

Anhang

Kostenanalyse für die CO2-Abscheidung an Punktquellen und direkt aus der Atmosphäre

Kostenvergleich von ausgewählten Anwendungsfällen
für CCU/S und DACCU/S

von:

Sebastian Lübbers, Dr. Fabian Muralter, Lennart Schulz

Prognos AG, Berlin

Herausgeber:
Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 03/2026

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Umwelt,
Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3722 41 502 0
FB001831

Anhang

Kostenanalyse für die CO₂-Abscheidung an Punktquellen und direkt aus der Atmosphäre

Kostenvergleich von ausgewählten Anwendungsfällen für
CCU/S und DACCUS

von

Sebastian Lübbert, Dr. Fabian Muralter, Lennart Schulz
Prognos AG, Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Prognos AG
Goethestraße 85
10623 Berlin

Abschlussdatum:

Mai 2024

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 „Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie“
(Kirsten op de Hipt – Layout)

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7959>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Januar 2026

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Kostenanalyse für die CO2-Abscheidung an Punktquellen und direkt aus der Atmosphäre

Diese Studie untersucht die Kosten verschiedener Anwendungen von CO₂-Abscheidung, -Transport, -Nutzung (CCU) und CO₂-Speicherung in geologischen Formationen (CCS). Dabei werden die Kosten der direkten Abscheidung aus der Umgebungsluft an günstigen Standorten für erneuerbare Energien und in der Nähe des Speicher-/Nutzungsorts mit der CO₂-Abscheidung an einer Punktquelle im Inland und dem Export per Schiff ins Ausland zum Speicher-/Nutzungsort verglichen. Es werden zwei Kostenvergleiche vorgenommen, einer zu CCS und einer zu CCU. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Abscheidung an der CO₂-Punktquelle und der Weitertransport per Schiff ins Ausland in den meisten Fällen kostengünstiger ist als die Abscheidung aus der Umgebungsluft direkt am Speicherort. Auch die Methanolproduktion über CO₂-Abscheidung an einer Anlage zur thermischen Abfallbehandlung inklusive CO₂-Export kann in vielen Fällen kostengünstiger sein als die Methanolproduktion durch CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft. Die Kosten der CO₂-Abscheidung sind ein entscheidender Faktor für die Gesamtkosten. Die Wasserstoffbereitstellung ist der größte Kostenbestandteil der CCU-Prozesskette zur Methanolproduktion. Die Transportkosten spielen insgesamt eine untergeordnete Rolle. Die Analyse konzentriert sich auf Kosten und berücksichtigt die Klima- und Umweltauswirkungen der verschiedenen Optionen nicht.

Abstract: Cost comparison for CO₂ capture at point sources and directly from the atmosphere

This study examines the costs of different applications of CO₂ capture, transport, utilization (CCU) and CO₂ storage in geological formations (CCS). The costs of direct air capture (DAC) at favourable locations for renewable energies and close to the storage/utilisation site are compared with CO₂ capture at a point source in Germany and export by ship abroad to the storage/utilisation site. Two cost comparisons are presented, one concerning CCS and one regarding CCU. The results show that capture at a CO₂ point source and onward transport by ship abroad is in most cases more cost-effective than capture from the ambient air directly at the storage/utilisation site. Methanol production via CO₂ capture at a thermal waste treatment plant, including CO₂ export, can also be more cost-effective in many cases than methanol production via capturing CO₂ from the ambient air. The costs of CO₂ capture are a decisive factor in the overall costs. The provision of hydrogen is the largest cost component of the CCU process chain for methanol production. Transport costs play a subordinate role overall. The analysis focuses on costs and does not take into account the climate and environmental impacts of the various options.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis.....	10
Zusammenfassung.....	11
Summary	13
1 Einleitung und Motivation.....	15
2 Vorgehen	17
2.1 Prozesskette für den CCS-Kostenvergleich (DACCS/CCS)	18
2.2 Prozesskette für den CCU-Kostenvergleich (DACCUS/CCU)	18
3 Parameter entlang der Prozesskette.....	20
3.1 Abscheidung.....	20
3.1.1 CO ₂ -Abscheidung direkt aus der Atmosphäre (DAC).....	20
3.1.2 CO ₂ -Abscheidung an der Punktquelle (CC)	22
3.2 Transport.....	27
3.3 Speicherung	30
3.4 Nutzung.....	32
4 Kostenvergleich DACCS vs. CCS	34
4.1 Definition der Untersuchungsfälle	34
4.1.1 Option 1 – DAC-Anlage am Ort der CO ₂ -Speicherung im Ausland - Negativemission	34
4.1.2 Option 2 – CC-Anlage im Inland und CO ₂ -Export per Schiffstransport zum Ort der CO ₂ -Speicherung im Ausland – Verhindern des CO ₂ -Ausstoßes.....	35
4.1.3 Vergleich der Untersuchungsfälle.....	37
4.2 Ergebnisse und Diskussion der Untersuchungsfälle	38
5 Kostenvergleich DACCUS vs. CCU.....	44
5.1 Definition der Untersuchungsfälle	44
5.1.1 Option 1: DACCUS und Methanolexport	44
5.1.2 Option 2: CCU CO ₂ -Kreislauf über Methanol	45
5.1.3 Vergleich der Untersuchungsfälle.....	47
5.2 Ergebnisse und Diskussion der Untersuchungsfälle	48
6 Schlussfolgerung.....	55
Quellenverzeichnis	56
A Anhang	59
A.1 Berechnung der Kostensensitivitäten	59

A.2	Berechnete Kostensensitivitäten DACCS	61
-----	---	----

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Exemplarisches Methodisches Vorgehen für den CCS-Kostenvergleich: DACCS vs. CCS	17
Abbildung 2:	Option 1 - DACCS-Prozesskette	18
Abbildung 3:	Option 2 - CCS-Prozesskette	18
Abbildung 4:	DACCU-Prozesskette mit e-Methanol (Option 1)	19
Abbildung 5:	CCU-Prozesskette mit CO ₂ -Kreislauf über e-Methanol (Option 2).....	19
Abbildung 6:	CAPEX-Vergleich S-DAC	21
Abbildung 7:	CAPEX-Vergleich CO ₂ -Abscheidung an der Punktquelle.....	24
Abbildung 8:	CAPEX-Vergleich CO ₂ -Abscheidung an der Punktquelle bei Oxyfuel-Anlagen	25
Abbildung 9:	Spezifische Kosten CO ₂ -Transport nach Transportmodus (keine Differenzierung für 2030 und 2050).....	28
Abbildung 10:	CAPEX-Vergleich CO ₂ -Speicherung offshore	30
Abbildung 11:	CAPEX-Vergleich CO ₂ -Speicherung onshore.....	31
Abbildung 12:	Methanol-Produktionsverfahren.....	32
Abbildung 13:	CCS-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 1	39
Abbildung 14:	CCS-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 2	40
Abbildung 15:	CCS-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 3	41
Abbildung 16:	CCS-Kostenvergleich – Fall 4.....	42
Abbildung 17:	CCU-Kostenvergleich - Untersuchungsfall 1	49
Abbildung 18:	CCU-Kostenvergleich - Untersuchungsfall 2	50
Abbildung 19:	CCU-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 3	51
Abbildung 20:	CCU-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 4	52
Abbildung 21:	CCU-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 5	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Techno-ökonomische Daten Niedrigtemperatur-DAC-Anlage im Jahr 2050	21
Tabelle 2:	Energiebedarf CO ₂ -Abscheidung an Punktquellen	26
Tabelle 3:	Techno-ökonomische Daten CC-Anlage im Jahr 2050.....	27
Tabelle 4:	Techno-ökonomische Daten CO ₂ -Schiffstanker	29
Tabelle 5:	Techno-ökonomische Daten Methanol-Tanker	29
Tabelle 6:	Techno-ökonomische Daten CO ₂ -Speicherung offshore entleertes Erdgasfeld.....	31
Tabelle 7:	Techno-ökonomische Daten CO ₂ -Nutzung (CCU) zur Methanolproduktion	33
Tabelle 8:	Techno-ökonomische Daten H ₂ -Bereitstellung für CCU	33
Tabelle 9:	Annahmen zur Berechnung der Kostensensitivitäten – Option 1: DACCS im Ausland	34

Tabelle 10:	Annahmen zur Berechnung der Kostensensitivitäten – Option 2: CC im Inland und CO ₂ -Export ins Ausland	36
Tabelle 11:	Definition von Untersuchungsfällen für den CCS-Kostenvergleich	37
Tabelle 12:	Annahmen zur Berechnung der Kostensensitivitäten – Option 1 DACCU	44
Tabelle 13:	Annahmen zur Berechnung der Kostensensitivitäten – Option 2 CCU CO ₂ -Kreislauf.....	46
Tabelle 14:	Definition von Untersuchungsfällen für den CCU-Kostenvergleich	47
Tabelle 15:	Kostensensitivitäten Option 1 [EUR/t CO ₂] – Fall 1	61
Tabelle 16:	Kostensensitivitäten Option 1 [EUR/t CO ₂] – Fall 2	63
Tabelle 17:	Kostensensitivitäten Option 1 [EUR/t CO ₂] – Fall 3	65
Tabelle 18:	Kostensensitivitäten Option 1 [EUR/t CO ₂] – Fall 4	67
Tabelle 19:	Kostensensitivitäten Option 2 [EUR/t CO ₂] – Fälle 1 bis 4.....	67

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
CC	Carbon Capture – CO ₂ -Abscheidung
CCS	Carbon Capture and Storage – CO ₂ -Abscheidung und Speicherung
CCU	Carbon Capture and Utilization – CO ₂ -Abscheidung und Nutzung
CAPEX	Capital Expenditures – Investitionsausgaben
CO₂	Kohlenstoffdioxid
DAC	Direct Air Capture – Direkte Abscheidung aus der Umgebungsluft
DACCS	Direct Air CCS – Direkte Abscheidung aus der Umgebungsluft und Speicherung
DACCU	Direct Air CCU – Direkte Abscheidung aus der Umgebungsluft und Nutzung
DOGF	Depleted Oil and Gas Field - Ausgebeutete Gas- und Öllagerstätten
EBS	Ersatzbrennstoffkraftwerke
HVC	High Value Chemicals
MEA	Monoethanolamine
MeOH	Methanol
OPEX	Operating Expense – Betriebskosten
TAB	Thermische Abfallbehandlung
TRL	Technology Readiness Level – Technologie Reifegrad
VLH	Volllaststunden
WACC	Weighted Average Cost of Capital – gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten

Zusammenfassung

CO₂-Abscheidung, -Transport, -Nutzung (CCU) und CO₂-Speicherung in geologischen Formationen (CCS) ist ein Set an Technologien, das vor allem zur Reduktion des Ausstoßes von CO₂-Emissionen aus solchen Sektoren eingesetzt werden kann, für die eine Minderung durch Energieträgerwechsel oder alternative Prozesse technisch (bislang) nicht in Frage kommt. Darüber hinaus ist CCUS in Kombination mit abgeschiedenem atmosphärischem und biogenem CO₂ eine potenzielle Netto-Negativtechnologie. Gemeinsam mit natürlichen Senken kann CCUS also residuale THG-Emissionen ausgleichen und so zum Erreichen der in Deutschland für 2045 angestrebten Treibhausgasneutralität und langfristig zur THG-Netto-Negativität beitragen.

Vor diesem Hintergrund werden in dieser Studie die Kosten ausgewählter CCU/S-Anwendungen untersucht und verglichen. Dies soll Erkenntnisse zur Robustheit von Kostenanalysen bei CCU/S-Anwendungen generieren. Dafür werden als ein denkbares Beispiel die Kostenverhältnisse im Vergleich einerseits der direkten Abscheidung aus der Umgebungsluft an günstigen Standorten für erneuerbare Energien und in der Nähe des Speicher-/Nutzungsorts und andererseits der CO₂-Abscheidung direkt an einer Punktquelle im Inland und dem Export per Schiff ins Ausland zum Speicher-/Nutzungsort sind. Im ersten Schritt werden auf Basis einer umfangreichen Literaturrecherche in den Kapiteln 2 und 3 die Kosten und Energiebedarfe für die gesamte CCU/S- und DAC-Kette untersucht und dargestellt.

Danach werden mittels Kostensensitivitätsberechnungen ausgewählte Anwendungsfälle miteinander verglichen und Schlussfolgerungen gezogen. Die Vergleiche ermöglichen für verschiedene Untersuchungsfälle die Identifikation derjenigen Ausprägungen der variablen Kostenparameter, unter welchen eine Option höhere bzw. geringere Gesamtkosten als die andere aufweist. Es werden zwei Kostenvergleiche vorgenommen, einer zur CO₂-Abscheidung mit Speicherung in geologischen Formationen (CCS), der zweite zur CO₂-Abscheidung mit anschließender Nutzung (CCU).

Insgesamt zeigt sich im Ergebnis, dass sich entlang der gesamten Prozessketten hohe Unsicherheiten und aus der Literatur große Bandbreiten bei den Kostenannahmen ergeben. Diese führen nur begrenzt zu richtungssicheren Aussagen und sind vor dem Hintergrund der gerade startenden Marktintegration der Technologien stetig neu am aktualisierten Wissensstand zu bewerten.

Im ausgewählten Beispiel zum CCS-Kostenvergleich wird DACCS (Option 1) mit CCS über Abscheidung an einem Zementwerk (Option 2) verglichen. Option 1 betrachtet hier eine DAC-Anlage im Ausland am Ort der CO₂-Speicherung. Das CO₂ wird direkt aus der Umgebungsluft in der Nähe der Speicherung abgeschieden und per Offshore-Pipeline zum Ort der Speicherung in einer geologischen Formation transportiert. Für Option 2 wird dagegen eine Post-Combustion-Abscheidung an einer Zementklinkerproduktion in Nordrhein-Westfalen betrachtet. Das abgeschiedene CO₂ wird an der Anlage verflüssigt, über eine Onshore-Pipeline nach Wilhelmshaven transportiert und zwischengespeichert, per Schiff ins Ausland zu einem CO₂-Anlandeterminal exportiert und dort über eine Offshore-Pipeline zur Speicherung in einer geologischen Formation verbracht. Für Option 1 werden die Kostenparameter CAPEX der DAC-Anlage, die Betriebsstunden, der Strompreis und der WACC variiert. Dahingegen wird bei Option 2, der CO₂-Abscheidung an der Punktquelle in Deutschland und dem Schiffstransport ins Ausland, die Transportdistanz variiert.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Abscheidung an der CO₂-Punktquelle und der Weitertransport per Schiff ins Ausland in den vielen Fällen kostengünstiger ist als die Abscheidung aus der Umgebungsluft direkt am Speicherort. Einerseits führt die geringere CO₂-Konzentration in der

Umgebungsluft als an der Punktquelle immer zu einem größeren Energiebedarf für die DAC-Abscheidung. Andererseits ist eine innereuropäische CCS-Kette (Abscheidung im Inland und kurzer Transport z. B. nach Norwegen) in den allermeisten Fällen kostengünstiger. Unter sehr optimistischen bzw. hypothetischen Annahmen oder Grenzwertbetrachtungen für DAC-Anlagen (8.000 Betriebsstunden bzw. sehr optimistische Investitionskostenentwicklungen) oder hohen CO₂-Transportkosten kann die Abscheidung aus der Umgebungsluft im Ausland kostengünstiger sein. Beim Erschließen und Nutzen von außereuropäischen bzw. mittel- und weitentfernten CO₂-Speichern wird die Abscheidung aus der Umgebungsluft direkt am Speicherort günstiger im Vergleich zum weiten Schiffstransport, wenn günstige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegeben ist.

Im ausgewählten Beispiel zum CCU-Kostenvergleich wird die Bereitstellung von Methanol durch DACC (Option 1) im Vergleich zur Bereitstellung durch CCU über CO₂-Abscheidung an einer TAB-Anlage (Option 2) betrachtet. Option 1 bezieht sich wieder auf eine DAC-Anlage im Ausland, an die vor Ort eine Methanolsynthese angekoppelt ist. Das CO₂ wird direkt aus der Umgebungsluft in der Nähe der Methanolsynthese abgeschieden, wo auch der notwendige Wasserstoff per Elektrolyse aus Wasser hergestellt wird. Für Option 2 wird hingegen eine Post-Combustion-Abscheidung an einer TAB-Anlage (TAB CC) in Küstennähe im Inland betrachtet. Das abgeschiedene CO₂ wird an der Anlage verflüssigt und per Schiff ins Ausland zu einem CO₂-Anlandeterminal exportiert und dort für die Methanolsynthese genutzt. Auch in Option 2 wird der für die Synthese notwendige Wasserstoff vor Ort im Ausland produziert. In beiden Optionen wird das hergestellte Methanol per Tanker nach Deutschland transportiert. Für beide Optionen wird die Transportdistanz und der Strompreis am Ort der CO₂-Nutzung variiert. Zusätzlich wird für die erste Option eine Sensitivität des Kostenparameters CAPEX der DAC-Anlage gerechnet.

Die Ergebnisse im CCU-Vergleich zeigen, dass die Methanolproduktion über TAB CC trotz des zusätzlichen Schritts des CO₂-Exports in vielen Fällen kostengünstiger sein kann als DAC-Methanol. Bei optimistischen Entwicklungen bzgl. CAPEX und Strompreisen und ab mittleren Transportdistanzen kann DAC-Methanol allerdings günstiger sein. Auch höhere CO₂-Transportkosten führen dazu, dass ab mittleren Transportdistanzen DAC-Methanol günstiger ist. Wie auch bei DACCS ist die Entwicklung der CAPEX entscheidend für die Kostenentwicklung von DAC-Methanol. DAC ist CAPEX-intensiv und Kostenentwicklungen hängen stark von den Strompreisen und der Auslastung der Anlage ab. Die CO₂-Abscheidung kann mit bis zu 25 Prozent an den Gesamtkosten ausschlaggebend für eine der Optionen sein. Insgesamt ist die in beiden Optionen gleich angesetzte Wasserstoffbereitstellung mit einem Anteil von bis zu 80 Prozent an den Gesamtkosten der größte Kostenbestandteil der CCU-Prozesskette zur Methanolproduktion.

Die vorliegende Analyse fokussiert auf Kosten. Klima- und Umweltauswirkungen können in den verschiedenen Optionen und Fällen unterschiedlich sein und wären für einen weiter gehenden Vergleich von CCU/S-Optionen im Inland und Ausland systematisch mit einzubeziehen.

Summary

CO₂ capture, transport, utilization (CCU) and CO₂ storage in geological formations (CCS) is a set of technologies that can be used primarily to reduce CO₂ emissions into the atmosphere from sectors, for which a reduction through a change of energy source or alternative processes is not (yet) technically feasible. In addition, CCUS in combination with captured atmospheric and biogenic CO₂ is a potential net-negative technology. Together with natural sinks, CCU/S can therefore offset residual GHG emissions and thus contribute to achieving the greenhouse gas neutrality target set in Germany for 2045 and to GHG net negativity in the long term.

Against this background, this study analyses and compares selected CCU/S cost cases. The aim is to develop robust cost analyses for CCU/S applications. For this, the following are given as examples: costs of direct CO₂ capture from the ambient air at favorable locations for renewable energies and in the vicinity of the storage/usage sites compared to CO₂ capture at a point source in Germany and export by ship to the storage/usage site abroad. In a first step, the costs and energy requirements for the entire CCU/S and DAC chains are analyzed on the basis of an extensive literature review and presented in chapters 2 and 3.

Selected use cases are then compared using cost sensitivity calculations and conclusions are drawn for the different options. The comparisons allow for the identification of those characteristics of the variable cost parameters where one option has higher or lower total costs than the other for different use cases. Two cost comparisons are made, one for CO₂ capture with storage in geological formations (CCS), the second for CO₂ capture with subsequent use (CCU).

All in all, the results show that there are high uncertainties along the entire process chain and a wide range of cost assumptions from the literature. This means that the results are limited in their robustness. In view of the initial integration of these technologies, they must be constantly reassessed in the light of the current state of knowledge.

In the selected example, the CCS cost comparison, DACCS (option 1) is compared with CCS via capture at a cement plant (option 2). The first option considers a DAC plant abroad at the CO₂ storage site. The CO₂ is captured directly from the ambient air near the storage site and transported to the geological storage site via an offshore pipeline. The second option is post-combustion capture at a cement clinker production plant in North Rhine-Westphalia. The captured CO₂ is liquefied at the plant, transported via an onshore pipeline to Wilhelmshaven for intermediate storage, exported by ship to an onshore CO₂ terminal, and transported via an offshore pipeline to the geological storage site. For the first option, the CAPEX of the DAC plant, the operating hours, the electricity price and the WACC are varied. In contrast, for option 2, CO₂ capture at the point source in Germany and transport by ship abroad, the transport distance is varied.

The results show that CO₂ capture at the point source and transport by ship abroad is in most cases more cost-effective than DAC directly at the storage site. On the one hand, the lower CO₂ concentration in the ambient air than at the point source leads to higher energy requirements for DAC. On the other hand, an intra-European CCS chain (e. g., capture in Germany and short transport to Norway) is more cost-effective in most cases. Only under very optimistic or hypothetical assumptions / limits for DAC plants (8,000 operating hours or very optimistic CAPEX developments) or higher CO₂ transport costs can DACCS be cost-competitive to point-source CCS. In the case of non-European or medium- and long-distance CO₂-storage reservoirs and low-cost electricity generation from renewable energies, capture from the atmosphere directly at the storage site is cheaper than long-distance transport by ship.

