zu erhalten.

Konzentration vs. Levelized Cost of Carbon Capture

Tabelle 10 bietet detailliertere Zahlen zu Abbildung 5.

Prozess	CO ₂ -Konzentration (%)	Kostenbereich der CO ₂ -Abscheidung (£/t CO ₂)
Ethanol/Chemische Industrie	>95	15-35
Erdgasaufbereitung	4-70 (meistens >20)	15-35
Stahlproduktion	20-27	50-80
Ammoniak-/Wasserstoffproduktion	15-20	40-65
Zementprozess	14-33	55-90
Kohle-/Biomassekessel	12-14	65-100
Gasbetriebene Turbine	3-4	90-150
Direct Air Capture	0.04	550-800

Tabelle 10.: CO₂-Konzentration ist einer der Haupttreiber der CCUS-Kosten; je niedriger die Konzentration, desto höher die Kosten. Kosten wurden für die Grafik in EUR umgerechnet sowie um IEA Schätzungen ergänzt. Quelle:[34,67]

Formalisierung des Simulationsansatzes

Erwartete Gesamtkosten für den Bau einer Gesamtkapazität T (mit $T = 1$ im Beispiel): Der Projektentwicklungsprozess ist in K Phasen unterteilt, wobei jede Phase i folgende Eigenschaften hat:

- Eine Ausfallwahrscheinlichkeit p_i .
- Einen kumulierten Fertigstellungsanteil s_i (d.h. den Anteil des Projekts, der nach Abschluss der Phase i fertiggestellt ist).

Die Gesamtkosten pro Projekt werden mit C_{Projekt} bezeichnet. Wir erhalten die Verteilung dieser Kosten durch den nachfolgenden *Monte Carlo* Algorithmus, den wir N Mal durchführen – wobei N in der Regel sehr groß ist. [46]

Algorithm 1 Monte Carlo Kapazitätshochlaufsimulation

```

1: Input: Failure rates  $failure\_rates$ , total capacity  $total\_capacity$ , cost per project
    $cost\_per\_project$ , number of trials  $num\_trials = 1000000$ 
2: Initialize  $stage\_completion = [0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.0]$ 
3: Initialize empty list  $total\_costs$ 
4: for  $trial = 1$  to  $num\_trials$  do
5:    $total\_built\_capacity \leftarrow 0$ 
6:    $total\_cost \leftarrow 0$ 
7:   while  $total\_built\_capacity < total\_capacity$  do
8:      $project\_cost \leftarrow 0.1$ 
9:      $success \leftarrow \text{True}$ 
10:     $current\_stage \leftarrow 0$ 
11:     $capacity\_contribution \leftarrow 0$ 
12:    while  $current\_stage < \text{len}(failure\_rates)$  do
13:       $project\_cost \leftarrow project\_cost + cost\_per\_project \times$ 
          $stage\_completion[current\_stage]$ 
14:       $capacity\_contribution \leftarrow stage\_completion[current\_stage]$ 
15:      Generate random value from  $\mathcal{U}[0, 1]$ 
16:      if random value  $< failure\_rates[current\_stage]$  then
17:         $success \leftarrow \text{False}$ 
18:        break
19:      end if
20:       $current\_stage \leftarrow current\_stage + 1$ 
21:    end while
22:    if  $success = \text{True}$  then
23:       $total\_built\_capacity \leftarrow total\_built\_capacity + 1$ 
24:       $total\_cost \leftarrow total\_cost + project\_cost$ 
25:    else
26:       $min\_stage\_for\_capacity \leftarrow 3$ 
27:      if  $current\_stage \geq min\_stage\_for\_capacity$  then
28:         $total\_built\_capacity \leftarrow total\_built\_capacity + capacity\_contribution$ 
29:      end if
30:       $total\_cost \leftarrow total\_cost + project\_cost$ 
31:    end if
32:  end while
33:  Append  $total\_cost$  to  $total\_costs$ 
34: end for
35: Return mean and standard deviation of  $total\_costs$ 

```

Nach Durchführung der Simulation für N Durchläufe berechnen wir:

- Die erwarteten Gesamtkosten:

$$\bar{C} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N C_n,$$

wobei C_n die Gesamtkosten im Durchlauf n sind.

- Die Standardabweichung der Gesamtkosten:

$$\sigma_C = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N (C_n - \bar{C})^2}.$$

Von den mittleren Gesamtkosten lässt sich aufgrund der Linearität des Erwartungswerts auch auf die durchschnittlichen Stückkosten, also etwa je Kapazitätseinheit, schließen.