Global Energy Perspectives

gefördert aus Kapitel 2302, Titel 687 01

BMZ-Abschlussreport / Basisdokument

Global Energy Solutions e.V.

Teil 1: Grundelemente zur Vermeidung von Treibhausgasen und Herstellung klimaneutraler Energieträger (technischer Werkzeugkasten)

Stand 08. August 2023

Kapitel 2-8

Autorenteam:	
Siddhant Bane	Joern Becker
Ulrich Begemann	Leon Berks
Christof von Branconi	Simon Göss
Prof. Dr. Estelle Herlyn	Dr. Wilfried Lyhs
Dr. Tobias Orthen	Dr. Ludolf Plass
Dr. Hans-Peter Sollinger	Dr. Jens Wagner
Dr. Hans Jürgen Wernicke	

Erklärung zum Urheberrecht

Das nachfolgende Dokument ist grundsätzlich ausschließlich für den Empfänger bestimmt. Eine Weitergabe an Dritte oder die Nutzung für Dritte ist – auch auszugsweise – nicht gestattet.

Dem Empfänger des Dokuments wird eine einfache, nicht übertragbare, nicht unterlizenzierbare, eingeschränkte Lizenz gewährt, das Dokument für persönliche, nicht kommerzielle, private Zwecke zu nutzen.

Ulm, im Juni 2023
Global Energy Solutions e.V.
Lise-Meitnerstr. 9
89081 Ulm
Vorsitzender: Christof v. Branconi (Christof.Branconi@Global-Energy-Solutions.org)

2.8. Technisches Abfangen und Speicherung von CO_2 (CCS)

Glossar zu 2.8

ATR	Autothermal Reforming
eFuels:	Brennstoffe, die mit Hilfe elektrischer Energie erzeugt wurden wie z.B. CH_4 (Methan), CH_3OH (Methanol) oder Benzin und Diesel
CCE	Carbon Capture Efficiency
CCS[375]	Carbon Capture und Storage: Verfahren, bei denen das CO_2 am Ort der Entstehung abgeschieden, zu einem geologischen Speicher transportiert und dort dauerhaft gespeichert wird (z.B. Mineralisierung in Basalt-Gesteinen)
CCU[375]	Carbon Capture und Usage: Verfahren, bei denen das CO_2 am Ort der Entstehung abgeschieden und zu Anlagen transportiert wird, in denen es als Einsatz- oder Rohstoff genutzt wird. Weiter zu unterscheiden sind CCU-Produkte, in denen das abgeschiedene CO_2 dauerhaft gebunden ist (z.B. Mineralisierung), und solche, bei deren Einsatz das gebundene CO_2 wieder freigesetzt wird (z.B. bei synthetischen Kraftstoffen)
CCGT	Combined cycle gas turbine
CFB	Circulating fluidized bed
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_{2e}	genutzt für eine gemeinsame Mengenangabe von Kohlenstoffdioxid und seinen äquivalenten klimaschädigenden Substanzen wie z.B. CH_4, N_2O, Hydrofluorcarbons, Schwefel-hexafluorid unter Berücksichtigung ihrer spezifischen GWP Global Warming Potenzials (https://de.wikipedia.org/wiki/Treibhauspotenzial)
DAC	Direct Air Capture
EOR	Enhanced Oil Recovery: Verpressen von CO_2 in aktive Ölfelder, um den Förderdruck und die Ausbeute aus dem Feld zu erhöhen
EGR	Enhanced Gas Recovery: wie bei EOR nur in Gaslagerstätten
GHG	Greenhouse Gas, klimaschädliche Gase wie CH_4 und CO_2
IGCC	Integrated gasification combined cycle
ILCD	International Life Cycle Data System, ISO 14040, 14044 *Environmental management — Life cycle assessment — Requirements and guidelines*

[375] Definition nach Bellona (2022b)

LCA	*Life cycle analysis:* Zusammenstellung und Bewertung des Inputs, des Outputs und der potenziellen Umweltauswirkungen eines Produktsystems während seines gesamten Lebenszyklus
LCI	*Life cycle inventory:* Phase der Ökobilanzierung, die die Zusammenstellung und Quantifizierung von Inputs und Outputs für ein Produkt während seines gesamten Lebenszyklus umfasst
LCIA	*Life cycle impact assessment*: Phase der Ökobilanz, die darauf abzielt, das Ausmaß und die Bedeutung der potenziellen Umweltauswirkungen eines Produktsystems während des gesamten Lebenszyklus des Produkts zu verstehen und zu bewerten
LCIPP	Local Communities and Indigenous People Plattform, part of UNFCCC
LNG	Liquid Natural Gas, verflüssigtes Erdgas (Methan)
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier: organische Substanzen, die H_2 binden und transportieren und bei Dehydrierung am Bestimmungsort wieder abgeben können
Purisol:	Verfahren zur Entfernung saurer Bestandteile (CO_2, H_2S, COS) aus Gasen mit Hilfe von Methylpyrrolidon
PtL	Power to Liquid: Erzeugung flüssiger Kraftstoffe mittels elektrischer Energie
Rectisol:	Waschmedium Methanol zur Entfernung von CO_2, H_2S, COS, NH_3 bei 30-60 bar und -40°C
SCPC	Supercritical pulverized coal
Selexol:	Verfahren zur Entfernung von CO_2 und H_2S (20-200 bar), physikalisches Verfahren ohne chem. Reaktionen
TRL:	Technology Readiness Level: mit Werten 1: Basic Technology Research, 6: Technology Demonstration, 9: System Test, Launch & Operations
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change

2.8.1 Einleitung

Das vorliegende Dokument befasst sich mit Verfahren zur Verringerung der CO_2-Produktion und des CO_2-Ausstoßes, die in vier Verfahrensgruppen klassifiziert werden können:

- *Direct Air Capture*: das Einfangen von CO_2 direkt aus Luft d.h. bei geringen Konzentrationen von ca. 400 ppm

- *Oxy-Fuel*: Einsatz von Sauerstoff anstelle von Luft bei der Verbrennung zur Erzielung höherer CO_2-Konzentrationen im Abgas (80-98 %) d.h. einfachere Abscheidung von CO_2
- *Pre-Combustion*: Reduktion des Kohlenstoffgehaltes im Brennstoff z.B. durch Vergasen des Brennstoffes, Wassergas-Shift-Reaktion, CO_2-Sequestrierung und danach erst Verbrennung des H_2-angereicherten Gases
- *Post-Combustion*: Abfangen von CO_2 aus dem Abgas in verschiedenen Konzentrationsbereichen und verschiedenen industriellen Prozessen.

Es zeigt sich, dass die Kosten von Abscheideverfahren von der Branche, in der sie eingesetzt werden, d.h. von der Integrationstiefe in die verfahrenstechnischen Prozesse am Einsatzort abhängen und die Kosten bei hoher CO_2-Konzentration im Abgas unter 100 €/t CO_2 (Opex und Capex) liegen. Grundsätzlich lässt sich verallgemeinert sagen, dass der Transfer von CO_2 auf einen Absorber oder in eine Lösung schneller abläuft, wenn der Partialdruck höher ist. Ist der Gesamtdruck im Gas höher, dann bedeutet dies eine höhere Gasdichte und kleineres Equipment, d.h. verringerte Investitionskosten.

Gemäß der Klassifizierung der IEA befinden sich nur die wenigsten Komponenten im Gesamtprozess von der Abscheidung bis zur Verpressung in einem ausgereiften Zustand.[376] Das Gros der Komponenten ist diesem Urteil folgend im Zustand ‚early adoption' (frühe Anwendung) oder ‚demonstration'. Dies ist so zu interpretieren, dass die Abscheideverfahren technisch funktionieren und teilweise auch schon großtechnisch operativ sind, ihre Anwendung und Realisierung wegen der hohen Kosten insbesondere beim Abfangen von CO_2 aus der Luft (DAC) (derzeit noch > 600 €/t CO_2) in der Breite allerdings noch nicht weit fortgeschritten ist.

Als Sonderfall der CO_2-Abscheidung aus Gasen wird auch DAC in diesem Dokument betrachtet. Auch wenn die Verfahren hierzu mit den Verfahren in der Gruppe Post-Combustion identisch sind und auch hohe technische Reifegrade aufweisen, können sie dennoch nicht als marktreif betrachtet werden, da die Kosten pro abgeschiedener Menge CO_2 um etwa einen Faktor 10 höher liegen, als bei den Post-Combustion-Verfahren. Einige Autoren äußern zwar die Hoffnung, dass Capex und Opex gezielt reduziert werden können, was aber wegen fehlender Skalierungsmöglichkeiten schwer zu erreichen sein wird.

Beim Abfangen von CO_2 aus den Abgasen von Stromerzeugungsanlagen zeigt sich, dass CCS mit einem Wirkungsgradverlust der Anlagen von 10-20 %, je nach eingesetzter Technik und bei einem Abscheidegrad von 90 %, verbunden ist. Die Stromgestehungskosten werden einerseits hierdurch und anderseits durch die erhöhten Investitionskosten ebenfalls um 10-20 % erhöht.

[376] Vgl. IEA, 2020; Massey, (2021).

Um genauere Angaben zu Nutzen, Kosten und Umweltwirkung einer geplanten Anlage zum Abfangen von CO_2 zu erhalten, ist die Durchführung von Anlagensimulationen und Life Cycle Assessments unerlässlich. Auch im Hinblick auf das von der EU-Kommission geplante System der nachhaltigen Kohlenstoff-Kreisläufe und des damit verbundenen Herkunftsnachweissystems, das bis 2028 implementiert werden soll, ist es wichtig, dass Unternehmen ihre CO_2-Bilanz nachvollziehbar aufbereiten.

Um das abgefangene CO_2 nachhaltig aus der Atmosphäre zu entfernen, sollte es entweder zur Herstellung von Produkten eingesetzt werden (CCU) oder unterirdisch oder unterseeisch abgelagert werden (CCS). Ein Blick auf die weltweiten Projekte mit CCS zeigt, dass die meisten Projekte im Bereich der Erdöl- und Erdgasindustrie (EOR und EGR) und zunehmend auch in der Zementindustrie zum Abfangen von CO_2 und nachfolgendem Verpressen angesiedelt sind.

Das vorliegende Dokument beschäftigt sich mit CCS und den zwischen Abfangen von CO_2, Konditionierung des Gases und sicheren Lagerung unterirdisch oder unterseeisch notwendigen logistischen Transportoptionen. Ausgehend von den geschätzten Lagerkapazitäten von 8.000 bis 55.000 Gt und einer aktuellen CO_2-Produktion von 36 Gt/a gäbe es rein rechnerisch für 222 bis 1.527 Jahre genügend Lagerkapazität für CO_2. Andere Forscher beziffern die Speicherkapazität für sicheres Verpressen mit Mineralisierung des Gesteins höher ein (bis zu 250.000 Gt) als für die Verbrennung aller fossiler Quellen benötigt wird.

Nach dem Studium verschiedener internationaler Veröffentlichungen können wir erkennen, dass die Verpressung des abgeschiedenen CO_2 (CCS) international als sichere Methode angesehen wird, das abgefangene CO_2 umweltverträglich und dauerhaft einzulagern. Insbesondere wird das Verpressen von in Wasser gelöstem CO_2 in Basalt als sicher betrachtet, da das CO_2 innerhalb weniger Jahre zu Carbonaten reagiert.

In verschiedenen Ländern bilden sich mittlerweile Industrie-Cluster mit dem Ziel, CO_2 abzufangen, zu transportieren und unterirdisch oder unterseeisch zu lagern. Die bisherige Zurückhaltung und Unentschlossenheit der Bundesregierung, den Markt in Deutschland für CCS durch Freigabe von Speicherorten und einer klaren Regelung hinsichtlich der CO_2-Abgaben zu fördern, bedeutet, dass deutschen Industriebetrieben keine Perspektive gezeigt wird, wie die drohenden und teilweise die Existenz gefährdenden CO_2-Abgaben vermieden werden können. Wir möchten auch darauf hinweisen, dass in der Erklärung der Staats- und Regierungschefs der G20 in Rom CCS als Mittel zur Reduktion des CO_2-Ausstoßes bei Kraftwerken angesehen wird.

Zumindest in Rechtsstaaten bedarf die CO_2-Lagerung der Akzeptanz durch die in der Nähe von Lagerstätten lebende Bevölkerung, die durch die Entwicklung verlässlicher

Sicherheitsstandards und derzeit noch fehlender Überwachungsmöglichkeiten der Lager sicher leichter zu erlangen wäre.

2.8.1.1 Relevanz für den Gesamtzusammenhang

Das Beherrschen und die Steuerung der globalen CO_2-Emissionen sind von entscheidender Bedeutung für das Ziel unseres Projektes, eine wohlstandsbewahrende Versorgung der Weltbevölkerung mit Energie, Wärme, Treibstoffen und Produkten wie z.B. Stahl und Zement, die für ihre Entwicklung erforderlich sind, sicherzustellen. Da es einerseits aus Kosten- und Zeitgründen nicht möglich sein wird, alle Industrieprozesse so umzugestalten, dass sie kurzfristig CO_2-frei werden, und bei einigen CO_2-Quellen auch langfristig die CO_2-Vermeidung nicht möglich sein wird, ist es von essenzieller Bedeutung, Verfahren und Techniken zur Entnahme von CO_2 aus Abgasströmen und auch direkt aus der Luft zur Verfügung zu haben und ihre Einsatzbereiche und die zu erwartenden Kosten zu kennen. Da die EU-Kommission darauf drängt, ein System zur Durchführung und Überwachung des Kohlenstoffkreislaufs einzuführen, wird das Abfangen von CO_2 eine zentrale Rolle in der europäischen Klimastrategie spielen.

Neuesten Veröffentlichungen zur Folge bilden sich bereits Industrie-Cluster, in denen sich Gesellschaften verschiedener Branchen von der Erzeugung grüner Energieträger, der Produktion von Gütern mit gleichzeitigem Abfangen klimaschädlichen CO_2 bis hin zu Dienstleistern, die CO_2 einsammeln und das Verpressen in unterirdische oder unterseeische Lager durchführen, zu einer Organisation zusammenschließen. Dieses deutet darauf hin, dass CCS neue Geschäftsmodelle initiiert und der notwendige Bau von CCS-Anlagen auf mehrere Jahrzehnte hinaus eine hohe Anzahl neuer Jobs schaffen und hierdurch eine wohlstandswahrende Wirkung ausüben wird.

Außerdem ist die chemische Verbindung Kohlendioxid in der Industrie und für unser tägliches Leben von großer Bedeutung wie die nachstehende Abbildung zeigt.

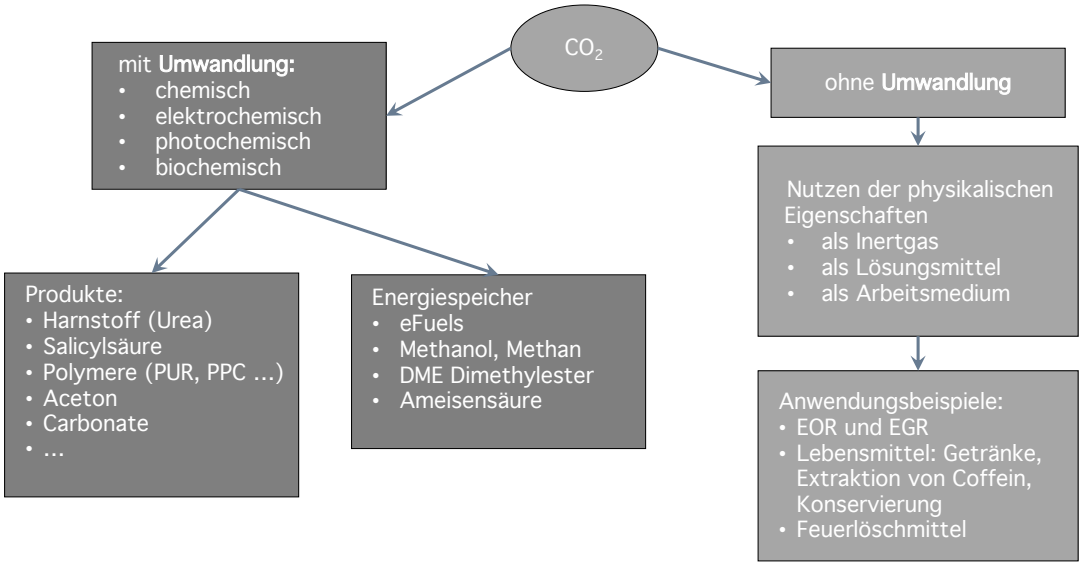
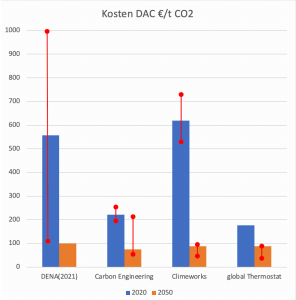


Abbildung 132: Mögliche Pfade zur Nutzung von CO_2.
Quelle: in Anlehnung an Otto, 2015.

Einige der in Abbildung 132 „mit Umwandlung“ genannten Anwendungen wurden bereits in den Kapiteln 2.6. und 2.7. beschrieben.

2.8.1.2 Zahlenüberblick

Tabelle 30: Überblick über Zahlen aus dem Umfeld Carbon Capture

Beschreibung	Energieverbrauch	Kosten (Capex+Opex einschl. Kosten für Transport und Verpressung des CO_2) pro t CO_2
DAC: Derzeitige Kosten für das Abfangen von CO_2 aus der Luft	5-8 GJ/kg CO_2 500 kWh_{el}/t CO_2 5,4 GJ_{th}/t CO_2	600-800 USD Climeworks 113-1.000 €[377] 540 €/t CO_2[378]
Zielwert für DAC		< 100 € bzw. sehr optimistisch 50 USD (Global Thermostat)
CCUS: Derzeitige Kosten für das Abfangen von CO_2 aus Punktquellen	Capture: 10 kWh/t CO_2 Kompressor: 100 kWh/t CO_2 Thermisch: 2 GJ/t CO_2 = 555 kWh 665 kWh/t CO_2	75-200 € 
Weltweite Kapazität zum Abfangen von CO_2 weltweite Produktion von CO_2	Produktiv: ~ 44 Mt/a ~ 36 Gt/a	In Projekten: ~ 472 Mt/a

[377] Vgl. Dena, (2021).
[378] Vgl. Block, (2022).

Kosten nach Branchen: Stahl Papier Zement Silizium (für Wafer) Kraftwerke mit Oxyfuel		Skagestad / Dena 28-45 € / 50-90 € 41-54 € 50-80 € / 50-148 € 125 € 45-90 € 32-60 € Details hierzu in Kap. 2.8.6.
Transport von CO_2 in Pipelines		~ 3,6 10^{-5} €/m^3 CO_2/km
Verpressen von CO_2	7 kWh/t CO_2	2-20 USD/t CO_2 je nachdem, ob onshore oder offshore
Speicherkapazität für verpresstes CO_2	Kapazität Speicherung mit Mineralisierung	100 – 250 Tt CO_2 weltweit 5 – 8 Gt/a Europa

Die Kosten hängen sehr stark ab von

- der Art der Punktquelle und dem Partialdruck des CO_2 im Abgasstrom
- der Integration der Abfangprozesse in die lokalen Produktionsprozesse
- und natürlich von den lokalen Energiekosten

Tabelle 31: Zusammenstellung von genutzten jährlichen CO_2-Mengen im Jahr 2018. Quelle: VDI Statusreport, (2021).

	Menge CO_2 in Mt/a
Nutzung von CO_2 weltweit, davon:	230
Dünger: 146 Mt Harnstoff, Verwendung von CO_2:	107
Methanol: 80 Mt weltweit (1,13 Mt in DE)	2
Zyklische Carbonate (0,08 Mt)	0,04
Salizylsäure (0,07 Mt)	0,025
EOR, EGR	70 – 80

Tabelle 32: Zusammenstellung der CO_2-Emissionen in Deutschland und Europa. Quelle: Statista für die Jahre 2019 und 2021.

CO_2-Emissionen in Deutschland und der EU[379]	Menge CO_2 in Mt/a
CO_2 Emissionen in Deutschland	854
CO_2-Emissionen an punktförmigen Quellen in Deutschland hiervon die für eine Abscheidung geeignet erscheinen:	274
ohne Kohlekraftwerke	110
nur Braunkohlekraftwerke	163
nur Abfallverbrennung	16,5
Biogasanlagen	75,55
Zementherstellung	18,84
Energiebedingte CO_2-Emissionen in der EU:	2.550
Hiervon theoretisch für die Synthese nutzbar:[380]	1.930
- Kohlekraftwerke	9.031
- Erdgaskraftwerke	2.288
- Zementherstellung	2.000
- Eisen- und Stahlherstellung	1.000
- Raffinerien	850
- Erdölkraftwerke	765
- Ethylenproduktion	260
- Bioenergie	73

2.8.1.3 Begriffe

Für das Abfangen von CO_2 aus Prozess- und Abgasen von Industrie- und Energieerzeugungsanlagen (sog. CO_2-Punktquellen) oder aus der atmosphärischen Luft (DAC Direct Air Capture) gibt es mehrere Gründe. Einerseits muss die Zunahme von klimaaktiven Gasen (GHG) wie CO_2 in der Atmosphäre verringert werden, um die globale Erwärmung zu stoppen oder zumindest zu verlangsamen. Andererseits ist das Auffangen von CO_2 aber auch deshalb interessant, da CO_2 zunehmend als potenzieller Wertstoff mit interessantem „Anwendungsprofil und Wertschöpfungspotenzial“ betrachtet wird.[381] Neben der bereits langjährig durchgeführten Nutzung von CO_2 bei der Produktion von z.B. Harnstoff, Methanol oder zyklischen Carbonaten rückt die Produktion von synthetischen Kraftstoffen (eFuels) zusammen mit der Produktion von Wasserstoff zunehmend in den Fokus.

Für die verschiedenen Anwendungszwecke (Sequenzierung, d.h. Verpressung in Kavernen oder Einlagerung in Gesteinsformationen und hierbei Umwandlung von Silikatgestein in Karbonate) oder Ausgangsstoff für verschiedene Produkte (z.B. polymerbasierte Werkstoffe für

[379] Vgl. Statista, 2019; Statista, (2021). Die von Statista für 2020 genannte Zahl widerspricht deutlich den im VDI-Bericht genannten Zahlen für die EU, die auf veröffentlichte Werte der europäischen Kommission zurückgehen.
[380] Für Details vgl. VDI Statusreport, 2021, S. 13.
[381] Markewitz et al., (2010).

den Bau) sind unterschiedliche Reinheitsgrade des abgefangenen CO_2 erforderlich. Anforderungen an den Reinheitsgrad sowie der Transport von CO_2 beeinflussen aber die Prozesskosten.

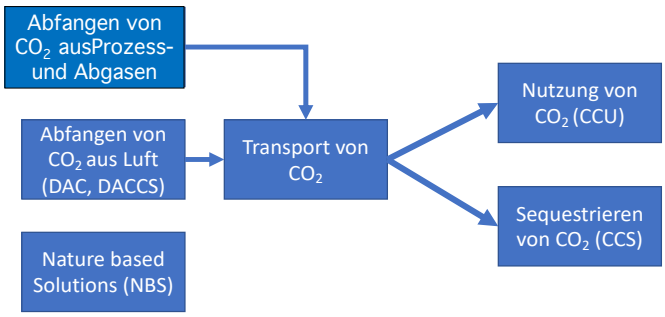


Abbildung 133: Vom Abfangen des CO_2 bis zur Nutzung oder Ablagerung. Quelle: Autor

Abbildung 133 stellt die wesentlichen Themenblöcke dieser Zusammenfassung dar: das technische Abfangen von CO_2 aus Gasen insbesondere Abgasen und Luft, den Transport des abgefangenen CO_2 bis zu seiner Nutzung oder der Ablagerung (Sequestrierung). Erfahrungen mit dem Transport von CO_2 liegen seit vielen Jahren, insbesondere in den USA und Canada vor,[382] sodass der Transport von CO_2 als Stand der Technik angesehen werden.

Als nicht-technisches Verfahren wird in der obigen Abbildung auch der Bereich der Nature-based Solutions (NBS) angeführt, d.h. Maßnahmen wie z.B. durch Reaktivierung von Mooren, Aufforsten von Wäldern, Speichern von CO_2 im Wasser etc.[383] Auf NBS wird in diesem Kapitel nicht weiter eingegangen, da NBS nicht zu den technischen Verfahren zählt. Dies soll nicht die Notwendigkeit des Einsatzes von NBS schmälern. Vielmehr widmet sich ein eigenes Kapitel diesem Thema.

Grundsätzlich können drei Prozessfamilien bei der Reduktion von CO_2 aus Abgasen unterschieden werden:

- *Oxy-Fuel*: das Verfahren, bei dem anstelle von Luft reiner Sauerstoff der Verbrennung zugeführt wird, dient als Basis für Produktionsprozesse, die eine Abscheidung des CO_2 zum Ziel haben.
- *Pre-Combustion*: Abscheidung von Kohlenstoffanteilen aus dem Brenn- oder Synthesegas, Verwendung von wasserstoffreichen Brenngasen. In einer Zusammenstellung von in Planung oder in Betrieb befindlichen CCS-Anlagen[7] wird Pre-Combustion bei $^1/_5$ der insgesamt über 300 Anlagen eingesetzt.
- *Post-Combustion*: nach der Verbrennung wird CO_2 aus dem Abgas entfernt. In einer Zusammenstellung von in Planung oder in Betrieb befindlichen CCS-Anlagen der

[382] Vgl. Markewitz et al., (2010).
[383] Vgl. Markewitz et al., (2017).

National Energy Techn. Lab wird Post-Combustion bei mehr als $^1/_3$ der genannten Anlagen eingesetzt. [384]

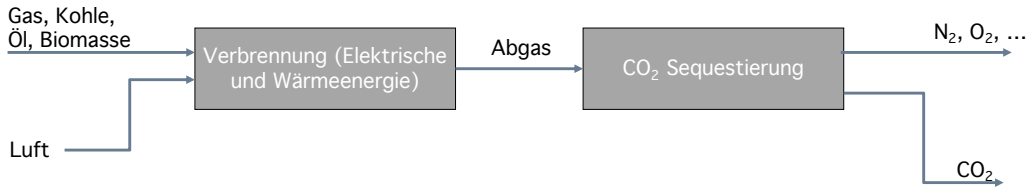


Abbildung 134: Prinzip Post-Combustion. Quelle: Autor

Bei der Reduktion von CO_2 aus Luft bzw. Gasen werden verschiedene Begriffe verwendet.