In the selected example of CCU, the cost comparison looks at methanol supply via DACC (option 1) vs. CCU via capture in a thermal waste treatment (TWT) plant (option 2). Option 1 again refers to a DAC plant abroad, to which methanol synthesis is coupled on site. The CO₂ is captured directly from the ambient air near the methanol synthesis plant, where the required H₂ is also produced from water by electrolysis. Option 2 is post-combustion capture in a TWT plant (TWT CC) near the German coast. The captured CO₂ is liquefied at the plant and exported abroad by ship to an onshore CO₂ terminal, where it is used for methanol synthesis. In this option, the required H₂ is also produced on site by water electrolysis. In both options, the methanol is transported to Germany by tanker. The transport distance and the electricity price at the site of CO₂ utilization are varied. In addition, a sensitivity of the CAPEX cost parameter of the DAC plant is calculated for option 1.

The results of the CCU comparison show that methanol production via TWT CC can be more cost-effective than DAC methanol in many cases, despite the additional step of CO₂ export. However, with optimistic CAPEX and electricity price developments and from medium transport distances onwards, DAC methanol can be more favorable in terms of costs. Also, higher CO₂-transport costs mean that DAC methanol is cheaper for medium transport distances. As with DACCS, the CAPEX is critical to the cost development of DAC methanol. DAC is CAPEX-intensive and cost developments are highly dependent on electricity prices and plant capacity utilization. CO₂ capture can account for up to 25% of the total costs. Overall, the provision of hydrogen, which is assumed to be the same in both options, is the largest cost component in the CCU process chain for methanol production, accounting for up to 80% of the total cost.

The present analysis focusses on costs. Climate and environmental impacts may vary between options and use cases and would need to be systematically included for a general comparison of CCU/S options in Germany and abroad.

1 Einleitung und Motivation

CO₂-Abscheidung, -Transport, -Nutzung (CCU) und CO₂-Speicherung in geologischen Formationen (CCS) ist ein Set an Technologien, das vor allem zur Reduktion des Ausstoßes von CO₂-Emissionen aus solchen Sektoren eingesetzt werden kann, für die eine Minderung durch Energieträgerwechsel oder alternative Prozesse technisch (bislang) nicht in Frage kommt. Darüber hinaus ist CCUS in Kombination mit abgeschiedenem atmosphärischem und biogenem CO₂ eine potenzielle Netto-Negativtechnologie. In bestehenden Treibhausgasneutralitätsszenarien (Stiftung Klimaneutralität, 2022) nimmt die Abscheidung von Prozessemissionen insbesondere bei der Zementklinker-, der Branntkalkproduktion und bei der thermischen Abfallbehandlung (TAB = Müllverbrennungsanlagen (MVA) und Ersatzbrennstoffkraftwerke (EBS)) eine zentrale Rolle ein auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Industrie- und Umwandlungssektor. Zudem werden negative CO₂-Emissionen notwendig, um residuale Emissionen, z. B. insbesondere aus der Landwirtschaft, auszugleichen. Neben der Abscheidung von biogenem CO₂ (BECCS) wird auch die direkte Abscheidung aus der Umgebungsluft (DACCs) als technische Option für Negativemissionen in Betracht gezogen. Beides, CCS von fossilen Emissionen und Negativemissionen (hier BECCS und DACCs gemeint), beansprucht die identischen geologischen Speicherformen, hat dabei jedoch unterschiedliche klimapolitische Implikationen – beispielsweise beim Austritt während des Transports und aus der Speicherform.

Für den großskaligen Einsatz von CO₂-Abscheidung an Punktquellen wird eine komplett neue und kostenintensive CO₂-Infrastruktur benötigt, damit das abgeschiedene CO₂ entweder zu den inländischen Nutzungsstandorten für z. B. die Produktion von High Value Chemicals (HVC, CCU) oder zu geeigneten geologischen CO₂-Speicherstätten (on- und offshore) im In- und Ausland (CCS) transportiert werden kann. Neben neuen CO₂-Pipelines werden auch CO₂-Export- und Importterminals mit Zwischenspeichern notwendig, um abgeschiedenes CO₂ vom Abscheidungsort abzutransportieren, zwischenzuspeichern und bspw. einer möglichst dauerhaften Speicherung in geologischen Formationen zuzuführen.

Aktuell sind in Europa DAC-Projekte in Planung und in Umsetzung, die CO₂ direkt aus der Umgebungsluft abscheiden und in geologischen Formationen speichern (z. B. von Climeworks Orca und Mammoth in Island). Die derzeitig im Betrieb befindlichen und geplanten DAC-Anlagen sind mit sehr hohen Investitionskosten verbunden und weisen dabei hohe Energiebedarfe auf. Für einen Einsatz im industriellen Maßstab werden Kostenreduktionen notwendig sein. Ob und in welcher Höhe Skaleneffekte wie z. B. bei der PV-Entwicklung erreicht werden, darüber herrscht in der Literatur noch große Unsicherheit. Die dort angenommene, zukünftige Kostenbandbreite für die Abscheidung einer Tonne CO₂ pro Jahr liegt mit einem Faktor 10 noch weit auseinander.

Vor diesem Hintergrund werden in dieser Studie Kostenvergleiche untersucht. Dies soll Erkenntnisse darüber gewinnen, wie stark die Annahmen zu einzelnen Kostenbestandteilen ergebnisbeeinflussend sind. Beispielhaft werden Kostenverhältnisse untersucht – von der direkten Abscheidung aus der Umgebungsluft an günstigen Standorten für erneuerbare Energien und in der Nähe des Speicherorts bzw. der Methanolsynthese gegenüber der CO₂-Abscheidung direkt an einer Punktquelle im Inland und dem CO₂-Export per Schiff ins Ausland zum Speicherort bzw. zur Methanolsynthese. Dafür werden im ersten Schritt die Prozessketten detailliert dargestellt (Kapitel 2). Im zweiten Schritt werden auf Basis einer umfangreichen Literaturrecherche die Annahmen für Kosten und Energiebedarfe für die gesamte CCU/S- und DAC-Prozesskette aufgezeigt (Kapitel 3). Danach werden in zwei Kostenvergleichen (Kapitel 4

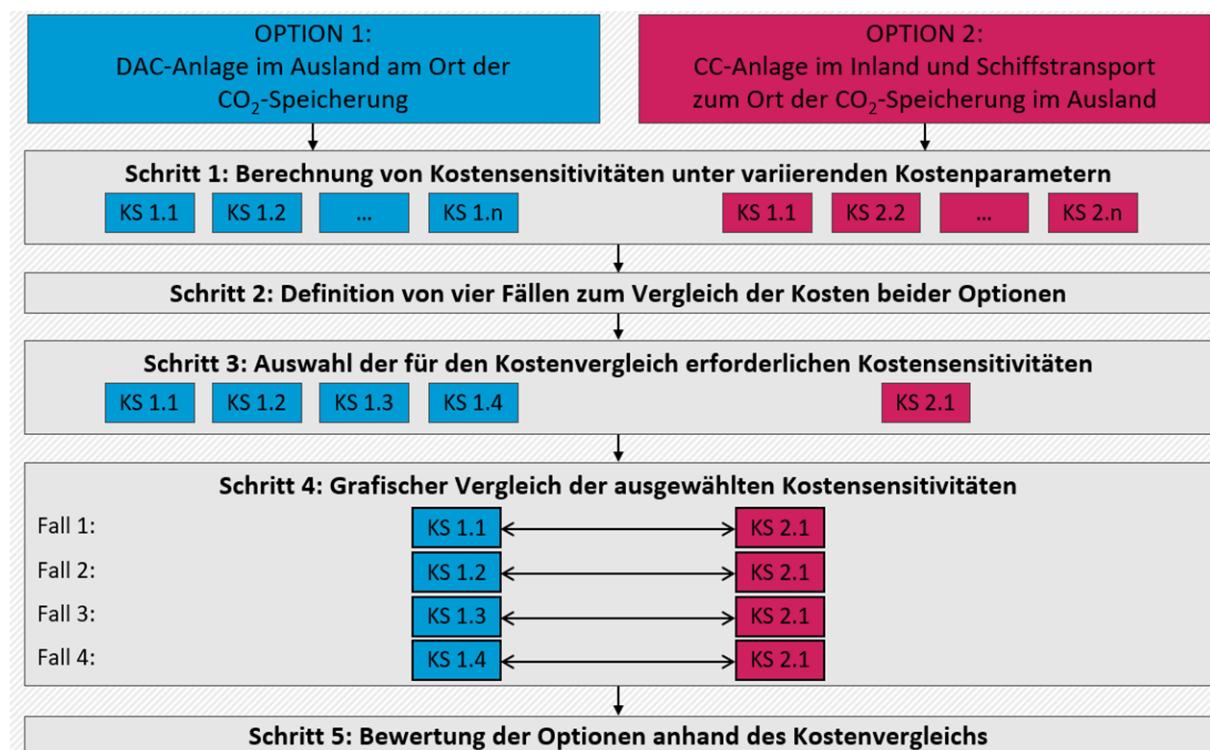
und 5) ausgewählte Untersuchungsfälle einander gegenübergestellt und Schlussfolgerungen (Kapitel 6) gezogen.

2 Vorgehen

In der vorliegenden Studie werden zwei Kostenvergleiche mit jeweils zwei unterschiedlichen Optionen aufgestellt. Dafür wird in diesem Kapitel das generelle Vorgehen für die Kostenvergleiche gezeigt. Anschließend werden pro Kostenvergleich für die unterschiedlichen Optionen die Prozessketten im Detail dargestellt. Bevor die Gesamtkosten der einzelnen Optionen berechnet und gegenübergestellt werden findet eine Analyse der getroffenen Kostenannahmen statt.

In Abbildung 1 wird exemplarisch das Vorgehen für den CCS-Kostenvergleich gezeigt. Der Vergleich der Gesamtkosten der CO₂-Speicherung bei einer Abscheidung durch eine DAC-Anlage (Option 1; Negativemission) bzw. eine CC-Anlage (Option 2; Verhindern des CO₂-Ausstoßes), verläuft anhand der in Abbildung 1 dargestellten fünf Schritte. Zunächst werden zur Ermittlung der Gesamtkosten pro gespeicherter Tonne CO₂ Kostensensitivitäten unter variierenden Kostenparametern für beide Optionen berechnet. Anschließend erfolgt die Definition von vier Fallbeispielen, anhand derer die Kosten verglichen werden und welche sich hinsichtlich der Ausprägungen relevanter Kostenparameter unterscheiden. Auf Basis der zuvor festgelegten Fälle, folgt im dritten Schritt die Auswahl der für den Vergleich erforderlichen Kostensensitivitäten aus der Menge aller, im ersten Schritt berechneter, Sensitivitäten. Nun werden die Gesamtkosten pro gespeicherter Tonne CO₂ für beide Optionen, in Abhängigkeit der variierenden Kostenparameter, grafisch abgebildet und verglichen. Durch den Vergleich können für die vier Fälle diejenigen Ausprägungen der variablen Kostenparameter identifiziert werden, unter welchen eine Option höhere bzw. geringere Gesamtkosten als die andere aufweist.

Abbildung 1: Exemplarisches Methodisches Vorgehen für den CCS-Kostenvergleich: DACCS vs. CCS



KS: Kostensensitivität

Quelle: eigene Darstellung, Prognos (2024)

2.1 Prozesskette für den CCS-Kostenvergleich (DACC/CCS)

Mithilfe des **CCS-Kostenvergleichs** soll ermittelt werden, wie sich die Gesamtkosten bei einer Abscheidung durch eine Direct Air Capture-Anlage (DAC-Anlage) von jenen bei einer Abscheidung durch eine CO₂-Abscheidungs-Anlage (CC-Anlage) an einer Punktquelle unterscheiden.

Option 1: DAC-Anlage im Ausland am Ort der CO₂-Speicherung (DACC/CCS)

Die erste Option betrachtet eine DAC-Anlage im Ausland am Ort der CO₂-Speicherung. Das CO₂ wird aus der Umgebungsluft in der Nähe der Speicherung abgeschieden, komprimiert und per Pipeline zum Ort der geologischen Speicherung offshore transportiert.

Abbildung 2: Option 1 - DACC/CCS-Prozesskette

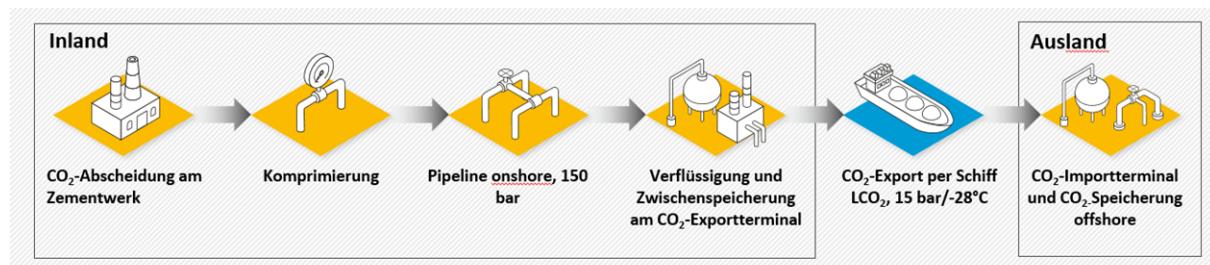


Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024)

Option 2: CC-Anlage im Inland und CO₂-Export per Schiff zum Ort der CO₂-Speicherung im Ausland (CCS)

Für die zweite Option wird eine Post-Combustion-Abscheidung an einer Zementklinkerproduktion im Nordwesten Deutschlands angesetzt. Das abgeschiedene CO₂ wird an der Anlage komprimiert und über eine Onshore-Pipeline an die Küste transportiert, verflüssigt und zwischengespeichert. Bevor es dann per Schiff ins Ausland zu einem CO₂-Importterminal exportiert und dort offshore in geologischen Formationen gespeichert wird.

Abbildung 3: Option 2 - CCS-Prozesskette



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024)

2.2 Prozesskette für den CCU-Kostenvergleich (DACC/CCU)

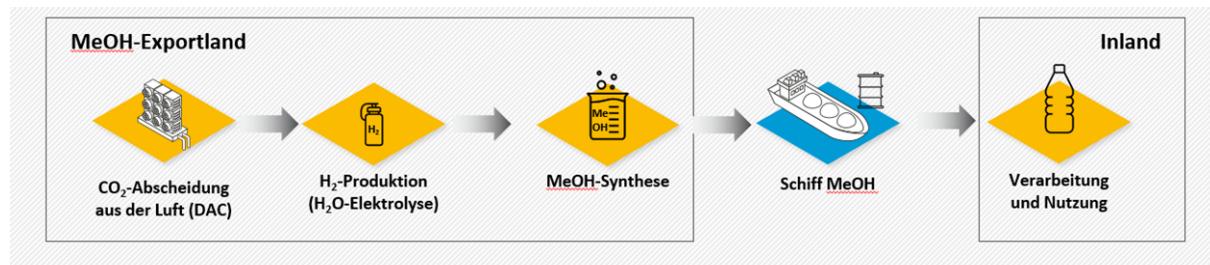
Auf Basis eines **zweiten Kostenvergleichs** werden die Kosten für zwei CO₂-Nutzungsketten miteinander verglichen.

Option 1: DACC/CCU und Methanolexport

Bei der ersten Option wird CO₂ in einer DAC-Anlage im Ausland abgeschieden. Aus dem abgeschiedenen CO₂ und Wasserstoff aus einer Elektrolyseanlage wird synthetisches Methanol

(MeOH) produziert. Per Schiff wird das Methanol ins Inland transportiert und hier z. B. für die HVC-Produktion weiterverwendet.

Abbildung 4: DACCU-Prozesskette mit e-Methanol (Option 1)

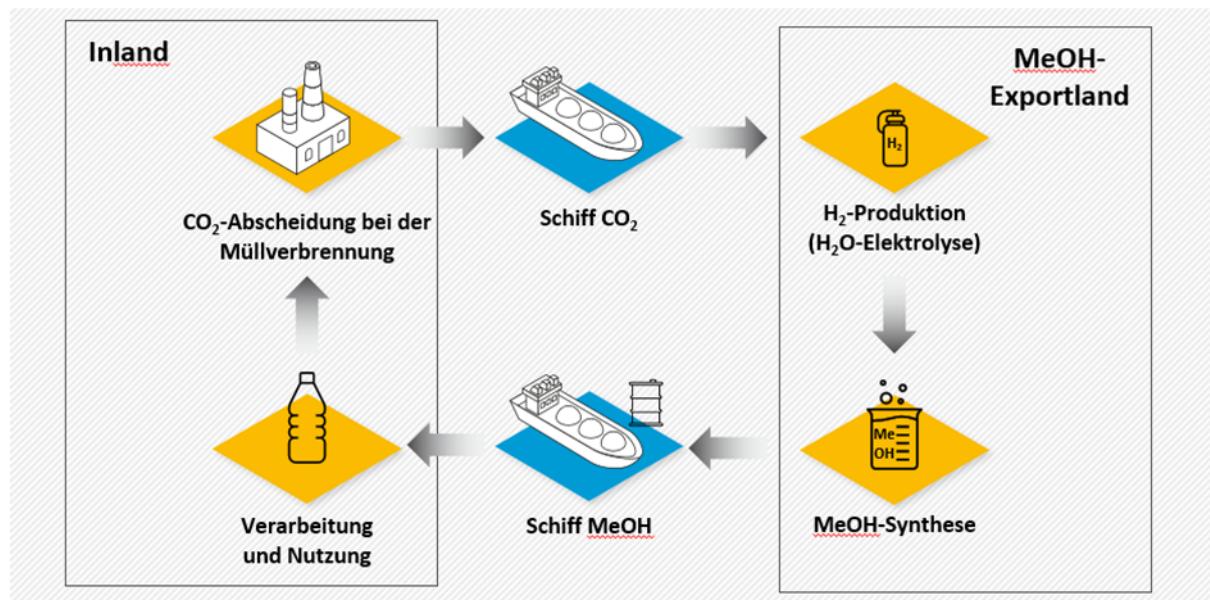


Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024)

Option 2: CCU und CO₂-Kreislauf

Bei der zweiten Option findet eine CO₂-Abscheidung an einer thermischen Abfallbehandlungsanlage (TAB-Anlage) in der Nähe der Küste im Inland statt, das abgeschiedene CO₂ wird per Schiff exportiert und im Ausland für die Produktion von synthetischem Methanol genutzt. Der benötigte Wasserstoff für die Methanolsynthese stammt aus einer Elektrolyseanlage im Ausland. Das produzierte Methanol wird dann wieder zurück ins Inland verschifft und für z. B. die Grundstoffchemie zur HVC-Produktion genutzt.

Abbildung 5: CCU-Prozesskette mit CO₂-Kreislauf über e-Methanol (Option 2)



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024)

3 Parameter entlang der Prozesskette

In diesem Kapitel werden die relevanten Parameter zu den einzelnen CCUS-Prozessketten gezeigt und eingeordnet – beginnend mit der CO₂-Abscheidung direkt aus der Atmosphäre (DAC) und an der Punktquelle (CC), über den CO₂-Transport bis zur -Speicherung und CO₂-Nutzung mittels einer Methanolsynthese.

3.1 Abscheidung

3.1.1 CO₂-Abscheidung direkt aus der Atmosphäre (DAC)

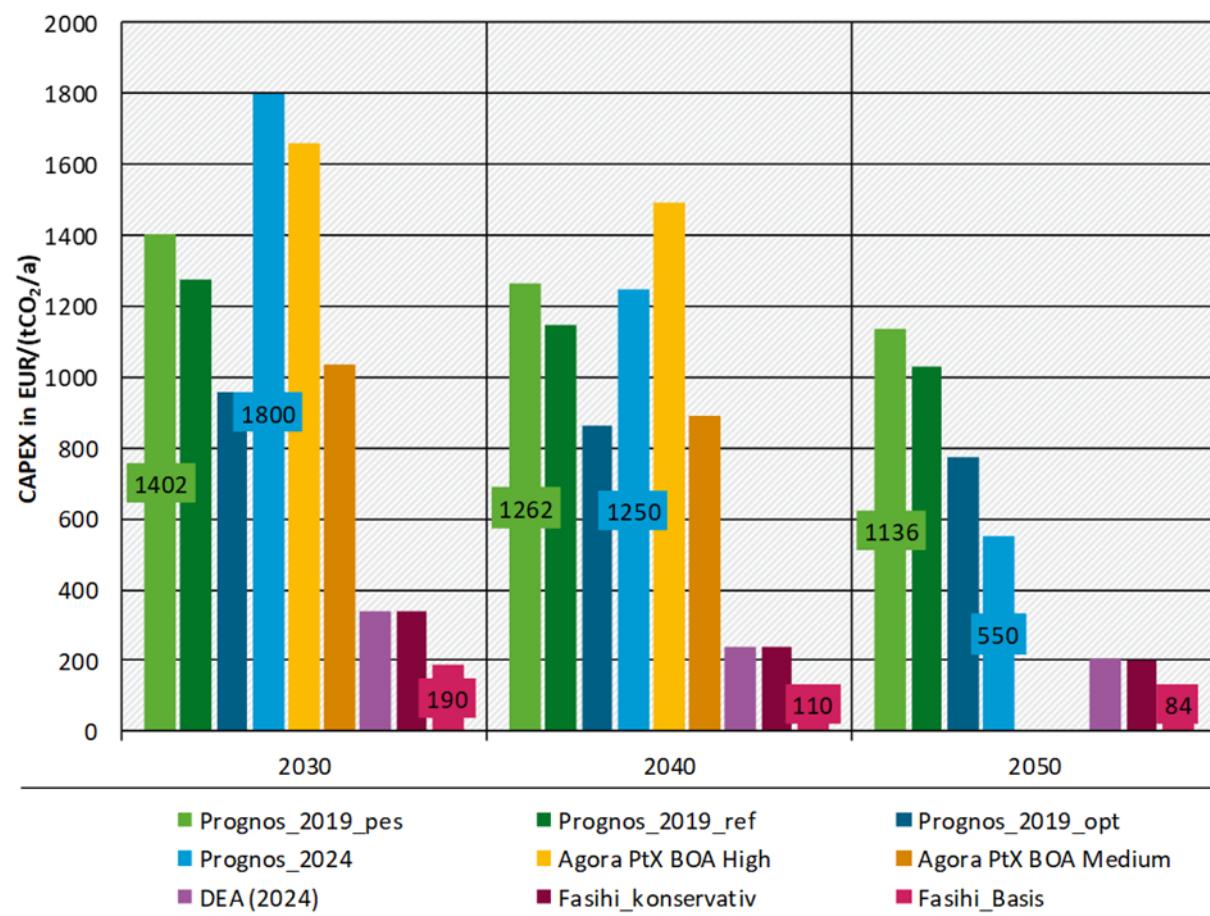
Für die Kostenberechnung der direkten Abscheidung aus der Umgebungsluft wird eine **Niedrigtemperatur-DAC-Anlage** (S-DAC, z. B. von Climeworks) mit einer CO₂-Abscheidekapazität von rund 1 Mt CO₂/a für das Jahr 2050 angesetzt.