1. **DAC**: Wird der CO_2-Gehalt in Luft reduziert, so spricht man von Direct Air Capture (DAC), von DACC Direct Air Carbon Capture oder in der englischen Literatur auch von CO_2-Removal, ohne dass damit ein bestimmtes technisches Verfahren gemeint ist. Die kürzlich in Betrieb gesetzte Anlage von Climeworks auf Island (Projekt ORCA) mit Sequenzierung des abgeschiedenen CO_2 könnte dann als **DACCS** Direct Air Carbonoxide Capture and Storage bezeichnet werden.
   Grundsätzlich ist die Aufgabe, die Konzentration einer chemischen Verbindung mit geringem Partialdruck (hier 400 ppm ≅ 0,04 Vol%) weiter zu verringern oder gar auf nahe Null zu bringen, deutlich anspruchsvoller als z.B. in Abgasen mit CO_2 -Konzentrationen ≥ 15 vol% diese spürbar (d.h. Abscheidegrad 80-95 %) zu verringern. Bei Letzterem wird in der englischen Literatur von CO_2-Reduction gesprochen.
   Grundsätzlich lässt sich verallgemeinert sagen, dass der Transfer von CO_2 auf einen Absorber oder in eine Lösung schneller abläuft, wenn der Partialdruck höher ist (siehe Abbildung 149, S. 261). Ist der Gesamtdruck im Gas höher, dann bedeutet dies eine höhere Dichte und kleineres Equipment. Entsprechend sind die Investitions- und Betriebskosten pro abgefangener Menge CO_2 für DAC deutlich höher als für CCS.
   Andererseits gibt es außer den Punktquellen an Orten mit hoher CO_2-Produktion z.B. Verbrennungsvorgänge, auch Anwendungen, bei denen das Abfangen von CO_2 schwierig bis unmöglich ist (z.B. Altanlagen, Fahrzeuge mit Verbrennern, Flugzeuge), sodass DAC oftmals die einzige technische Möglichkeit ist, klimaschädliche Substanzen aus der Luft zu entfernen.
2. **CCU**: Wird CO_2 aus einer Punktquelle, wie z.B. dem Abgas einer Zementanlage entnommen, um das abgefangene CO_2 einer Verwendung, wie z.B. der Erzeugung von eFuels, zuzuführen, dann spricht man von „Carbon Capture and Usage“ (CCU). Da am Lebensende der hergestellten Produkte oder bei der Verbrennung von eFuels wieder

[384] Eigene Auswertung der Daten aus NETL, (2021).

CO_2 entsteht, ist CCU nur dann dem Ziel der Treibhausgasneutralität förderlich, wenn das genutzte CO_2 aus nachhaltiger Bioenergie stammt, aus einem Kreislauf von CO_2 oder mit Hilfe von DAC aus der Luft abgeschieden wurde.

Auch wenn bei einer Kreislaufwirtschaft das CO_2, das schon in der Atmosphäre ist, nicht reduziert wird, entsteht durch CCU zumindest keine weitere Erhöhung des CO_2-Anteils in der Luft.

CO_2 wird heute als Kühl- oder Kältemittel, in Feuerlöschern oder bei der Erdöl- und Erdgasförderung (Enhanced Oil Recovery (EOR) und Enhanced Gas Recovery (EGR)) eingesetzt. Eine Reihe neuer Anwendungsfelder für CO_2 sind z.B. das Recycling von Kunststoff- und Kautschukprodukten. Die Stimulierung des Wachstums in Gewächshäusern und in Algenfarmen durch erhöhte CO_2-Konzentrationen nimmt an Bedeutung zu.

Die Verwendung von CO_2 als Synthesebaustein trägt zur Produktion von Harnstoff (107 Mio t/a), Methanol (2 Mio t/a), zyklischer Carbonate (0,04 Mio t/a) oder Salicylsäure (0,025 Mio t/a) bei (siehe Tabelle 31), was allerdings angesichts der Produktion von CO_2 in Deutschland von 644 Mt/a verschwindend wenig ist. [385]

3. **CCS**: Bei „Carbon Capture and Storage“ wird das CO_2 nicht zur weiteren Produktion verwendet, sondern gelagert (auch „sequestriert“). Hierbei unterscheidet man im Wesentlichen zwischen
   - Lagerung in Kavernen: bei Enhanced Oil Recovery EOR (Erhöhung der Ölausbeute durch Einlagerung von CO_2 oder H_2O) wird CO_2 in Kavernen verpresst
   - Lösung in unterirdische Aquifere d.h. wasserführende Schichten und
   - Carbonisieren von silikathaltigem Gestein in Tiefen von etwa 800 m (siehe Kap. 2.8.5).

   Für das Sequestrieren von CO_2, das bei der Erzeugung von Energie (BioGas) aus biologischen Quellen, die CO_2 während ihres Wachstums gebunden haben, entsteht, ist das Acronym BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Sequestration) in Nutzung. Um die Negativemissionen durch das Pflanzenwachstum nicht wieder zunichtezumachen, ist das Sequestrieren bei der Biogas-Erzeugung unerlässlich. Näheres hierzu auch im Kapitel 2.10.

   Durch wissenschaftliche Untersuchungen wurde mittlerweile belegt, dass in der Bevölkerung eine deutliche Ablehnung bzw. ein hoher Aufklärungsbedarf ggü. der Speicherung von CO_2 besteht, auch wenn wie z.B. bei der Anlagerung des verpressten CO_2 in Gestein stabile Carbonate entstehen, die ein Entweichen des CO_2 als unmöglich

[385] Vgl. Statista, (2021).

erscheinen lassen. Defekte bei der unterirdischen und unterseeischen Lagerung werden in Kap. 0 behandelt.

Hinzu kommt, dass auch durch das KSpG (Kohlendioxid—Speicherungsgesetz) die Einlagerung von CO_2 im Jahr 2012 gesetzlich limitiert wurde. Nach jahrzehntelangen Querelen um „sichere Endlagerplätze“ von radioaktivem Müll ist das Vertrauen der deutschen Bevölkerung in Endlagerverfahren stark belastet worden).

Im Umfeld von CCS wird häufig der Begriff „Vermeidungskosten“ benutzt, um die Kosten zur Vermeidung des CO_2-Ausstoßes an Anlagen durch die Installation von CCS-Technik zu beziffern.[386] Die Vermeidungskosten sind höher als die CO_2-Abscheidekosten, da z.B. eine Verringerung des Kraftwerkswirkungsgrades durch einen höheren Brennstoffeinsatz kompensiert werden muss (siehe Kapitel 2.8.3.6).

4. **CCUS**: Wird CO_2 sowohl für die Produktion als auch für die Sequestrierung genutzt, so ist hierfür das Acronym CCUS geläufig. Wird bei der Produktion von „grauem Wasserstoff“ durch thermische Aufspaltung von Methan mit Wasserdampf das entstehende CO_2 einer Endlagerung oder der Nutzung zugeführt, so müsste sich die „Farbe“ des Wasserstoffs ändern, da er zu „blauem Wasserstoff“ wird. Aus politischen Gründen wird dieser Argumentation noch nicht allgemein gefolgt.
   In Tabelle 31 sind beispielhaft einige Zahlenwerte für die Nutzung von CO_2 als Ausgangsstoff für die Produktion zusammengestellt. In der EU könnten theoretisch 1.930 Mt CO_2/a chemisch gebunden werden.[387] Im Jahr 2020 wurden ca. 110 Mt CO_2/a in chemischen Synthesen als Rohstoff eingesetzt. Einer Erhebung im Jahr 2019 zufolge wird das Potenzial bis 2030 auf 600 Mt CO_2/a geschätzt.[388]
5. **NBS**: Da es auch zukünftig nicht möglich sein wird, bei Industrieprozessen entstehendes CO_2 restlos abzufangen, sind die sog. „Nature Based Solutions“ d.h. die Speicherung von CO_2 in langlebigen Bäumen, in Mooren, im Boden oder dem Meer, möglichst zu intensivieren, um das Ziel „Zero CO_2-Emission“ zu erreichen.
   Über diese Verfahren wird an im Kapitel 2.10 berichtet werden.

[386] „Die effektiven Kosten einer Klimaschutzmaßnahme pro Tonne vermiedener CO_2-Emissionen“ (Energie-Lexikon, o. J.).
[387] Vgl. VDI Statusreport, (2021).
[388] Vgl. VDI Statusreport, (2021).

2.8.2 Removal: Direct Air Capture (DAC)

2.8.2.1 Überblick und Kosten

Bei Direct Air Capture (DAC) gibt es im Wesentlichen zwei Verfahrenstypen: die Feststoffadsorption mit niedrigen Temperaturen zur Regeneration bei 100°C (LT-DAC) und der Flüssigkeitsabsorption mit Regeneration des Absorbers bei hohen Temperaturen von etwa 900°C (HT-DAC).[389] Am Markt sind die drei Hauptakteure hierfür tätig, die in Tabelle 33 aufgeführt sind.

Tabelle 33: Übersicht Anbieter und Kosten von DAC-Anlagen.
Quelle: Hess et al., 2021; Sutherland, (2019).

Unternehmen	Anlagen	Energiebedarf in kWh/t CO_2	Aktuelle und perspektivische Kosten in USD/t CO_2
Carbon Engineering (Kanada)	1 Mt CO_2/a zur Erdölförderung mittels EOR in Texas	Elektr.: 366 Therm.: 1.458	aktuell < 250 perspektivisch: 64–232
Climeworks (Schweiz)	- 4.000 t CO_2/a ORCA in Island - Norsk e-Fuel in Norwegen mit PtL-Kapa von 8.000 tPtL/a in 2023 und 80.000 tPtL/a in 2026	Elektr.: 200–300 Thermisch: 1.500 – 2.000	aktuell: 600 – 800 Perspektivisch: < 100
Global Thermostat (USA)	Haru-Oni (Chile) gemeinsam mit Porsche und Siemens werden SynFuels produziert: 2.000 t CO_2/a in 2022 und bis 10 t CO_2/a in 2026	Elektrisch 200 Thermisch 1.170	aktuell < 200 Perspektivisch: 50

Die in Tabelle 33 aufgeführten Verfahren sind durchweg diskontinuierliche Verfahren d.h. für Arbeits- und Regenerationsphasen stehen getrennte Anlagenteile zur Verfügung. Die Wechselzeit wird von Global Thermostat mit 15 Minuten angegeben.

Aus dem Vergleich der Daten in Tabelle 33 geht hervor, dass

- die Kosten pro t CO_2 bei DAC sehr stark variieren; sie liegen derzeit im Bereich 200 – 800 USD/t CO_2, nach DENA liegen die derzeitigen Abscheidungskosten bei 540 €/ t CO_2 und bei HT-Anlagen mit einem Strombedarf von 366 kWh/t CO_2 und einem thermischen Bedarf von 5,25 GJ/t CO_2 und es ist noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand notwendig, eine Kostenreduktion zu erzielen,[390]
- die perspektivischen Kosten von 50 USD/t CO_2 z.B. bei Global Thermostat, wahrscheinlich zu optimistisch sind,

[389] Vgl. Hess et al., 2021; Sutherland, (2019).
[390] Vgl. Dena, 2021, S. 8; Block, (2022).

- die von verschiedenen Unternehmen prognostizierten Kosten unterhalb von 100 $/t CO_2 sicher erst in voraussichtlich 20 Jahren erreicht werden, sofern der elektrische Strom billig bleibt und Kostensenkungen durch Skaleneffekte und Integration in die thermischen Prozesse einer Anlage gelingen.[391]

  Diese Kostenentwicklung wurde von Dr. H.J. Wernicke im Jahr 2021 abgeschätzt und ist in Abbildung 135 dargestellt.

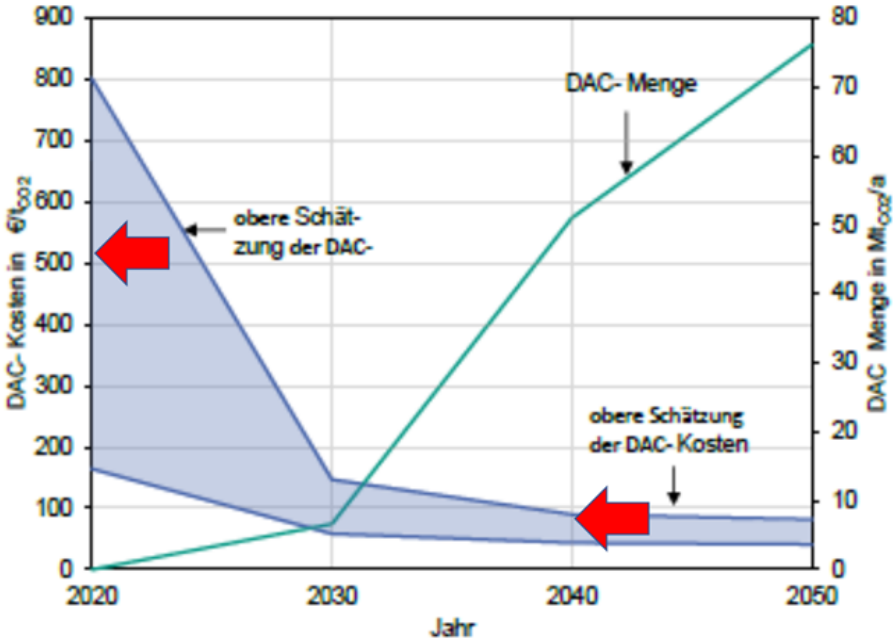


Abbildung 135: Entwicklung der DAC-Kosten in den nächsten Jahrzehnten.
Quelle: GES-interne Kommunikation H.J. Wernicke (2021b), F.J. Radermacher.

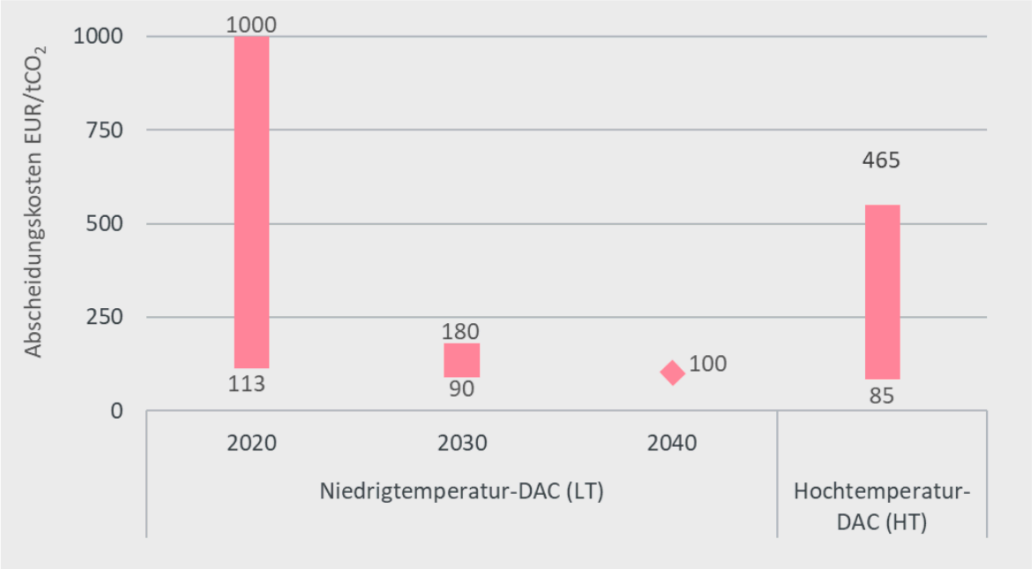


Abbildung 136: Abscheidungskosten DAC unter Verwendung verschiedener Quellen.
Quelle: DENA, (2021).

[391] Vgl. GES-interne Kommunikation Dr. Wernicke, 2021a, Prof. Radermacher.

Für DAC-Anlagen nennt DENA (2021) Kosten und prognostiziert deren Entwicklung wie in Abbildung 136 dargestellt. Um im Jahr 2040 einen Wert von ca. 100 €/t CO_2 erreichen zu können, sind noch erhebliche Kostensenkungen zu erzielen!

Da bei DAC die Investitionskosten ca. $^2/_3$ der Abscheidungskosten ausmachen, trägt die Reduzierung des Investments erheblich dazu bei, das Ziel von 100 €/t CO_2 zu erreichen. Im Bereich der Betriebskosten ist es die Betriebslaufzeit, deren Erhöhung die Abscheidungskosten verringert. Selbstverständlich beeinflusst der Strompreis die Abscheidungskosten erheblich. DENA (2021) zitiert eine Modellrechnung von Prognos, die die Beiträge zur Verringerung der Abscheidungskosten beispielshaft in Abbildung 137 darstellt.

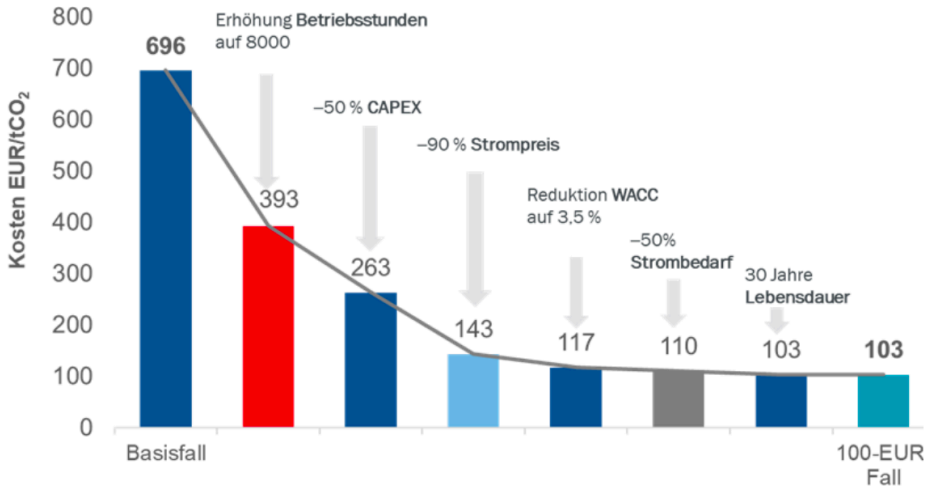


Abbildung 137: Voraussetzungen für die Reduktion der Abscheidungskosten auf 100 €/t CO_2. Quelle: DENA, 2021, S. 34.

Für DAC-Anlagen mit flüssigen und festen Sorbenten wurden Opex und Capex von McQueen et al. (2020) berechnet und auch Sonderfälle, dass geothermische Energie und nukleare Energie genutzt werden können, wurden hierbei berücksichtigt.[392] Das Ergebnis für Anlagen mit 100 kt CO_2/a wird in Abbildung 138 dargestellt.

- CAPEX: Anlagen, die geothermische Energie nutzen, sind (nur) 6 % teurer in der Errichtung als eine Referenzanlage mit konventioneller Energieversorgung; Anlagen, die Energie von Kernenergieanlagen nutzen, sind nur 1 % teurer als diese Referenzanlage.
- OPEX: es erstaunt nicht, dass der Betrieb von DAC-Anlagen mit Nutzung geothermischer Energie um 10 % kostengünstiger ist; die Nutzung von Kernenergie ist 8 % teurer als bei der Referenzanlage, da offensichtlich die Dampferzeugung hier aufwendiger ist.

[392] Vgl. hierzu McQueen et al., 2020, mit verfügbaren Supplements.

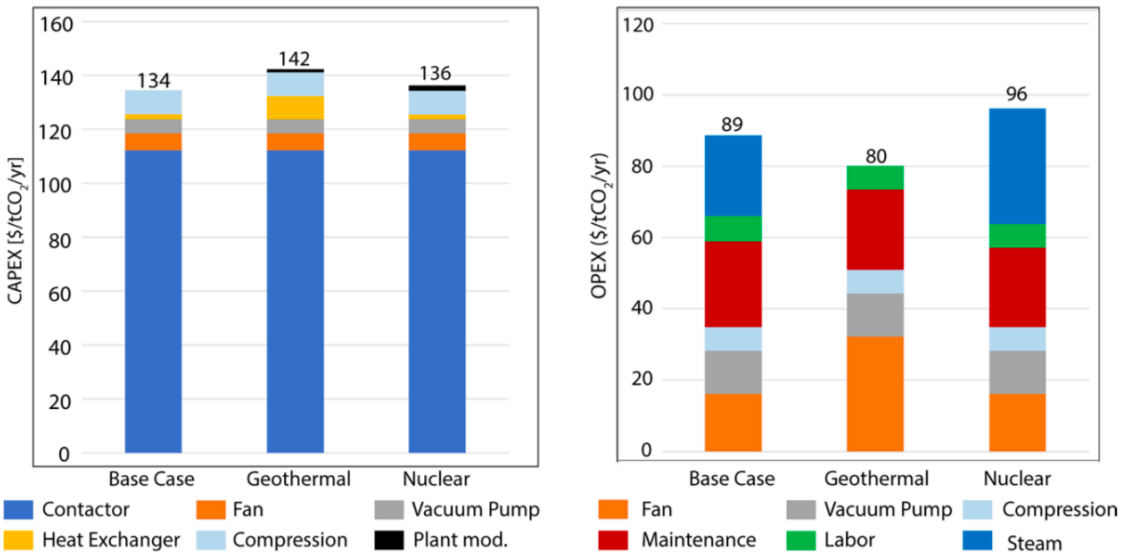


Abbildung 138: OPEX und CAPEX für DAC-Anlagen mit einer Kapazität > 0,1 Mt CO_2/a unter Berücksichtigung der Nutzung verschiedener Energiequellen, ohne Sequestrierung.
Quelle: McQueen et al., (2020).

Die Zahlenwerte aus Tabelle 33 und Abbildung 136 wurden in der nachstehenden Abbildung zusammengefasst. Sie verdeutlicht einerseits das ambitionierte Ziel, die Verfahrenskosten bis 2050 zu verringern und andererseits die relativ großen Streuungen bei der Angabe der Verfahrenskosten.

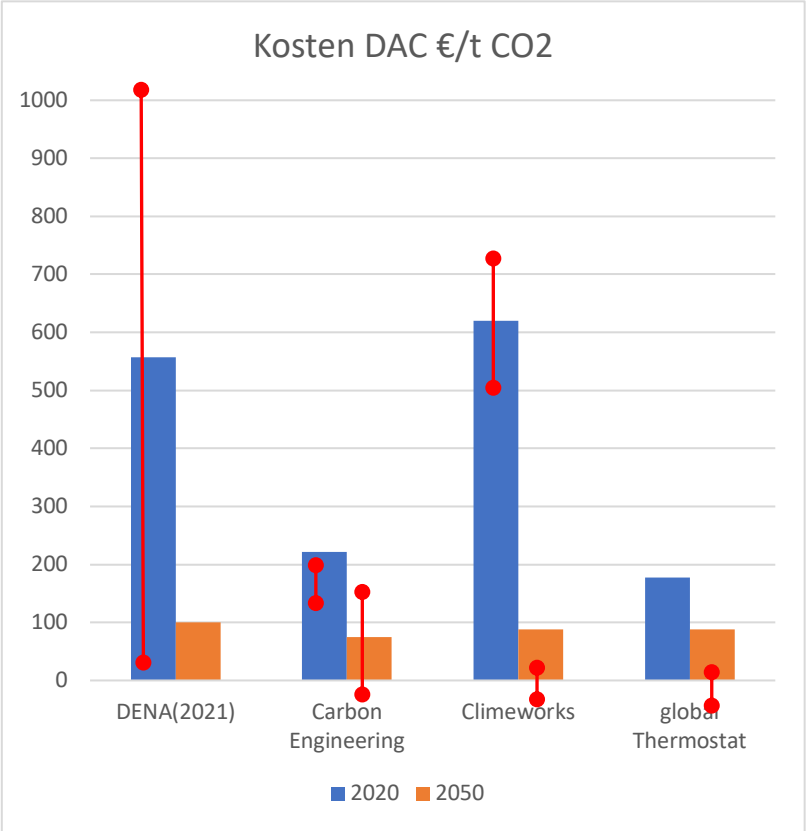


Abbildung 139: aktuelle und perspektivische DAC-Kosten aus verschiedenen Quellen (siehe Tabelle 33 und Abbildung 136) mit Streubereichen vom Autor zusammengestellt

2.8.2.2 Gegenüberstellung zweier DAC-Verfahren mit Hilfe von LCA

Exemplarisch wird nachstehend der Vergleich zweier Verfahren zum DAC mit Hilfe von LCA (Life Cycle Assessment) dargestellt. Der Aussage von Madhu et al. (2021) folgend sind nur diese zwei Verfahrensgruppen derzeit hinreichend einsatzfähig und dokumentiert: das „High Temperature aqueous solution“ (kurz: HT Aq) und das „Low temperature solid sorbant“ oder auch TSA (Temperature Swing Adsorber) Verfahren.

Bei einem Vergleich von Verfahren sollte nicht nur auf wenige, sicherlich sehr interessante Kenngrößen wie z.B. Energieverbrauch pro abgefangener Menge CO_2 geachtet werden, sondern das gesamte Umfeld der Umweltbeeinflussung betrachtet werden wie dies in einem Life-Cycle-Assessment (LCA) geschieht. Im nachstehend beschriebenen Vergleich der genannten Verfahren werden folgenden Kriterien untersucht:

- Klimaänderung
- Verwendung fossiler Brennstoffe
- Verwendung von Metall
- Bildung von lungengängigen Teilchen
- Wasserverbrauch
- Landverbrauch

In der LCA werden für die zahlreichen veränderlichen Parameter nicht nur ein ‚worst case‘ und ein ‚best case‘ betrachtet, sondern mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation die wahrscheinlichsten Ergebnisse in einer Sensitivitätsanalyse betrachtet. So wird z.B. der Wirkungsgrad CCE (Carbon Capture Efficiency) variiert, der bei HT-Aq Werte zwischen 25 % und 47 % annimmt, die Lebensdauer der Anlagen liegt zwischen 15 und 22 Jahren.

HighTemperature Aqueous solution DAC

Eine Anlage, die nach dem Verfahren in Abbildung 146 auf S. 255 arbeitet, besteht aus vier Teilen:

1) *Air Contactor*: hier reagiert das in der Luft enthaltene CO_2 mit einem starken Hydroxid (KOH oder NaOH) und bilden ein Carbonat.
2) *Causticiser*: In der Kaustifizieranlage gibt das aus dem Hydroxid gebildete Carbonat die CO_2-Gruppe an Calcium-Hydroxid ab und bildet Calciumcarbonat $CaCO_3$.
3) Im *Calciner* wird dem Calciumcarbonat unter Einwirkung von Wärme das CO_2 wieder ausgetrieben und es entsteht Kalk (CaO).
4) Im *Slaker* (Kalklöscher) wird der Kalk wieder in $Ca(OH)_2$ umgewandelt und kann in einem Kreisprozess geführt werden.

TSA DAC Temperature Swing Adsorber DAC

Zur Absorption von CO_2 wird ein Polyamin (Polyethyleneimide) eingesetzt,[393] das bei Kontakt mit CO_2 die R-NH_2-Gruppen des Amins in NCOOH-Gruppen überführt und bei moderater Temperaturerhöhung und Druckerniedrigung auch wieder freigibt (siehe Abbildung 140). Da hierfür nur Temperaturen von ca. 120°C benötigt werden, kann die Rückgewinnung von Wärme auf bis zu 90 % gesteigert werden, wenn vorhandene Rest-Prozesswärme genutzt werden kann. Bei TSA können für den Wärmebedarf flexibel lokal vorhandene Wärmequellen genutzt werden oder durch elektrische Energie mit Einsatz von Wärmepumpen ersetzt werden.[394]

Beide Verfahren werden einer Life Cycle Analysis unterworfen und ein Scale-Up auf Anlagengrößen von 1 Gt CO_2/a wurde durchgeführt. Die Ergebnisse sind auszugsweise in Tabelle 34 dargestellt. Bemerkenswert ist hierbei, dass bei „HT Aq“ etwa 0,58 t CO_2e für jede abgefangene Tonne CO_2 emittiert werden und bei TSA sind dies nur 0,3 t CO_2e.

Das Ergebnis des Vergleichs zwischen ‚HT Aq‘ und TSA in den oben genannten sechs Bereichen ist in Abbildung 141 dargestellt. Die Abszisse wird für verschiedene Werte verwendet und hat nur den Zweck aufzuzeigen, wie groß die Variation der Werte sein kann, wenn die Parameter der Modelle zwischen best und worst case verändert werden. Innerhalb der sechs Gruppen ist aber erkennbar, dass TSA in allen Bereichen deutliche Vorteile gegenüber HT Aq aufweist. Die Autoren der LCA fassen zusammen:

“TSA -DAC outperforms HT-Aq -DAC by a factor of 1.3 – 10 in all environmental impact categories studied.”[395]

[393] Polyethyleneimine, Mw 600 (bPEI 600) ist ein stark verzweigtes, flüssiges, wasserlösliches Polyamin mit hoher kationischer Ladungsdichte (Vgl. Wikipedia, o. J.).
Kosten: ca 500 USD/kg (Quelle: https://www.polysciences.com/default/polyethylenimine-branched-bpei-600)
[394] Vgl. DENA, 2021, S. 31.
[395] Vgl. Madhu et al., 2021, supplementary databases of LCA.

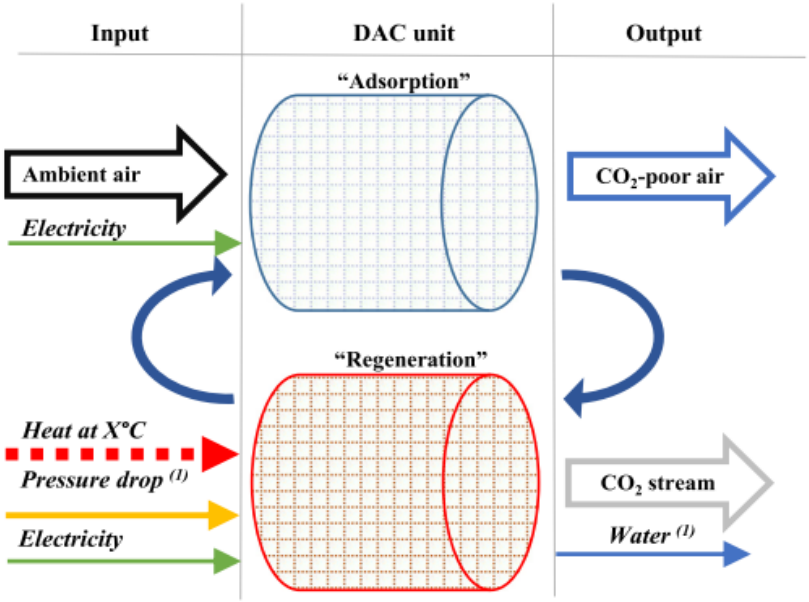


Abbildung 140: Funktionsweise eines Temperature Swing Adsorbers (TSA). Quelle: Madhu et al., (2021).

Tabelle 34: Gegenüberstellung von einigen Kenngrößen bei HT-Aq und TSA.
Quelle: Madhu et al., 2021 [Veröffentlichung und Supplementary Information sowie weitere Datenblätter]; Block & Viebahn, (2022).

	HT Aq	TSA
Temperaturbereich	850 - 900 °C	20 – 120 °C
Energieverbrauch GJ/kg CO_2	5,1 – 8,1	5 – 7,5
Wasserverbrauch t_{H20}/tCO_2 nach Block & Viebahn (2022)	4,7	-0,2 bis -2 (Erzeugung)
CCE carbon capture efficiency	10 % – 90 %, nach de Jonge[396] 50 % – 90 % nach Liu[397]	85,4 % – 93,1 % nach Climeworks[398] 88 % – 95 %[399]
Emission von t CO_2e / t CO_2 captured	0,58 (+0,2/-0,03)	0,3 (+0,02/-0,009)
Landverbrauch: (/10^{-3} m^2 a) oder in $m^{2/}tCO_2$ nach Block & Viebahn (2022)	435,7 0,04	112,1 0,26
Metallverbrauch in kg Fe	194,7	18,4
Carbon efficiency (GHG emissions/t CO_2)	73 %	86 %
elektr. Energie gesamt (kWh/t CO_2)	337 – 449	130 – 350,
Wärme gesamt (GJ/t CO_2)[400]	4,05 – 4,47 [1125 – 1241 kWh]	2,3 – 6,2 [639 – 1722 kWh]
Verhältnis Wärme/Elektrische Energie	3,3 – 2,8	4,9
Wärmerückgewinnungsrate		90 % – 10 %

In der Studie KNDE2045 wird das Abfangen von 20 Mt CO_2/a aus der Luft mit anschließendem Verpressen (DACCS) modellhaft mit einem Niedertemperaturverfahren für verschiedene Standorte, d.h. unterschiedlicher Energieversorgung durch z.B. Windanlagen und/oder PV-Anlagen und Nutzung der Abwärme von Elektrolyseuren gerechnet.[401] Ziel ist die Reduktion der CO_2-Emissionen im Jahr 2045 um 95 %. Das hierbei produzierte Wasser kann in den Elektrolyseuren zur Produktion von Wasserstoff eingesetzt werden.

[396] Vgl. de Jonge et al., (2019).
[397] Vgl. Liu et al., (2020).
[398] Vgl. Climeworks für die Demonstrationsanlage mit 4 kt CO_2/a.
[399] Vgl. Climeworks für 1 Mt CO_2/a.
[400] 80 % der thermischen Wärme werden für den Absorptionsprozess benötigt, 20 % der elektrischen Energie werden für den Betrieb der Ventilatoren eingesetzt, vgl. McQueen et al., (2020).
[401] Vgl. KNDE2045, (2021).

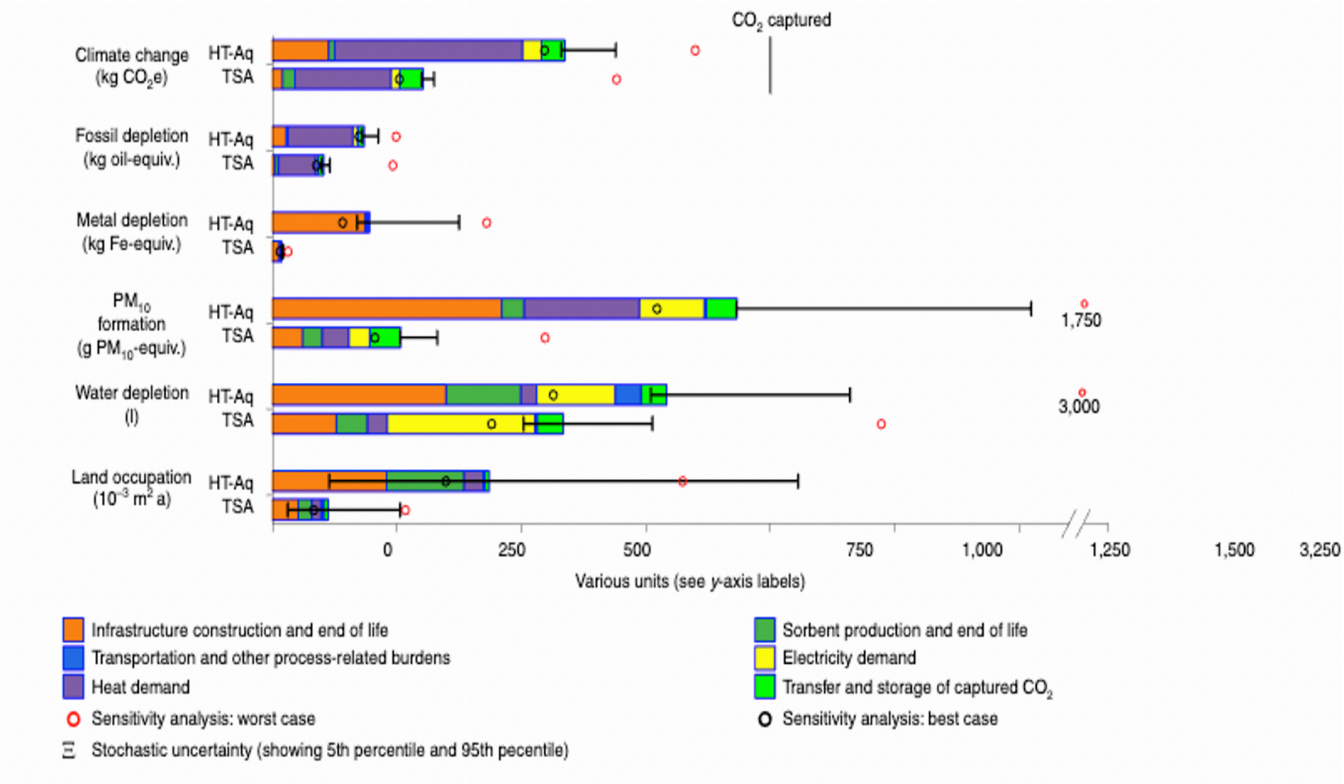


Abbildung 141: Ergebnisse der Llife-Cycle-Analysis (LCA) für HT Aq und TSA.
Quelle: Madhu et al., (2021).

2.8.3 Reduction: OxyfuelVerfahren, Pre- und Post-Combustion

2.8.3.1 Oxy-Fuel-Verfahren

Im Oxy-Fuel-Verfahren werden die Brennstoffe nicht mit Umgebungsluft, sondern mit reinem Sauerstoff verbrannt. Das führt einerseits zur Erhöhung der Verbrennungstemperatur aber insbesondere auch dazu, den CO_2-Partialdruck im Abgas zu erhöhen. Eine Faustregel beim CO_2-Abfangen besagt, dass die Investkosten abnehmen, wenn der CO_2-Partialdruck zunimmt.

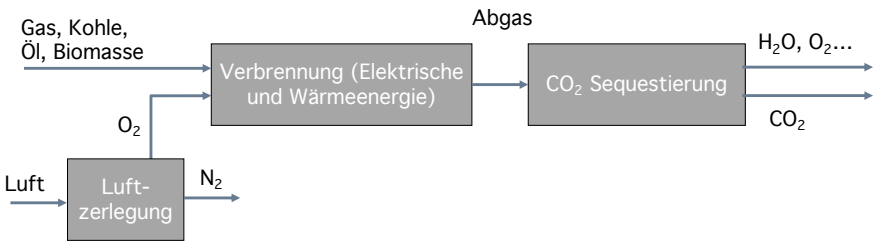


Abbildung 142: Schematische Darstellung der Oxy-Fuel-Verbrennung.
Quelle: Autor

Da sich bei Oxy-Fuel im Abgas im Wesentlichen nur noch CO_2 und H_2O-Dampf befinden – bei der Verbrennung von Methan würde sich der Partialdruck im Abgas von etwa 9 % auf 33 % erhöhen – ist die Gewinnung eines reinen CO_2-Stroms technisch einfacher als bei

Verbrennung mit Luft. Nachteilig ist, dass zur Erzeugung von reinem Sauerstoff z.B. eine kryogene Luftzerlegungsanlage vorhanden sein muss.

Bei der Chemical Looping Combustion (CLC) wird ebenfalls das Durchschleusen von Stickstoff durch den Verbrennungsprozess dadurch vermieden, dass in einem doppelten fluidisierten Bett (double fluidized bed) mit Metalloxiden einerseits das Metall im Oxidizer in einem Strom aus Luft und Wasserdampf oxidiert wird und andererseits den Sauerstoff im Reducer an das Brenngasgemisch wieder abgibt.
Bei nur 4 % der in o.g. Auflistung von CCS-Anlagen[7] wird dieses Verfahren eingesetzt.

Der notwendige Energieeinsatz bei der kryogenen Gewinnung von Sauerstoff verringert den Kraftwerkswirkungsgrad um etwa 7 %.[3]

2.8.3.2 Kostenentwicklung beim Oxy-Fuel-Verfahren

Die Erwartungen an die Kostenentwicklung beim Oxy-Fuel-Verfahren aus chinesischer Sicht sind in Abbildung 143 dargestellt. Es wird erwartet, dass in China die aktuellen Kosten von etwa 37 ± 5 €/t CO_2 in den nächsten 20 Jahren auf 23 ± 2 €/t CO_2 fallen werden.

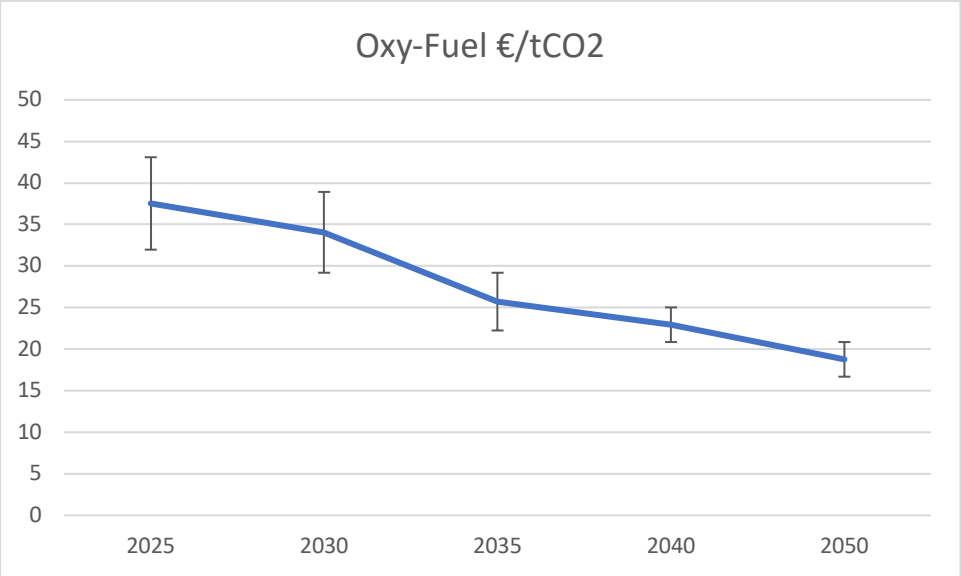


Abbildung 143: Chinesische Sicht auf die Kostenentwicklung von Oxy-Fuel Verfahren. Quelle: überarbeitete Werte von Qi, (2021).

Eine Diskussion der Kostenauswirkung des Einsatzes von Oxy-Fuel bei der Stromerzeugung in Kraftwerken erfolgt im Abschnitt 2.8.3.6.

2.8.3.3 CO_2-Reduktion durch Pre-Combustion

Das Prinzip der Pre-Combustion wird in der nachstehenden Abbildung dargestellt.

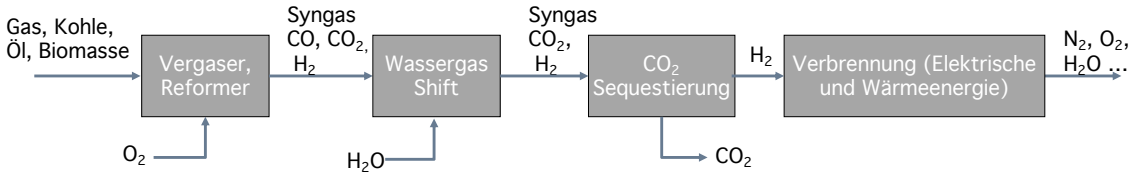


Abbildung 144: Prinzip Pre-Combustion mit den Prozessschritten Vergasung zur Erzeugung von Syngas und der Konditionierung von Syngas;
Quelle: Autor

Wenn der Brennstoff nicht schon als Gas vorliegt, dann wird er im Vergaser in die Gasphase überführt. Im produzierten Syngas, das sicher die Spezies CO, CO_2 und H_2 enthält, wird der CO_2-Partialdruck durch die Wassergas-Shift-Reaktion erhöht. Nach einer Reinigung des Syngases (Abscheiden von Staub, NO_x und Schwefel) kann das Abscheiden von CO_2 technisch einfacher und kostengünstiger als bei der Post-Combustion durchgeführt werden.

Das Brenngas wird durch Abscheiden von CO_2 aus dem Gas und ggf. der Konvertierung des CO zu CO_2 (Wassergas-Shift-Reaktion) vor dem Verbrennen aufbereitet, sodass der nachfolgende wasserstoffbefeuerte Verbrennungsprozess in einem Gas- und Dampfturbinen-Prozess (GuD) zur Erzeugung elektrischer Energie nahezu CO_2-frei erfolgen kann. Die CO_2-Abscheidung erfolgt mit Hilfe von physikalischen Lösungsmitteln.

Dadurch dass der Partialdruck von CO_2 im Syngas nach der Wassergas-Shift-Reaktion ggü. der Post-Combustion erhöht ist, werden die Kosten der Sequestrierung gesenkt. Das Abgas nach der Verbrennung ist frei von klimaschädigenden Bestandteilen wie z.B. CO_2.

Die Frage, ob die Kosten zum Bau und Betrieb der notwendigen verfahrenstechnischen Anlagen für Pre-Combustion „sich rechnen“, muss an dieser Stelle unbeantwortet bleiben, da der Autor der Zahlen keine getrennten Angaben zu CAPEX und OPEX macht.

Abbildung 145 zeigt aktuelle und prognostizierte Kosten für Pre-Combustion in China. Der Plan ist, die aktuellen Kosten bis 2050 mehr als zu halbieren.

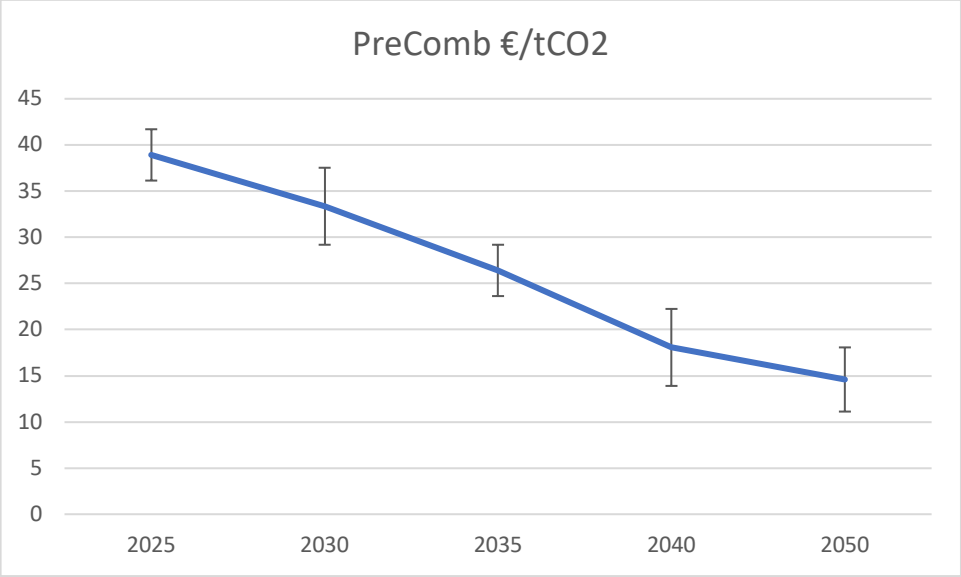


Abbildung 145: Chinesische Sicht auf die Kostenentwicklung bei Pre-Combustion-Verfahren. Quelle: überarbeitete Daten von Qi, (2021).

2.8.3.4 CO_2-Reduktion durch Post-Combustion

Verfahrensübersicht und deren TRL

Nachfolgend eine kurze Beschreibung der technischen Verfahren, die zum Abfangen von CO_2 aus Gasströmen eingesetzt werden. Es wird eine Übersicht über die Verfahren gegeben.

Allgemein kann vorab bemerkt werden, dass der Einsatz von Absorptionsverfahren z.B. in der Kraftwerkstechnik einen Wirkungsgradverlust von 10 % – 20 % zur Folge haben kann. Beim Carbonate Looping (siehe unten) scheinen sich die Wirkungsgradverluste auf 6 % – 8 % zu belaufen.[402] Dies hat Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

Nach Einschätzung von McKinsey befanden sich 2008 die Verfahren zur Abscheidung von CO_2 in teilweise noch sehr frühen Entwicklungsstadien[403] – und sind es nach Einschätzung von J. Massey (2021) immer noch[404] – und nur Verfahren zur Verpressung und zum Transport von CO_2 werden als kommerziell verfügbar eingestuft (siehe Abbildung 176 im Anhang S. 294). Die Einstellung wird durch die TRL-Einstufung der Verfahren durch NASA (2019) nicht unbedingt mitgetragen (vgl. auch

[402] Vgl. VDI Statusreport, (2021).
[403] Vgl. McKinsey, 2008.
[404] Vgl. Massey, (2021).

Tabelle 35 auf Seite 259).

Die Einschätzung ist durchaus kontrovers, da einerseits vom Standpunkt der Technik die Verfahren zufriedenstellend arbeiten, andererseits vom ökonomischen Standpunkt die Kosten für deren Einsatz noch deutlich zu hoch sind und daher ihre zahlreiche Realisierung gehemmt wird.

Bei der nachstehenden Auflistung von Entnahmeverfahren ist zu berücksichtigen, dass deren Einsatz Bedingungen an die Konditionierung der Abgase stellen, weil sich sonst z.B. die adsorbierenden Lückenvolumen wie beim Zeolith zusetzen oder die chemischen Substanzen zur Absorption vergiftet werden. D.h. teilweise werden zusätzlich für Entstaubung oder Wäschen weitere Kosten fällig, die in den einzelnen Kostenangaben teilweise nicht enthalten sind.

1. **TSA Temperature Swing Adsorbers:** Im bereits oben genannten ORCA-Projekt setzt die Firma Climeworks auf einer Kontaktfläche Amine ein, um CO_2 zu adsorbieren. Im Regenerierungszyklus wird CO_2 durch Aufheizen des Adsorbers freigesetzt und abgefangen.

   Climeworks hat bereits in 2014 in Dresden in Partnerschaft mit Audi und Sunfire eine Pilotanlage zur Produktion von eFuels (1.000 l Kerosin/Tag) gebaut.

   Bei großen Anlagen erwartet das Unternehmen für einen Standort in Marokko Kosten im Bereich von 70 €/t CO_2 (LT-System Climeworks) und 90 €/ t CO_2 (HT-System Carbon Engineering) (siehe auch GES-interne Kommunikation Wernicke, HW (2021b)).

   Eine anderes Unternehmen (Global Thermostat, NY USA), das Anlagen der Kategorie LT DAC baut, hat angekündigt, dass Kosten von 11 – 38 €/t CO_2 zukünftig realisierbar seien. In Anbetracht, dass die Kosten weit entfernt von denen anderer Anbieter sind, erscheint die Ankündigung von Global Thermostat als eher unrealistisch.

   Niedertemperaturverfahren haben den Vorteil, dass der Wärmeanteil der erforderlichen Energie von Prozesswärme, die im Unternehmen vorhanden und ggf. überschüssig ist, weiterverwendet werden kann.

2. **Carbonate Looping** (oder Calcium Looping, siehe Abbildung 146): Nutzung der reversiblen, exothermen Karbonisierung von CaO bei hohen Temperaturen zusammen mit der endothermen Kalzinierung des Carbonats $CaCO_3$. Auch wenn das Verfahren Nachteile beim Wirkungsgrad gegenüber dem von Carbon Engineering eingesetzten Verfahren hat, liegen die Vorteile des Carbonate Loopings in seiner Einfachheit und der Tatsache, dass die Absorptionswärme der Karbonisierung in einem Kraftwerk genutzt werden kann. Das bei der Zement- und Kalkherstellung eingesetzte Verfahren, bei dem

ein Teilstrom des gebrannten Kalks zur CO_2-Bindung verwendet wird, hat den Vorteil, leicht in bestehenden Anlagen nachgerüstet werden zu können.[405]

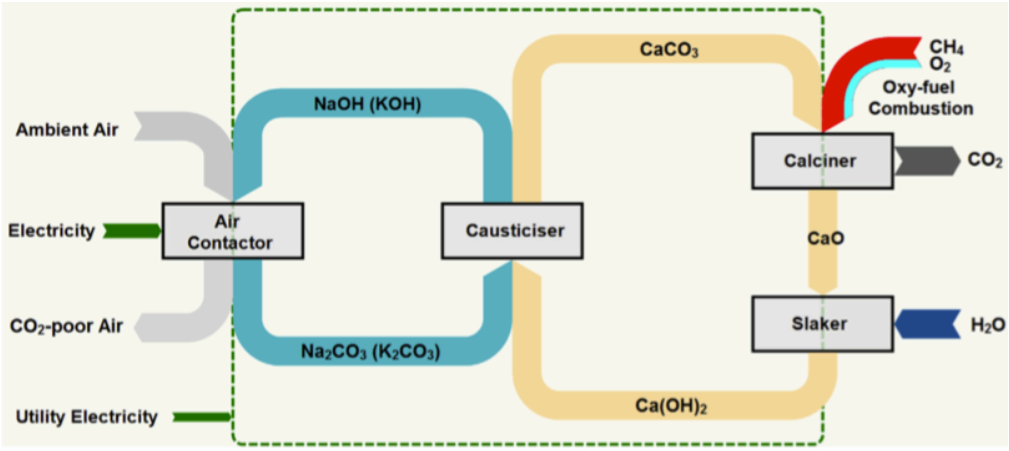


Abbildung 146: Verfahren „Carbonate Looping" nach Carbon Engineering zum Abfangen von CO_2 in einer wässrigen Lösung von NaOH und KOH.
Quelle: Fasihi et al., (2019).

3. **Wäsche in wässrigen Lösungen:** Für die Wäsche eignen sich verschiedene Lösungen in verschiedenen Verfahren, die schon für die Aufbereitung von Gas z.B. in der Petro- und Stahlindustrie bekannt sind.

   Carbon Engineering, ein Unternehmen aus Kanada, das von der Bill Gates Stiftung unterstützt wird, setzt für das Abfangen von CO_2 ein mehrstufiges Hochtemperaturverfahren mit Kali- oder Natronlauge ein (siehe Abbildung 146), das in der letzten Entwicklungsstufe nur noch elektrische Energie und keine zusätzliche Energie aus der Verbrennung von Methan benötigt.

   Beim Benfield-Verfahren wird Pottasche (K_2CO_3) zur Reduktion von CO_2 eingesetzt.