Investitionsausgaben

Über die Kostenentwicklung der direkten Abscheidung aus der Atmosphäre besteht noch eine große Ungewissheit. DAC-Anlagen sind nicht nur energieintensiv, sondern auch kapitalintensiv. Die Technologie und der entsprechende Markt sind noch relativ jung und volatil. In der Literatur findet man eine große Bandbreite bzgl. der **Investitionsausgaben** (CAPEX) über die Zeit.

Abbildung 6 zeigt einen Vergleich der Investitionsausgaben, die in Studien über aktuelle technooökonomische Analysen von S-DAC-Anlagen angenommen wurden. **Es ist klar zu erkennen, dass eine große Bandbreite besteht**, die für das Jahr 2030 zwischen 190 und 1.800 EUR/t CO₂/a liegt und für das Jahr 2050 auf etwa 85 und 1.200 EUR/t CO₂/a sinkt. **Der Faktor, um welchen sich die Werte unterscheiden, liegt bei rund 10 und mehr, womit die Abhängigkeit bzw. Unsicherheit der hierzu getroffenen Annahmen bereits deutlich wird.**

Dies ist klar ergebnisbeeinflussend. In Abbildung 6 lässt sich erkennen, dass auf Basis von jüngeren Studien ((Oeko-Institut, 2023); (DEA, 2024); (IEA, 2022)) sich eine gewisse Eingrenzung der Bandbreite für das Jahr 2050 von etwa 200 bis 550 EUR/t CO₂/a abzeichnet. Eine Wertung soll an dieser Stelle nicht erfolgen. Tendenziell scheint es gleichwohl so, wie wenn nur drei statt vierstellige Werte erwartet werden dürfen und diese im unteren bis mittleren Bereich liegen.

Abbildung 6: CAPEX-Vergleich S-DAC

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024) auf Basis von (Kreidelmeyer, Dambeck, Kirchner, & Wünsch, 2019); (Fasihi, Efimova, & Breyer, 2019); (Oeko-Institut, 2023); (DEA, 2024); (IEA, 2022) und Experteninterviews

Für die vorliegenden Kostenvergleiche wird aufgrund der hohen Unsicherheit der Kostenentwicklung für die Niedrigtemperatur-DAC-Anlage eine CAPEX-Bandbreite für das Jahr 2050 angesetzt. Zudem wird eine Lebensdauer von 30 Jahren und ein OPEX von 4 Prozent vom CAPEX exkl. Energiekosten angenommen (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Techno-ökonomische Daten Niedrigtemperatur-DAC-Anlage im Jahr 2050

Parameter	Einheit	2050
Abscheidekapazität	Mt CO ₂ /a	1
spez. CAPEX:	EUR/(t CO ₂ /a)	
DAC opt		85
DAC med		550 ¹
DAC pes		1.200
OPEX	%CAPEX/a	4
Lebensdauer	Jahre	30

¹ Es sei für den Vergleich mit der Abscheidung an Punktquellen auf Folgendes hingewiesen: Bei den Investitionen der CO₂-Abscheidung an Punktquellen wird nur eine Quelle (DEA 2024) verwendet. Die Angaben für DAC in dieser Studie liegen bei 200 EUR/t CO₂/a. Sie sind also um Faktor 2,5 kleiner als der hier angenommene Mittelwert.

Parameter	Einheit	2050
Thermischer Energiebedarf	kWh _{th} /t CO ₂	1.870
Elektrischer Energiebedarf inkl. Komprimierung	kWh _{el} /t CO ₂	725

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024) auf Basis von (DEA, 2024); (IEA, 2022) und Experteninterviews

Energiebedarf

Sowohl Niedrigtemperatur- als auch Hochtemperatur-DAC-Anlagen verfolgen den thermischen Ansatz für das Freisetzen des CO₂, jedoch unterscheiden sie sich in der Höhe der Regenerationstemperatur und dadurch auch im **Energiebedarf**. Bei Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen wird das CO₂ in einem Vakuum bei Temperaturen zwischen 80 – 100°C freigesetzt, wohingegen bei Hochtemperatur DAC-Anlagen der Vorgang bei Umgebungsdruck und Temperaturen um die 900°C abläuft. Die thermische Energie wird für die Freisetzung des CO₂ gebraucht, um das CO₂ vom Sorptionsmittel zu lösen und variiert in der Literatur je nach Anwendung und betrachtetem Zeitpunkt. Bei Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen liegt der elektrische Energiebedarf zwischen 200 bis 700 kWh_{el}/t CO₂, bei Hochtemperatur-DAC-Anlagen zwischen 150 und 250 kWh_{el}/t CO₂. Der thermische Energiebedarf liegt bei Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen zwischen 1.200 bis 2.200 kWh_{th}/t CO₂ (IEA, 2022). Die erforderliche thermische Energie kann bei S-DAC-Anlagen von der Abwärme aus industriellen Anlagen oder Elektrolyseuranlagen bzw. von einer Großwärmepumpe stammen. Bei Hochtemperatur-DAC-Anlagen ist aufgrund der höheren Bindungsenergie des flüssigen Sorptionsmittels ein höherer Energieaufwand für die Regeneration notwendig, dieser liegt zwischen 1.400 und 2.800 kWh_{th}/t CO₂. Wenn die Wärme für die Hochtemperatur-DAC-Anlagen aus einem fossilen Brennstoff erzeugt wird, ist die netto CO₂-Abscheidungsbilanz (Abscheidungsmenge durch DAC-Anlage ggü. Emissionen durch Brennstoff-Verbrennung) deutlich geringer. **Auch bei diesem zentralen Parameter des Energieverbrauchs wird die große Bandbreite deutlich, damit geht auch ein hoher Unsicherheitsfaktor in die Kostenbilanzierung ein.**

Nach der CO₂-Abscheidung wird das abgeschiedene CO₂ je nach Transportmodus auf ein bestimmtes Druck- und Temperaturniveau gebracht. In diesem Fall wird das CO₂ an der Punktquelle auf 110 bar komprimiert und im verflüssigten Zustand per Pipeline / per Schiff abtransportiert. Für die Komprimierung und Verflüssigung des abgeschiedenen CO₂ kommt ein Energiebedarf von rund 110 kWh_{el}/t CO₂ dazu.

In dieser Analyse wird für die CO₂-Abscheidung direkt aus der Umgebungsluft eine Niedrigtemperatur-DAC-Anlage angesetzt, mit einem thermischen Energiebedarf von 1.870 kWh_{th}/t CO₂ (also nahe dem Mittelwert) und einem elektrischen Energiebedarf von 725 kWh_{el}/t CO₂ inkl. der Komprimierung (also eine konservative Annahme im oberen Bandbreitenbereich).

3.1.2 CO₂-Abscheidung an der Punktquelle (CC)

Für die CO₂-Abscheidung an der Punktquelle wird für den CCS-Kostenvergleich **Post Combustion an einer Zementklinkerproduktionsanlage** und für den CCU-Kostenvergleich **Post Combustion an einer thermischen Abfallbehandlungsanlage** für das Jahr 2050 angesetzt.

Investitionsausgaben

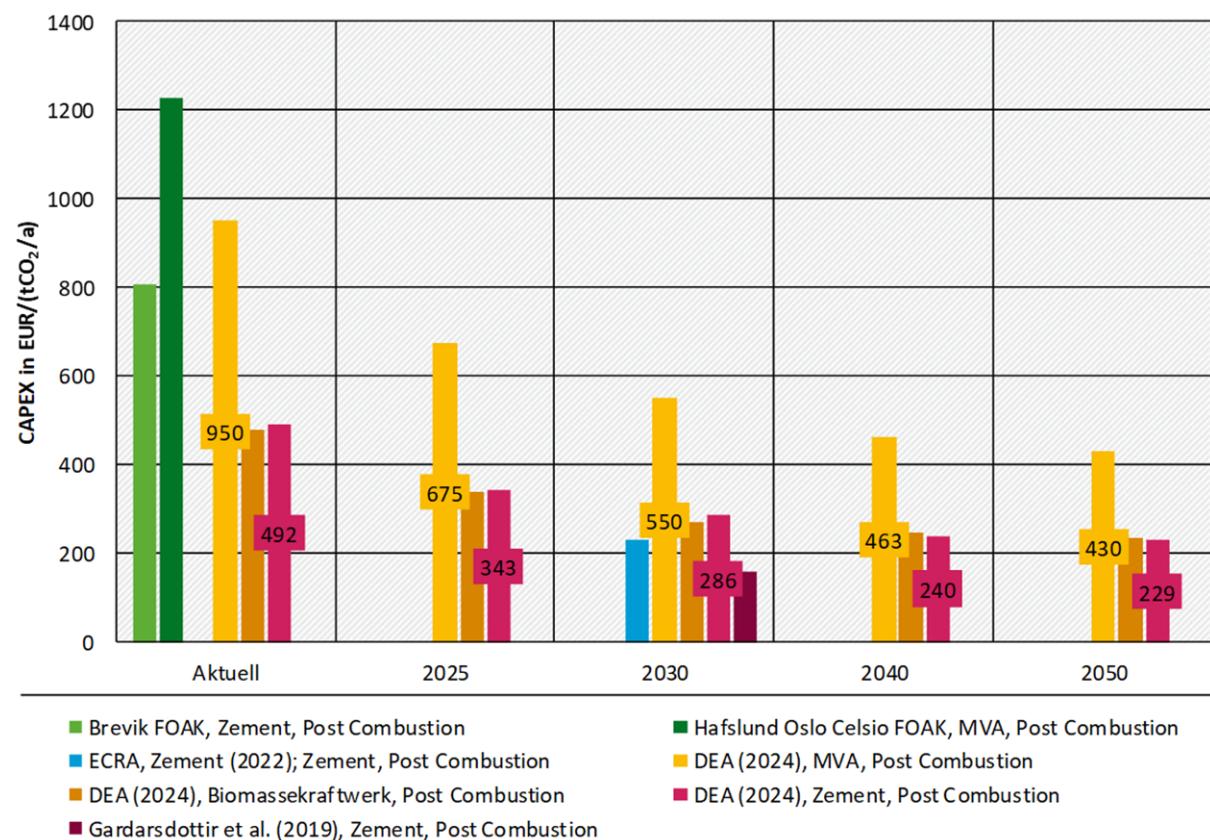
Die Kosten für die CO₂-Abscheidung an Punktquellen hängt insbesondere von den CO₂-Quellen bzw. dem CO₂-Reinheitsgrad im Rauchgas ab. Bei einer Zementklinkerproduktion kann die CO₂-

Konzentration zwischen 15 bis 30 Prozent liegen. Bei der Verbrennung von Abfällen liegt diese bei rund 14 Prozent (Fröhlich, Blömer, Münter, & Brischke, 2019). Je höher der Reinheitsgrad ist, desto weniger Energie wird für die Abscheidung benötigt, diese wird somit günstiger. Ein weiterer Faktor ist der betrachtete Zeitpunkt für die Kostenangaben. Erste Abscheidungsanlagen, sog. FOAK-Anlagen (First of a Kind), weisen mit einem Faktor 2 höhere CAPEX als Angaben aus der Literatur für das Jahr 2030 aus. **Hier herrscht also noch Unsicherheit, inwiefern sich die Investitionsausgaben mittel- bis langfristig entwickeln werden.** Auf der einen Seite besteht im Themenfeld Carbon Management große Dynamik. Es werden viele CO₂-Abscheidungsprojekte angekündigt und geplant. Die hohe Nachfrage kann durch mehr Erfahrung und Massenfertigungen bei der Produktion der Abscheidungsanlagen zu Kostenreduktionen führen. Auf der anderen Seite müssen sich die Projekte erstmal materialisieren und erfolgreich durchgeführt werden. Dabei ist es keineswegs gesichert, dass die Investitionsausgaben in dem Umfang sinken werden, wie in der Literatur angegeben.

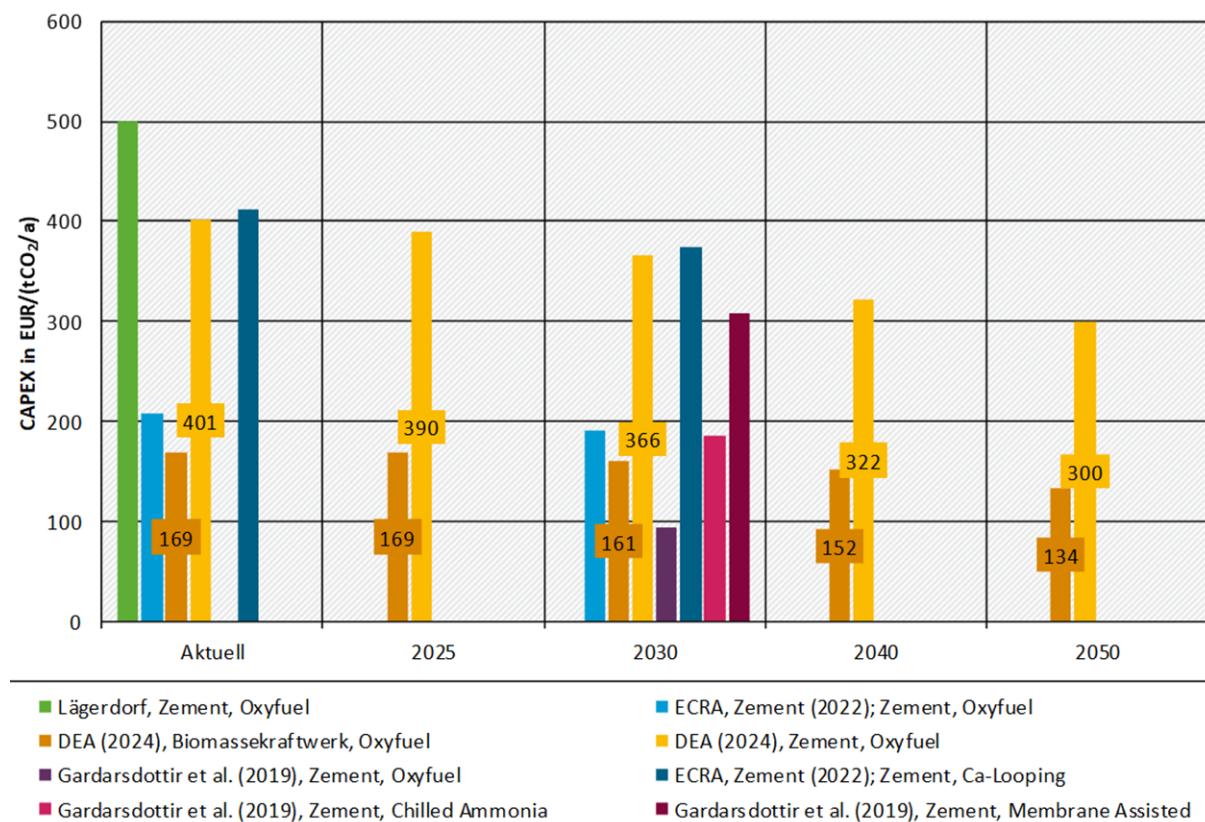
Auf Basis der Literaturoauswertung ergibt sich sowohl für die Abscheidung an Zementwerken als auch an TAB-Anlagen eine Kostenreduktion von bis zu 55 Prozent bis zum Jahr 2050 (siehe Abbildung 7). Die Annahmen für 2050 stützen sich im Vergleich zu den Investitionen in 2050 bei DAC (Kapitel 3.1.1) nur auf (DEA, 2024). Damit ist in 2050 keine Bandbreite abgebildet. In Kapitel 3.1.1 ist erkennbar, dass (DEA, 2024) mit Faktor 2,5 unterhalb des Mittelwerts aller betrachteter Studien liegt. Eine konkrete Wertung soll an dieser Stelle nicht erfolgen. Gleichzeitig ist dies bei der Beurteilung der Kostenvergleiche in Kapitel 4 und Kapitel 5 zu beachten.

Für die zwei Kostenvergleiche in Kapitel 4 und 5 wird für die CO₂-Abscheidung an der Zementklinkerproduktionsanlage ein CAPEX von 229 EUR/(t CO₂/a) angenommen. Für die Abscheidung bei der TAB-Anlage wird mit einem CAPEX von 430 EUR/(t CO₂/a) gerechnet. Für die fixen und variablen Betriebskosten werden sieben Prozent von den gesamten Investitionskosten der Abscheideanlage eingestellt, exkl. Energiekosten, die extra aufgeführt werden.

Abbildung 7: CAPEX-Vergleich CO2-Abscheidung an der Punktquelle



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024) auf Basis von: [1] (DNV GL, 2020); [2] ECRA - European Cement Research Academy (ECRA, 2022); [3] (DEA, 2024); [4] (Gardarsdottir, S.; De Lena, E.; Romano, M.; Roussanaly, S.; Voldsund, M.; Pérez-Calvo, J.-F.; Berstad, D.; Fu, C.; Anantharaman, R.; Sutter, D.; Gazzani, M.; Mazzotti, M.; Cinti, G., 2019)

Abbildung 8: CAPEX-Vergleich CO₂-Abscheidung an der Punktquelle bei Oxyfuel-Anlagen

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024) auf Basis von: [1] (DNV GL, 2020); [2] ECRA - European Cement Research Academy (ECRA, 2022); [3] (DEA, 2024); [4] (Gardarsdottir, S.; De Lena, E.; Romano, M.; Roussanaly, S.; Voldsgaard, M.; Pérez-Calvo, J.-F.; Berstad, D.; Fu, C.; Anantharaman, R.; Sutter, D.; Gazzani, M.; Mazzotti, M.; Cinti, G., 2019)

Energiebedarf

Je nach Abscheidungstechnik besteht ein elektrischer und ein thermischer Energiebedarf. Für die CO₂-Abscheidung an einer Punktquelle mittels Post Combustion wird für die Abtrennung des CO₂ aus dem Rauchgas die Zufuhr von Wärme notwendig, wohingegen bei der Oxyfuel-Abscheidung nur elektrische Energie für die Luftzerlegungsanlage und für Pumpen etc. zugeführt werden muss (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Energiebedarf CO₂-Abscheidung an Punktquellen

Abscheidungs-verfahren	Anwendung	Spezifischer thermischer Energiebedarf	Spezifischer elektrischer Energiebedarf	Spezifischer elektrischer Energiebedarf, Komprimierung auf 110 bar
		(kWh _{th} /t CO ₂)	(kWh _{el} /t CO ₂)	(kWh _{el} /t CO ₂)
Post-Combustion Captur	Steinkohle-Kraftwerk	1.181 (944 – 1.417)	258 (105 – 410)	110
	GuD-Kraftwerk	734	335	110
	Biomasse-Kraftwerk	758	650 (300 – 1.000)	110
	Grundstoffchemie	878	253	110
	Ammoniak aus Erdgas	3	111	110
	Eisen und Stahl	959 (695 – 1.223)	156 (97 – 214)	110
	Zement & Kalk	1.043 (556 – 1.529)	93 (20 – 156)	110
Oxyfuel-Combustion Capture	Zement & Kalk	179 (152 -206)	144 (68 – 220)	110
Ca-Looping	Zement & Kalk	1.036 (445 – 1.626)	137 (14 – 260)	110

Anmerkung: Mittelwert. In den dargestellten Optionen werden unterschiedliche Anteile biogenes CO₂ abgeschieden. Bandbreite Energiebedarf in Klammern.

Quelle: Eigene Tabelle, Prognos (2024) auf Basis von (Stec, Tatarczuk, Krótki, Ściążko, & Tokarski, 2015), (Global CCS Institute, 2017), (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (DEA, 2024), (Heß, Klumpp, & Dittmeyer, 2020), (ECRA, 2022)

Für die betrachteten Kostenvergleiche wurde eine CO₂-Abscheidung an einer Zementklinkerproduktion und an einer TAB-Anlage mittels Post Combustion im Jahr 2050 angenommen. Dafür wird eine optimistische Entwicklung bzgl. einer Reduktion des Energiebedarfs aufgrund von Lernraten angenommen. Daher wurde ein thermischer Energiebedarf von 720 bzw. 780 kWh_{th}/t CO₂ und ein elektrischer Energiebedarf von 280 bzw. 370 kWh_{el}/t CO₂ angesetzt (siehe Tabelle 3). Für die TAB-Anlagen wurden die Energiebedarfsangaben von Biomassekraftwerken als Orientierungswerte angesetzt.