   Eine der weltweit größten CO_2-Wäschen in Verbindung mit einem Kraftwerk wird in Shady Point (Oklahoma, USA) betrieben. Das ausgewaschene CO_2 (ca. 800 t/Tag = 15 % der Gesamtmenge) wird der Lebensmittelindustrie nur Nutzung in Gewächshäusern zur Verfügung gestellt.

   Zur Wäsche werden entweder Monoethanolamine (MEA) oder auch Diethanolamin (DEA) oder auch Ammoniak („chilled ammonia"-Verfahren) verwendet. Das Lösungsmittel MEA zersetzt sich mit Sauerstoff und anderen Fremdstoffen wie z.B. SO_x und NO_x, wodurch sich die Betriebskosten erhöhen, da die Substanz kontinuierlich ersetzt werden muss.

   Nachteilig ist weiterhin, dass der Energieaufwand für die Regenerierung des Lösungsmittels sehr hoch ist und der Raumbedarf für Post Combustion Verfahren deutlich größer als der für das Kesselhaus, was die Nachrüstung bestehender Anlagen erschweren

[405] Vgl. GES-interne Kommunikation mit H. J. Wernicke, (2021a).

kann.

Ein Vergleich des Verfahrens mit Temperature Swing Adsorber mit Hilfe von LCA ist in Abschnitt 2.8.2.3. durchgeführt.

Die Hoffnung ist, dass durch weitere Forschungsaktivitäten der Energieeinsatz und die Degradation der Lösungsmittel verringert werden kann. Insbesondere gibt der Einsatz von sog. sterisch gehinderten oder tertiären Aminen und der Einsatz von Aktivatoren Hoffnung, diese Ziele zu erreichen.

4. **PSA** Pressure Swing Adsorber

   Bei extrem trockenen und reinen Gasen wird CO_2 unter Druck in den Strukturen eines Kristalls wie z.B. Zeolith 13X (bestehend aus Al_2O_3 und SiO_2) angelagert und bei Erniedrigung des Druckes wieder freigegeben. Wichtige Kenngröße bei dieser Methode ist die CO_2/N_2 Selektivität, die nach Minh et al. (2008) derzeit bei 54 liegt und durch Weiterentwicklung des Adsorbers auf 150 gesteigert werden könnte, um so eine möglichst hohe Konzentration von CO_2 im abgefangenen Gas zu liefern. Die Kosten des Verfahrens könnten mit einem derartigen Adsorber auf 30$/t CO_2 gesenkt werden.

5. **CCC** Cryogenic Carbon Capture: Durch Kühlung des Abgases bis auf eine Temperatur knapp oberhalb der Gefriertemperatur von CO_2 (-78,5 °C, Normaldruck) friert CO_2 in flüssiger Phase bei leichter Expansion dann aus. Abhängig von der Prozesstemperatur können verglichen mit anderen Verfahren sehr hohe Reduktionsgrade (99 % bei -135°C) bei sehr hoher Reinheit des abgefangenen CO_2 erreicht werden. Durch das Ausfrieren des CO_2 neigt eine CCC-Anlage zum Einfrieren und ist daher auch nicht einfach zu betreiben und in Betrieb zu halten.

   Die Berechnungen von Prozesskosten durch Baxter et al. (2009) (siehe Abbildung 147) deuten darauf hin, dass CCC unter gewissen Bedingungen eine deutlich kostengünstigere Methode zur CO_2-Reduktion darstellt als die anderen Verfahren. Andererseits ist für den VDI der hohe Energieeinsatz und die Tatsache, dass das Verfahren nur auf konzentrierte und trockene Gasströme angewendet werden sollte, Grund genug, CCC als nicht konkurrenzfähig einzustufen.[406]

[406] Vgl. VDI Statusreport, (2021).

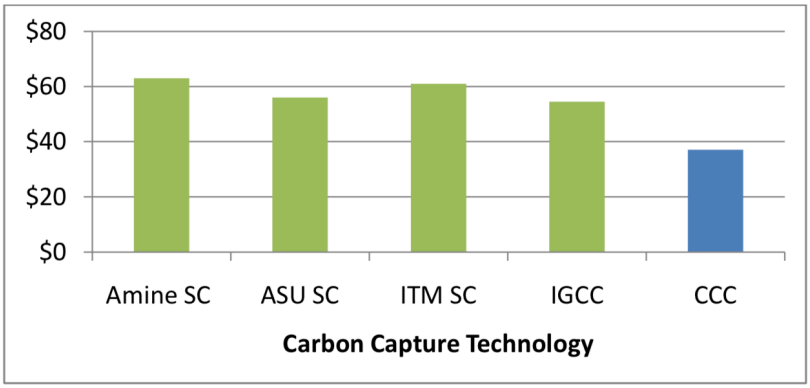


Abbildung 147: Geschätzte Kosten in USD pro t CO_2 für verschiedene Verfahren zur CO_2-Reduktion, Legende: Amine SC: scrubbing with amine solutions; ASU SC: air separation unit SC; ITM: ion transport membranes; IGCC: integrated gasification combined cycle; CCC: cryogenic carbon capture.

Quelle: Baxter et al., 2009.

6. **Membran-Verfahren:** Eignung bei CO_2-Konzentrationen >40 %. Aminbasierte Zellulosemembranen liefern gute Abscheidegrade und hohe Reinheit von CO_2 aus Luft.[407] Membranbasierte Verfahren eignen sich i.d.R. nicht für Rauchgase, da sich temperaturstabile Membranen, die resistent gegen die SO_x und NO_x-Anteile im Gas sind, noch in Entwicklung befinden.
7. **Direct Separation:** Die Zementindustrie erprobt LEILAC (Low Emissions Intensity Lime and Cement) in einer Demonstrationsanlage in Lixhe, Belgien. Das Neue an dem Verfahren ist, dass der Kalkstein mit einem Kalzinator gemeinsam erhitzt werden, sodass CO_2 direkt gebunden wird und nicht ins Abgas gelangt.
8. **Chilled-Ammonia-Prozess**
   In der Zementindustrie wird dieses Verfahren, bei dem das Abgas in eine gekühlte Ammoniaklösung oder Ammoniumkarbonat-Lösung mit Ammoniaküberschuss) eingeleitet wird, derzeit erprobt. Im Regenerator (8 – 25 bar, 130° – 160°C) wird das CO_2 wieder freigesetzt. Das freigesetzte CO_2 hat dabei Reinheitsgrade >99,7 %.
9. **Allam-Fetvedt Kreisprozess**
   Der Prozess nutzt superkritisches CO_2 (~1.000°C, 200 – 300 bar) als Arbeitsfluid, dem durch Verbrennung von Erdgas mit Sauerstoff die heißen Abgase zugeführt werden, das dann eine Gasturbine antreibt. Dem zirkulierenden Gasstrom werden kontinuierlich sauberer Wasserdampf und CO_2, das direkt in eine Pipeline gegeben werden kann, entnommen.

Leider gibt es zu den einzelnen Verfahren in der Literatur keine weiteren Angaben zu den Verbräuchen von elektrischen und thermischen Energien, um sie besser vergleichen und die verfahrenstechnischen Bedingungen für ihren optimalen Einsatz besser beurteilen zu können.

[407] Vgl. VDI Statusreport, (2021).

Year	1995	2005	2015
Thermal energy	4.2 GJ/t CO_2	3.2 GJ/t CO_2	2.0 GJ/t CO_2
Power equivalent factor used	0.292 kWh/kg CO_2 (0.25)	0.178 kWh/kg CO_2 (0.20)	0.083 kWh/kg CO_2 (0.15)
Power for capture	0.040 kWh/kg CO_2	0.020 kWh/kg CO_2	0.010 kWh/kg CO_2
CO_2 compressor	0.114 kWh/kg CO_2	0.108 kWh/kg CO_2	0.103 kWh/kg CO_2
Total	**0.446 kWh/kg CO_2**	**0.306 kWh/kg CO_2**	**0.196 kWh/kg CO_2**

Note: The Power equivalent factor used refers to the electric efficiency at which the thermal energy needed for capturing CO_2 could be used for power generation. There is considerable debate about these trends in the scientific community, and the trends shown here depend on some step-changes in the technology.

Source: Feron, 2006.

Abbildung 148: Erwarteter Performancetrend der bei Carbon Capture benötigten Energie. Quelle: IEA, 2008a, S. 50.

Tabelle 35: Technical Readiness Level ausgewählter Verfahren.
Quelle: Nasa, (2019).

Technology	2014 TRL	2017 TRL
Post-Combustion Processes		
Conventional Solvents	9	9
Improved Conventional Solvents	6-8	6-8
Encapsulated Solvents	1	2-3
Precipitating Solvents	4-5	4-5
Biphasic Solvents	4	4
Ionic Liquids	1	1
Algae Based Capture	1	3
Polymeric Membranes	6	6
Polymeric Membranes / Cryogenic Separation Hybrid	6	6
Room Temperature Ionic Liquid (RTIL) Membranes	2	2
Vacuum Pressure Swing Adsorption (VPSA)	3	3
Temperature Swing Adsorption (TSA)	1	7
Molecularly Imprinted Polymer Particle CO_2 Sorbents *	-	1-2
Enzyme Catalysed Adsorption	1	6
Amine Catalysed Adsorption *	-	6
Electrochemically Mediated Adsorption	1	1
Mineral Carbonation *	-	5
Cryogenic Capture	3	4
Supersonic Inertia Capture	1	3
Pre-Combustion Processes		
Conventional Solvents for Natural Gas Treating	9	9
Conventional Solvents for Hydrogen Purification *	-	9
Gas Separation Membranes for Natural Gas Treating *	-	8
Gas Separation Membranes	5	5
Physical Separation	2	7

Technology	2014 TRL	2017 TRL
Pressure Swing Adsorption *	-	9
Vacuum Swing Adsorption *	-	8
Low Temperature Separation of CO_2 from Natural Gas *	-	7
Low Temperature Separation of syngas	2	2
Oxy-combustion Processes		
Oxy-fired Circulating Fluid Bed Boiler (coal)	7	7
Oxy-fired Pulverised Coal Boiler	7	7
Oxy-combustion Flue Gas Purification Units	5-6	5-6
Oxy-fired Gas Turbine Cycles (Allam Cycle)	2	7
Oxy-fired Gas Turbine Cycles (CES Cycle)	5	5
Oxy-fired Gas Turbine Cycles (Others)	2	2
Chemical Looping Processes		
Post-Combustion Calcium Looping	6	6-7
Sorbent-Enhanced Water Gas Shift (SEWGS)	5	5
Chemical Looping Combustion	2	6-7
Chemical Looping Combustion with Oxygen Uncoupling	1	2-3
Chemical Looping Steam Reforming	3	3
Fuel Cell Processes		
Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)	6	6
IGFC/IRFC and SOFC based power plant with CCS	4	5
Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC) *	-	7
CCGT and MCFC based power plant with CCS *	-	5

Aus

Tabelle 35 sind die Reifegrade (TRL) von einigen Verfahren im Umfeld von Carbon Capture zu entnehmen. Die Tabelle zeigt, dass die meisten der genannten Verfahren in der Einschätzung der NASA schon einen fortgeschrittenen Entwicklungsgrad aufweisen.

2.8.3.5 Kosten von Verfahren zur CO_2-Entnahme

Die Kosten für die Entnahme von CO_2 variieren nicht nur in Abhängigkeit des gewählten Verfahrens, sondern auch durch die Annahme besonderer Bedingungen für die Konditionierung der Gase und natürlich auch in Abhängigkeit von der CO_2-Konzentration im Abgas. Verallgemeinert gilt in jedem Fall, dass die Kosten der Verfahren zunehmen, wenn der Partialdruck des abzuscheidenden CO_2 abnimmt. Dieser Zusammenhang ist deutlich in Abbildung 149 erkennbar.

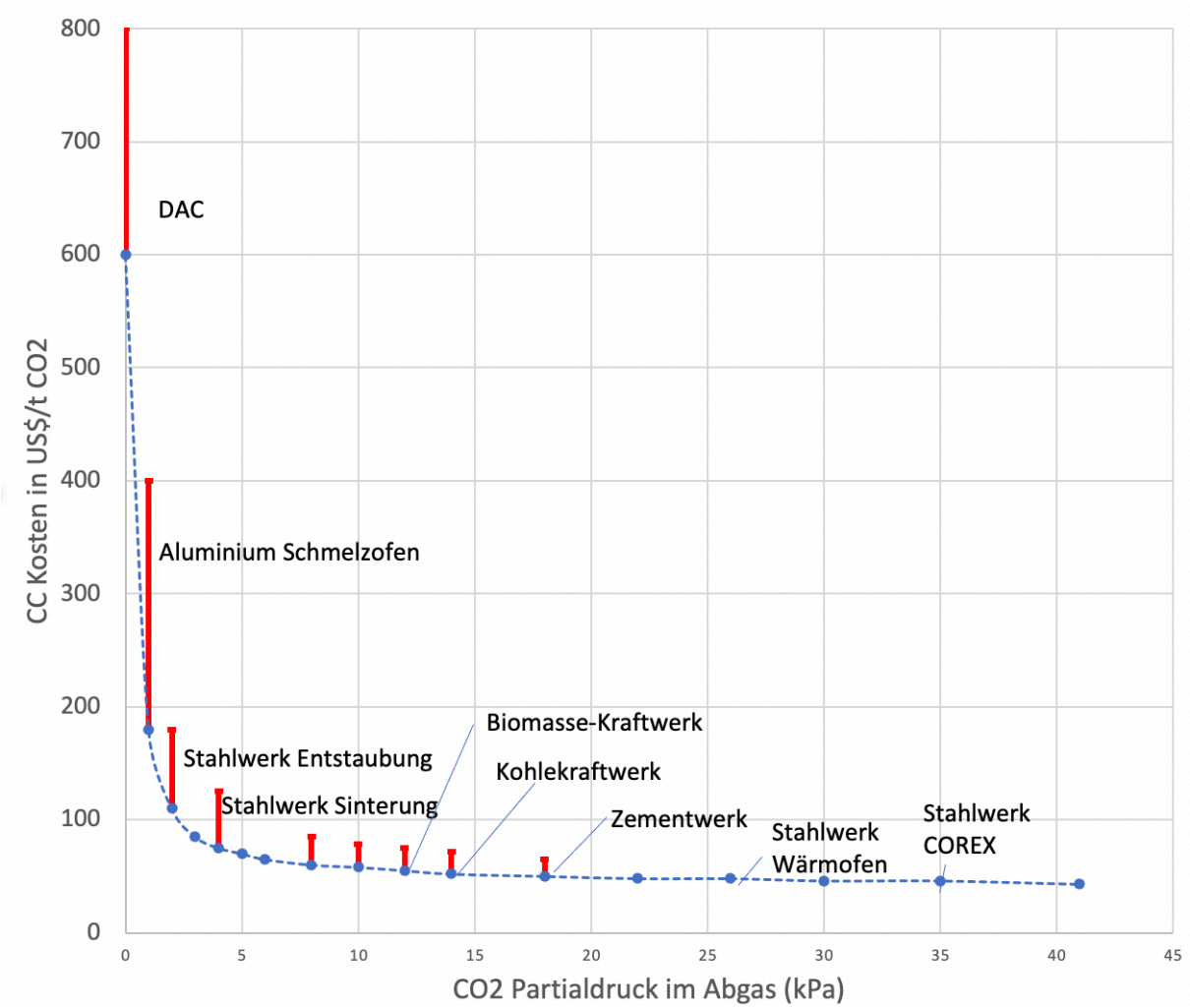


Abbildung 149: CO_2-Partialdruck und Kosten pro abgeschiedener Tonne CO_2 im industriellen Abgas. Quelle: in Anlehnung an Massey, (2021).

Insbesondere ist das Abfangen von CO_2 aus der Luft bezogen auf die Menge des abgeschiedenen CO_2 deutlich, nämlich derzeit um bis zu Faktor 10, kostenintensiver als das Abfangen

an CO_2-Punktquellen wie z.B. Kraft-, Stahl- oder Zementwerken. Die in Abbildung 149 angedeuteten Kostenunterschiede beim Abscheiden von CO_2 mit geringen Partialdrücken betreffen NICHT DAC, da hierfür die Kosten deutlich höher sind.

Tabelle 36: Übersicht verschiedener Verfahren zur CO_2-Abscheidung und deren Kosten. Quellen: wie in der Tabelle angegeben.

Verfahren	Hersteller	Kosten in € oder $ pro t abgeschiedenes CO_2	Quelle
Aminwäsche (chemische Absorption)	Climeworks	Betrieb: 75 – 113 €/t 49 $/t	Fasihi et al. (2019) Minh et al. (2008)
HT aqueous solution	Carbon Engineering	Betrieb: 90–200 €/t	Fasihi et al. (2019) Keith et al. (2018)
Physikalische Separierung - PSA Pressure Swing Adsorber mit 13X Zeolith		57 – 82 USD/t 51 USD/t	Rahman (2016), p.40 Minh et al. (2008)
- Cryogenic Carbon Capture		< 40 €/t	Baxter et al. (2009)
Membrane separation		30 – 50 €/t	
CCS (siehe Kapitel 9)	SSAB Lulea Papier Zement Silicon	Skagestad et al. (2019) 28 – 45 €/t ebd S.16 41 – 54 €/t ebd S.18 50 – 80 €/t ebd S.20 125 €/t ebd S.21	Skagestad et al. (2019)[408]

Die in obiger Tabelle zusammengestellten Kosten sind nur schwer miteinander vergleichbar, da einige Angaben die aktuellen Kosten bei z.B. Pilotanlagen beziffern, andere durch Extrapolation auf Anlagen mit größeren Kapazitäten oder mit zu erwartenden Entwicklungsfortschritten in der Zukunft ermittelt wurden. Dass Kostensenkungen grundsätzlich möglich sind, zeigt die Darstellung der Abscheidekosten über der Zeit in nachstehender Abbildung.

Bei den Kosten, die von Skagestad et al. (2019) für Anlagen in verschiedenen Branchen durch Simulation gerechnet wurden, sind außerdem Transport- und Verpressungskosten mit eingerechnet.

[408] Die Berechnungen basieren auf Simulationen von MEA Aminwäsche mit Aspen Hysys. Mit Aspen In-Plant Cost Estimator wurden die Investkosten für einen hohen Entwicklungsgrad berechnet. Es wird weiterhin in einer „Partial capture rate“ von beispielsweise 85 %-96 % bei Kohlefeuerungen gerechnet, da hierbei die spezifischen Kosten minimal sind und die Emissionspönalen gesenkt werden.

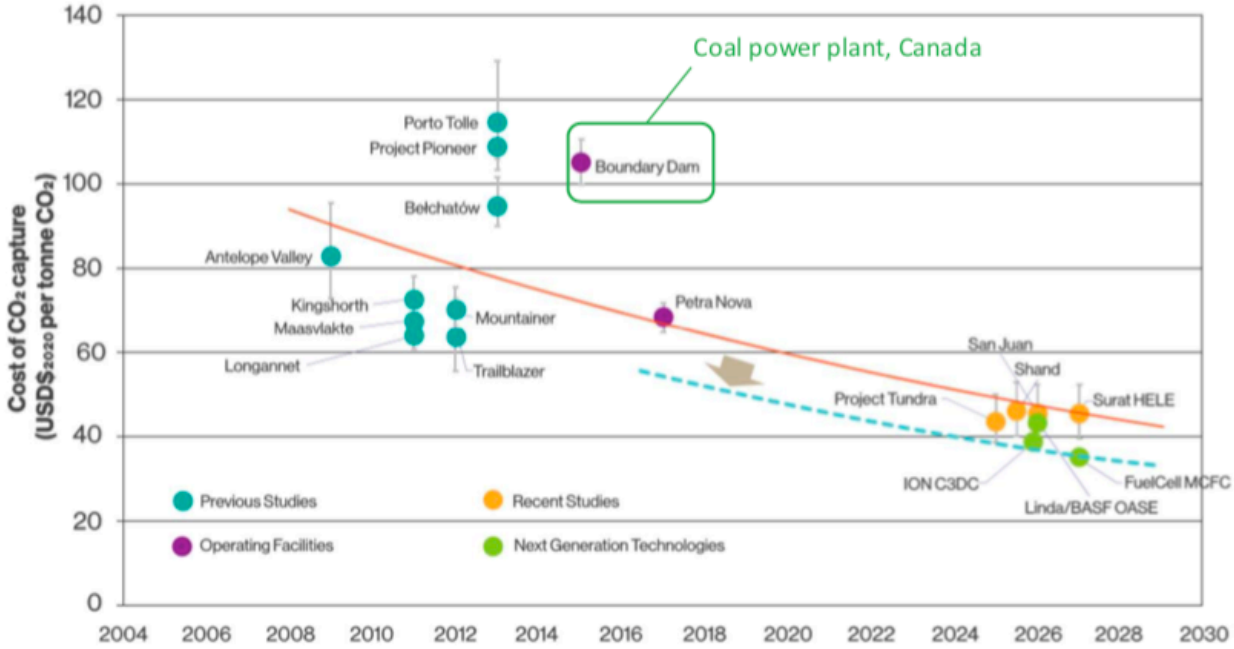


Abbildung 150: Entwicklung der CO_2-Abscheidungskosten über die Zeit.
Quelle: Massey, (2021).

Von der chinesischen Akademie der Wissenschaften wird eine ähnliche Degression der Abscheidekosten prognostiziert. Diese Entwicklung wird in Abbildung 151 dargestellt. Unter welchen Bedingungen die absoluten Werte zu verstehen sind, wurde vom Autor der Zahlen nicht angegeben.

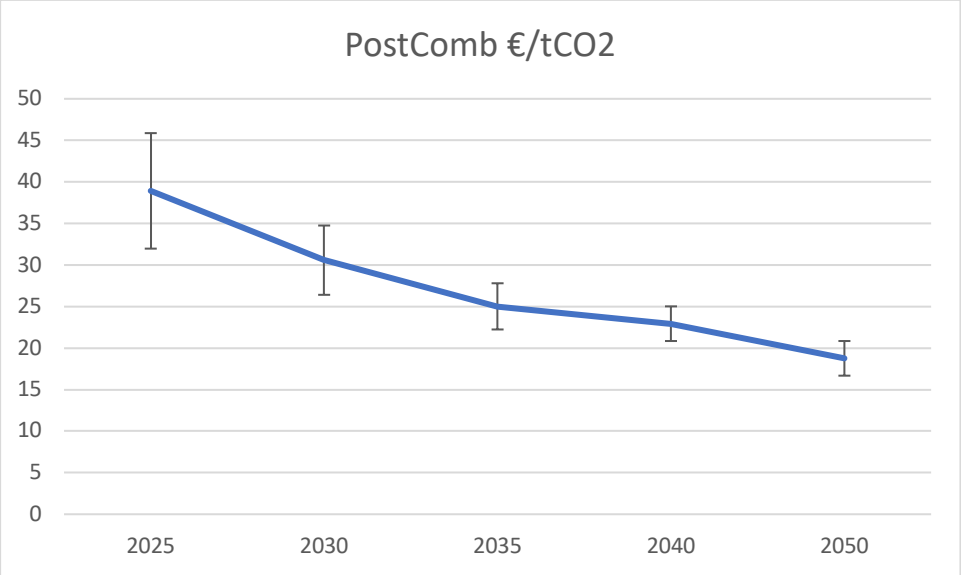


Abbildung 151: Chinesische Sicht auf die Kostenentwicklung für Post-Combustion-Verfahren.
Quelle: überarbeitete Werte von Qi, (2021).

2.8.3.6 Kosten der CO_2-Reduktion bei Kraftwerken

Der Einsatz aller CCS-Anlagen erfordert zusätzliche Energie und insbesondere bei Kraftwerken reduziert dies die Effizienz der Anlage.[409] Hierdurch entsteht eine Situation wie in Abbildung 152 dargestellt: mit CCS werden 80 – 90 % eines erhöhten CO_2-Ausstosses eingefangen. Da ein Kraftwerk mit CCS mehr Energie benötigt, d.h. mehr Kohle oder Gas verbrennt, ist die abgefangene Menge CO_2 nicht identisch mit der vermiedenen Menge CO_2. Von den Abgasen werden 80–90 % abgefangen, sodass im Vergleich zum Referenzkraftwerk nur der Betrag „CO_2 avoided“ übrigbleibt; Die Gestehungskosten für elektrische Energie werden daher nicht nur durch die Investitionskosten einer CCS-Anlage, sondern auch durch eine verringerte Effizienz des Kraftwerkes erhöht.

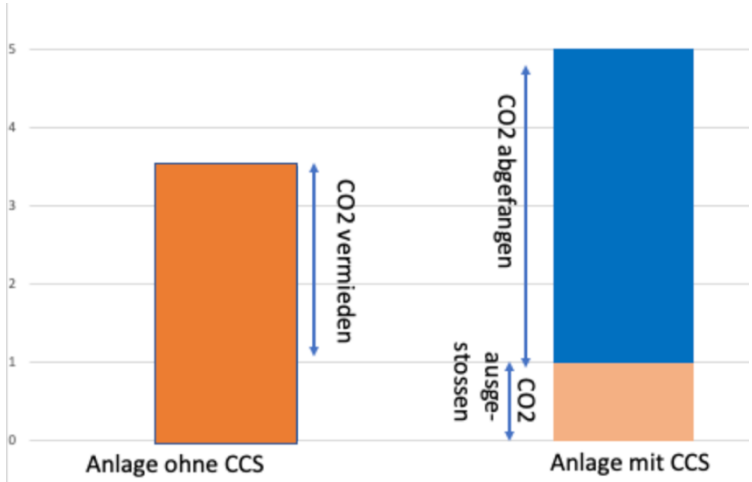


Abbildung 152: Differenz zwischen abgeschiedenem CO_2 und vermiedenem CO_2 bei Kraftwerken mit CCS.; Quelle: Autor

Abbildung 153 zeigt die berechneten Stromgestehungskosten für den Einsatz verschiedener Brennstoffe wie Braunkohle (BK), Steinkohle (SK) und Erdgas für verschiedene Konzepte aus den Bereichen Post- und Pre-Combustion sowie Oxy-fuel. Obwohl die Kosten in Abbildung 153 nicht mehr aktuell sind, zeigt die Darstellung doch den Einfluß des Einsatzes von Oxy-Fuel und Carbon Capture auf die Stromgestehungskosten bei Einsatz verschiedener Brennstoffe.[410]

[409] Vgl. Markewitz et al., 2010, S. 23.
[410] Vgl. Fraunhofer ISE, (2021).

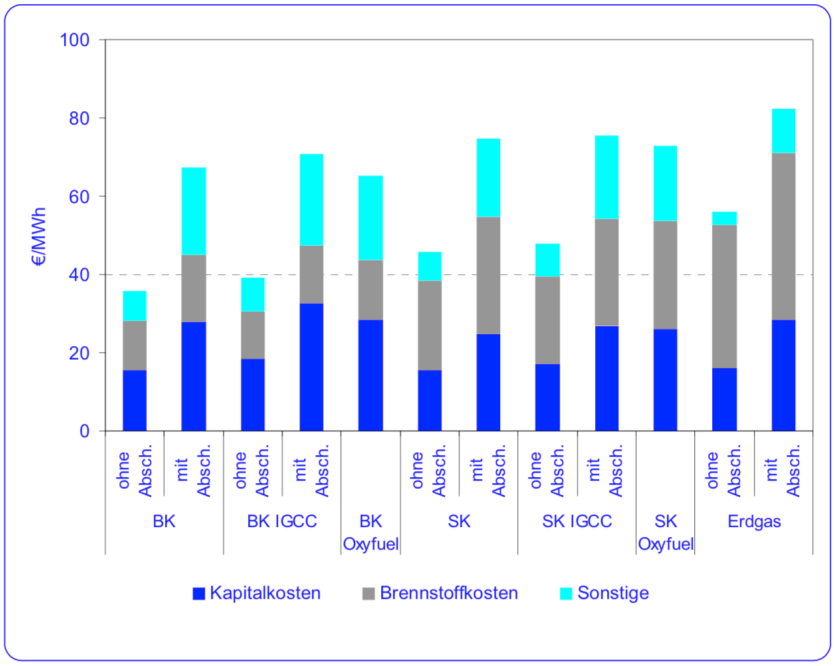


Abbildung 153: Stromgestehungskosten fossil befeuerter Kraftwerke für 2010 und Kostenstrukturen mit und ohne CO_2-Abscheidung oder Einsatz von Oxy-Fuel-Verfahren aufgeteilt nach Capex, Brennstoffkosten und Sonstige (OPEX).

Quelle: Markewitz et al., 2010, S. 53.

Für mit Erdgas betriebene Kraftwerke werden nur die Kosten für Post-Combustion-Anlagen berücksichtigt. Die Kosten wurden recherchiert und beinhalten eine Abschreibung der Anlage über 20 Jahre, Kosten für die Behandlung des CO_2 (Verdichtung, Verflüssigung), die Kosten für eine 350 km lange Pipeline und die Speicherung in einem salinen Aquifer in 1.000 m Tiefe inkl. der Monitoringkosten. Nicht enthalten sind Kosten für Zertifikate.

In Abbildung 153 ist zu erkennen, dass

- die Gestehungskosten für Strom durch den Einsatz von CCS deutlich erhöht werden (siehe BK (Braunkohle) und SK (Steinkohle) ohne und mit Abscheidung).
- Relativ geringer (47 %) erhöht CCS die Kosten bei Erdgaskraftwerken als bei Steinkohle (ca. 60 %) oder bei Braunkohle (80-87 %). Bei Letzteren sind aber die Kosten für den Brennstoff geringer.
- Die CO_2-Vermeidungskosten belaufen sich bei Braunkohle auf 35 – 40 €/t und 42 – 44 €/t CO_2 bei Steinkohle. Für Gaskraftwerde oder das IGCC-Kraftwerk des RWE steigen die Kosten für CO_2-Vermeidung - wie in Abbildung 153 zu erkennen ist - auf 85 €/t CO_2. Es ist zu berücksichtigen, dass bei der Verbrennung von Methan relativ weniger CO_2 als bei Kohlekraftwerken entsteht und daher die Kosten für die Beschaffung einer Abscheidevorrichtung bei Ersterem spezifisch höher sind.

  Diese hohen Kosten werden in der Literatur intensiv diskutiert. Bei Renzenbrink et al. (2009) werden Mehrkosten in Höhe von 46 €/t CO_2 angegeben, was zu einer von

McKinsey (2008) gerechneten Bandbreite der Kosten von 30 – 45 €/t CO_2 passt. Renzenbrink äußert die Hoffnung, dass der dort angegebene Erzeugungspreis von 125 €/MWh in großen CCS-Anlagen auf 81 € gesenkt werden kann, was den Marktpreisen von 70 – 80 €/MWh deutlich näherkommt.

Auch wenn mit CCS die Stromgestehungskosten mit Braun- und Steinkohle nach der Kalkulation in Abbildung 153 noch geringe Vorteile bieten, kann hieraus keine Präferenz für diese für Energieträger abgeleitet werden, zumal es einige Unsicherheiten hinsichtlich der Datenlage gibt.

Eine Studie des englischen Departments für Business, Energy & Industrial Strategy detailliert bei der Berechnung der Kosten für Carbon Capture bei Kraftwerken noch weiter den Kosteneinfluss der eingesetzten Verfahren. Wie in Tabelle 37 dargestellt, wurden basierend auf den Referenzkosten 10 Verfahren hinsichtlich der Stromgestehungsosten untersucht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 154 dargestellt.

- Case 0 – Reference Case – Unabated natural gas CCGT
- Case 1 – Natural gas CCGT with post-combustion carbon capture
- Case 2 – Natural gas reformation with pre-combustion carbon capture
- Case 3 – Coal SCPC with post-combustion carbon capture
- Case 4 – Coal SCPC with oxy-combustion carbon capture
- Case 5 – Coal IGCC with pre-combustion carbon capture
- Case 6 – Oxy-fired supercritical gas power generation with carbon capture
- Case 7 – Natural Gas CCGT with Molten Carbonate Fuel Cell carbon capture
- Case 8 – Biomass CFB boiler with post-combustion carbon capture
- Case 9 – Biomass CFB boiler with oxy-combustion carbon capture
- Case 10 – Biomass IGCC with pre-combustion carbon capture

Tabelle 37: Verschiedene Verfahren zur Stromerzeugung aus fossilen Kraftstoffen und aus Biomasse. Quelle: GOV.UK, (2018).

Je nach Art der Stromerzeugung werden die Gestehungskosten durch das Abfangen von CO_2 um 10 % bis 20 % erhöht, da durch das Abfangen von CO_2 Wirkungsgradverluste in der Größe von 10 % bis 20 % auftreten (siehe Tabelle 38). Die geringsten Kostenaufschläge gibt bei Oxy-Fuel-Verfahren.

Erzeugungsverfahren auf der Basis von Biomasse haben in dieser Kalkulation insgesamt die höchsten Gestehungskosten nicht wegen höherer Kosten für Carbon Capture, sondern wegen hoher Kapital- und Brennstoffkosten.

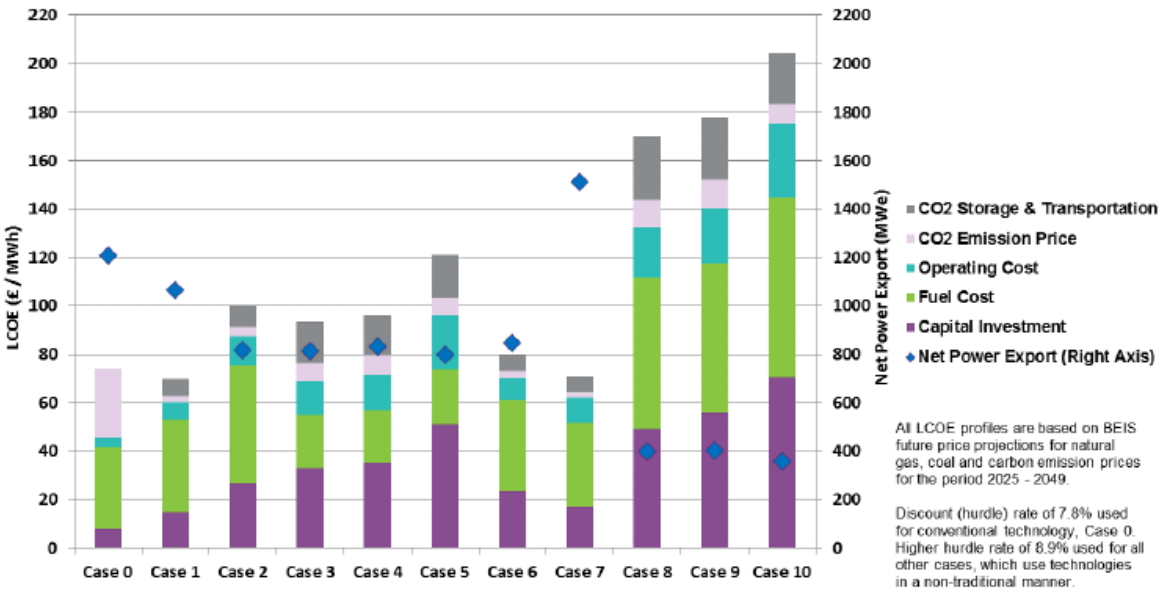


Abbildung 154: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten LCoE in UK.
Quelle: GOV.UK, (2018).

Tabelle 38: Technische Parameter mit Wirkungsgraden und Abfangraten für verschiedene Stromerzeugungsverfahren.
Quelle: GOV.UK, (2018).

	Units	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 7	Case 8	Case 9	Case 10
Total Gross Installed Capacity	MWe	1229	1144	919	953	1113	1063	1264	1645	498	598	493
Gas Turbine (s)	MWe	823	823	554	0	0	671	1264	823	0	0	303
Steam Turbine	MWe	406	321	365	953	1098	392	0	381	498	598	190
Others	MWe	0	0	0	0	15	0	0	440	0	0	0
Total Auxiliary Loads	MWe	21	80	101	139	280	263	416	136	102	196	137
Net Power Export	MWe	1208	1065	818	814	833	800	848	1509	396	402	356
Fuel Flow Rate	kg/h	150,296	150,296	147,539	325,000	325,000	314,899	118,940	195,722	635,178	635,178	225,417
Fuel Flow Rate (LHV)	MWth	1940	1940	1907	2335	2335	2263	1536	2527	1288	1288	1052
Net Efficiency (LHV) - As New	%	62.3	54.9	42.9	34.9	35.7	35.3	55.2	59.7	30.8	31.2	33.9
Net Efficiency (LHV) - Average	%	59.0	52.0	40.7	34.7	35.5	33.5	52.3	56.6	30.6	31.1	32.1
Plant Availability	%	93	90	85	90	90	85	90	90	90	90	85
Total Carbon in Feeds	kg/h	108,640	108,640	106,647	209,950	209,950	203,425	85,975	141,476	158,795	158,795	107,095
Total Carbon Captured	kg/h	0	98,661	96,418	188,926	187,176	183,697	77,378	130,333	142,954	142,748	97,194
Total CO_2 Captured	kg/h	0	361,539	353,319	692,310	685,896	673,147	283,546	477,597	523,849	523,093	356,162
Total CO_2 Emissions	kg/h	398,105	36,566	37,483	77,040	83,455	72,292	31,503	40,934	58,045	58,801	36,283
CO_2 Capture Rate	%	0	90.8	90.4	90.0	89.2	90.3	90.0	92.1	90.0	89.9	90.8
Carbon Footprint	kg CO_2/MWh	329.4	34.3	45.8	94.6	100.2	90.4	37.1	27.1	146.5	146.2	101.9

Tabelle 39: Wirkungsgradverluste bei CO_2-Abscheideraten von 90 % für verschiedene Stromerzeugungsverfahren aus Tabelle 8.
Quelle: GOV.UK, (2018).

Wirkungsgrad SCPC ohne CCS	Case 1 (Gas)	Case 2 (Gas)	Case 3 (Kohle)	Case 4 (Kohle)	Case 5 (Kohle)
40 %	-12 %	-31 %	-13 %	-11 %	-14 %
Vermeidungskosten USD/t CO_2	92	227	217	236	261

Die Ergebnisse aus Tabelle 38 lassen sich hinsichtlich der Wirkungsgradverluste der Stromerzeugungsverfahren wie in Tabelle 39 dargestellt zusammenfassen. In dieser Tabelle sind auch die CO_2-Vermeidungskosten für die Abscheidung vermerkt, die im Detail in Tabelle 40 dargestellt werden.

Aus Tabelle 40 ist auch zu entnehmen, dass die Kapitalkosten bei Anlagen mit CCS um 40 – 250 % erhöht sind.

Tabelle 40: Ökonomische Daten zur CO_2-Abscheidung bei der Stromerzeugung. Quelle: GOV.UK, (2018).

	Units	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 7	Case 8	Case 9	Case 10
Total Project Cost	£M	672	968	1256	1732	1902	2396	1213	1570	1248	1450	1465
Pre-Licensing, Tech & Design	£M	6	8	11	15	17	22	11	14	11	13	13
Regulatory & Public Enquiry	£M	13	18	24	32	35	44	23	29	23	27	27
EPC Contract Cost	£M	584	845	1107	1547	1702	2151	1068	1392	1107	1290	1305
Infrastructure Connections	£M	29	37	37	29	29	29	37	37	29	29	29
Owner's Costs	£M	41	59	77	108	119	151	75	97	77	90	91
Overall CAPEX Impact (vs Ref Case)		-	44%	87%	158%	183%	256%	80%	134%	86%	116%	118%
Estimate Accuracy		± 30%	± 30%	± 30%	± 30%	± 35%	± 35%	± 45%	± 40%	± 40%	± 40%	± 40%
Total Fixed OPEX	£M pa	36	47	60	81	87	112	55	72	58	66	70
Total Variable OPEX (excl. Fuel & C)	£M pa	0	62	58	108	108	103	44	108	82	82	54
Average Fuel Cost (1)	£M pa	315	305	283	143	143	131	242	398	190	190	183
Typical CO_2 Emission Cost (1)	£M pa	369	33	32	69	75	61	28	37	52	53	31
Discount Rate	% / year	7.8 (2)	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
Levelised Cost of Electricity	**£/MWh**	**74.2**	**69.9**	**100.0**	**93.3**	**96.0**	**120.8**	**80.1**	**70.7**	**170.1**	**177.9**	**204.3**
Capital Investment	£/MWh	8.0	14.9	26.2	32.9	35.3	51.1	23.2	17.1	49.0	55.9	70.6
Fuel Cost	£/MWh	33.5	37.9	48.5	22.2	21.7	22.8	37.7	34.7	62.6	61.8	74.1
Operating Cost	£/MWh	4.0	7.2	12.2	13.8	14.7	22.0	9.2	10.1	20.6	22.8	30.5
CO_2 Emissions Price	£/MWh	28.7	2.9	3.8	7.5	8.0	7.5	3.1	2.3	11.7	11.6	8.4
CO_2 Storage & Transportation	£/MWh	0	7.0	8.9	16.9	16.3	17.4	6.9	6.5	26.2	25.8	20.7
Cost of CO_2 Avoided (incl. Carbon Price)	**£/tCO_2**	**-**	**-14.5**	**91.1**	**81.3**	**95.1**	**195.1**	**20.0**	**-11.7**	**524.1**	**566.1**	**571.7**
Levelised Cost of Electricity (zero Carbon Price)	£/MWh	45.5	67.1	96.2	85.8	88.0	113.3	77.0	68.4	158.4	166.3	195.8
Cost of CO_2 Avoided (zero Carbon Price)	£/tCO_2	-	73.1	178.9	171.4	185.5	283.8	107.7	75.8	617.2	659.3	660.7

2.8.3.7 Kosten der CO_2-Reduktion bei der Stahlherstellung

Im Projekt CO_2stCap der Universität Chalmers Technology in Göteborg wurden Produktionsprozesse in den Branchen Stahl, Papier, Zement und Silikonherstellung im Detail untersucht,[411] d.h. die Nutzung von bereits in den Prozessen der Branchen vorhandener Druck- und Wärmeenergien wurde bei der Simulation mit der Software Aspen in den Betriebskosten berücksichtigt. Die Investkosten wurden ebenfalls mit Hilfe von Aspen-Tools geschätzt.[412]

[411] Vgl. Skagestad et al., (2019).
[412] Aspen In-Plant Cost Estimator gibt für die Schätzung der Investkosten eine Ungenauigkeit von ±40 % an

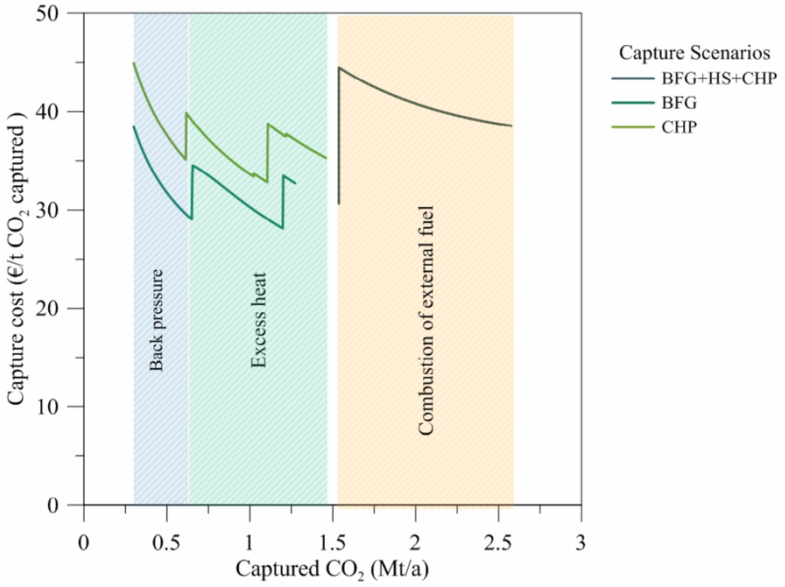


Abbildung 155: Kosten der CO_2-Reduktion am Beispiel des SSAB Stahlwerkes in Lulea als Funktion der abgefangenen Menge CO_2. Die farbigen Felder geben die Bereiche an, in denen unterschiedliche Ressourcen (Druck, Wärme) genutzt wurden. In den Szenarios wurden die Abwärmen von Blast Furnace Gas (BFG), Combined Heat and Power (CHP) und Hot Stoves (HS) einbezogen.

Quelle: Skagestad et al., (2019).

Nur im Szenario BFG+HS+CHP wird "full capture" mit 76,3 % CO_2-Reduktion (rechter Teil auf gelbem Untergrund in Abbildung 155) angesetzt.

Die Variation der Kosten nach Branchen und als Funktion der Menge des abgefangenen CO_2 zeigen, dass die Kosten für CCS zwischen 28 €/t CO_2 und 120 €/t CO_2 variieren je nach Einbindung in die Prozesse der Branche. Die Kosten beinhalten sowohl Invest (Capex mit Ansatz „N^{th} of kind" also keine Entwicklungskosten, optimiertes Design) als auch Betriebskosten (Opex). Die Kosten weisen in Abbildung 155 dann ein lokales Minimum auf, wenn mit dem vorhandenen Equipment oder ohne zusätzlichen Energiebedarf gearbeitet werden kann. Sprungfixe Kosten treten beim Überschreiten dieser Grenzen auf.

2.8.3.8 Kosten der CO_2-Reduktion in anderen Branchen

Zu einer ähnlichen Einschätzung kommt auch die Studie der DENA,[413] die die Abscheidungskosten pro t CO_2 als stark von der Technologie und der Punktquelle abhängig sieht (siehe Abbildung 156).

Gleichzeitig äußert die Studie die Hoffnung, dass mittelfristig ein Preis von ca. 50 €/t CO_2 erzielbar ist. Speziell für Zementwerke und Müllverbrennungsanlagen wird ein CAPEX-Wert für die Abfangtechnik zwischen 750 und 1.000 €/t CO_2/a als realistisch betrachtet.

[413] Vgl. Dena, 2021, S.17.

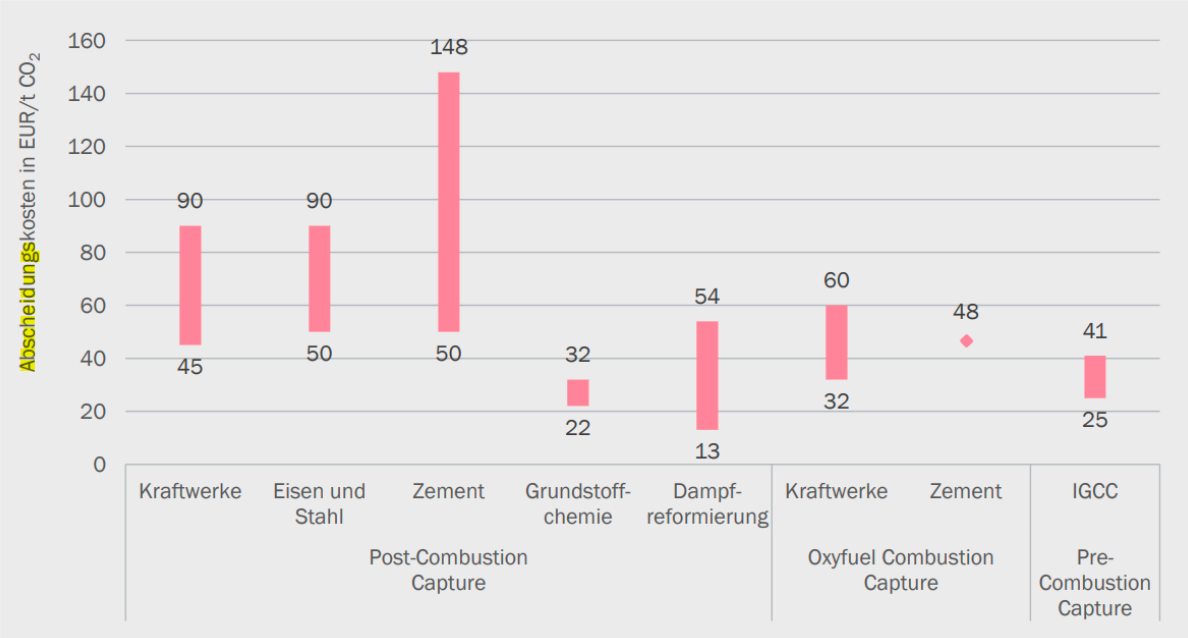


Abbildung 156: Abscheidungskosten aus Punktquellen für verschiedene Branchen. Quelle: Dena, 2021, S. 17.

Die Datenbasis netl.doe.gov „Carbon Capture and Storage Database" (2021) enthält Daten von weltweit 307 Anlagen zur CO_2-Reduktion von denen 242 nicht im Status ‚cancelled' oder ‚decommissioned' also aktiv sind.

Die eigene Auswertung nach eingesetzten „Capture Technologies" (n=121) zeigt eine große Vielfalt von eigenentwickelten Verfahren (siehe Abbildung 157). Aus den Verfahrensnamen ist der Einsatz der Basistechnologie teilweise nur schwer abzuleiten. Erkennbar ist aber, dass Verfahren mit Einsatz von Aminen (ca. n=46) und nicht näher bezeichneten Lösungsmitteln (n=14) dominieren, da sie seit langem schon in der Erprobung sind.

Zu n=99 Projekten sind Kosten bekannt, die auf Euro umgerechnet in Summe 155 Mrd € Projektbudget haben und eine Vorstellung vom Ausmaß der weltweiten Entwicklungskosten in Abscheideverfahren geben. Da für diese Projekte auch geplante, tägliche CO_2-Abscheideraten angegeben werden, kann hieraus ohne Unterscheidung hinsichtlich Abscheideverfahren etwa ein Projektwert von 281 k€/t CO_2/Tag ermittelt werden.

2.8.3.9 Aktuelle Projekte zur CO_2-Reduktion

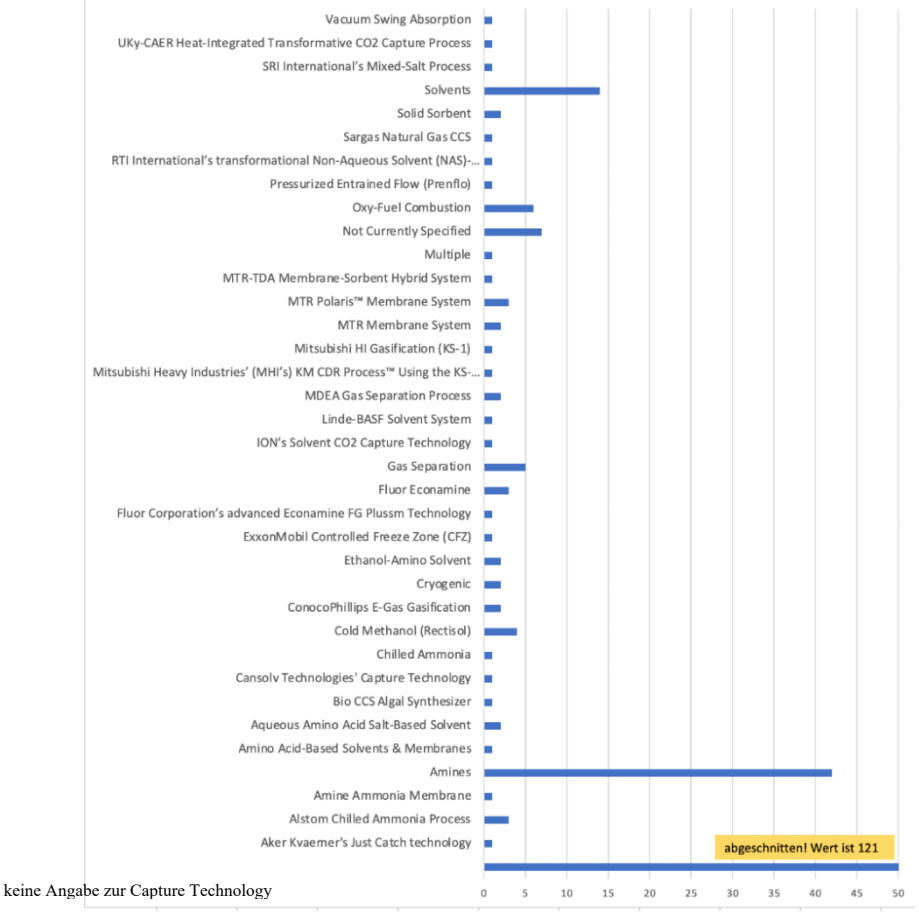


Abbildung 157: Auswertung der NETL-Datenbank nach eingesetzten CO_2-Abscheideverfahren. Quelle: NETL, (2021).

Aus den Angaben zur Tageskapazität (n=140) lässt sich eine Gesamtkapazität von 1,3 Mt CO_2/Tag oder 0,472 Gt CO_2/Jahr bei einer durchschnittlichen Kapazität von 9.244 t CO_2/Tag berechnen (siehe Abbildung 158).

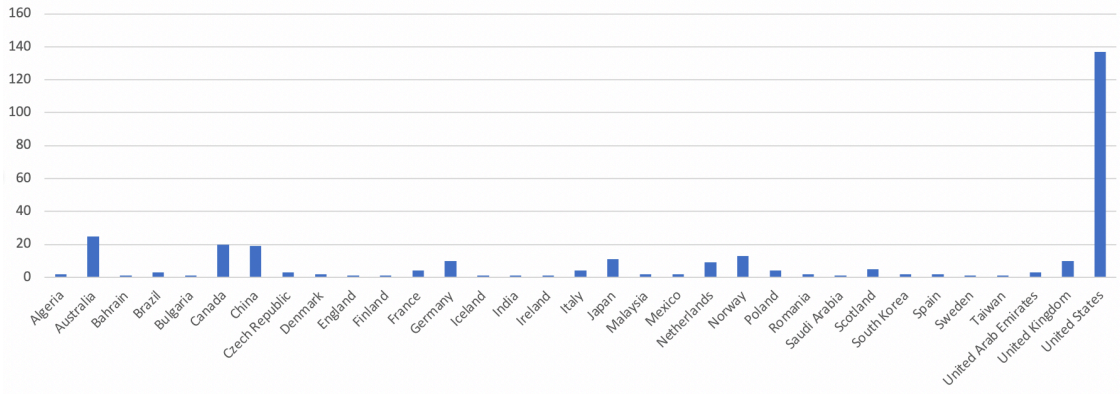


Abbildung 158: Auswertung der NETL-Datenbank aktiver und in Planung befindlicher CCS-Anlagen: Anzahl nach Land.
Quelle: Autor, eigene Auswertung von Daten aus NETL, (2021).