Tabelle 3: Techno-ökonomische Daten CC-Anlage im Jahr 2050

Parameter	Einheit	Zementwerk 2050	TAB-Anlage 2050
Abscheidekapazität	Mt CO ₂ /a	1,4	1,0
spez. CAPEX	EUR/(t CO ₂ /a)	229	430
OPEX	%CAPEX/a	7	7
Lebensdauer	Jahre	25	25
Thermischer Energiebedarf	kWh _{th} /t CO ₂	720	780
Elektrischer Energiebedarf inkl. Komprimierung	kWh _{el} /t CO ₂	280	370

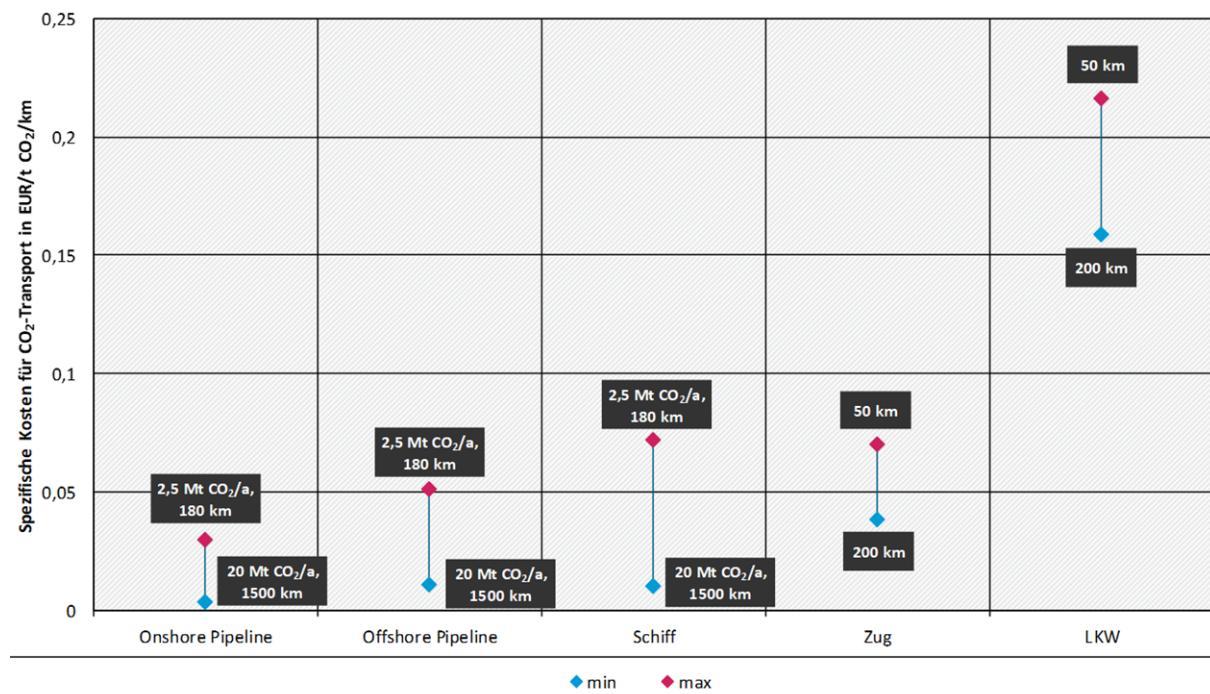
Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024)

3.2 Transport

CO₂-Transport

Für die Kostensensitivitäten in den Kapiteln 4 und 5 werden drei verschiedene CO₂-Transportmodi angesetzt: On- und Offshore-Pipeline und der Schiffstransport. Abbildung 9 zeigt für die verschiedenen Transportmodi die spezifischen CO₂-Transportkosten pro Transportdistanz auf. Es sei darauf hingewiesen, dass keine Kostendifferenzierung für die Jahre 2030 und 2050 erfolgt. Auch sind in den verwendeten Quellen noch nicht die jüngsten europäischen Rahmenbindungen, konkret die Verordnung RefuelEU Maritime, beim Schiffstransport eingeflossen. Es ist daher davon auszugehen, dass kostengünstige fossile Schiffskraftstoffe unterstellt wurden und noch keinerlei Reflektion des steigenden Anteils strombasierter erneuerbarer Kraftstoffe sowie CO₂-Bepreisung erfolgte. Eine tiefergehende Analyse kann dazu im Rahmen dieses Vorhabens nicht erfolgen. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass die Annahmen im Schiffstransport als optimistisch einzuordnen sind. Dies und die Bandbreiten zeigen auch bei den CO₂-Transportkosten hohe Unsicherheiten, die den Kostenvergleich beeinflussen.

Abbildung 9: Spezifische Kosten CO₂-Transport nach Transportmodus (keine Differenzierung für 2030 und 2050)



Quelle: (DOE, 2023), (ZEP, 2011), (ECRA, 2022)

Hinweis: Umrechnung mittels Wechselkurses anhand Bundesbank-Statistiken und Zeitreihen (Deutsche Bundesbank, 2023), 1 EUR (2020) = 1,14 USD

Für den CCS-Kostenvergleich wird CO₂ an einer Zementklinkerproduktionsanlage in Nordwestdeutschland abgeschieden und per **Onshore-Pipeline** von der Quelle zu einem CO₂-Terminal an der Küste (z. B. Wilhelmshaven) transportiert. Für den Onshore-Pipelinetransport werden die mittleren spezifische Kosten von rund 0,03 EUR/t CO₂/km angesetzt (siehe Abbildung 9). Von dort wird das verflüssigte CO₂ per **Schiff** in das jeweilige Land transportiert. Für den Schiffstransport werden für verschiedene Transportdistanzen zum jeweiligen Speicherland (100 – 10.000 km) auf Basis grundlegender technisch-ökonomischer Daten spezifische Schiffstransportkosten von um die 0,01 EUR/t CO₂/km (bei 1.500 km)² und Verflüssigungskosten für den Schiffstransport von 5,3 EUR/t CO₂ angenommen (siehe Tabelle 4). Diese stellen mit Blick auf die Verordnung RefuelEU Maritime optimistische Annahmen dar. Das CO₂ landet im Ausland an einem CO₂-Terminal an und wird hier verladen und entweder zwischengespeichert oder direkt zur Speicherstätte weitergeführt. Die Kosten für die **Offshore-Pipeline** vom CO₂-Terminal zur Offshore-Speicherung und für das CO₂-Anlandeterminal im Ausland selbst sind in den Investitionsausgaben für die CO₂-Speicherung offshore berücksichtigt, siehe Kapitel 3.3.

Für den zweiten Kostenvergleich wird CO₂ in Deutschland an einer küstennahen TAB-Anlage abgeschieden und per CO₂-Schiff ins Ausland exportiert, wo es dann genutzt wird für die Methanolproduktion. Tabelle 4 zeigt die technisch-ökonomischen Daten, die für die Berechnung des CO₂-Schiffstransport angesetzt werden.

² Die Kosten liegen damit im unteren Bereich der angegebenen Bandbreite (siehe Abbildung 9). Bei kleineren Distanzen steigen die Kosten auf um die 0,05 EUR/t CO₂/km.

Tabelle 4: Techno-ökonomische Daten CO₂-Schiffstanker

Parameter	Einheit	
Investitionsausgaben	Mio. EUR	83
Lebensdauer	Jahre	30
Fixe jährliche OPEX	%CAPEX/a	3
Heuer	€/a	960.000
Zeit im Hafen	a/Umlauf	0,006
Hafengebühren	€	90.000
Verflüssigung CO ₂	€/t CO ₂	5,3
variable Kosten	€/km	41,31
spez. Umlaufzeiten	a/km	8,14E-06
vol. Kapazität (optimistische Annahme)	m ³	50.000

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024) auf Basis von (Staiß, et al., 2022); (Roussanaly, Deng, Skaugen, & Gundersen, 2021); (ZEP, 2011)

Methanol-Transport

Das im Ausland produzierte synthetische Methanol wird mit einem Methanol-Tanker ins Inland transportiert und hier für weitere Prozesse eingesetzt. Tabelle 5 zeigt die technico-ökonomischen Daten für den Methanoltransport, die für die Gesamtkostenberechnung angesetzt werden.

Tabelle 5: Techno-ökonomische Daten Methanol-Tanker

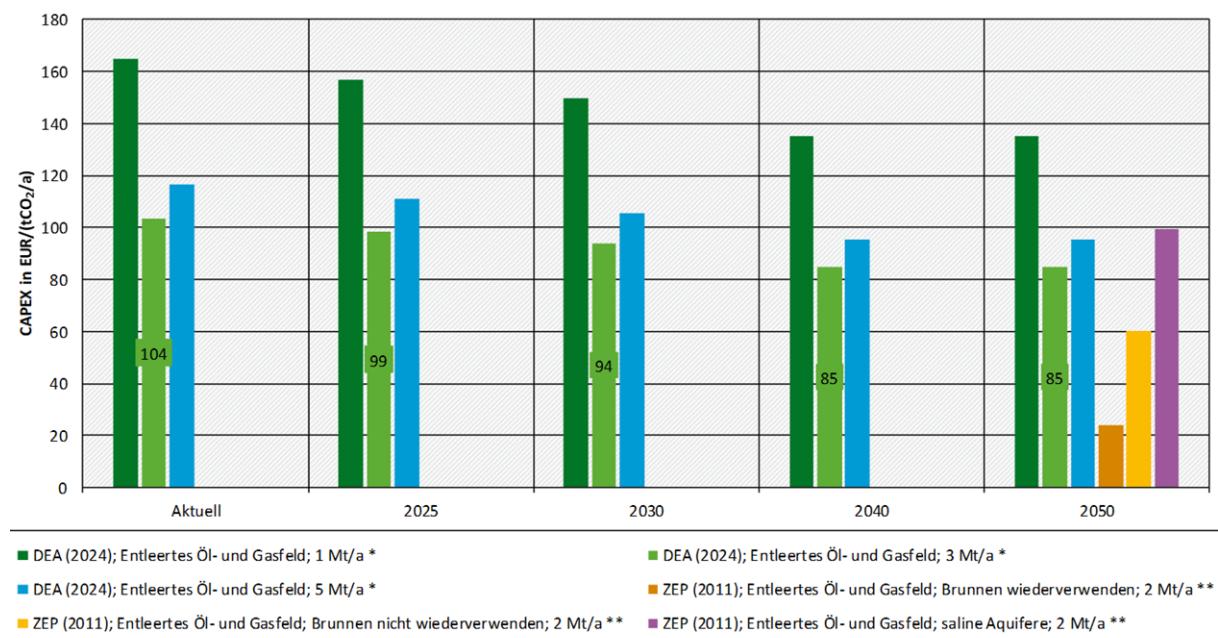
Parameter	Einheit	
Investitionsausgaben	Mio. EUR	50
Lebensdauer	Jahre	30
Fixe jährliche OPEX	%CAPEX/a	3
Heuer	€/a	960.000
Zeit im Hafen	a/Umlauf	0,00597015
Hafengebühren	€	62.500
Verflüssigung CO ₂	€/t CO ₂	5,3
variable Kosten	€/km	14,63
spez. Umlaufzeiten	a/km	9,5941E-06
vol. Kapazität (konservative Annahme)	m ³	86.000

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024) auf Basis von (Staiß, et al., 2022)

3.3 Speicherung

Die Höhe der CO₂-Speicherungskosten hängt davon ab, ob eine On- oder Offshore-Speicherung stattfindet, da je nach Fall unterschiedliche Infrastrukturen notwendig werden. Bei der Offshore-Speicherung machen die Investitionskosten rund 18 bis 25 Prozent und die Betriebskosten rund 67 bis 72 Prozent der Gesamtkosten aus (ECRA, 2022). Die restlichen Anteile entfallen auf die Pre-FID-kosten (costs before Final Investment Decision, rund 1 Prozent), auf den ABEX (Abandonment expenditure, Stilllegungskosten), rund 5 Prozent und auf die Monitoringskosten nach dem Betrieb³ (rund 5 Prozent). Letzteres ist jedoch auch vom Monitoringszeitraum beeinflusst, welcher in den potentiellen Speicherländern variiert oder noch offen ist. Unter die Investitionsausgaben der Offshore-CO₂-Speicherung fallen die Kostenposten des Baus einer Plattform, einer Offshore-CO₂-Injektionsanlage, von Pipeline und Verladesystemen und des Kaufs von Schiffen an (DEA, 2024). Dahingegen sind bei der Onshore-CO₂-Speicherung der Bau einer Plattform und der Kauf von Schiffen nicht notwendig, stattdessen müssen Zwischenspeicher eingerichtet werden. Abbildung 10 zeigt die Ergebnisse einer Literaturrecherche hinsichtlich der Entwicklung von Investitionsausgaben für die CO₂-Speicherung offshore (Abbildung oben) und onshore (Abbildung unten). Auch hier sei darauf hingewiesen, dass die Annahmen zur onshore Speicherung sich nur auf (DEA 2024) stützen. Damit ist hier keine Bandbreite abgebildet. Eine Bewertung möglicher Unsicherheiten dieses Parameters erfolgt nicht.

Abbildung 10: CAPEX-Vergleich CO₂-Speicherung offshore

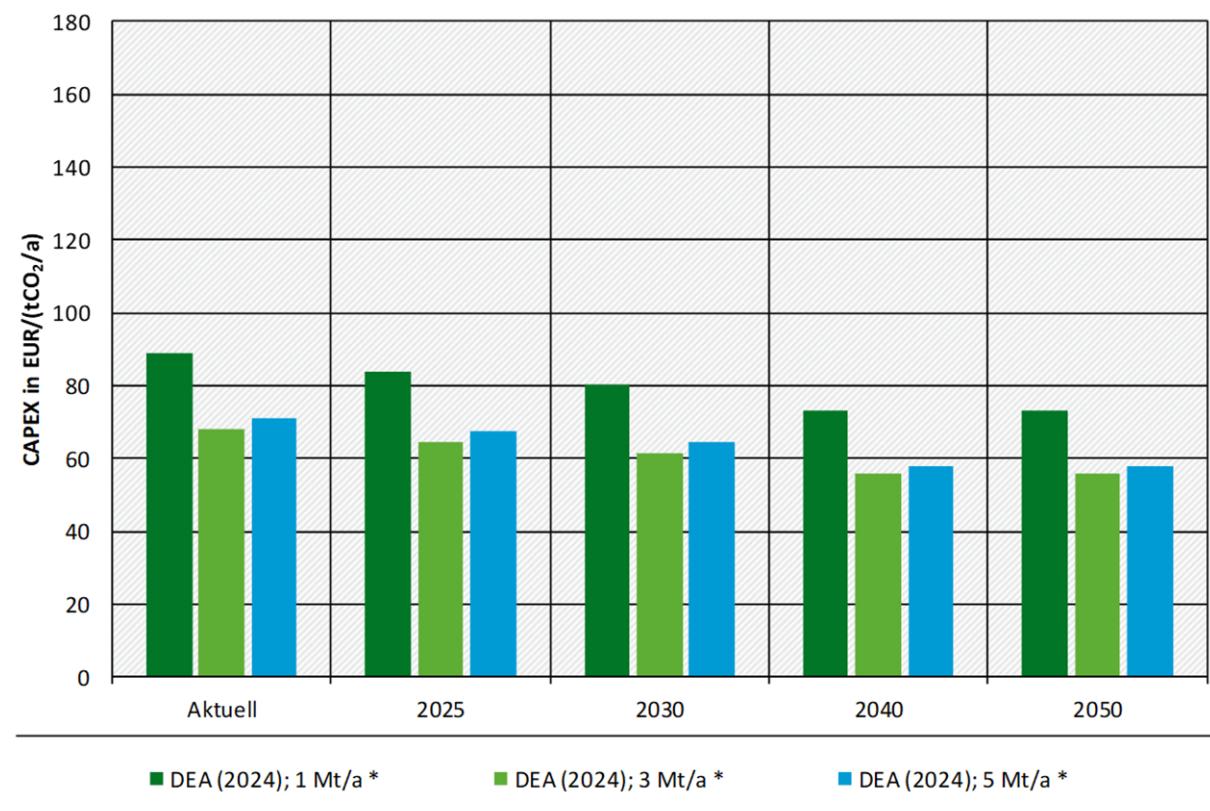


Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024) auf Basis von (DEA - Danish Energy Agency, 2024); (ZEP, 2011)

* Nominale Investition umfasst Shuttle-Tanker mit Injektionsanlagen, Ladeboje, Pipelines zur Injektionsplattform, Neukonfiguration der Bohrlochkopfplattform und der Bohrlöcher

** keine Angabe über das Kostenjahr

³ Die dänische Energieagentur setzt 20 Jahre als Zeit zur Langzeit-Monitoring nach dem Betrieb an (DEA, 2024). Der Monitoringszeitraum variiert je nach Speicherungsland.

Abbildung 11: CAPEX-Vergleich CO2-Speicherung onshore

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024) auf Basis von (DEA, 2024)

**** Nominalen Investitionen umfassen Zwischenlager, Pipelines zur Injektionsstelle, Injektionsanlagen und Brunnen

Für die Berechnung des Kostenvergleichs zwischen CCS und DACCS in Kapitel 4 wird eine Offshore-Speicherung in einem entleerten Erdgasfeld mit einer Injektionskapazität von 3 Mt CO₂/a, einer technischen Lebensdauer von 30 Jahren und Investitionsausgaben von 255 Mio. Euro (spez. CAPEX 85 EUR/(t CO₂/a)) für das Jahr 2050 angesetzt (siehe Abbildung 10 und Tabelle 6).

Tabelle 6: Techno-ökonomische Daten CO₂-Speicherung offshore entleertes Erdgasfeld

Kostenparameter	Einheit	Wert
Speicherkapazität	Mt CO ₂	90
Injektionskapazität	Mt CO ₂ /a	3
CAPEX	Mio. EUR	255
spez. CAPEX	EUR/(t CO ₂ /a)	85
OPEX	%CAPEX/a	11
Lebensdauer	Jahre	30
Strombedarf	kWh _{el} /t CO ₂	14

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024) auf Basis von (DEA, 2024)

3.4 Nutzung

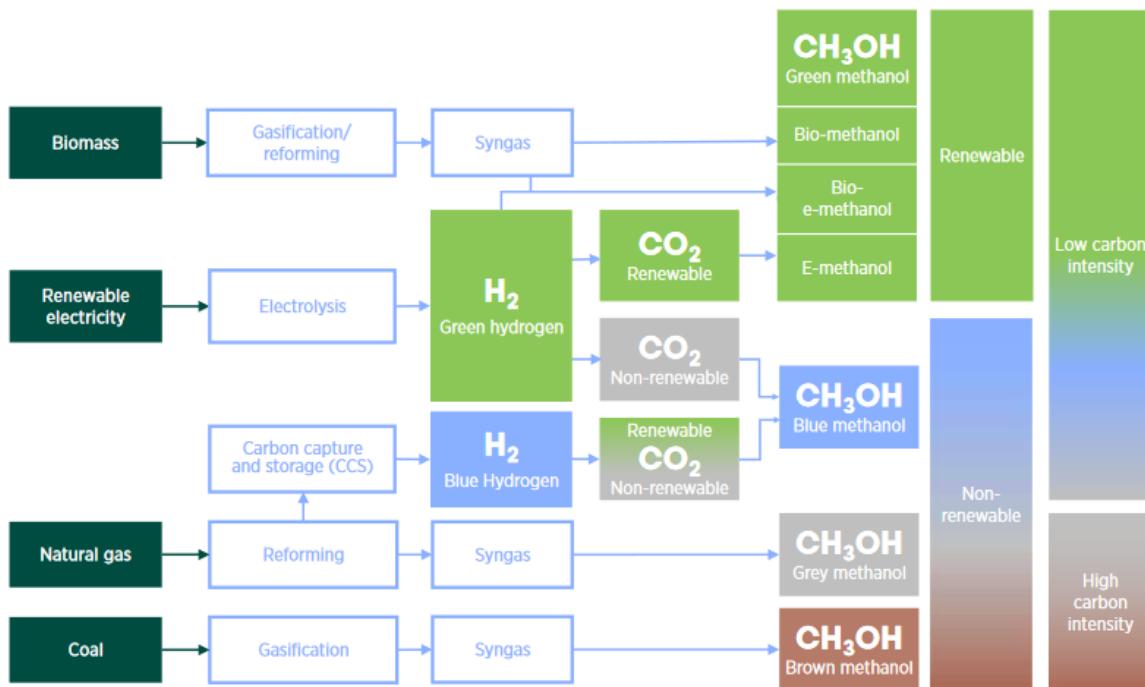
Neben der geologischen Speicherung kann CO₂ auch in unterschiedlichen Prozessen für die Herstellung zahlreicher Produkte genutzt werden (CCU). Über eine stoffliche Nutzung können so bspw. Chemieprodukte wie Plattformchemikalien und infolge Kunststoffe produziert werden, in denen CO₂ bzw. der entsprechende Kohlenstoff gespeichert ist. Produkte im Baubereich weisen dabei mit einigen Jahrzehnten in der Regel die längsten Nutzungsdauern auf und bieten somit auch die längsten CO₂-Speicherdauern. Darüber hinaus gibt es dafür auch große Bedarfe im Megatonnen-Bereich, wodurch hohe Potenziale für CO₂-Senken bestehen (siehe AP2-Bericht).

Spezifische Energiebedarfe liegen im Bereich 6-9 MWh/t CO₂. Kostenabschätzungen sind noch sehr unsicher, langfristig scheinen unter optimistischen Annahmen um die 200 EUR/t CO₂ möglich.

Eine viel diskutierte und vielversprechende Möglichkeit ist die Herstellung von Methanol, da es bereits heute eine wichtige Basischemikalie darstellt. Davon können wiederum zahlreiche Wertschöpfungsketten ausgehen, wie bspw. die HVC- und Kunststoffproduktion über Methanol-to-Olefins (MtO).