Die meisten CCS-Anlagendaten wurden in dieser Datensammlung für Anlagen in den USA (n=86), Australien (n=21), China (n=18), Canada (n=16), Norwegen (n=13) und Deutschland (n=10) ermittelt.

In Deutschland wurden in 10 Projekten insgesamt 3,77 Mrd € für eine Tagesproduktion von 12.068 t CO_2/Tag investiert. Diese Projekte sind mit ihrem Status in Abbildung 159 dargestellt.

Anzahl	In Status	Capture/Storage	wer	Budget Mio €	t CO_2
1	Aktiv	Capture	E.ON	10	
1	beendet	Storage	Leuna in Ketzin	30	67.271
3	Beendet	Capture	E.ON, RWE	29	
1	unterbrochen	Capture & Storage	RWE in Heurth	2.000	7,124/d
1	Abgebrochen	Capture & Storage	Vattenfall in Janschwalde	1.500	4,658/d
3	Unter-/abgebrochen	Capture & Storage	Vattenfall, Dong	120	100.000
∑ 10				3.773	

Post-Combustion, Anlage von Siemens mit >90% CO_2-Reduktion am Kraftwerk in Grosskrotzenburg mit 510 MW

Abbildung 159: CCS-Projekte in Deutschland.
Quelle: NETL-Datenbank, (2021).

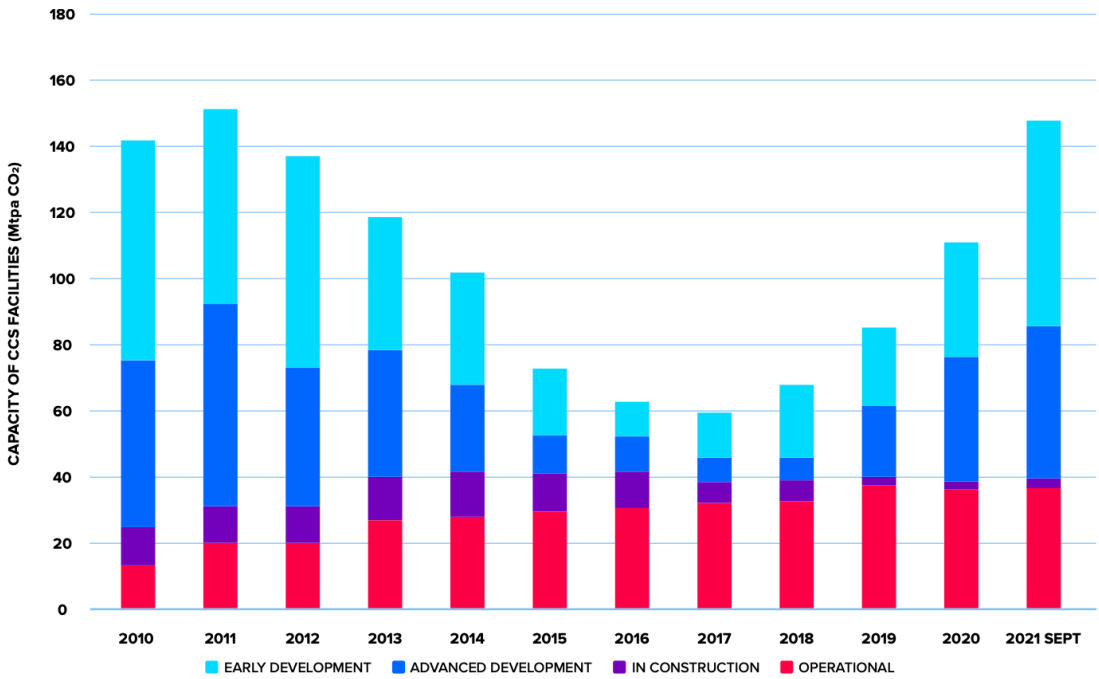


Abbildung 160: Projektpipeline von CCS-Anlagen von 2010 bis 2021.
Quelle: Global CCS Institute, (2021).

In der Datenbank CO_2RE des Global CCS Institute (2021) finden sich zwar weniger Projekte als in der NETL-Datenbank mit einer Gesamtkapazität von 0,14 Gt CO_2/Jahr, die wegen ihrer

historischen Dokumentation aber in Abbildung 160 deutlich zeigen, dass die Anzahl der CCS-Projekte seit 2017 deutlich zugenommen hat.

Andere bei Global CCS verfügbare Grafiken zeigen darüber hinaus,[414] dass sowohl die Produktionskapazität der Projekte ab 2020 deutlich zugenommen hat (Größe der blauen Kreise) und gleichzeitig auch die Diversität, d.h. der Einsatz über die bislang üblichen Branchen hinaus, vergrößert wurde (siehe Abbildung 161).

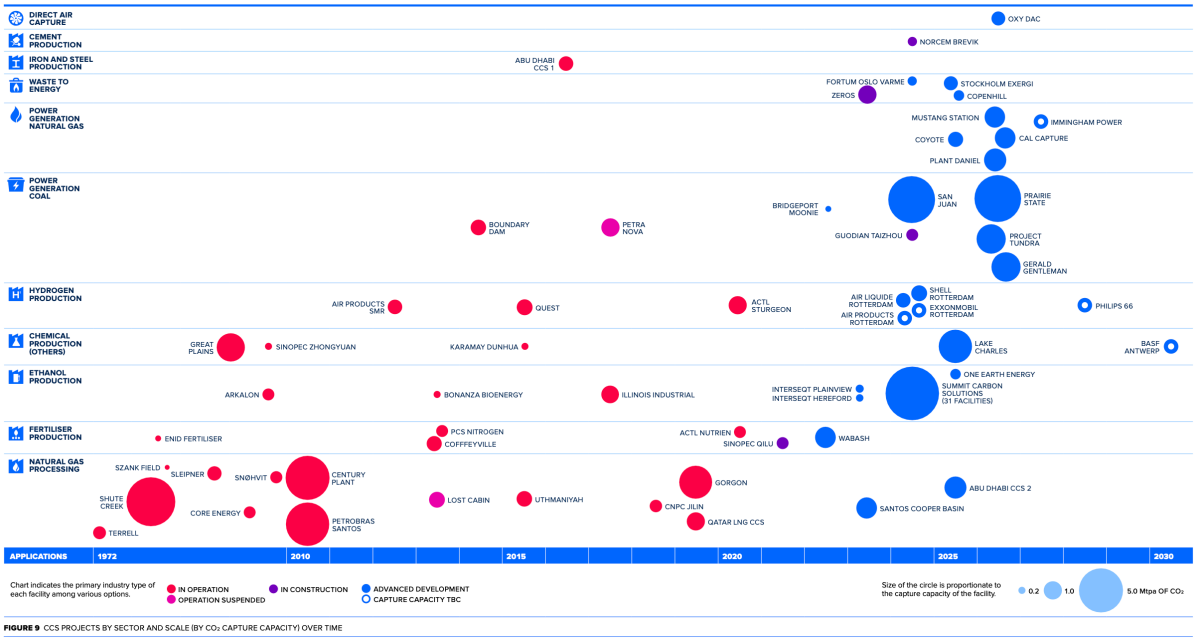


Abbildung 161: CCS-Projekte nach Branche (Sectors) und Größe.
Quelle: Global CCS Institute, (2021).

Interessant anzumerken ist auch, dass das Global CCS Institute einen „CCS Readiness Index“ für Länder verwendet, der Indikatoren wie das inhärente Interesse des Landes, seine Policy und die Vorbereitung von CCS durch Gesetze und Verordnungen sowie das Bereitstellen von Speichermöglichkeiten bewertet.

Diesem Index zu Folge werden USA, Canada, Australien, Norwegen und UK sehr hoch bewertet, während andere europäische Staaten einschließlich Deutschland wie auch im asiatischen Raum Japan und China im Mittelfeld liegen.

Die Spitzenposition in diesem Index werden sicher auch dadurch bewirkt, dass sich in USA und Canada mehrere Unternehmen zusammengeschlossen haben, um gemeinsam Pipelines zu bauen und das produzierte CO_2 in großen Mengen (100 Mt CO_2/a in USA und 40 Mt CO_2/a in Canada), das z.B. bei der Raffination von Öl oder der Aufarbeitung der kanadischen Ölsände anfällt, in bereits ausgebeuteten Öl- oder Gas-Feldern zu verpressen. Diese Aktivitäten werden durch massive steuerliche Vergünstigungen oder Übernahme von Invest- und Produktionskosten durch staatliche Organe gefördert. Beim Langskip (Longship) Projekt in Norwegen

[414] Siehe Global CCS Institute, o. J.

z.B., bei dem CO_2 in Oslo und Brevik per Schiff eingesammelt und von einer Sammel-und Verflüssigungsstelle aus per Pipeline in ein ausgebeutetes Ölfeld in der Nordsee verpresst wird, übernimmt der norwegische Staat über 10 Jahre hinweg 75 % der operativen Kosten. Die Kosten ab Schiffsterminal für diesen Service würden 30 – 55 €/t CO_2 ab 2030 betragen.[415]

Die Anrainerstaaten werden vom norwegischen Staat eingeladen, das Netzwerk zu erweitern und ihr CO_2 über die gleichen Transportwege ebenfalls in diesem Ölfeld zu verpressen.

Die Zunahme der CCS-Projekte sollte nicht darüber hinwegtäuschen, dass es zur Realisierung der von IPCC abgeschätzten notwendigen Menge von 5 – 10 Gt/CO_2/a, die in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts aus der Atmosphäre entfernt werden muss, um tiefgreifende Klimaveränderungen (Temperaturerhöhung < 1,5 °C) zu verhindern, noch ein weiter Weg ist. Die CCS-Kapazität muss nämlich bis 2050 um den Faktor 100 erhöht werden, was bedeutet, dass pro Jahr 70–100 neue CCS-Anlagen gebaut werden müssen und ein Budget zwischen 655 Mrd USD und 1280 Mrd USD hierfür zur Verfügung gestellt werden muss.[416]

Das CCS Institute schätzt, dass hierfür etwa 100.000 Jobs für Konstruktion und Bau und etwa 30.000 Jobs für Betrieb und Wartung geschaffen werden.

2.8.4 Transport von CO_2

2.8.4.1 Konditionierung des CO_2

Grundsätzlich kann CO_2 als Gas, Flüssigkeit oder Feststoff transportiert werden. Das Phasendiagramm von reinem CO_2 in Abbildung 162 zeigt den zur Verflüssigung des CO_2 geeigneten Bereich im P-T-Diagramm oberhalb der Dampfdruckkurve im superkritischen Bereich. Üblicherweise wird der Transport von flüssigem CO_2 bei Drücken >75 bar erfolgen.

[415] Vgl. TAZ, (2022).
[416] Vgl. Global CCS Institute, (2021).

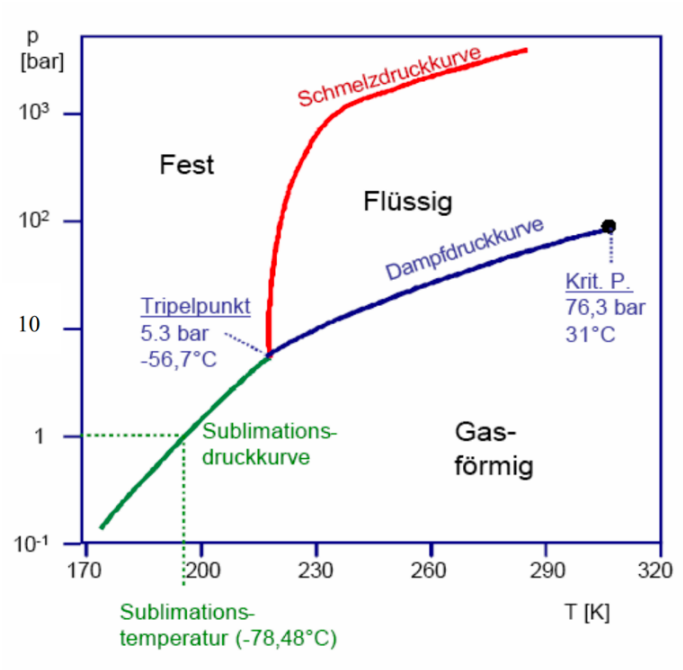


Abbildung 162: Phasendiagramm von reinem CO_2
Quelle: Markewitz et al., 2010, S. 25.

Zur Vermeidung von Kohlensäure ist eine Dehydrierung des Gases erforderlich. Die Kosten für die Kompression sind erheblich und betragen zwischen 25 $ (bei 0,1 Mt/a) und 13 $ (bei 5 Mt/a).[417]

Der Transport von Gas hat den Nachteil, dass großvolumige Transportbehältnisse benötigt werden. Der Transport komprimierten Gases ist effizienter, stellt aber Anforderungen an die Druckfestigkeit der Transportbehälter oder einer Pipeline (10 MPa < Druck < 80 MPa) und erfordert zusätzliche Energie.

Erfahrungen aus dem Transport von verflüssigten Kohlenwasserstoffen (z.B. LNG, LGP) lassen sich auch auf den Transport von verflüssigtem CO_2 übertragen. Die Überführung von CO_2 in den festen Zustand zwecks Transport wird wegen des hohen Energiebedarfs als unvorteilhaft betrachtet.

Um die zukünftig zu erwartenden großen Mengen abgefangenen CO_2s transportieren zu können, bedarf es einer ausgebauten Infrastruktur und funktionierenden Logistik.

2.8.4.2 Invest- und Transportkosten bei Pipelines

Für den Transport von kleineren Mengen CO_2 werden Schiffe oder LKW eingesetzt. Mit dem kontinuierlichen Transport von großen CO_2- Mengen in Pipelines gibt es bereits seit den 70-er Jahren Erfahrungen. In den USA wurde ein Pipelinenetz von 3.100 km Länge aufgebaut und

[417] Vgl. Massey, (2021).

weltweit wird CO_2 in 6.500 km Pipeline transportiert, sodass diese Pipelines als Stand der Technik betrachtet werden können.[418]

In Tabelle 41 sind einige Fern-Pipelines mit einem CO_2-Massendurchsatz von 5 bis 19 Mt CO_2/a vorwiegend aus USA aufgelistet.

Pipeline	Location	Operator	Capacity ($MtCO_2\ yr^{-1}$)	Length (km)	Year finished	Origin of CO_2
Cortez	USA	Kinder Morgan	19.3	808	1984	McElmoDome
Sheep Mountain	USA	BP Amoco	9.5	660	-	Sheep Mountain
Bravo	USA	BP Amoco	7.3	350	1984	Bravo Dome
Canyon Reef Carriers	USA	Kinder Morgan	5.2	225	1972	Gasification plants
Val Verde	USA	Petrosource	2.5	130	1998	Val Verde Gas Plants
Bati Raman	Turkey	Turkish Petroleum	1.1	90	1983	Dodan Field
Weyburn	USA & Canada	North Dakota Gasification Co.	5	328	2000	Gasification Plant
Total			49.9	2591		

Tabelle 41: Existierende Fern-Pipelines für den Transport von CO_2.
Quelle: IPCC, 2005, S. 183.419

Der Vergleich der Gesamtlänge von amerikanischen und kanadischen CO_2-Pipelines mit der Gesamtlänge in ausgewählten europäischen Ländern in Tabelle 42 zeigt deutlich, dass in Europa nur UK eine gute Basis für den Ausbau der CCS-Aktivitäten besitzt.

Tabelle 42: Vergleich der Gesamtlänge nationaler CO_2-Pipelines.
Quelle: Global CCS Institute, (2014).

Anzahl	Land	Länge der Pipes in km	Kapazität in Mt/a
4	UK	931	42
3	NL	142	6,3
1	NO	153	0,7
1	DE	52	2
1	FR	27	0,06
5	CA	>720	
12	USA	3045	

Das Fehlen von internationalen F&E-Budgets für Pipelines ist Ausdruck dafür, dass es offensichtlich keinen weiteren Forschungsbedarf bei Pipelines gibt. Schadensstatistiken zeigen außerdem, dass CO_2-Pipelines deutlich sicherer als Erdgas- oder Flüssigkeitspipelines sind.[420]

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, auch LNG-Pipelines für den Transport von entsprechend konditioniertem CO_2 zu nutzen. Ein Blick auf den Gesamtdurchsatz der aktiven

[418] Vgl. Markewitz, (2017).
[419] Mehr Daten zu weltweiten CCS-Projekten sind bei statista verfügbar.
[420] Vgl. Markewitz, 2010, S. 27.

Pipelines für Flüssiggas Abbildung 163 zeigt, dass die LNG-Kapazitäten in Deutschland (14,1 Mt/a) und Europa (294 Mt/a) relativ gering gegenüber denen in den Regionen Ostasien und Nordamerika sind.

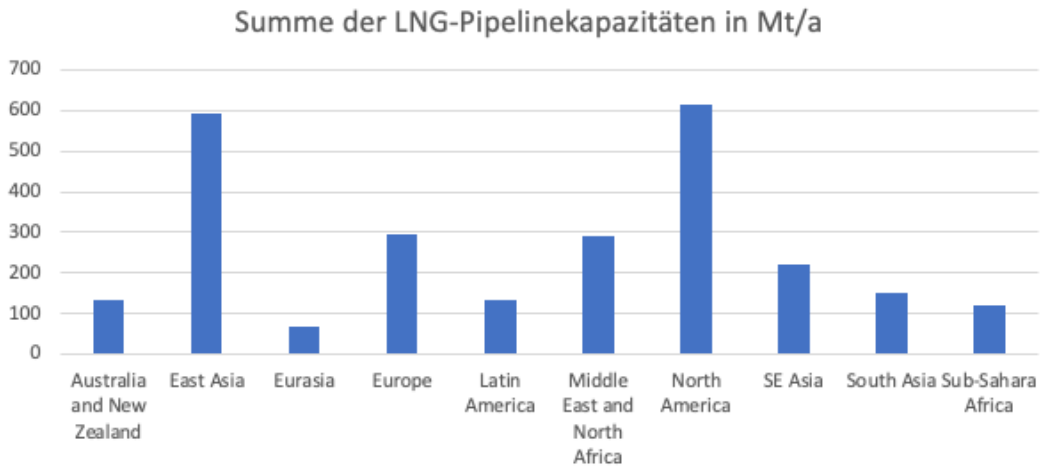


Abbildung 163: Weltweit aktive LNG-Pipelines mit Gesamtdurchsatz in Mt/a.
Quelle: Global Fossil Infrastructure Tracker, Stand Juni 2021.[421]

Da einige Autoren in Erwägung ziehen, entstandenes CO_2 in umgewandelten LNG-Pipelines zum Ort der Verpressung zu transportieren, bedeutet dies, dass in Europa hierfür nur geringes Potenzial besteht, spezielle CO_2-Pipelines also im Wesentlichen neu errichtet werden müssen.

Hinsichtlich der Investitionskosten für den Bau einer Pipeline gibt Abbildung 164 Aufschluss. Abhängig vom Durchmesser einer Leitung und davon, ob die Leitung auf Land oder im Wasser verlegt wird, liegen die Kosten zwischen 0,2 und 1,2 M€/km.

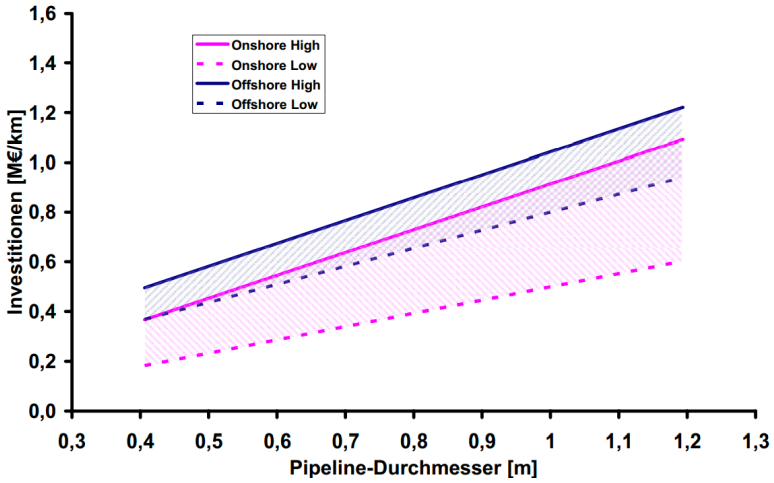


Abbildung 164: Bandbreite der Investitionskosten für den Bau von Pipelines pro km.
Quelle: IEA, 2008a; IEA, 2008b; IEF-STE, 2009; Markewitz et al., 2010, S. 27.

[421] Global Energy Monitor, 2021: Die Quelle liefert nicht nur die Daten von über 1.000 Pipelines sondern in einer geografischen Karte auch deren Lage.

Für den Betrieb einer Pipeline sind die Kosten der Abbildung 165 zu entnehmen.[422] Für lange Pipelines ab 400 km Länge verändern sich die Kosten pro km nur noch geringfügig.

Die Betriebskosten einer Pipeline werden im Wesentlichen durch die Investitionskosten (CAPEX) bestimmt, die proportional zur Länge der Pipeline sind. Änderungen der Kosten treten auf, wenn die Pipeline auf Land durch schwieriges Gelände z.B. Berge oder Siedlung verläuft. Die Transportkosten pro t CO_2 hängen außerdem vom Nutzungsgrad ab.

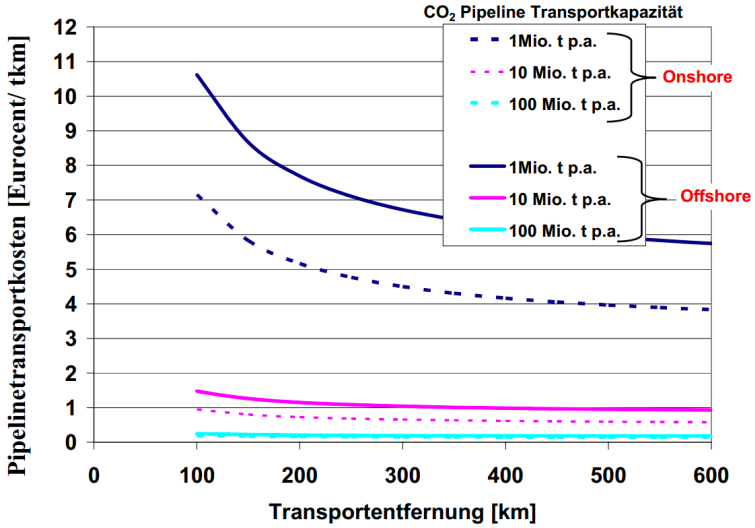


Abbildung 165: Bandbreite der Transportkosten bei Pipelines als Funktion von Entfernung und mit dem Parameter Transportkapazität onshore und offshore.
Quelle: Markewitz et al., 2010, S. 27.

Andere Autoren gehen von einem auf die Durchsatzmenge und Länge der Pipeline bezogenen Transportpreis von 6 10^{-5} CAD/m^3/km (≈ 3,6 10^{-5} €/m^3/km) aus.[423] Rechnet man diesen auf die Mengen und Entfernungen aus Abbildung 165 um, so gelangt man in die gleiche Größenordnung der Transportkosten, sodass diese Zahlen als Anhaltspunkt für Kostenkalkulationen dienen können.

2.8.4.3 Qualitätsanforderungen für CO_2-Pipelines[424]

Korrosionsuntersuchungen an Pipelines kamen zu dem Ergebnis, dass CO_2 mit Röhren aus Mangan legierten Kohlenstoffstählen nicht korrodiert, so lange die relative Feuchte weniger als 60 % beträgt.[425] Andernfalls müssen Edelstahlröhren (stainless steel) eingesetzt werden. Weitere Anforderungen an die Qualität des beförderten Gases sind der nachstehenden Tabelle 43 zu entnehmen.

[422] Vgl. Markewitz, (2010).
[423] Vgl. Karangwa, 2008.
[424] Details hierzu auch im Report der Europäischen Kommission SARCO2: European Commission, (2017).
[425] Vgl. IPCC, 2005, S. 181.

Tabelle 43: Qualitätsanforderungen an das zu transportierende Gas.

Substanz im Transportgas	Qualitätsanforderung an das Transportgas
CO_2	> 95 mol%
H_2O	Kein freies Wasser, < 60 % relFeuchte
H_2S	< 1.500 (Gew)ppm
S_{tot}	< 1.450 (Gew)ppm
Temperatur	< 48,9 °C
N2	< 4 mol%
C_nH_m	< 5 mol%
O2	< 10 (Gew)ppm
Glykol	< $4 \cdot 10^{-5}$ l/m^3 = 0,04 (Vol)ppm

Die Verunreinigungen des zu transportierenden Gases spielen auch bei der Kompression des Gases für den Transport in der Pipeline oder in einem Tank eine Rolle. Da bei der Kompression ein Zweiphasengebiet durchlaufen wird (siehe Abbildung 162, S. 276) ist eine mehrstufige Kompression notwendig unter Berücksichtigung der durch Verunreinigungen des Gases verursachten Verschiebung der Taulinie.[426] Die für eine Kompression reinen CO_2 auf z.B. 120 bar benötigte Energie beträgt 89 kWh/t CO_2. Je nach Größe und Art des verunreinigenden Gases kann der energetische Mehraufwand bis zu z.B. 28 % bei 10%iger Verunreinigung durch H_2 betragen.

Es besteht die Hoffnung, dass existierende Pipelines für Erdgas nur mit geringen Umbauarbeiten für den Transport von CO_2 genutzt werden können.

2.8.4.4 Transport von CO_2 per Schiff

Die Erfahrungen mit dem Transport von verflüssigtem CO_2 sind aktuell noch nicht so umfangreich wie beim Transport von LNG oder LPG. Grundsätzlich gibt es beim Transport von Gasen drei Typen: Drucktanks, die das flüssige Medium unter verschiedenen Umgebungsbedingungen am Verdampfen hindern können, bei Niedrigtemperaturtransporten wird das Medium gekühlt und unter Atmosphärendruck flüssig gehalten, bei Semi-gefrorenen Transport wird das Medium gekühlt und unter geringem Druck gehalten. In der operativen Tankerflotte haben die eher kleinen Tanker Drucktanks und große, für den Massentransport konstruierte Tanker sind flexibel für Niedrigtemperaturen und geringen Druck ausgestattet.

Beim Transport per Schiff werden i.d.R. Bedingungen eingestellt, die CO_2 in der Nähe des Tripelpunktes im semi-gefrorenen Zustand halten (siehe Phasendiagramm in Abbildung

[426] Vgl. Markewitz, 2010, S. 34 f.

162).[427] Beim Transport von CO_2 ist mit einem Verlust von 3 – 4 %/1.000 km zu rechnen,[428] der durch Abfangen und Wiederverflüssigen des CO_2 reduziert werden kann.

Die vom IPCC angegebenen Transportkosten in Abbildung 166 zeigen, dass der Transport per Schiff ab einer Transportstrecke größer als etwa 1.800 km kostengünstiger ist als eine Pipeline. Die Kosten für den Schiffstransport hängen stark von der Größe der Schiffe mit der entsprechenden Ausrüstung und dem Vorhandensein von Stationen für das Be- und Entladen der Schiffe ab.

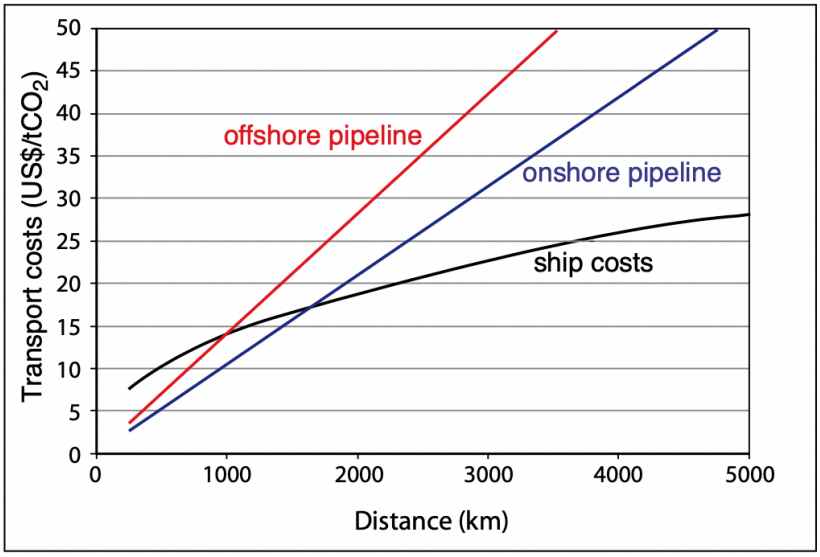


Abbildung 166: Vergleich der Transportkosten pro t CO_2 bei einem Massenfluss von 6 Mt CO_2/a als Funktion der Entfernung.

Quelle: IPCC, 2005, S. 31.

2.8.4.5 Transport von CO_2 per LKW oder Bahn

CO_2 kann auch in Druckbehältern bei etwa -20 °C und 2 MPa auf LKW oder Waggons der Bahn transportiert werden.

Kosten für Bahn- und Schiffstransport sind leider nicht im Internet verfügbar.

Weitere Informationen zum Transport von Wasserstoff sind im Kapitel 2.5 verfügbar.

[427] Vgl. IPCC, 2005, S. 186 [1284].
[428] Vgl. Greenfacts, o.J.

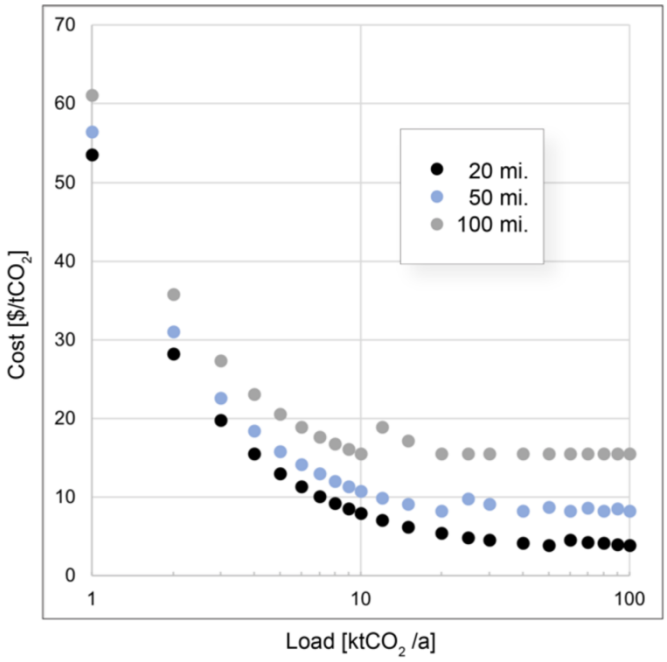


Abbildung 167: Kosten für den Transport von CO_2 per LKW in Abhängigkeit von der abgeschiedenen Menge und mit der Länge der Transportstrecke als Parameter.

Quelle: McQueen et al., (2020).

2.8.5 Einlagerung von CO_2 (CCS)

2.8.5.1 Verfahren

Grundsätzlich unterscheidet man bei der Einlagerung von CO_2 zwischen der Einlagerung in Kavernen, der Lösung in unterirdischen, wasserführenden Schichten (Aquiferen) und dem Carbonisieren von silikathaltigem Gestein.

Schon seit den frühen 2000-er Jahren wird die dauerhafte Einlagerung von CO_2 in ungenutzte, wasserführende Schichten (Aquifere in Tiefen von mehr als 800 m) an Land und unter dem Meeresgrund untersucht bzw. in Pilotprojekten wie z.B. in Ketzin/bei Berlin wissenschaftlich erforscht. Seit 2005 werden großen Projekten (z.B. Sleipner natural gas processing project in Norwegen, Weyburn EOR in Kanada oder Salah natural gas project in Algerien) Gasmengen mit jeweils etwa 1 – 2 Mt CO_2/a verpresst.[429]

Die landseitige Lagerung von CO_2 in Gas- oder Ölfeldern (EOR und EGR) und Salinen wird als ökonomisch unter speziellen Bedingungen „sinnvoll“ bis „marktreif“ bezeichnet, während die unterseeische Lagerung und auch die Lagerung durch Mineralisierung noch in der Entwicklungsphase steckt.[430]

Die Verpressung von CO_2 in Lager von Erdöl oder Erdgas zur Erhöhung der Ausbeute (siehe EOR und EGR) kann durch verschiedene physikalische und geologische Mechanismen zu einer dauerhaften Speicherung von CO_2 führen.

[429] Vgl. IPCC, 2005.
[430] Vgl. ebenda, S. 8, Table SPM2.

- Hohe Drücke (ab 800 m Tiefe) halten das CO_2 in einem flüssigkeitsähnlichen Zustand,
- strukturelles Einschließen durch die Abdichtung, ein undurchlässiges Deckgebirge verhindert das Wiederaustreten an die Erdoberfläche
- Löslichkeitseinschluss, bei dem sich das CO_2 im Salzwasser auflöst,
- Resteinschluss, bei dem das CO_2 in den Porenräumen zwischen den Gesteinen eingeschlossen bleibt, und
- mineralischer Einschluss, bei dem das CO_2 mit den Gesteinen der Lagerstätte reagiert und Karbonatminerale bildet (Mineralisierung). Die Einlagerung in Basalt vulkanischen Ursprungs ermöglicht die Einlagerung mit hohen Konzentrationen und befindet sich derzeit in der Entwicklung. Beim ORCA-Projekt auf Island werden aktuell 4.000 t CO_2/a verpresst und im Basalt mineralisiert.
  Dieses Verfahren wird weiter unten separat behandelt.

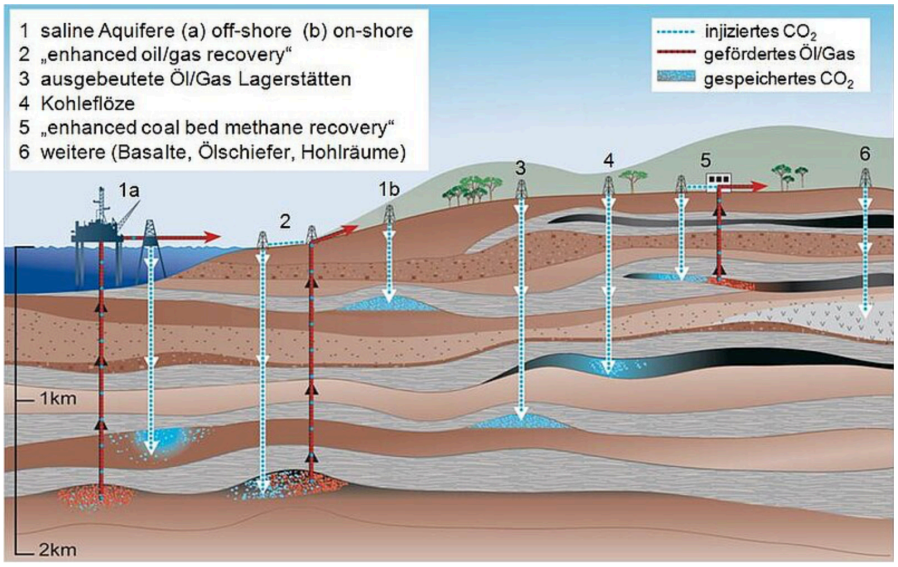


Abbildung 168: Schematische Darstellung der CO_2-Speichermöglichkeiten. Quelle IPCC, 2005, S. 6.

Die großskalige unterirdische Einlagerung von CO_2 wird derzeit in Deutschland durch das KSpG limitiert:[431] 1,3 Mio t CO_2/a im Einzelfall und 4 Mio t CO_2/a in Deutschland sind die oberen Grenzen im Geltungsbereich des Gesetzes. Das Gesetz lässt den Bundesländern bei der Freigabe oder dem Verbot weitgehend freie Hand, sodass Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern bereits eindeutige Gesetze erlassen haben, die CO_2-Speicherung zu verbieten.

Die Akzeptanz der CO_2-Einlagerung in der deutschen Bevölkerung ist relativ gering und reduziert die Wahrscheinlichkeit für großskalige Einlagerungen deutlich. Realisierbar bleibt die Einlagerung in europäischen Ländern. Das weltweit größte Testcenter für die Abscheidung von CO_2 steht in Norwegen, Mongstad 70 km nördlich von Bergen.

[431] KSpG: Kohlendioxid-Speicherungsgesetz von 2012 mit letzter Änderung 2021

Die IEA stellt fest, dass es weltweit eine ausreichende Anzahl von Lagerstätten gibt, um CO_2 einzulagern. Schätzungen zur geologisch verfügbaren Kapazität an Lagerstätten gehen von 8.000 bis 55.000 Gt CO_2 (für die weltweite Speicherung).[432] Für Europa wurden im Jahr 2015 noch Kapazitäten von 5 bis 8 Gt/a angesetzt.[433]

Derzeit werden weltweit nur etwa 43 Mt CO_2/a abgefangen (siehe Abbildung 169), was im Vergleich zu den in 2020 produzierten Mengen von 35 Gt CO_2/a verschwindend gering ist.[434] Abbildung 169 zeigt aber auch, dass der Zubau an Kapazitäten zum Abfangen von CO_2 im Jahr 2021 sprunghaft gegenüber den Vorjahren zugenommen hat. Der größte Anteil mit etwa 29 Mt CO_2 stammt aus der Verarbeitung (Produktion von „blauem“ Wasserstoff) aus Erdgas. Nur etwa 3 Mt CO_2 werden derzeit bei der Erzeugung von Wasserstoff abgefangen. Sollte sich die Einstellung zum blauen Wasserstoff ändern, so wird der Ausbau von Kapazitäten zum Abfangen von bei der Produktion von blauem Wasserstoff entstehenden CO_2 deutlich gesteigert werden müssen.

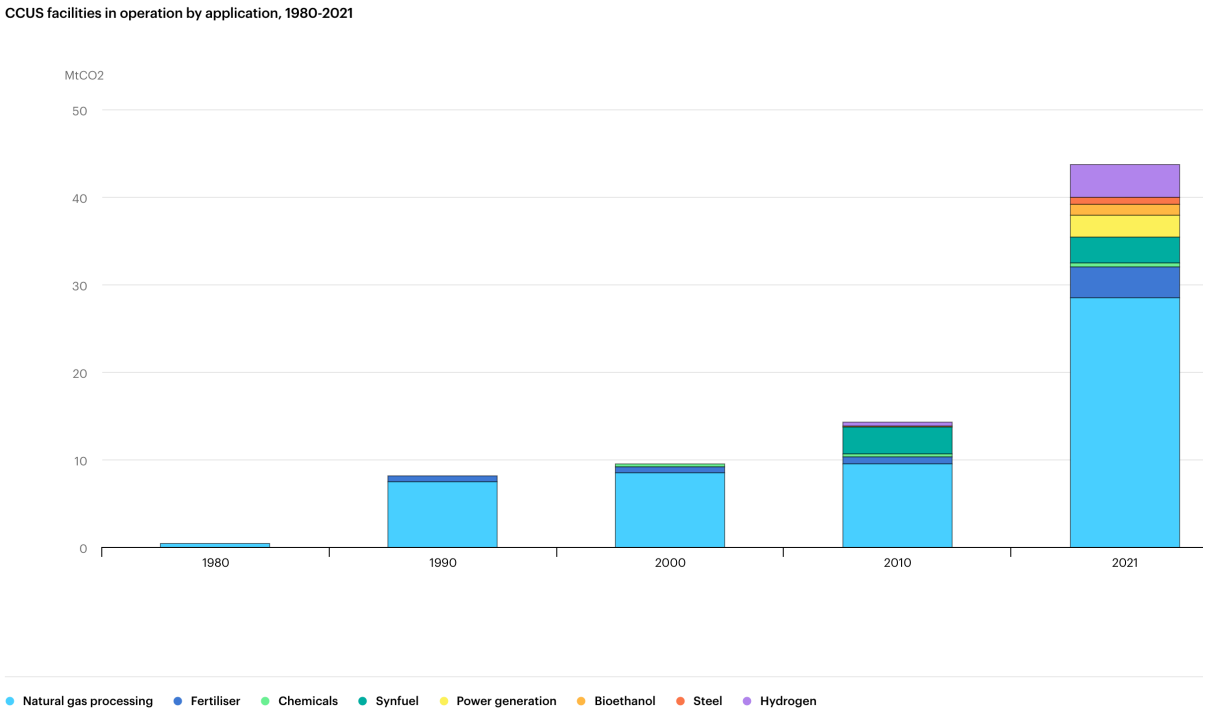


Abbildung 169: Weltweite Kapazität zum Abfangen von CO_2 an großen Anlagen von 1980 bis 2021 in Mt/a. Quelle: IEA, (2021).

[432] Vgl. Kearns et al., 2017, MIT und Exxon Mobile. Bei einer Emissionsrate von 35 Gt CO_2/a (Quelle: ourworldindata.org) durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe steht offensichtlich eine für mehr als 100 Jahre ausreichende Speicherkapazität zur Verfügung.
[433] Vgl. Mahnke, 2015.
[434] Vgl. Ritchie & Roser, o. J.

2.8.5.2 Wahrnehmung von Gefahren bei der Verpressung von CO_2

Die Situation an Orten, an denen unterirdisch oder unterhalb des Meeresbodens CO_2 verpresst wird, ist nicht immer so ideal wie in Abbildung 168 dargestellt. Die mit der Verpressung verbundenen Gefahren können nicht als vollkommen ausgeräumt betrachtet werden. In den vergangenen Jahren wurden allerdings durch die Erfahrungen in verschiedenen Projekten Verfahren entwickelt, die Lagerstätten zu überwachen, Leckagen zu entdecken oder mit bereits erprobten Verfahren Schäden zu beheben.

Häufig wird von CCS-Gegnern der Fall von Weyburne (Saskatchewan, Kanada) zitiert, wo 2010 auf einer Farm oberhalb eines Feldes, in dem CO_2 verpresst worden ist, Tiere auf den Weiden in ungeklärter Weise verendeten und CO_2-Konzentrationen bis 11 % an der Erdoberfläche gemessen wurden. Das CO_2 konnte nach einer Isotopenanalyse dem CO_2, das verpresst wurde, zugeordnet werden. Weyburne befeuert immer noch die Angst der CCS-Gegner vor den Folgen undichter CO_2-Lager.

Abbildung 170 zeigt mehrere Möglichkeiten, wie das verpresste CO_2 wieder an die Oberfläche gelangen kann, wenn kein undurchlässiges Deckgebirge über der Lagerstätte vorhanden ist, das Aufsteigen von CO_2 an die Oberfläche verhindert.

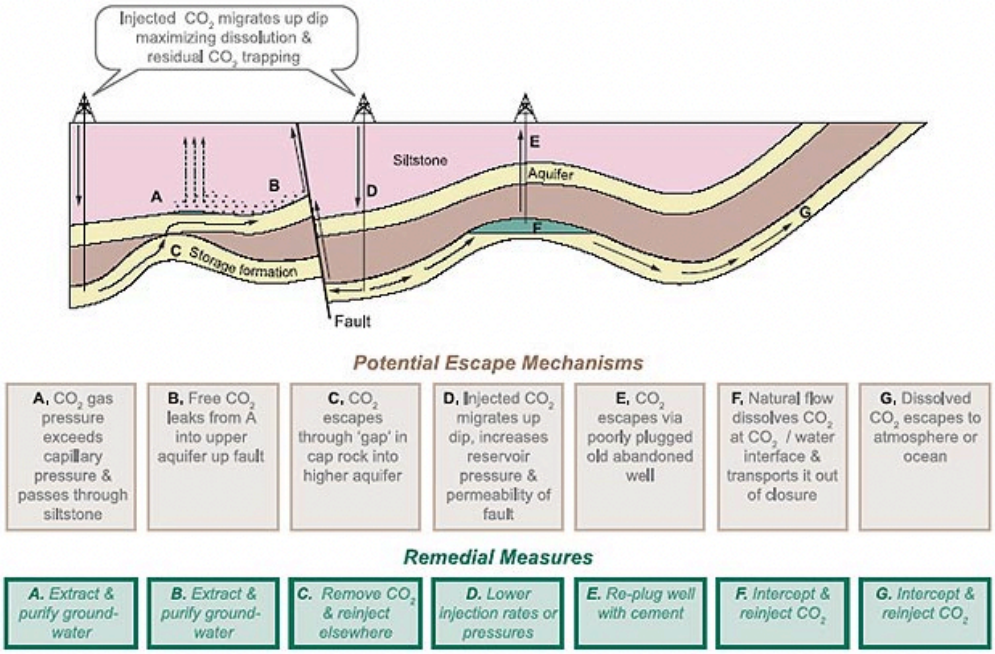


Abbildung 170: Störungen bei der Verpressung von CO_2.
Quelle: Greenfacts, o. J.

A: Der Gasdruck ist größer als der Kapillardruck und Gas entweicht z.B. durch Schluffstein (auch Siltstein) d.h. lockeres Sedimentgestein in höhere Schichten.

B: Verpresstes Gas entweicht an einer Bruchstelle im Gebirge (tektonischer Bruch) in höhere Schichten.[435]

C: Gas wechselt an einer Bruchstelle in eine höhere Aquifere. Es besteht die Möglichkeit, dass salzhaltige Aquiferen in höhere Lagen gedrückt werden und dort z.B. das Grundwasser versalzen.

D: Das eingeleitete Gas wandert in eine andere Aquifere, erhöht dort den Lagerstättendruck und die Durchlässigkeit der Verwerfung, wodurch Gas an die Oberfläche gerät.

E: CO_2 entweicht über eine fehlerhaft abgedichtete ggf. ältere Bohrung an die Oberfläche.

F: CO_2 löst sich in einer Aquifere und das Wasser transportiert es aus der Lagerstätte.

G: CO_2 gelangt mit dem Wasser, in dem es gelöst ist, an die Oberfläche oder in den Ozean.

Bei unterseeischer Lagerung könnte das austretende CO_2 zur weiteren Versauerung der Meere beitragen. Außer den oben aufgezählten Risiken besteht auch das Risiko für Mikrobeben wie diese z.B. auch in der Nähe von ausgebeuteten Gaskavernen beobachtet werden.[436] Diese Beben könnten wiederum die Dichtigkeit der Speicher reduzieren.

Das Thema CCS führte bereits bei einigen Versuchen, Lagerstätten in der BRD einzurichten, zu heftigen Demonstrationen und zum Abbruch der Bemühungen.

Vorausgegangen war die Veröffentlichung eines Gutachtens zu möglichen CO_2-Lagerstätten in Deutschland, das vom BGR in Auftrag gegeben worden war und eigentlich geheim gehalten werden sollte aber von Greenpeace mit einem Lageplan der für zulässig erachteten Lagerorte veröffentlicht wurde (vgl. Abbildung 177, Anhang S. 295).[437]

Hauptargumente gegen CCS, die über die oben genannten hinausgehen und von Greenpeace formuliert wurden, sind:

- CCS kommt viel zu spät, die Technik hätte schon im Jahr 2015 im Einsatz sein sollen,
- CCS vergeudet Energie, da wie bereits oben im Kap. 2.8.3.6 beschrieben, das Abfangen von CO_2 bei Kraftwerken bis zu 40 % der erzeugten Energie verbraucht und Kraftwerke mit CCS doppelt so viel Frischwasser verbrauchen wie Kraftwerke ohne CCS,
- CCS ist zu teuer, was den Strompreis verteuern würde,
- Die Frage, wer im Falle eines undichten Lagers für die Schäden haftet, ist offen, da die Versicherungswirtschaft das Risiko als unkalkulierbar einstuft.

[435] Vgl. Focus, 2015.
[436] Vgl. Frankfurter Rundschau, (2022).
[437] Vgl. Greenpeace, 2011.

Auch das Umweltbundesamt betrachtet die vielen Fragen im Zusammenhang mit CCS als noch nicht geklärt (Publikation vom Mai 2022).[438]

Solange das Risiko für die Bevölkerung, die in der Nähe oder gar auf den CO_2-Lagern lebt, nicht kontrollierbar ist, wird sich sicher in Deutschland wenig an den Restriktionen des KSpG ändern. Das Umweltbundesamt bemängelt ebenfalls, dass zum Monitoring von Lagerstätten noch zu wenig Knowhow verfügbar ist.

Dies bedeutet, dass in Deutschland das abgefangene CO_2 über längere Strecken bis zur Verpressung im Ausland dorthin transportiert werden muss und für den Transport von CO_2 in eine Lagerstätte z.B. in Norwegen (Sleipner seit 1996, Snoevhit seit 2011), Finnland, Australien (Gorgon seit 2019) Niederlande (Porthos), Schottland (Acron) eine Infrastruktur geschaffen werden muss.

2.8.5.3 In-Situ-Mineralisierung

Anders verhält es sich, wenn CO_2 in eine geologische Schicht verpresst wird, die aus Basalt (vulkanisches Gestein mit niedrigem Silikatgehalt), Mafic oder Ultramafic (ebenfalls vulkanischen Ursprungs mit hohem Gehalt an Magnesium- und Eisenoxiden) verpresst wird. Wichtig für die in-Situ-Einlagerung ist das Vorhandensein von zweifach-positiv geladenen Ionen wie z.B. Ca^{2+}, Mg^{2+}, Fe^{2+}, die das vollständige Abbinden des CO_2 durch Carbonatbildung in recht kurzer Zeit von 1 – 2 Jahren ermöglichen.

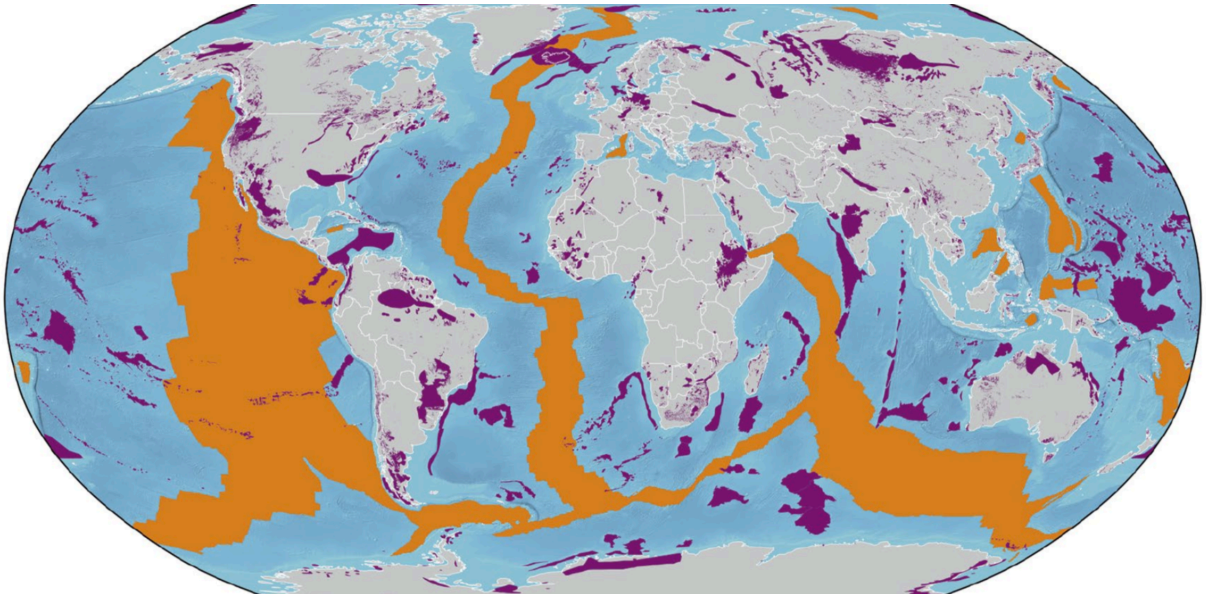


Abbildung 171: Weltweit für die In-Situ-Mineralisierung geeignete Basaltschichten; orange: ozeanische Bergrücken jünger als 30 Ma, lila: ozeanische und kontinentale geeignete Basaltebenen. Quelle: Snoebjörnsdottir et al., (2020).

[438] Vgl. Umweltbundesamt, (2022).

Abbildung 171 zeigt die für das Verpressen mit dem In-Situ-Verfahren geeigneten Orte auf der Welt. Die gesamte Speicherkapazität beträgt nach Snoebjörndottir et al. (2020) etwa 250.000 Gt CO_2.

Während in anderen Gesteinen CO_2 nur in den Lückenvolumina physikalisch gefangen wird, kann in den genannten Gesteinsarten eine chemische Bindung (mineralisches Abfangen) erfolgen, das die Beweglichkeit des CO_2 deutlich einschränkt, sodass die im vorangegangenen Abschnitt geäußerten Risiken für das Entweichen von CO_2 hier nicht gelten.