Neben CO₂ braucht es zur derartigen Herstellung von Chemieprodukten in der Regel auch Wasserstoff (siehe Abbildung 12). Für die THG-neutrale Produktion ist der Einsatz von grünem H₂ notwendig. Die H₂-Bereitstellung, bspw. über Wasserelektrolyse, ist der kostenintensivste Prozessschritt des CCU.

Abbildung 12: Methanol-Produktionsverfahren



Quelle: (IRENA; METHANOL INSTITUTE, 2021)

Die Methanolsynthese selbst kann infolge sehr ähnlich stattfinden wie jene aus Syngas, das aus fossilen Energieträgern hergestellt wird. Es können ähnliche Katalysatoren eingesetzt werden und das TRL liegt bei 8-9 (IRENA; METHANOL INSTITUTE, 2021).

CO₂ und H₂ werden dafür zunächst komprimiert, aufgeheizt und im molaren Verhältnis von 1:3 in die Synthese anlage eingeleitet. Methanol entsteht v. a. in einer exothermen katalytischen

Reaktion, bei der die freigesetzte Wärme zur Vorwärmung der Einsatzstoffe und zur Aufbereitung des Produkts verwendet werden kann. CO entsteht als Nebenprodukt, das mit nicht umgesetztem H₂ recycelt werden kann, um die Methanolausbeute zu erhöhen. Abschließend wird das Methanol über eine Destillationskolonne von Wasser getrennt und steht mit einer Reinheit von 99,9 % (Masse) zur Verfügung (Fasihi & Breyer, 2017).

Für den Kostenvergleich zwischen CCU und DACCU in Kapitel 4 werden die Kenngrößen der Methanolsynthese wie folgt angenommen.

Tabelle 7: Techno-ökonomische Daten CO₂-Nutzung (CCU) zur Methanolproduktion

Kostenparameter	Einheit	Wert
CO ₂ -Bedarf	t CO ₂ /t	1,38
H ₂ -Bedarf	t H ₂ /t	0,19
Energiedichte Methanol	kWh/kg	5,8
spez. CAPEX	EUR/kW MeOH	500
Fixe OPEX (ohne Strombedarf)	%CAPEX/a	3
Strombedarf	kWh _{el} /kWh MeOH	0,04
Lebensdauer	Jahre	30
Auslastung	%	90

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024) auf Basis von (Fasihi & Breyer, 2017) und (Oeko-Institut, 2023)

Für den grünen Wasserstoff, der für die Methanolproduktion über CO₂ notwendig ist, werden folgende Kenngrößen zur H₂O-Elektrolyse angenommen.

Tabelle 8: Techno-ökonomische Daten H₂-Bereitstellung für CCU

Kostenparameter	Einheit	Wert
spez. CAPEX	EUR/kW H ₂	453
Fixe OPEX (ohne Strombedarf)	%CAPEX/a	4
Strombedarf	kWh _{el} /kg H ₂	54
Lebensdauer	Jahre	25
Auslastung DE	%	35
Auslastung Exportland	%	50

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2024) auf Basis von (Fasihi & Breyer, 2017) und (Oeko-Institut, 2023)

4 Kostenvergleich DACCS vs. CCS

4.1 Definition der Untersuchungsfälle

Nachfolgend werden für beide Optionen des CCS-Kostenvergleichs die Berechnungsschritte zur Bestimmung der jeweiligen Gesamtkosten pro gespeicherter Tonne CO₂ unter variierenden Kostenparametern dargestellt. Die Inputwerte der verwendeten Parameter entsprechen den Annahmen aus Tabelle 9 und Tabelle 10. Die Formeln zur Berechnung können Anhang A.1 entnommen werden. Eine tabellarische Übersicht der ermittelten Kostensensitivitäten ist in Anhang A.2 beigefügt.

4.1.1 Option 1 – DAC-Anlage am Ort der CO₂-Speicherung im Ausland - Negativemission

Die Gesamtkosten der ersten Option ergeben sich aus den Kosten des Einsatzes einer DAC-Anlage und den CO₂-Speicherungskosten (vgl. Formel (1)). Neben Kapital- und Betriebskosten fallen für den Einsatz einer DAC-Anlage grundsätzlich Strom- und Wärmekosten an (vgl. Formel (2)). Die annualisierten Investitionskosten berechnen sich aus den Investitionskosten für eine DAC-Anlage (samt Wärmepumpen), den Jahresbetriebsstunden, den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten sowie der Lebensdauer einer DAC-Anlage (vgl. Formel (3) und (4)). Mit den Investitionskosten für eine DAC-Anlage (samt Wärmepumpen) können weiterhin die Kosten des Betriebs bestimmt werden (vgl. Formel (5)). Die Stromkosten ergeben sich aus dem Strompreis und dem Gesamtstrombedarf (vgl. Formel (6)). Der Gesamtstrombedarf setzt sich aus der Strommenge zum Betreiben einer DAC-Anlage und dem Strombedarf der eingesetzten Wärmepumpen zusammen. Letzterer kann aus der Leistungszahl der Wärmepumpen und dem Wärmebedarf abgeleitet werden (vgl. Formel (7)). Die Wärmekosten ergeben sich aus dem Wärmepreis und dem Wärmebedarf (vgl. Formel (8)). Aufgrund der Nutzung von Wärmepumpen für die Bereitstellung des benötigten Temperaturniveaus von 100°C, fallen im betrachteten Fall keine direkten Wärmekosten an, sondern höhere Stromkosten infolge des höheren Stromverbrauchs.

Für die Kostenbewertung der Vorteilhaftigkeit der Inbetriebnahme einer DAC-Anlage sind insbesondere die Höhe der Investitionsausgaben, die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), die Anzahl der jährlichen Betriebsstunden und die Höhe des Strompreises relevant. Durch die Variation dieser Kostenparameter können der Einfluss wirtschaftspolitischer sowie technischer Gegebenheiten und der Effekt klimatischer Bedingungen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Wind und Photovoltaik) an Orten der CO₂-Speicherung im Ausland abgebildet werden. Die Bestimmung der Gesamtkosten für die erste Option erfolgt anhand einer adsorptionsbasierten DAC-Anlage mit einem Temperaturniveau von rund 100°C. Die Wärmebereitstellung wird durch den Einsatz von Wärmepumpen gewährleistet. Neben den variablen Kostenparametern werden weitere, konstante Faktoren, wie der Strombedarf und die Lebensdauer der betrachteten Anlage, in die Berechnung einbezogen. Die einzelnen Parameter können Tabelle 9 entnommen werden.

Tabelle 9: Annahmen zur Berechnung der Kostensensitivitäten – Option 1: DACCS im Ausland

Kostenparameter	Wert	Einheit	Referenz
CO ₂ -Abscheidekapazität	1,0	Mt CO ₂ /a	[1], [3]
CAPEX DAC-Anlage Bandbreite im Jahr 2050 ¹	85 bis 1.200	EUR/(t CO ₂ /a)	[1], [3]
CAPEX DAC opt	85		
CAPEX DAC med	550		

Kostenparameter	Wert	Einheit	Referenz
CAPEX DAC pes	1.200		
CAPEX Wärmepumpe	590	EUR/kW _{th}	[2]
Anteil OPEX an CAPEX (exkl. Energiekosten)	4	%CAPEX/a	[2]
Strombedarf Abscheidung	615	kWh _{el} /t CO ₂	[3]
Strombedarf Komprimierung	110	kWh _{el} /t CO ₂	
Wärmebedarf Abscheidung	1.870	kWh _{th} /t CO ₂	[3]
Leistungszahl Wärmepumpe (COP)	3,5	1	[2]
Strombedarf Wärmepumpe	534	kWh _{el} /t CO ₂	[2]
Lebensdauer	30	a	[2]
Betriebsstunden ¹	3.000 bis 8.000	h/a	
Strompreis ¹	5 bis 100	EUR/MWh	
Wärmepreis ²	-	EUR/MWh	
WACC ³	3,5 bis 13	%	
Kosten der CO ₂ -Speicherung ³	17	EUR/t CO ₂	[1]

¹ Variabler Kostenparameter

² Aufgrund der Nutzung von Wärmepumpen fallen keine direkten Kosten für Wärme an.

³ CO₂-Speicherung offshore, Injektionsrate von 3 Mt CO₂/a, CAPEX von 282 Mio. EUR, Kostenzeitpunkt 2030

Hinweis: DAC-Anlage vom Typ DAC LT (100°C) mit Wärmebereitstellung über Wärmepumpen im Jahr 2050

Quellen: [1] (DEA, 2024); [2] (Fasihi, Efimova, & Breyer, 2019); [3] (IEA, 2022); [4] (ZEP, 2011)

Die Investitionskosten haben zusammen mit den Betriebsstunden den größten Einfluss auf die zukünftige Kostenreduktion bei DAC-Anlagen (siehe (Lübbbers, Hobohm, Thomeyer, & Dambeck, 2021)). Daher wird im Kapitel 4 beim Vergleich von unterschiedlichen Kostensensitivitäten u. a. der Einfluss für diese beiden Kostenparameter auf die Kostenreduktion geprüft. Für die Kostenberechnungen wird ein Zeitpunkt im Jahr 2050 angesetzt mit einer Bandbreite von 85 – 1.200 EUR/(t CO₂/a) (siehe Abbildung 6). Mit dem geringsten (opt) und dem höchsten (pes) CAPEX wird die maximale Bandbreite der Investitionsausgaben für das Jahr 2050 für die Untersuchungsfälle angesetzt:

- ▶ CAPEX DAC opt = 85 EUR/(t CO₂/a)
- ▶ CAPEX DAC med = 550 EUR/(t CO₂/a)
- ▶ CAPEX DAC pes = 1.200 EUR/(t CO₂/a)

4.1.2 Option 2 – CC-Anlage im Inland und CO₂-Export per Schiffstransport zum Ort der CO₂-Speicherung im Ausland – Verhindern des CO₂-Ausstoßes

Für die zweite Option ergeben sich die Gesamtkosten aus den Kosten des Einsatzes einer CC-Anlage an der Zementklinkerproduktion in Deutschland, den Kosten des CO₂-Transports per Pipeline von der Punktquelle nach Wilhelmshaven, den Kosten der Verflüssigung des CO₂ für den Schiffstransport am inländischen CO₂-Terminal, den Schiffstransportkosten sowie den CO₂-Speicherungskosten inkl. den Kosten des CO₂-Anlandeterminals (vgl. Formel (9)). Für den

Einsatz einer CC-Anlage fallen neben Kapital-, Betriebs- und Stromkosten auch Kosten der Wärmebereitstellung an (vgl. Formel (10)). Analog zur Kostenberechnung der ersten Option, lassen sich die annualisierten Investitionskosten in Abhängigkeit der Investitionskosten für eine CC-Anlage, des Anteils der jährlichen Betriebsstunden an den Stunden des Jahres, der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten sowie der Lebensdauer einer CC-Anlage bestimmen (vgl. Formel (11)). Die Betriebskosten ergeben sich als Anteil der Investitionskosten für eine CC-Anlage (vgl. Formel (12)), während aus den Bedarfen und Preisen für Strom sowie Wärme die Energiekosten abgeleitet werden können (vgl. Formel (13) und (14)). Mit den spezifischen Kosten des Pipelinetransports und der Entfernung vom Zementklinkerstandort nach Wilhelmshaven lassen sich die Gesamtkosten des Onshore-Pipelinetransports berechnen (vgl. Formel (15)). Der Einfluss der Entfernung des Schiffstransports kann durch die Distanz zum Zielhafen und die spezifischen Kosten des Schiffstransports abgebildet werden (vgl. Formel (17)). Die Gesamtkosten des Schiffstransports beinhalten weiterhin die Kosten der Verflüssigung des CO₂ (vgl. Formel (16)).

Relevante Kostenparameter zur Bewertung der Inbetriebnahme einer CC-Anlage sind auch hier die Höhe der Investitionskosten, die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten, die Anzahl der jährlichen Betriebsstunden und die Höhe des Strompreises. Aufgrund eines höheren technologischen Reifegrads gegenüber der DAC-Technologie, liegen für CC-Anlagen umfangreichere Betriebserfahrungen vor. Daher werden die zuvor genannten Kostenparameter, abweichend von der ersten Option, als konstant angenommen. Durch die Variation der Entfernung des Schiffstransports kann die Abhängigkeit der Gesamtkosten von der Entfernung zum Zielhafen abgebildet werden. Die einzelnen Kostenparameter zur Bestimmung der Gesamtkosten der zweiten Option können Tabelle 10 entnommen werden.

Tabelle 10: Annahmen zur Berechnung der Kostensensitivitäten – Option 2: CC im Inland und CO₂-Export ins Ausland

Kostenparameter	Wert	Einheit	Referenz
CO ₂ -Abscheidekapazität	1,4	Mt CO ₂ /a	[2]
CAPEX CC-Anlage, Post Combustion Zement	320	Mio. EUR	[2]
spez. CAPEX CC-Anlage	229	EUR/(t CO ₂ /a)	
Anteil OPEX an CAPEX (exkl. Energiekosten)	7	%CAPEX/a	[2]
Strombedarf (inkl. Komprimierung)	270	kWh _{el} /t CO ₂	[1], [2], [3]
Wärmebedarf	720	kWh _{th} /t CO ₂	[1], [2], [3]
Lebensdauer	25	a	[2]
Betriebsstunden	8.000	h/a	
Strompreis	70	EUR/MWh	[4]
Wärmepreis ¹	20	EUR/MWh	[4]
WACC	5	%	
Spez. Transportkosten Pipeline onshore	0,03	EUR/t CO ₂ /km	[5]
Entfernung von Punktquelle zum Exportterminal	300	km	
Spez. Transportkosten Schiff (variabel, Angabe für 1.500 km) ²	0,01	EUR/t CO ₂ /km	

Kostenparameter	Wert	Einheit	Referenz
Kosten Verflüssigung Schiffstransport	5,3	EUR/t CO ₂	[5]
Entfernung des Schiffstransports ³	500 bis 10.000	km	
Kosten der CO ₂ -Speicherung im Ausland	17	EUR/t CO ₂	[2]

¹ Mix aus Großhandelsgaspreis 2030 und Abwärmenutzung (vbw; Prognos AG, 2023)

² Eigene Berechnung gemäß technisch-ökonomischen Daten in Tabelle 4

³ Variabler Kostenparameter

Hinweis: Post-Combustion an einer Zementklinkerproduktionsanlage im Jahr 2050

Quellen: [1] (ECRA, 2022); [2] (DEA, 2024); [3] (Lübbbers, Hobohm, Thomeyer, & Dambeck, 2021); [4] (vbw; Prognos AG, 2023) Mittlerer Preispfad im Jahr 2030; [5] (ZEP, 2011)

4.1.3 Vergleich der Untersuchungsfälle

Im nachfolgenden Abschnitt erfolgt die Definition von vier Fallbeispielen, anhand derer die Kosten beider Optionen verglichen werden. Die Fälle bilden hierbei verschiedene Kombinationen von Ausprägungen der variablen Kostenparameter der Optionen ab.

Tabelle 11: Definition von Untersuchungsfällen für den CCS-Kostenvergleich

Fall	Option 1: DAC-Anlage im Ausland am Ort der CO ₂ -Speicherung	Option 2: CC-Anlage im Inland und Schiffstransport zum Ort der CO ₂ -Speicherung im Ausland
1	<ul style="list-style-type: none"> ▶ CAPEX DAC-Anlage: 550 EUR/(t CO₂/a) ▶ Betriebsstunden: 3.000 h/a ▶ Strompreis¹: 5 bis 100 EUR/MWh ▶ WACC: 5/7,5/10% 	Entfernung des Schiffstransports ² : 500 bis 10.000 km
2	<ul style="list-style-type: none"> ▶ CAPEX DAC-Anlage: 550 EUR/(t CO₂/a) ▶ Betriebsstunden: 5.000 h/a ▶ Strompreis¹: 5 bis 100 EUR/MWh ▶ WACC: 5/7,5/10% 	Entfernung des Schiffstransports ² : 500 bis 10.000 km
3	<ul style="list-style-type: none"> ▶ CAPEX DAC-Anlage: 550 EUR/(t CO₂/a) ▶ Betriebsstunden: 8.000 h/a ▶ Strompreis¹: 5 bis 100 EUR/MWh ▶ WACC: 5/7,5/10% 	Entfernung des Schiffstransports ² : 500 bis 10.000 km
4	<ul style="list-style-type: none"> ▶ CAPEX DAC-Anlage: 85/550/1.200 EUR/(t CO₂/a) ▶ Betriebsstunden: 5.000 h/a ▶ Strompreis¹: 5 bis 100 EUR/MWh ▶ WACC: 7,5 % 	Entfernung des Schiffstransports ² : 500 bis 10.000 km

¹ Inkrement Strompreis: 5 EUR/MWh

² Inkrement Entfernung des Schiffstransports: 500 km

Hinweis: Ausprägungen der variablen Kostenparameter beider Optionen je Fall

Quelle: eigene Darstellung, Prognos (2024)

Die Entfernung des Schiffstransports, als einziger variabler Kostenparameter der zweiten Option, liegt in allen Fällen zwischen 500 und 10.000 km. In dieser Spannweite liegen potenzielle CO₂-Abnehmerländer (Start: z. B. Wilhelmshaven; Ziel: CO₂-Terminal⁴ im Zielland):

⁴ Als Zielort für ein potenzielles CO₂-Terminal wurde ein bestehendes LNG-Terminal im jeweiligen Zielland ausgewählt.

1. Norwegen (Kollsnes/Øygarden), rund 800 km
2. Algerien (Bethioua), rund 2.100 km
3. USA (Sabine Pass in Louisiana), rund 8.100 km
4. Australien (Gladstone Queensland), rund 8.400 km

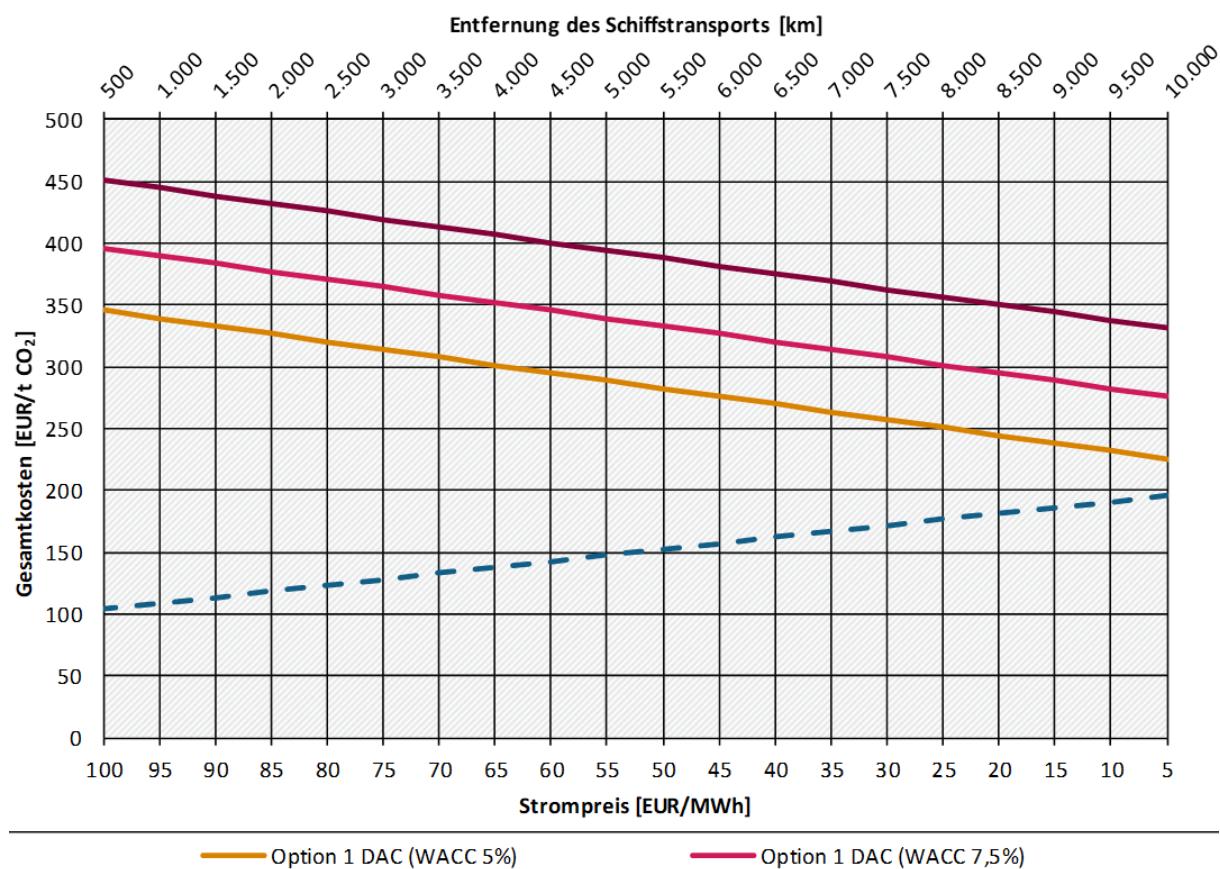
Auch der Strompreis im Ausland variiert unabhängig vom betrachteten Fall zwischen 5 und 100 EUR/MWh. Die Betriebsstunden der DAC-Anlage nehmen Werte von 3.000 bis 8.000 Stunden pro Jahr an, während die Investitionsausgaben zwischen 85 und 1.200 EUR/(t CO₂/a) liegen. Für die ersten drei Fälle werden als gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten 5,7,5 und 10 Prozent angesetzt, während im vierten Fall 7,5 Prozent angenommen werden.

4.2 Ergebnisse und Diskussion der Untersuchungsfälle

Auf Basis der in Abschnitt 4.1 berechneten Kostensensitivitäten und der in Abschnitt 4.1.3 definierten Fälle, können nun die Gesamtkosten pro abgeschiedener Tonne CO₂ für beide Optionen, in Abhängigkeit der variierenden Kostenparameter, grafisch abgebildet und verglichen werden. Der Vergleich ermöglicht für die vier Fälle die Identifikation derjenigen Ausprägungen der variablen Kostenparameter, unter welchen eine Option höhere bzw. geringere Gesamtkosten als die andere aufweist. Dabei ist in Abbildung 13 bis Abbildung 16 zu beachten, dass der Strompreis für die Gesamtkostenberechnung nur für Option 1 (DAC-Anlage im Ausland) und die Entfernung des Schiffstransports nur für die Gesamtkostenberechnung für Option 2 (CO₂-Abscheidung im Inland) variiert werden. Daher kann z. B. ein Strompreis von 5 EUR/MWh nicht mit einer Distanz von 10.000 km gleichgesetzt werden. Unabhängig voneinander, je nach Option 1 oder 2, können diese Parameter miteinander verglichen werden. D. h. es kann auch der Fall Strompreis z. B. von 10 EUR/MWh für die Option 1 mit einer Transportdistanz von z. B. 5.000 km für Option 2 miteinander verglichen werden.

CCS-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 1: Betriebsstunden 3.000 h/a

Bei der Variation der Betriebsstunden wird ersichtlich, dass die Gesamtkosten für Option 1 mit steigenden Betriebsstunden geringer ausfallen. Für Option 2 steigen die Gesamtkosten mit wachsender Entfernung des Schiffstransports des abgeschiedenen CO₂. Im CCS-Kostenvergleich (Fall 1) (Abbildung 13) bleibt Option 2 immer kostengünstiger als Option 1, unabhängig davon wie weit das CO₂ transportiert wird. Erst bei enormen Distanzen (> 10.000 km) in Kombination mit niedrigeren Strompreisen (<5 EUR/MWh) bestünde eine Chance, dass Option 1 günstiger wird.

Abbildung 13: CCS-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 1

Hinweise:

CAPEX DAC-Anlage: med 550 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 3.000 h/a | Strompreis: 5 - 100 EUR/MWh |

WACC DAC-Anlage: 5/7,5/10% | Entfernung Schiffstransport: 500 - 10.000 km

Option 1: DAC-Anlage im Ausland am Ort der CO₂-Speicherung

Option 2: CC-Anlage im Inland und Schiffstransport zum Ort der CO₂-Speicherung im Ausland

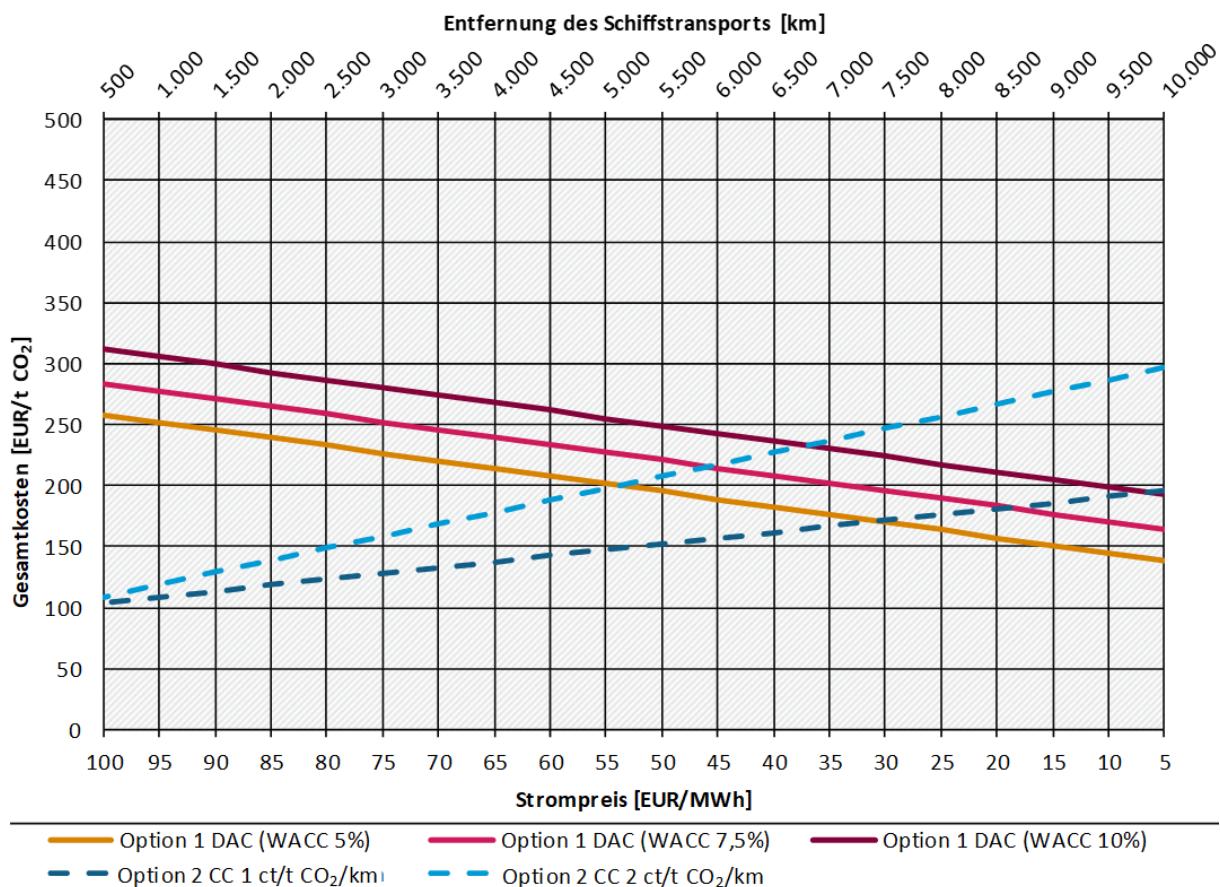
Quelle: Eigene Darstellung, Prognos (2024)

CCS-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 2: Betriebsstunden 5.000 h/a

Für Untersuchungsfall 2 (Abbildung 14), also bei höheren Betriebsstunden (5.000 h/a) der Abscheideanlage, erreicht Option 1 mit der DAC-Anlage im Ausland in allen Fällen der drei unterschiedlichen WACC (5/7,5/10) einen Schnittpunkt mit Option 2. Bei einem WACC von 5 Prozent ist Option 2 ab einer Distanz von 7.500 km kostenintensiver, bei einem WACC von 7,5 Prozent ab einer Distanz von 8.500 km und bei einem WACC von 10 Prozent ab rund 9.500 km Distanz. Werden die Unsicherheiten beim CO₂-Transport bedacht, ändert sich diese Aussage hinsichtlich der Distanzen. Konkret verringert sich der Distanz um etwa 1/3, wenn die CO₂-Transportkosten um Faktor 2 steigen.

Option 2 mit einem CO₂-Transport per Schiff und einer Distanz von rund 800 km (z. B. nach Norwegen) bleibt jedoch stets kostengünstiger als alle Optionen von 1, auch bei sehr günstigen Strompreisen (bis zu 5 EUR/MWh).

Abbildung 14: CCS-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 2



Hinweise:

CAPEX DAC-Anlage: med 550 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 5.000 h/a | Strompreis: 5 - 100 EUR/MWh | WACC DAC-Anlage: 5/7,5/10% | Entfernung Schiffstransport: 500 - 10.000 km | Kosten Schiffstransport: 1 und 2 Cent/(t CO₂/km)

Option 1: DAC-Anlage im Ausland am Ort der CO₂-Speicherung

Option 2: CC-Anlage im Inland und Schiffstransport zum Ort der CO₂-Speicherung im Ausland

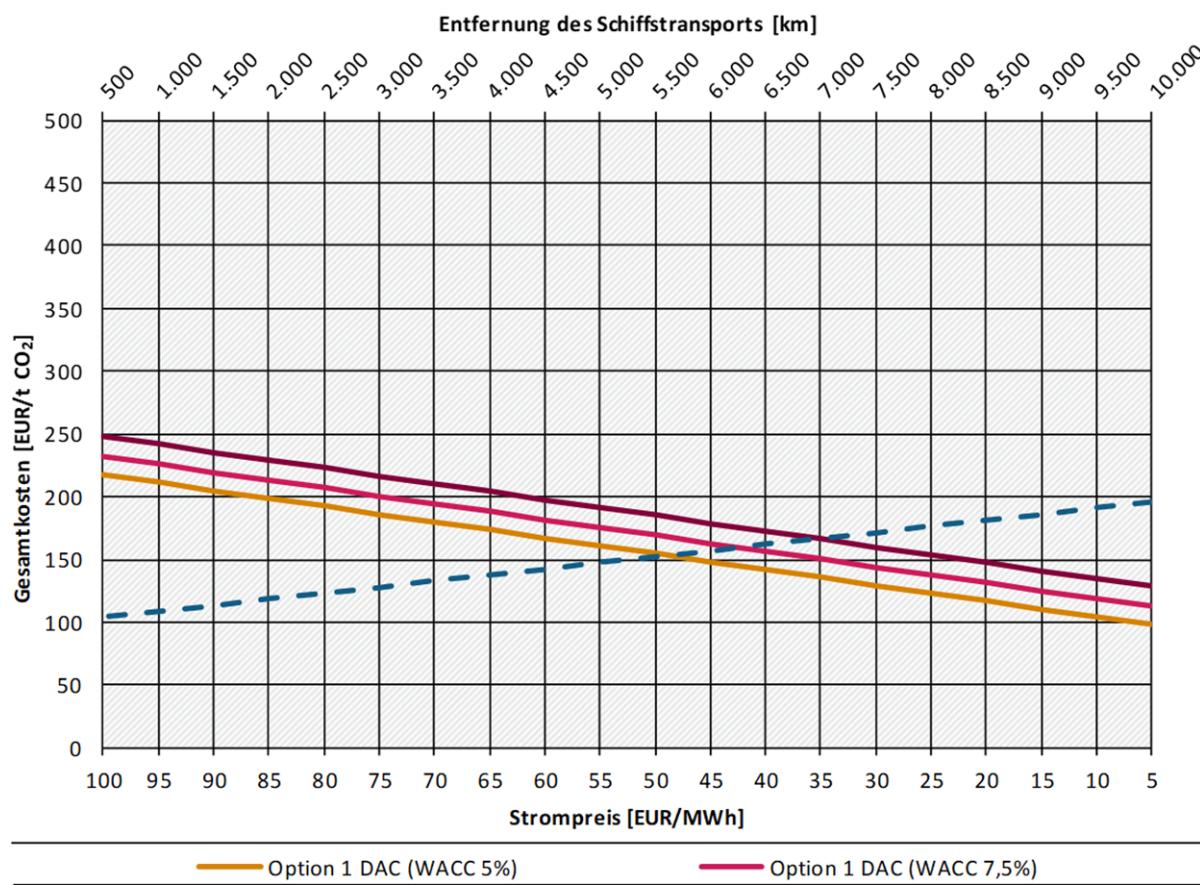
Quelle: eigene Darstellung, Prognos (2024)

CCS-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 3: Betriebsstunden 8.000 h/a

Im dritten Fall (Abbildung 15), wo eine hohe Auslastung der Abscheidungsanlage (Betriebsstunden 8.000 h/a) unterstellt wird, erreicht Option 1 bei einem WACC von 5 Prozent Kostenparität mit Option 2 schon bei einem Strompreis von rund 50 EUR/MWh und einer Transportdistanz von rund 5.500 km. Auch die anderen beiden DAC WACC-Fälle erreichen einen Schnittpunkt mit Option 2. Bei einer möglichen Verdopplung der Transportkosten auf 2 Cent/t CO₂/km verringert sich der Schnittpunkt auf eine Transportdistanz von 4.000 km.

Vergleicht man die Option 1-Fälle mit Option 2 und einem CO₂-Transport nach Norwegen, zeigt sich, dass bei sehr geringen Strompreisen (5 bis 10 EUR/MWh) sowohl Option 1 mit einem WACC von 5 Prozent als auch mit einem WACC von 7,5 Prozent kostengünstiger sein kann als die CO₂-Abscheidung im Inland und dem CO₂-Export per Schiff. Dies bedeutet, dass unter diesen Bedingungen es aus Kostensicht kostenoptimaler ist, mit einer DAC-Anlage in Norwegen am Speicherort CO₂ der Atmosphäre direkt zu entziehen und zu speichern als das CO₂ im Inland abzuscheiden und nach Norwegen zur Speicherung zu transportieren.

Abbildung 15: CCS-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 3



Hinweise:

CAPEX DAC-Anlage: med 550 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 8.000 h/a | Strompreis: 5 - 100 EUR/MWh | WACC DAC-Anlage: 5/7,5/10% | Entfernung Schiffstransport: 500 - 10.000 km

Option 1: DAC-Anlage im Ausland am Ort der CO₂-Speicherung

Option 2: CC-Anlage im Inland und Schiffstransport zum Ort der CO₂-Speicherung im Ausland

Quelle: eigene Darstellung, Prognos (2024)

Für die ersten drei Fälle (Fall 1 bis 3) wurde für die erste Option eine Variation der Betriebsstunden (3.000/5.000/8.000) mit einer Veränderung der Strompreise und des WACC kombiniert. Die Kosten für eine DAC-Anlage wurden mit der Annahme modelliert, dass diese komplett mit grünem Strom (Photovoltaik (PV) und Windkraft) versorgt wird. PV und Wind on- bzw. offshore weisen je nach Region unterschiedliche Betriebsstunden (Kleinschmitt, et al., 2022) und unterschiedliche Stromgestehungskosten⁵ (Kost, et al., 2021) auf. Weder die Stromerzeugung aus PV noch aus Wind on- und offshore erreicht 8.000 Vollaststunden pro Jahr. In günstigen PV-Regionen (z. B. Maghreb Region, Australien, Texas und Kalifornien, Chile) werden bis zu 2.400 Vollaststunden erreicht, während bei der Stromerzeugung aus Wind, je nach On- oder Offshore-Betrieb, bis zu 4.000 Vollaststunden möglich sind. Ansonsten müssten zusätzliche Power Purchase Agreements (PPAs) abgeschlossen werden. Dies hätte zur Folge, dass der Strompreis steigt. Daraus folgt, dass Fall 3, mit 8.000 Betriebsstunden und geringen Strompreisen aus PV und Wind, einer Grenzbetrachtung entspricht, und dabei eine maximale Kostenreduktion für DAC-Anlagen über das Ausreizen der Betriebsstunden darstellt.

⁵ PV-Freiflächen haben derzeit in Deutschland Stromgestehungskosten von 4 EUR ct/kWh, Wind onshore von 4 bis 8 EUR ct/kWh und Wind offshore von 8 bis 12 EUR ct/kWh (Fraunhofer ISE, 2021).

Fall 2 mit 5.000 Betriebsstunden scheint der wahrscheinlichere Fall für den Betrieb einer DAC-Anlage mit grünem Strombezug über Wind und PV. In diesem Fall ist die Option 1 bei einem Strompreis von rund 15 EUR/MWh und mehr jedoch immer teurer als Option 2. Aus Kostenperspektive ist es daher immer wirtschaftlicher das CO₂ direkt an der Quelle abzuscheiden und mit dem Schiff ins Ausland zu transportieren.

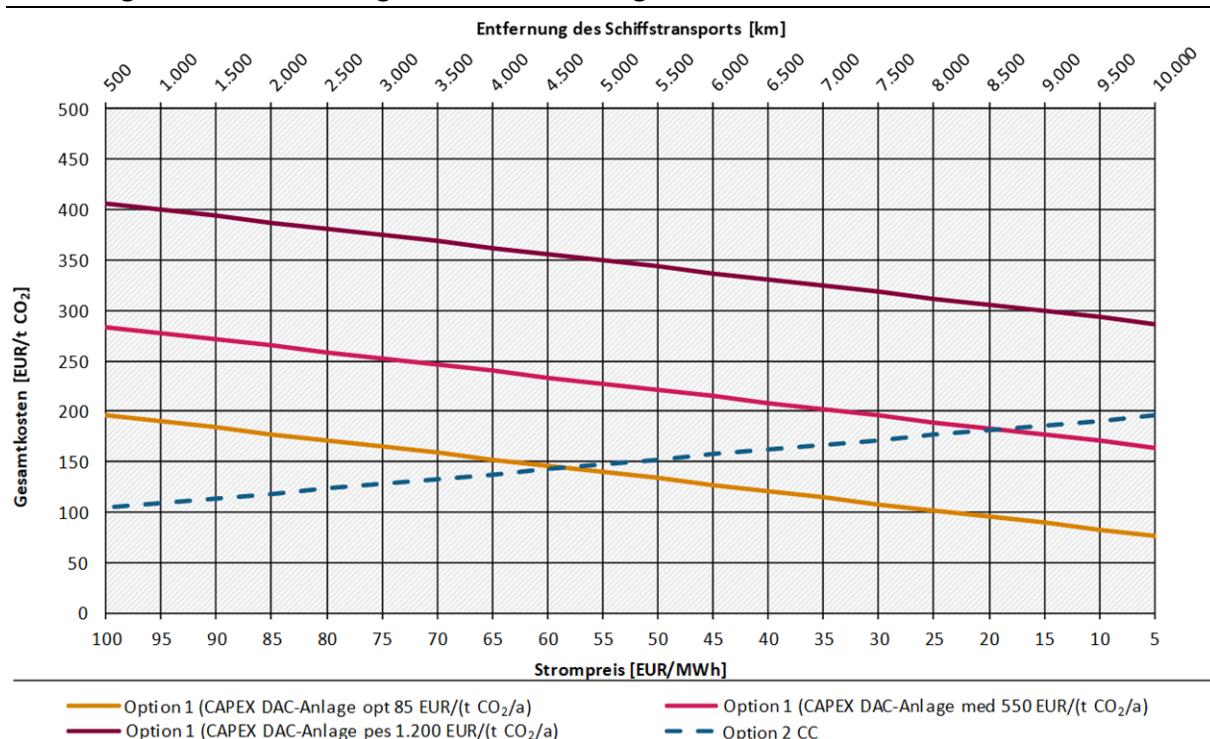
CCS-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 4: Unterschiedliche DAC-CAPEX

Im vierten Kostenvergleich (Abbildung 16) werden daher 5.000 Betriebsstunden und ein mittlerer WACC von 7,5 Prozent angesetzt. Investitionsausgaben sind neben den Betriebsstunden der zweite entscheidende Hebel für die Kostenreduktion der DAC-Anlagen (Lübbbers, Hobohm, Thomeyer, & Dambeck, 2021). Von daher werden für Fall 4 die DAC-Investitionskosten variiert bei gleichbleibenden Betriebsstunden (5.000 h/a) und WACC (7,5 Prozent).

In diesem Untersuchungsfall 4 ist Option 1 mit dem pessimistischen DAC-CAPEX stets teurer als Option 2. Dahingegen ergeben sich bei den Fällen mit dem mittleren (550 EUR/(t CO₂/a)) und dem optimistischen (85 EUR/(t CO₂/a)) DAC Kostenschnittpunkte mit Option 2. D. h. bei entsprechenden Distanzen (Option 2; 4.500 km/8.500 km) und Strompreisen (Option 1; 60 EUR/MWh / 20 EUR/MWh) kann es günstiger sein, das CO₂ direkt am Speicherort aus der Atmosphäre zu entfernen als das CO₂ im Inland abzuscheiden und zu exportieren.

Der sehr optimistische Fall von Option 1 mit einem DAC-CAPEX von 85 EUR/(t CO₂/a) unterbietet schon bei Strompreisen ab 35 EUR/MWh sogar den Fall für Option 2 mit dem CO₂-Transport nach Norwegen (rund 800 km).

Abbildung 16: CCS-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 4



Hinweise:

CAPEX DAC-Anlage: opt 85/med 550 /pes 1.200 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 5.000 h/a | Strompreis: 5 - 100 EUR/MWh | WACC DAC-Anlage: 7,5% | Entfernung Schiffstransport: 500 - 10.000 km

Option 1: DAC-Anlage im Ausland am Ort der CO₂-Speicherung

Option 2: CC-Anlage im Inland und Schiffstransport zum Ort der CO₂-Speicherung im Ausland

Quelle: eigene Darstellung, Prognos (2024)

Die Ergebnisse des Untersuchungsfalls 4 zeigen, dass die Entwicklung des CAPEX von DAC-Anlagen für die Kostenbewertung entscheidend ist. In der DAC-Literatur ist eine große Bandbreite über die Entwicklung des CAPEX zu finden (siehe Abbildung 6).

Der Kostenvergleich zeigt, dass die Abscheidung an der CO₂-Punktquelle und der Weitertransport per Schiff in vielen Fällen kostengünstiger ist als die Abscheidung aus der Umgebungsluft direkt am Speicherort. Einerseits führt die geringere CO₂-Konzentration in der Umgebungsluft (rund 0,04 Prozent) als an der Punktquelle (zwischen 10 und 100 %) immer zu einem größeren Energiebedarf für die DAC-Abscheidung. Andererseits ist eine innereuropäische CCS-Kette (Abscheidung im Inland und Transport nach Norwegen) in den meisten Fällen kostengünstiger. Entwickeln sich die CAPEX für DAC-Anlagen wie im Untersuchungsfall vom Mittelwert bis hin zu optimistischen Werten und stehen die auch noch in Regionen mit günstigem EE-Strombezug, dann kann DACCS direkt am Speicherort (Option 1) im Vergleich zur inländischen CO₂-Abscheidung und dem CO₂-Export zum Speicherort (Option 2) zu Kosteneinsparungen führen.