Der in der Natur sehr langsam ablaufende Prozess der Mineralisierung (siehe Abbildung 172) kann durch die Verpressung von in Wasser gelöstem CO_2 in reaktive Gebirge so beschleunigt werden, dass bereits nach wenigen Jahren 100 % des CO_2 in Carbonate umgewandelt wird,[439] d.h. die Ablagerung gegen Abwandern des CO_2 an die Oberfläche gesichert werden kann. Grund hierfür ist, dass in Wasser gelöstes CO_2 einen sauren Charakter hat (pH 3 – 5) und Calcium aus dem Gestein löst, das sich dann sehr schnellt mit CO_2 zu $CaCO_3$ verbindet. Ebenfalls gelöstes Magnesium bildet $MgCO_3$ oder Dolomit $CaMg(CO_3)_2$ bei Temperaturen oberhalb 65°C und darunter werden andere, weniger stabile Verbindungen eingegangen.

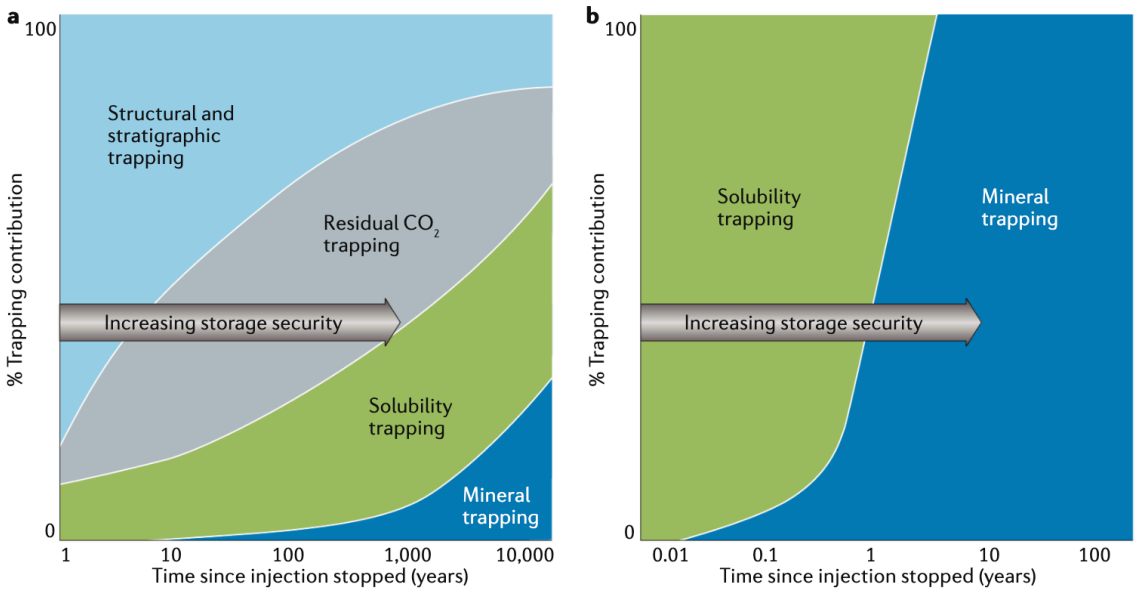


Abbildung 172: Vergleich von Einfangmechanismen für CO_2 durch Verpressen (a) von superkritischem CO_2, (b) von in Wasser gelöstem CO_2.
Quelle: Snoebjörnsdottir et al., (2020).

Glücklicherweise gibt es für die Mineralisierung geeignete geologische Schichten weltweit im Überfluss, da etwa 70 % der Erdoberfläche[440] basaltartig ist. Auch im Meer findet ständig eine Mineralisierung der ozeanischen Kruste bestehend aus vulkanischen, submarinen Basaltschichten statt, die geschätzt etwa 40 Mt CO_2/a aus aktiven unterseeischen Magma-

[439] Siehe auch Carbfix, o. J.
[440] Vgl. Snoebjörnsdottir et al., 2020; Global Status of CCS, (2021).

Entgasungen chemisch bindet. Messungen an der isländischen Küste geben Anlass zur Vermutung, dass junge Basalte auf natürliche Weise mehr als 100 kg CO_2/m^3 speichern können.

Hieraus ergibt sich ein weltweit verteiltes theoretisches Speicherpotenzial von 100.000 – 250.000 Gt CO_2, das um Größenordnungen größer ist als alles CO_2, das durch Verbrennung fossiler Quellen erzeugt werden kann.[50] Damit ist ein hinreichend großes Speicherpotenzial vorhanden, um CCS als grundsätzlich gangbaren Weg aufzuzeigen, auf dem die Klimaveränderung durch die weltweit steigende Produktion von CO_2 vermieden werden kann.

2.8.5.4 Ex-Situ-Mineralisierung

Die Karbonisierung von Materialien wie z.B. Flugasche, Abfälle der Eisenindustrie, Abraum aus dem Bergbau durch CO_2-Ströme wurde intensiv untersucht. Um eine ausreichende Karbonisierung zu erreichen, müssen die Materialien hinreichend zerkleinert sein, was zusammen mit dem Antransport und der Lagerung der karbonisierten Produkte die Kosten dieses Verfahrens in unattraktive Höhen[50] treibt und höher als die der in-situ-Mineralisierung werden lassen.

2.8.6 Kosten für Abfangen, Transport und Verpressen

Der gesamte Prozess von der Erzeugung bis zur Sicherung des verpressten CO_2 lässt sich in folgende Schritte zerlegen (siehe Abbildung 173):

1. Das **Abfangen von** CO_2**:** für die Gasströme stehen in Anhängigkeit vom CO_2-Partialdruck verschiedene Verfahren zur Verfügung, die sich deutlich in den Kosten unterscheiden. Die Kosten liegen im Bereich 30 – 80 USD/t CO_2 (ohne DAC) und sind im Wesentlichen vom Partialdruck des CO_2 im Gasstrom abhängig (siehe linke Kostengruppen in Abbildung 173).
2. **Trocknen und Kompression von** CO_2: abhängig vom Durchsatz betragen die Kosten hierfür 12 – 22 USD /t CO_2
3. **Transport per Pipeline**: in Abhängigkeit von der transportierten Menge liegen die die Kosten für Onshore- oder Offshore-Pipes im Bereich 5 – 25 USD /t CO_2 je nach Länge der Pipeline
4. **Transport per Schiff**: die Kosten hängen selbstverständlich von der Transportstrecke ab (siehe auch Abbildung 166). Als minimaler Wert wird hier 13 USD /t CO_2 angesetzt
5. **Verpressen von** CO_2: 3 – 19 USD /t CO_2 (0,5 – 8 USD/t CO_2 nach IPCC)
6. **Beobachten und Sichern des** CO_2-Lagers: etwa1 USD /t CO_2 (0,1 – 0,3 USD/t CO_2 nach IPCC)

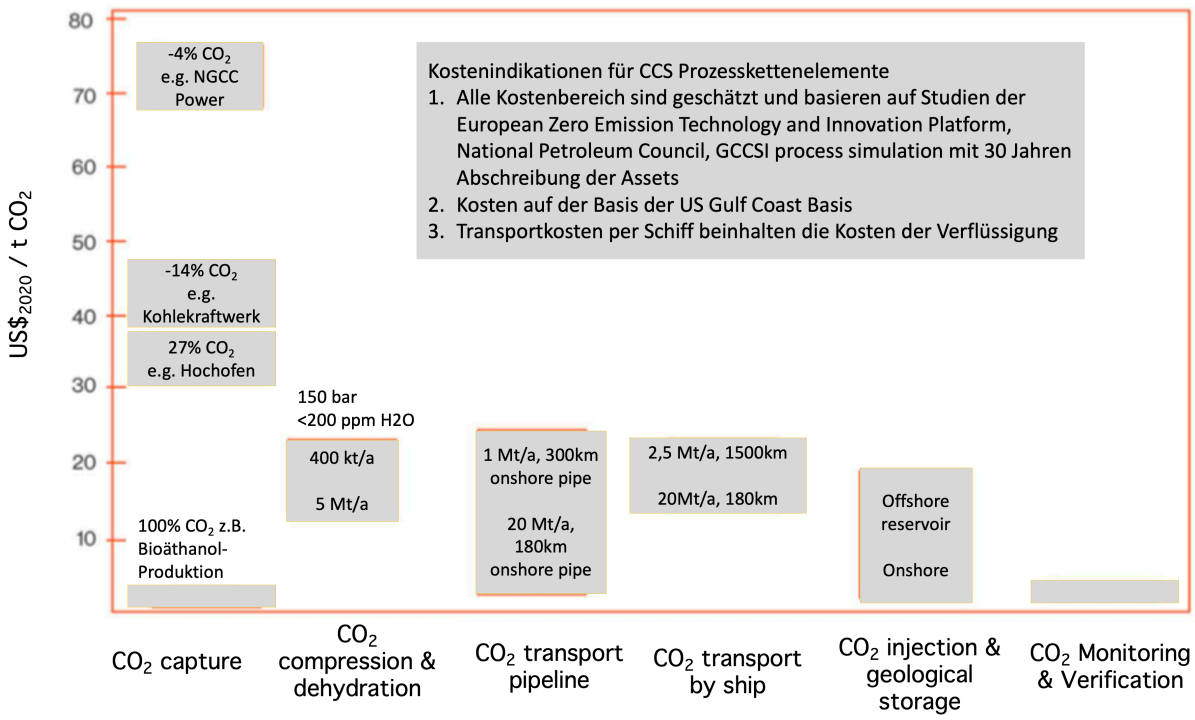


Abbildung 173: Kostenblöcke für den kompletten Prozess von Abfangen bis Überwachen des verpressten CO_2. Quelle: in Anlehnung an Massey, (2021).

D.h. zu den Kosten des Abfangens von CO_2 kommen im besten Fall mindestens etwa 20 USD /t CO_2 für die Schritte 2 bis 6 hinzu.
Im worst case sind dies sogar 80 USD/t CO_2.

2.8.6.1 Neue Geschäftsmodelle mit CCUS

In Anbetracht dessen, dass lokale Industriebetriebe die Möglichkeit haben müssen, die Abgaben für emittiertes CO_2 dadurch zu senken oder zu vermeiden, dass sie CO_2 abfangen und an Orte der Verpressung oder der Nutzung im Rahmen von CCU verbringen, werden sie die hierfür notwendigen Aktivitäten und Investitionen ggf. Dienstleistern überlassen (z.B. Acorn Project in Schottland oder Langskip (Longship) Project in Norwegen),[441] die das abgeschiedene CO_2 an verschiedenen Produktionsstätten aufnehmen und gemäß der Schritte 2 – 6 in Abschnitt 2.8.6 weiter prozessieren. Es werden sich neue Geschäftsmodelle entwickeln, bei denen ggf. durch eine staatliche Anschubfinanzierung wie bei Langskip und durch die (Teil-)Übernahme von Betriebskosten Infrastrukturen entwickeln werden, die die Transport- und Endlagerlogistik als Dienstleister übernehmen werden (siehe Abbildung 174). Bevorzugt sind zur Kostenreduktion dann Orte der Verpressung von CO_2 in der Nähe der Erzeugung von CO_2 oder wenn nicht

[441] Vgl. Massey, (2021).

das, dann doch mit kostengünstiger Anbindung an Transportinfrastruktur wie z.B. Pipelines oder Verladeterminals für CO_2.

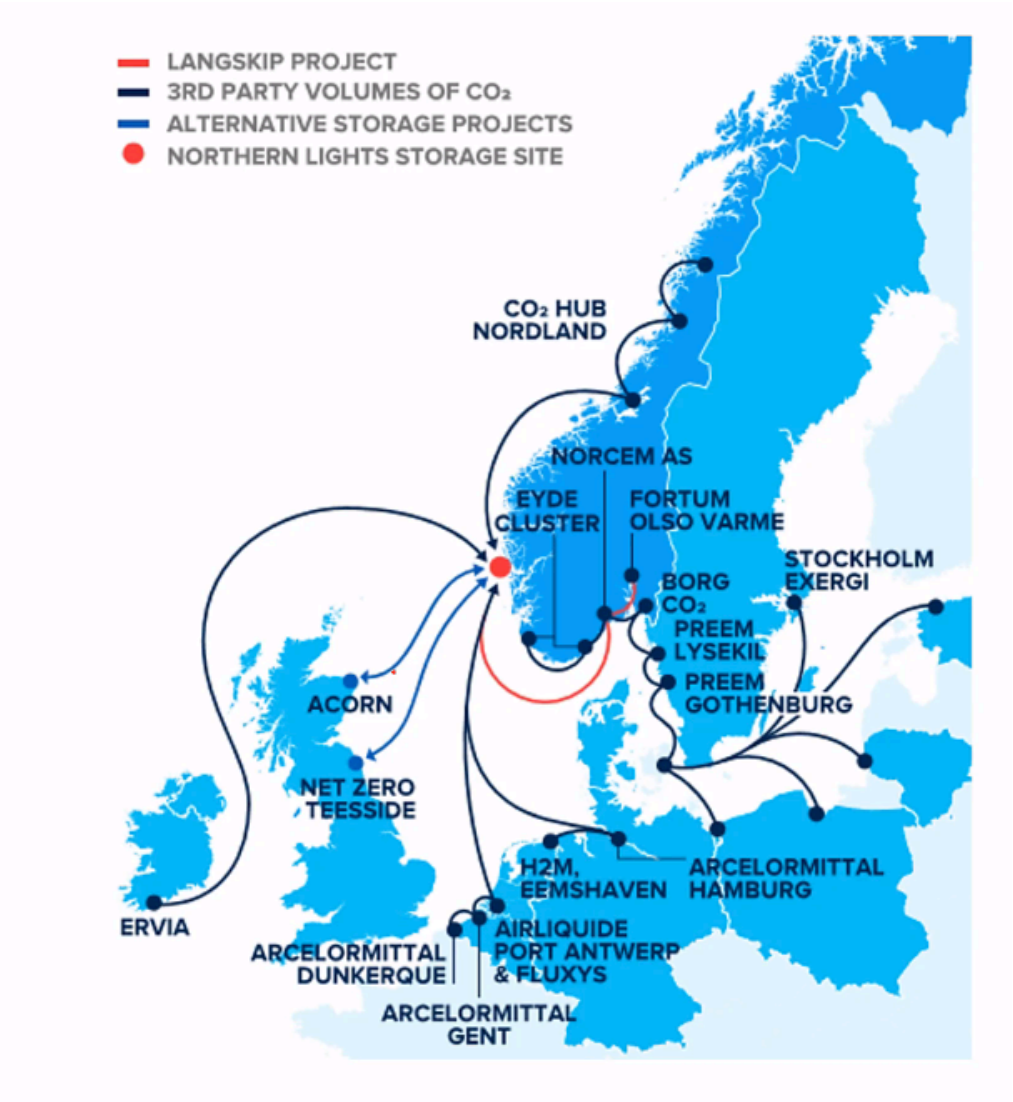


Abbildung 174: Projektplan Langskip Project mit Northern Lights Storage Site.

Weitere erwähnenswerte Projekte in Europa sind:

Porthos Projekt: erstes kommerzielles Projekt in der EU, das in 2022 verabschiedet werden soll und 2024 operativ sein wird, bei dem verschiedene Unternehmen in der Region der Häfen von Rotterdam und Antwerpen ihr CO_2 sammeln und in eine leere Gaskaverne in der Nordsee in etwa 20 km Entfernung von der Küste in einer Tiefe von 3 – 4 km verpressen werden.

Aramis Projekt: Aufbau einer Wertschöpfungskette und Bereitstellen der Services für

- CO_2-Transport: flüssiges CO_2 (13 – 18 bar) per Schiff bis zur Kompressorstation von Porthos
- CO_2-Sammelstelle (Hub): Port of Rotterdam

- Offshore Pipeline vom Hub zu den Offshore Plattformen
- CO_2-Storage

Dartagnan Projekt: Erweiterung von Porthos und Aramis durch Sammelinfrastruktur in der Nähe von Dünkirchen.

2.8.6.2 Rechtliche Grundlagen für CCS

Die großskalige unterirdische Einlagerung von CO_2 wird derzeit in Deutschland durch das KSpG[442] limitiert: 1,3 Mio t CO_2/a im Einzelfall und 4 Mio t CO_2/a in Deutschland sind die oberen Grenzen im Geltungsbereich des Gesetzes. Das Gesetz lässt den Bundesländern bei der Freigabe oder dem Verbot weitgehend freie Hand, sodass Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern bereits eindeutige Gesetze erlassen haben, die CO_2-Speicherung zu verbieten. Die Bundesregierung plant in der laufenden Legislatur eine Überarbeitung des KSpG.

Die Einrichtungen der CCS-Kette unterliegen weiterhin dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG). Verantwortlich für die Umsetzung von TEHG und KSpG und die Überwachung der gesetzlichen Vorschriften ist das Umweltbundesamt (UBA). Dieses hat im Jahr 2009 eine Richtlinie zu den Rahmenbedingungen von CCS herausgegeben. Zu diesem Zeitpunkt hat das UBA CCS noch für nicht hinreichend entwickelt gehalten. Außerdem besteht die Anforderung, dass das abgeschiedene CO_2 in Lagerstätten in unmittelbarer Nähe zur erzeugenden Anlage verpresst werden solle und die Lagerstätten das im gesamten Lebenszyklus der CO_2-Quelle erzeugte CO_2 dort ablagern soll, was Geschäftsmodelle wie die oben benannten ausschließen würde.

Zusammenfassend stellt das Gutachten der Bellona die rechtliche Situation für CCS in Deutschland dar.[443] Es geht davon aus, dass die Speicherung des CO_2 ohnehin nicht in Deutschland, sondern in Norwegen oder den Niederlanden geschehen wird, sodass der Aspekt der Speicherung gar nicht weiter betrachtet wird.

Deutschland setzt die Vorgabe der EU in der Richtlinie „2009/31 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid“ für die als Brückentechnologie bezeichnete Speicherung ein. Die EU betont in Absatz (4), dass CCS nicht dazu missbraucht werden dürfe, den Anteil von Kraftwerken mit fossiler Befeuerung zu steigern. Die EU hatte im Jahr 2009 noch moderate Mengen an verpresstem CO_2 geplant: 7 Mt bis 2020 und 160 Mt bis 2030.

Für die unterseeische Verpressen wird weiterhin der völkerrechtlich bindende Vertrag „Ospar“ (Oslo und Paris) aus dem Jahr 1992 berücksichtigt. In OSCOM (1972) und PARCOM (1974)

[442] KSpG: Kohlendioxid-Speicherungsgesetz von 2012 mit letzter Änderung 2021; Bundesumweltamt, 2009.
[443] Siehe BBH, (2022).

wurden die Verklappung bzw. die Einleitung umweltgefährlicher Stoffe kontinentaler Herkunft in Nordsee und Nordatlantik geregelt. OSPAR ist zuständig für alles, was in die Nordsee und den Nordatlantik eingeleitet, versenkt oder in anderer Weise eingebracht wird. Unterzeichner sind die Europäische Union und als Einzelstaaten Belgien, Deutschland, Dänemark, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Luxemburg, Norwegen Niederlande, Portugal, Spanien, Schweden und die Schweiz.

Die IMO (Intergovernmental Maritime Consultative Organization, gegründet 1948) begründete 1969 Verfahren, die vor allem die schnelle und angemessene Entschädigung von Opfern von Ölverschmutzungen ermöglichen sollte. Das „London Protocol“ (LP) und das „London Convention“ (LC) werden als die fortschrittlichsten Rechtsinstrumente angesehen, die sich seit dem Jahr 2006 mit der CCS-SSGF (CCS in sub-sea geological formations) beschäftigen, die aber leider noch nicht von allen Staaten – auch nicht von Deutschland – ratifiziert worden sind. Das LP schreibt die Schritte vor dem Verpressen in Seegebiete, die der eigenen Rechtsprechung unterliegen, vor: Risikoabschätzung und -management, strikte Einhaltung aller Schutzstandards, und ist damit eine der wichtigsten Säulen des Umweltschutzes in den Meeren.

2.8.6.3 Lebenszyklus eines CCS-Projektes

Der Vorlauf für ein CCS-Projekt bis zum Beginn der Arbeitsphase beträgt 4 bis 7 Jahre wie aus Abbildung 175 zu ersehen ist. Um das Potenzial von CCS, die Umwelt von klimaschädlichem CO_2 zu entlasten, möglichst schnell zu nutzen, ist als baldiges Handeln angesagt.

Bei der Kalkulation der Kosten für ein CCS-Projekt ist auch zu berücksichtigen, dass ähnlich wie im Bergbau sog. „Ewigkeitskosten“ auch nach der Dekommissionierung der Anlage dadurch anfallen, dass die Einlagerung des CO_2 gerade bei der Einlagerung in Kavernen und ehemaligen Lagerstätten von Öl und Gas überwacht werden muss.

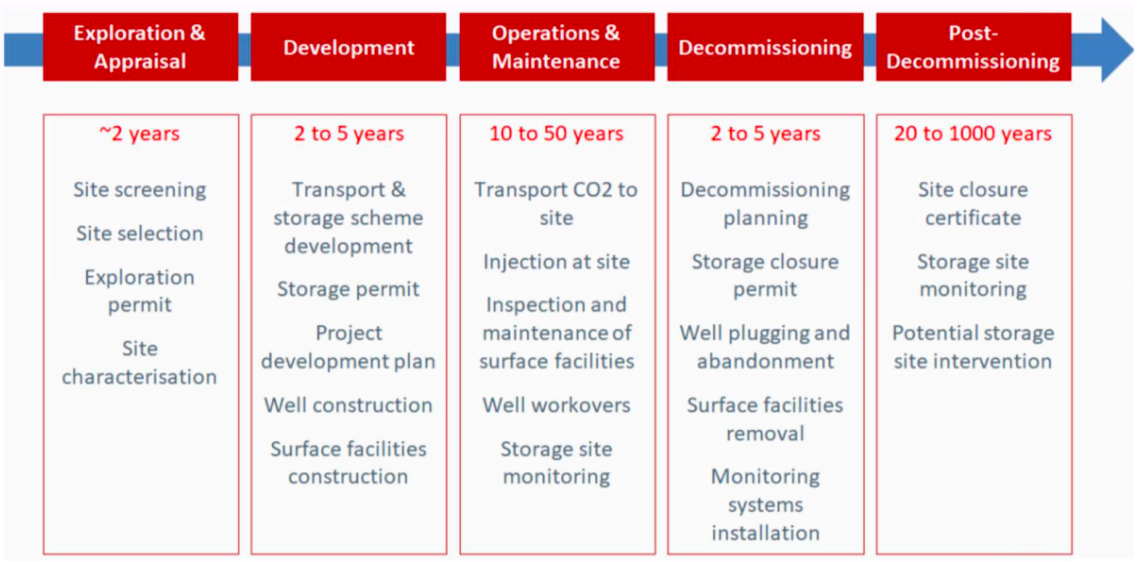
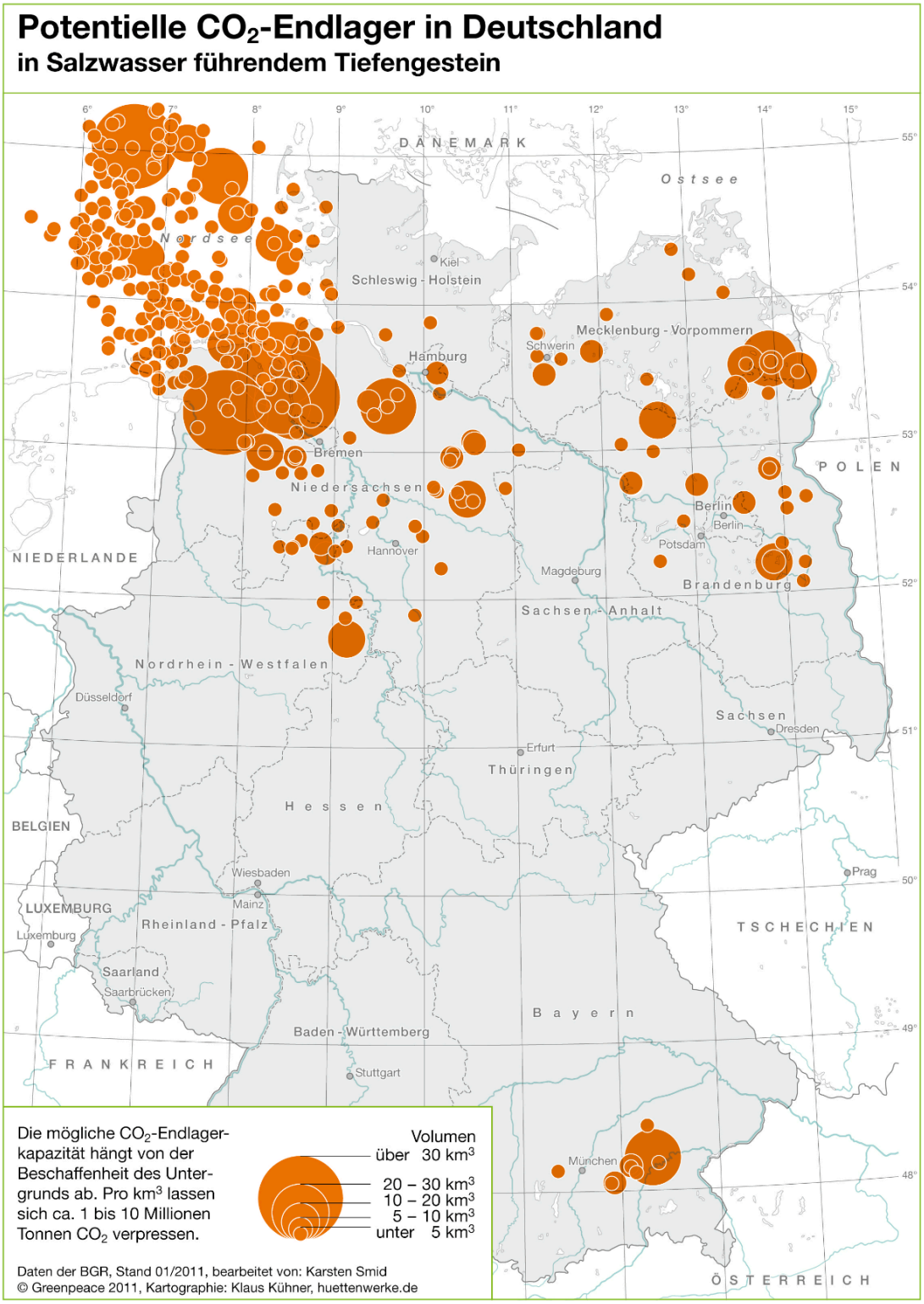


Abbildung 175: Lebenszyklus eines CCS-Projektes. Quelle: Energy Transition Alliance, (2021).

Anhang zu 2.8

Abbildung 176: Bewertung der Reife von CCS-Verfahrensteilen.
Quelle: IEA, 2020 aus Massey, (2021).



Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) nennt in Deutschland 408 Standorte, die als CO_2-Endlager in „salinen Aquiferen" in Frage kommen. Die meisten befinden sich in Norddeutschland und unter dem schleswig-holsteinischen Wattenmeer. In allen Regionen möglicher Endlager gibt es starke Proteste der Bevölkerung.

Abbildung 177: Standorte für CO_2-Endlager aus einem Gutachten der BGR (2011) und der Überarbeitung durch Greenpeace