Diese Analyse fokussiert auf Kosten. Es ist nicht sichergestellt, dass die Klima- und Umweltwirkungen der unterschiedlichen Optionen gleich sind. Gleichwohl sind im CCS-Vergleich beide Optionen in erster Näherung in ihrer Klimabilanz gleichwertig, sofern man die Bilanzgrenze auf die Kernprozesse CO₂-Emissionen des Zementwerks, CO₂-Abscheidung und CO₂-Speicherung begrenzt, da bei Option 1 (DACCS im Ausland) eine verbleibende CO₂-Emission am Zementwerk im Inland mitgedacht werden muss, welche bei Option 2 ja vermieden wird. Für eine vollständige Bilanz der Klima- und Umweltwirkungen wären tiefergehende Analysen notwendig, die nicht im Fokus dieser Studie liegen.

5 Kostenvergleich DACCU vs. CCU

Ergänzend erfolgt nachfolgend der Kostenvergleich, wenn das abgeschiedene CO₂ (Punktquelle/direkt aus der Atmosphäre) nicht in geologischen Formationen gespeichert, sondern für die Methanolproduktion genutzt wird und das synthetische Methanol nach Deutschland importiert wird. Dies adressiert die Frage, ob die synthetische Methanolproduktion im Ausland mit CO₂ direkt aus der Atmosphäre (DACCU = Option 1) am Standort der Methanolsynthese günstiger ist als mit abgeschiedenem und exportiertem CO₂ aus Deutschland (TAB CCU = Option 2).

5.1 Definition der Untersuchungsfälle

Nachfolgend werden für beide Optionen die Berechnungsschritte zur Bestimmung der jeweiligen Gesamtkosten pro produzierter Tonne Methanol unter variierenden Kostenparametern dargestellt. Die Inputwerte der verwendeten Parameter entsprechen den Annahmen aus Abschnitt 3. Die zwei Untersuchungsfälle unterscheiden sich v. a. in der Quelle und Bereitstellung des CO₂. Für die Nutzung des CO₂ wird angenommen, dass mit grünem Wasserstoff und dem jeweils abgeschiedenen CO₂ Methanol synthetisiert wird. Dies erleichtert die Vergleichbarkeit, auch mit Abschätzungen zu Methanolpreisen bzw. Bereitstellungskosten. Zudem sind über Methanol als chemischer Grundstoff zahlreiche Wertschöpfungsketten denkbar, wie zur HVC- und Kunststoffproduktion durch Methanol-to-Olefins (MtO).

5.1.1 Option 1: DACCU und Methanolexport

Die Gesamtkosten der ersten Option ergeben sich aus den Kosten des Einsatzes einer DAC-Anlage sowie den Kosten für die CO₂-Nutzung (H₂-Bereitstellung und Methanolsynthese) im Ausland und dem Transport des Methanols ins Inland (das Land der MeOH-Nutzung).

Die Kosten für DAC werden analog zum CCS-Kostenvergleich (vgl. Kapitel 4.1.1) berechnet.

Die Kosten der CO₂-Nutzung werden, wie in Kapitel 3.4 beschrieben, angesetzt.

Die Kosten des Methanoltransports nach Deutschland per Schiff werden, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, unterstellt. Die Transportdistanz wird variiert.

Tabelle 12: Annahmen zur Berechnung der Kostensensitivitäten – Option 1 DACCU

Kostenparameter	Wert	Einheit	Referenz
CO ₂ -Abscheidekapazität	1,0	Mt CO ₂ /a	[1], [3]
CAPEX DAC-Anlage Bandbreite im Jahr 2050 ¹	85 bis 1.200	EUR/(t CO ₂ /a)	[1], [3]
CAPEX DAC opt	85		
CAPEX DAC med	550		
CAPEX DAC pes	1.200		
CAPEX Wärmepumpe	590	EUR/kW _{th}	[2]
Anteil OPEX an CAPEX (exkl. Energiekosten)	4	%CAPEX/a	[2]
Strombedarf Abscheidung	615	kWh _{el} /t CO ₂	[3]
Strombedarf Komprimierung	110	kWh _{el} /t CO ₂	
Wärmebedarf Abscheidung	1.870	kWh _{th} /t CO ₂	[3]

Kostenparameter	Wert	Einheit	Referenz
Leistungszahl Wärmepumpe (COP)	3,5	1	[2]
Strombedarf Wärmepumpe	534	kWh _{el} /t CO ₂	[2]
Lebensdauer	30	a	[2]
Betriebsstunden ¹	3.000 und 8.000	h/a	
Strompreis ¹	5 bis 100 (DE / Ausland)	EUR/MWh	
Wärmepreis ²		EUR/MWh	
WACC ³	8	%	
Transportdistanz ¹	500 bis 20.000	km	
CO ₂ -Bedarf	1,37	t CO ₂ /t MeOH	
H ₂ -Bedarf	0,19	t H ₂ /t MeOH	
Fixkosten der H ₂ -Bereitstellung (annuiisiert) ⁵	8,5	EUR/kg H ₂	
Energiebedarf H ₂ -Bereitstellung ⁵	54	kWh _{el} /kg H ₂	
Fixkosten der Methanol-Synthese	33,8	EUR/t MeOH	
Energiebedarf Methanol-Synthese	233	kWh _{el} /t MeOH	
Fixkosten des Methanol-Transports (annuiisiert) ⁴	6,36	EUR/Umlauf/t MeOH	
Variable Kosten des Methanol-Transports ⁴	0,44	EURct/km/t MeOH	

¹ Variabler Kostenparameter

² Aufgrund der Nutzung von Wärmepumpen fallen keine Kosten für Wärme direkt an.

³ Fixe Setzung für Vergleichbarkeit, bei der Betrachtung konkreter Länder könnte der WACC angepasst werden

⁴ Per Schiff für variable Transportdistanz, eigene Berechnung gemäß technisch-ökonomischen Daten in Tabelle 5

⁵ Per H₂O-Elektrolyse

Hinweis: DAC-Anlage vom Typ DAC LT (100°C) mit Wärmebereitstellung über Wärmepumpen im Jahr 2050

Quellen: [1] (DEA, 2024); [2] (Fasihi, Efimova, & Breyer, 2019); [3] (IEA, 2022); [4] (ZEP, 2011)

5.1.2 Option 2: CCU CO₂-Kreislauf über Methanol

Die Gesamtkosten der zweiten Option ergeben sich aus den Kosten des Einsatzes einer CO₂-Abscheidungs-Anlage an einer Punktquelle in Deutschland (bspw. an einer TAB-Anlage), den Kosten des CO₂-Transports per Schiff in das Ausland (Land der CO₂-Nutzung), den Kosten für die CO₂-Nutzung (H₂-Bereitstellung und Methanolsynthese) im Ausland und dem Transport des Methanols in das Inland (Land der Methanol-Nutzung).

Die Kosten für die CO₂-Abscheidung werden analog zum CCS-Kostenvergleich (vgl. Kapitel 4.1.2) berechnet.

Die Kosten für den CO₂-Transport werden gemäß Abschnitt 3.2 unterstellt. Die Transportdistanz wird variiert.

Die Kosten der CO₂-Nutzung werden, wie in Kapitel 3.4 beschrieben und gleich wie in der ersten Option, angesetzt.

Die Kosten des Methanoltransports nach Deutschland werden ebenso gleich wie in der ersten Option angenommen. Die Transportdistanz entspricht der Transportdistanz des CO₂.

Tabelle 13: Annahmen zur Berechnung der Kostensensitivitäten – Option 2 CCU CO₂-Kreislauf

Kostenparameter	Wert	Einheit	Referenz
CO ₂ -Abscheidekapazität	0,3	Mt CO ₂ /a	[2]
CAPEX CC-Anlage, Post Combustion TAB	129	Mio. EUR	[2]
spez. CAPEX CC-Anlage	430	EUR/(t CO ₂ /a)	
Anteil OPEX an CAPEX (exkl. Energiekosten)	7	%CAPEX/a	[2]
Strombedarf (inkl. Komprimierung)	370	kWh _{el} /t CO ₂	[1], [2], [3]
Wärmebedarf	720	kWh _{th} /t CO ₂	[1], [2], [3]
Lebensdauer	25	a	[2]
Betriebsstunden	8.000	h/a	
Strompreis ¹	5 bis 100 (DE / Ausland)	EUR/MWh	
Wärmepreis ²	20	EUR/MWh	[4]
WACC ³	8	%	
Transportdistanz ¹	500 bis 20.000	km	
Spez. Transportkosten Schiff (variabel, Angabe für 1.500 km) ⁴	0,01	EUR/t CO ₂ /km	
CO ₂ -Bedarf	1,37	t CO ₂ /t MeOH	
H ₂ -Bedarf	0,19	t H ₂ /t MeOH	
Fixkosten der H ₂ -Bereitstellung (annuiert) ⁵	8,5	EUR/kg H ₂	
Energiebedarf H ₂ -Bereitstellung ⁵	54	kWh _{el} /kg H ₂	
Fixkosten der Methanol-Synthese	33,8	EUR/t MeOH	
Energiebedarf Methanol-Synthese	233	kWh _{el} /t MeOH	
Fixkosten des Methanol-Transports (annuiert) ⁴	6,36	EUR/Umlauf/t MeOH	
Variable Kosten des Methanol-Transports ⁴	0,44	EURct/km/t MeOH	

¹ Variabler Kostenparameter

² Mix aus Großhandelsgaspreis 2030 und Abwärmenutzung (vbw; Prognos AG, 2023)

³ Fixe Setzung für Vergleichbarkeit, bei der Betrachtung konkreter Länder könnte der WACC angepasst werden

⁴ Per Schiff für variable Transportdistanz; eigene Berechnung gemäß technisch-ökonomischen Daten in Tabelle 4 und Tabelle 5

⁵ Per H₂O-Elektrolyse

Hinweise: Post-Combustion an einer TAB-Anlage im Jahr 2050

Quellen: [1] (ECRA, 2022); [2] (DEA, 2024); [3] (Lübbbers, Hobohm, Thomeyer, & Dambeck, 2021); [4] (vbw; Prognos AG, 2023) Mittlerer Preispfad im Jahr 2030

5.1.3 Vergleich der Untersuchungsfälle

Im nachfolgenden Abschnitt erfolgt die Definition von zwei Fallbeispielen, anhand derer die Kosten beider Optionen verglichen werden. Die Fälle bilden hierbei verschiedene Kombinationen von Ausprägungen der variablen Kostenparameter der Optionen ab.

Tabelle 14: Definition von Untersuchungsfällen für den CCU-Kostenvergleich

Fall	Option 1: DAC-Anlage am Ort der Methanolsynthese	Option 2: CC-Anlage im Inland und Schiffstransport zum Ort der Methanolsynthese
1	<ul style="list-style-type: none"> ▶ DAC und Methanolsynthese in Deutschland ▶ Strompreis Deutschland: Niedrig 7/Mittel 10/Hoch 13 EURct/kWh_{el} ▶ DAC-Auslastung: 3.000 h/a ▶ DAC-CAPEX: DAC_med: 550 EUR/(t CO₂/a) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ CO₂-Abscheidung und Methanolsynthese Deutschland ▶ Entfernung des Schiffstransports: 0 km ▶ Strompreis Deutschland: Niedrig 7/Mittel 10/Hoch 13 EURct/kWh_{el}
2	<ul style="list-style-type: none"> ▶ DAC und Methanolsynthese im Ausland ▶ Strompreis Ausland: Niedrig 4/Mittel 7/Hoch 10 EURct/kWh_{el} ▶ DAC-Auslastung: 8.000 h/a ▶ DAC-CAPEX: DAC_med: 550 EUR/(tCO₂/a) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ CO₂-Abscheidung in Deutschland und Methanolsynthese im Ausland ▶ Entfernung des Schiffstransports: 10.000 km ▶ Strompreis Deutschland: Niedrig 7/Mittel 10/Hoch 13 EURct/kWh_{el} ▶ Strompreis Ausland: Niedrig 4/Mittel 7/Hoch 10 EURct/kWh_{el}
3	<ul style="list-style-type: none"> ▶ DAC und Methanolsynthese im Ausland ▶ Strompreis Ausland: Niedrig 4/Mittel 7/Hoch 10 EURct/kWh_{el} ▶ DAC-Auslastung: 8.000 h/a ▶ DAC-CAPEX: DAC_med: 550 EUR/(tCO₂/a) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ CO₂-Abscheidung in Deutschland und Methanolsynthese im Ausland ▶ Entfernung des Schiffstransports: 500 bis 20.000 km ▶ Strompreis Deutschland: Niedrig 7/Mittel 10/Hoch 13 EURct/kWh_{el} ▶ Strompreis Ausland: Niedrig 4/Mittel 7/Hoch 10 EURct/kWh_{el}
4	<ul style="list-style-type: none"> ▶ DAC und Methanolsynthese im Ausland ▶ Strompreis Ausland: Niedrig 4/Mittel 7/Hoch 10 EURct/kWh_{el} ▶ DAC-Auslastung: 8.000 h/a ▶ DAC-CAPEX in EUR/(t CO₂/a) DAC_opt: 85 DAC_med: 550 DAC_pes: 1.200 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ CO₂-Abscheidung in Deutschland und Methanolsynthese im Ausland ▶ Entfernung des Schiffstransports: 500 bis 20.000 km ▶ Strompreis Deutschland: Niedrig 7/Mittel 10/Hoch 13 EURct/kWh_{el} Strompreis Ausland: Niedrig 4/Mittel 7/Hoch 10 EURct/kWh_{el}

Fall	Option 1: DAC-Anlage am Ort der Methanolsynthese	Option 2: CC-Anlage im Inland und Schiffstransport zum Ort der Methanolsynthese
5	<ul style="list-style-type: none"> ▶ DAC und Methanolsynthese im Ausland ▶ Strompreis Ausland: Niedrig 4 EURct/kWh_{el} ▶ DAC-Auslastung: 8.000 h/a ▶ DAC-CAPEX in EUR/(t CO₂/a) ▶ DAC_opt: 85 DAC_med: 550 DAC_pes: 1.200 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ CO₂-Abscheidung in Deutschland und Methanolsynthese im Ausland ▶ Entfernung des Schiffstransports: 500 bis 20.000 km ▶ Strompreis Deutschland: 7 EURct/kWh_{el} ▶ Strompreis Ausland: 4 EURct/kWh_{el}

Quelle: Eigene Darstellung, Prognos (2024)

5.2 Ergebnisse und Diskussion der Untersuchungsfälle

Auf Basis der in Abschnitt 5.1 definierten Fälle, können nun die Gesamtkosten pro im Inland bereitgestellter Tonne Methanol für beide Optionen, in Abhängigkeit der variierenden Kostenparameter, grafisch abgebildet und verglichen werden. Der Vergleich ermöglicht für die abgebildeten Fälle die Identifikation derjenigen Ausprägungen der variablen Kostenparameter, unter welchen eine Option höhere bzw. geringere Gesamtkosten als die andere aufweist.

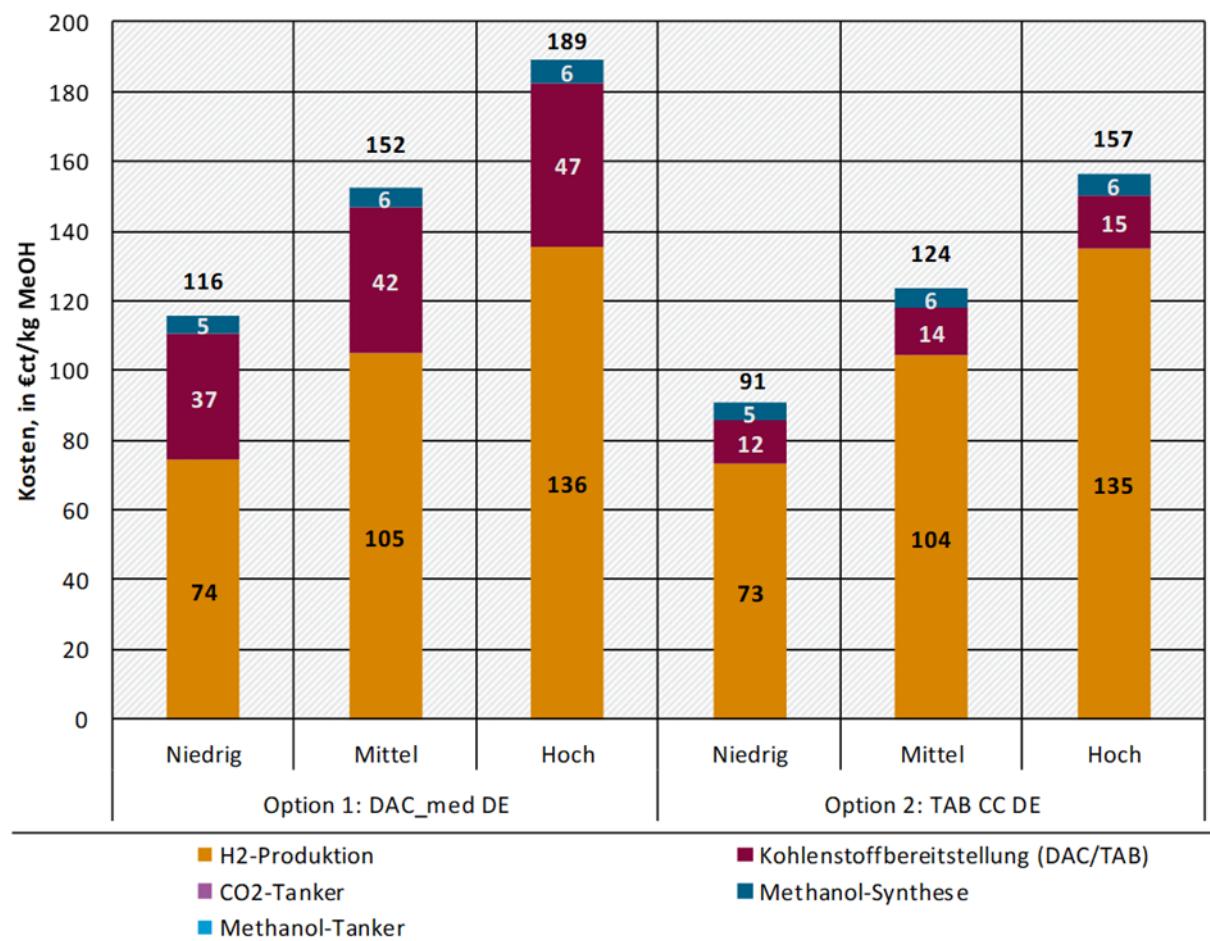
CCU-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 1: DAC/CO₂-Abscheidung und Methanolsynthese in Deutschland

In diesem Untersuchungsfall, in dem alle abgebildeten Prozessschritte im Inland stattfinden, wird vor allem der Strompreis für die zwei Optionen (CO₂-Abscheidung über DAC oder TAB CC) variiert. Es wird ein Strompreis von 7, 10 und 13 €ct/kWh angesetzt. 7 €ct/kWh gilt als optimistischer, 10 €ct/kWh als mittlerer Fall, 13 €ct/kWh sind vergleichsweise hoch.

Insgesamt fallen in diesem Untersuchungsfall keine Transportkosten (weder für CO₂ noch für MeOH) an, da neben TAB CC auch DAC und Methanolsynthese (inkl. H₂-Bereitstellung) im Inland angenommen werden. DAC wird hier mit geringeren Betriebsstunden (3.000 h/a) angesetzt, da diese ausschließlich mit erneuerbarem Strom betrieben werden soll.

Im Ergebnis (Abbildung 17) zeigt sich, dass die DAC-Option im Inland eindeutig teurer (bis zu 28 Prozent im Fall des niedrigen Strompreises) ist, weil zum einen CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre (energietechnisch und kostenseitig) aufwendiger ist als an der Punktquelle und zum anderen das CO₂ an der Punktquelle nahezu ganzjährig abgeschieden werden kann (Betriebsstunden ~8.000 h/a; höhere CO₂-Konzentration). **Für beide Optionen liegen die Produktionskosten im Inland mindestens doppelt so hoch wie der aktuelle durchschnittliche Preis für Methanol auf dem europäischen Markt (~40-54 €ct/kg Methanol, fossiler Ursprung).**

Abbildung 17: CCU-Kostenvergleich - Untersuchungsfall 1



Hinweise:

CAPEX DAC-Anlage: med 550 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 3.000 h/a | Strompreisvariation Deutschland: Niedrig 7 / Mittel 10 / Hoch 13 EURct/kWhel | WACC: 8% | Entfernung Schiffstransport: 0 km

Option 1: DAC-Anlage in Deutschland und Methanolsynthese in Deutschland

Option 2: TAB CC-Anlage in Deutschland und Methanolsynthese in Deutschland, kein Schiffstransport

Quelle: Eigene Darstellung, Prognos (2024)

CCU-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 2: DAC und Methanolsynthese im Ausland, CO₂-Abscheidung in Deutschland und Transportdistanz 10.000 km

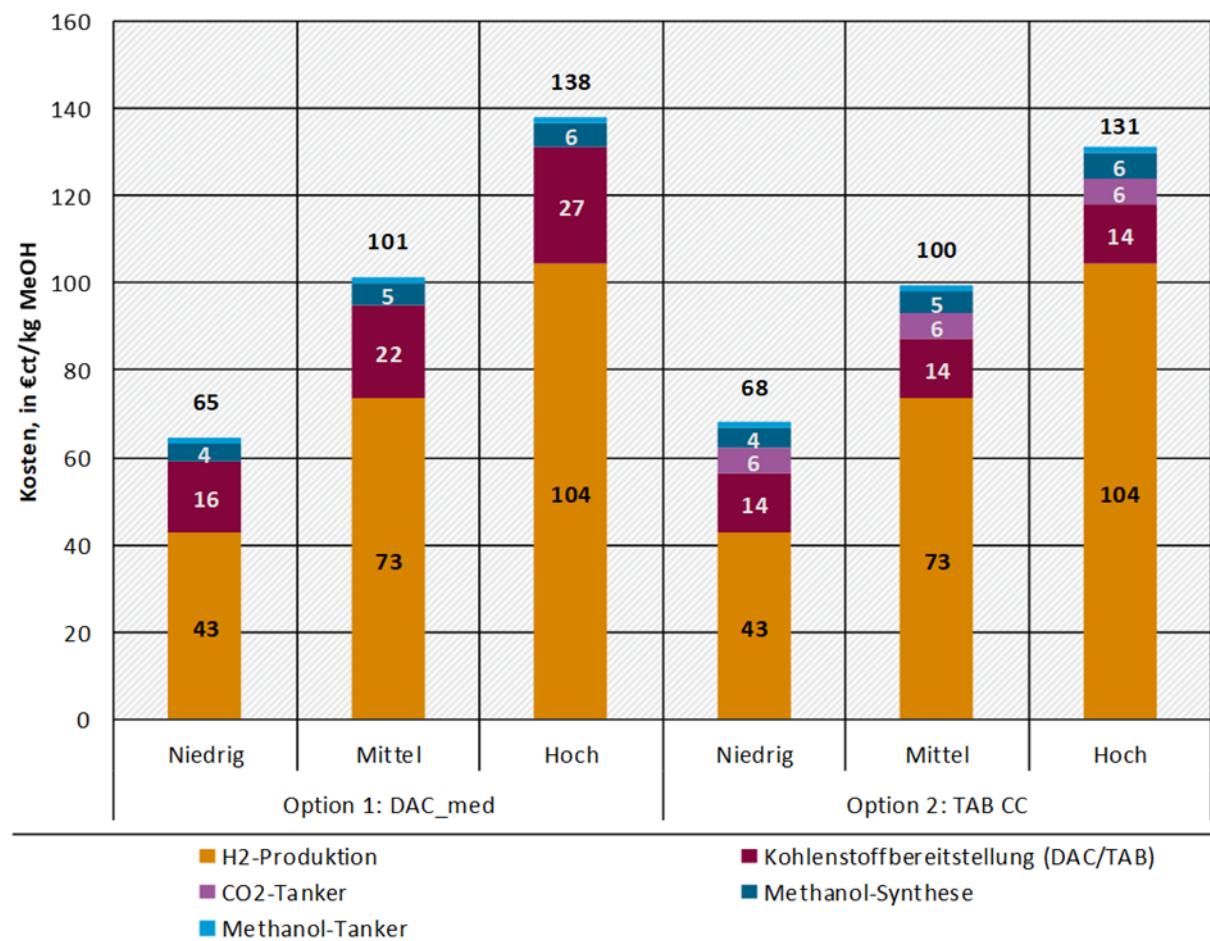
In Untersuchungsfall 2 (Abbildung 18) zeigt sich, dass bei einer Transportdistanz von 10.000 km der Transportkostenanteil (für Methanol und CO₂) unter den Annahmen für alle berechneten Fälle bei unter 10 Prozent der betrachteten Gesamtkosten liegt. Der Methanol-Transport ist dabei bereits etabliert. Großskaliger CO₂-Transport per Schiff ist noch neu und geht daher mit hohen Investitionskosten einher – dadurch größerer Anteil (3 bis 7 Prozent).

Die H₂-Produktion ist der größte Kostenbestandteil und macht je nach Option zwischen 64 und 81 Prozent der Gesamtkosten aus. Je niedriger der Strompreis, desto höher der Anteil der CO₂-Bereitstellung an den Gesamtkosten. Das liegt vor allem daran, dass die H₂-Produktion und auch die Methanol-Synthese günstiger werden. Der DAC-Anteil macht unter den getroffenen Annahmen bis zu 25 Prozent der Gesamtkosten aus.

DAC-Methanol ist bei hohen Strompreisen teurer als jenes in den TAB CC-Fällen (bei 10.000 km Transportdistanz). Bei mittleren Strompreisen sind die Kosten von DAC-Methanol vergleichbar mit jenen von Methanol über TAB CC. Bei geringen Strompreisen liegen die Kosten von TAB

CC-MeOH durch die hohen Kosten des CO2-Transports (leicht) über jenen von DAC-Methanol.

Abbildung 18: CCU-Kostenvergleich - Untersuchungsfall 2



Hinweise:

CAPEX DAC-Anlage: med 550 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 8.000 h/a | Strompreisvariation Ausland: Niedrig 4 / Mittel 7 / Hoch 10 EURct/kWhel | Strompreisvariation Deutschland*: Niedrig 7 / Mittel 10 / Hoch 13 EURct/kWhel | WACC: 8% | Entfernung Schiffstransport: 10.000 km

Option 1: DAC-Anlage und Methanolsynthese im Ausland

Option 2: TAB CC-Anlage in Deutschland und Methanolsynthese im Ausland, Schiffstransport 10.000 km

*gilt nur für die CO₂-Abscheidung an der TAB-Anlage in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung, Prognos (2024)

CCU-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 3: DAC und Methanolsynthese im Ausland, CO₂-Abscheidung in Deutschland und Transportdistanz 500 - 20.000 km

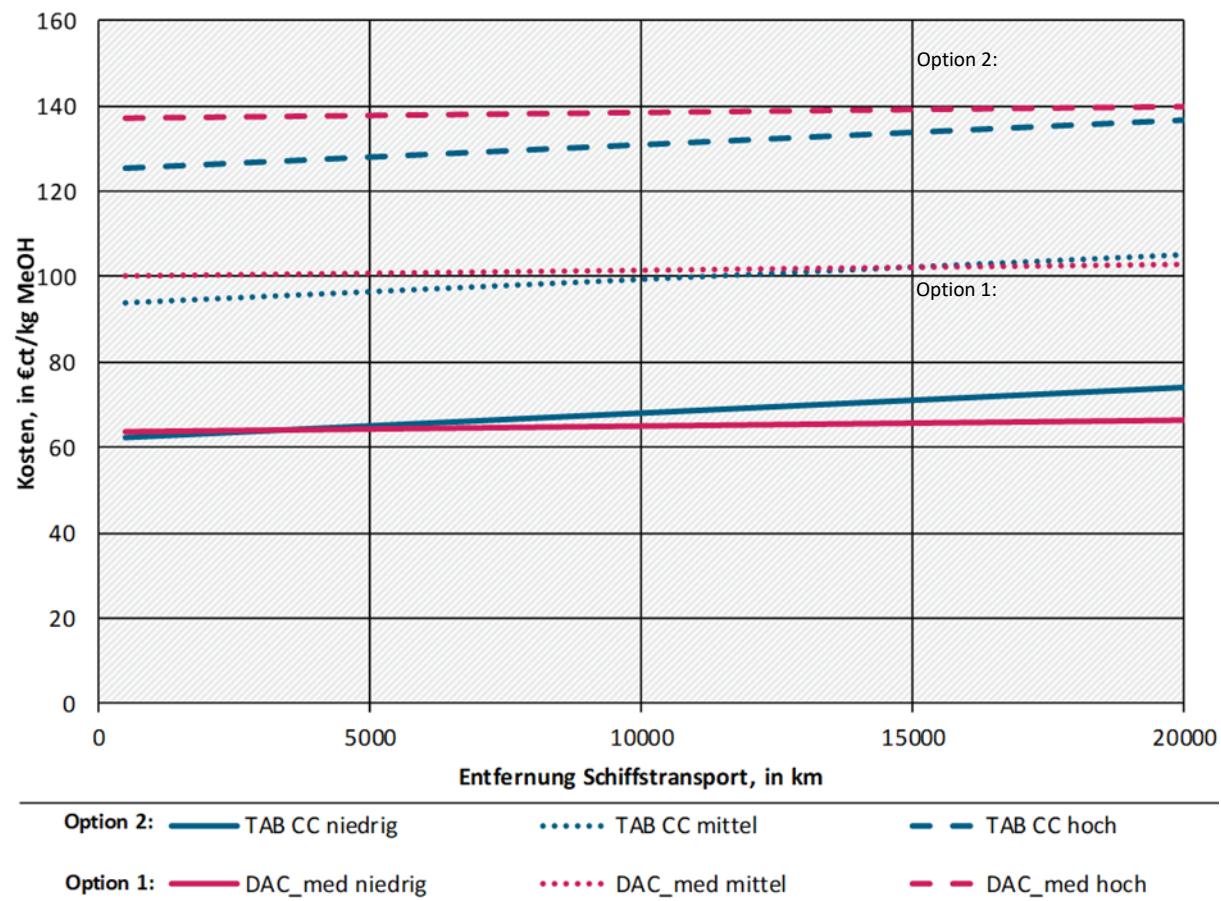
Untersuchungsfall 3 (Abbildung 19) zeigt, dass die TAB CC-Option bei hohen Strompreisen stets (von 500 bis 20.000 km) günstiger als die DAC-Option ist. Bei niedrigen Strompreisen wird bereits bei geringen Distanzen ein Kostenschnittpunkt erreicht. Bei höheren Distanzen wird DAC wettbewerbsfähiger. Die Gesamtkosten für DAC-Methanol sind weniger distanzabhängig, da der Anteil des Methanol-Transports an den Gesamtkosten geringer ist als jener des CO₂-Transports für Option 2.

DAC ist stark sensitiv auf den Strompreis. TAB CC-Methanol ist auch strompreisabhängig, aber auch stärker von der Distanz, da hier ein doppelter Transport (von CO₂ und Methanol) zu tragen kommt und der CO₂-Transport hohe Investitionskosten aufweist.

DAC-CAPEX hat (wie auch im CCS-Kostenvergleich) einen hohen Anteil an den Gesamtkosten, aber gilt als unsicherste Größe mit einer großen Kostenbandbreite in der Literatur. Deswegen wird im nächsten Untersuchungsfall 4 eine Sensitivität gerechnet: Für DAC-CAPEX wird die maximale Bandbreite aus Abbildung 6 für das Jahr 2050 angesetzt:

- ▶ DAC_opt 85 EUR/(tCO₂/a)
- ▶ DAC_med 550 EUR/(tCO₂/a)
- ▶ DAC_pes 1.200 EUR/(tCO₂/a)

Abbildung 19: CCU-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 3



Hinweise:

CAPEX DAC-Anlage: med 550 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 8.000 h/a | Strompreisvariation Ausland:

Niedrig 4 / Mittel 7 / Hoch 10 EURct/kWhel | Strompreisvariation Deutschland*: Niedrig 7 / Mittel 10 / Hoch 13 EURct/kWhel | WACC: 8% | Entfernung Schiffstransport: 500 - 20.000 km

Option 1: DAC-Anlage und Methanolsynthese im Ausland

Option 2: TAB CC-Anlage in Deutschland und Methanolsynthese im Ausland, Schiffstransport 500 - 20.000 km

*gilt nur für die CO₂-Abscheidung an der TAB-Anlage in Deutschland

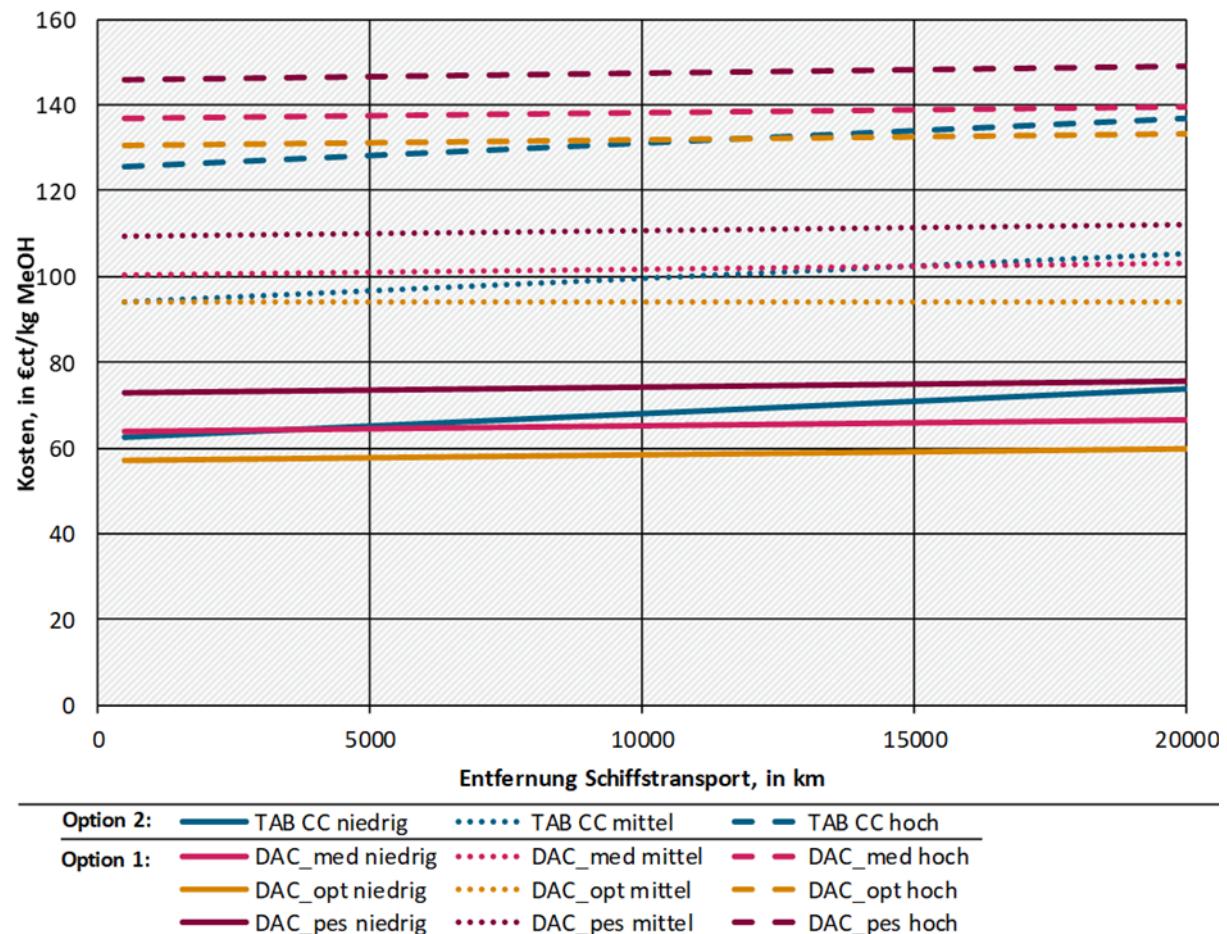
Quelle: Eigene Darstellung, Prognos (2024)

CCU-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 4: DAC-CAPEX-Sensitivität und Transportdistanz 500 – 20.000 km

Die Sensitivität in Untersuchungsfall 4 (Abbildung 20) bestätigt, dass DAC-CAPEX eine entscheidende Größe für den Kostenvergleich darstellt. Bei hohen Strompreisen ist TAB CC-Methanol bis zu einer Transportdistanz von ca. 10.000 km die günstigste Option. Bei mittleren

Strompreisen ist mit der optimistischen Annahme (DAC_opt) mit geringem CAPEX DAC-Methanol für den gesamten betrachteten Distanzbereich günstiger als Option 2. Bei niedrigen Strompreisen ist Option 1 unter Annahme des Mittelwertes (DAC_med) schon bei geringen Distanzen günstiger als TAB CC-Methanol.

Abbildung 20: CCU-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 4



Hinweise:

CAPEX DAC-Anlage: opt 85 / med 550 / pes 1.200 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 8.000 h/a | Strompreisvariation Ausland: Niedrig 4 / Mittel 7 / Hoch 10 EURct/kWhel | Strompreisvariation Deutschland*: Niedrig 7 / Mittel 10 / Hoch 13 EURct/kWhel | WACC: 8% | Entfernung Schiffstransport: 500 - 20.000 km

Option 1: DAC-Anlage und Methanolsynthese im Ausland

Option 2: TAB CC-Anlage in Deutschland und Methanolsynthese im Ausland, Schiffstransport 500 - 20.000 km

*gilt nur für die CO₂-Abscheidung an der TAB-Anlage in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung, Prognos (2024)

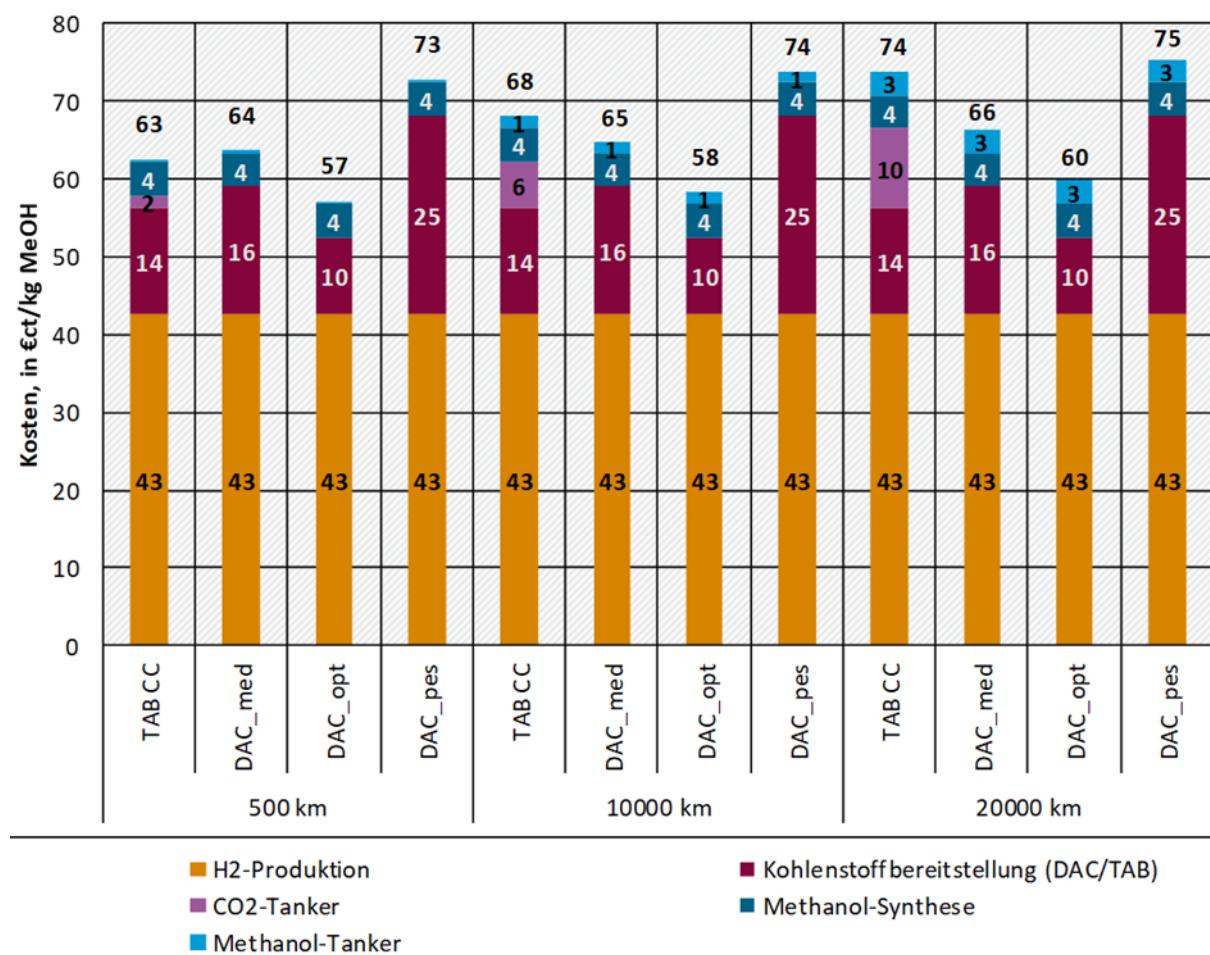
CCU-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 5: DAC-CAPEX-Sensitivität, Transportdistanz 500 – 20.000 km und niedriger Strompreis

In Untersuchungsfall 5 (Abbildung 21) treten bei einem konstanten (niedrigen) Strompreis große Unterschiede in den Kosten in der Kohlenstoffbereitstellung und im Transport auf – die Kosten der H₂-Produktion und der Methanolsynthese sind dadurch konstant.

Schon bei einer Transportdistanz von 500 km ist DAC-Methanol unter optimistischer CAPEX-Annahme (DAC_opt) die kostenoptimalste der Optionen. Es ist jedoch zu beachten, dass derart niedrige Strompreise für derart geringe Transportdistanzen von Deutschland aus (500 km) als unwahrscheinlich zu bezeichnen sind. Bei einer Transportdistanz von 10.000 km ist die DAC-

Option auch unter mittlerer CAPEX-Annahme günstiger als Option 2. Bei einer Transportdistanz von 20.000 km ist DAC-Methanol sogar unter pessimistischer CAPEX-Entwicklung kostenseitig vergleichbar mit (entsprechendem) TAB CC-Methanol. Dabei ist der Einfluss höherer Transportkosten noch nicht berücksichtigt.

Abbildung 21: CCU-Kostenvergleich – Untersuchungsfall 5



Hinweise:

CAPEX DAC-Anlage: opt 85 / med 550 / pes 1.200 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 8.000 h/a | Strompreis

Ausland: Niedrig 4 EURct/kWhel | Strompreis Deutschland*: Niedrig 7 EURct/kWhel | WACC: 8% | Entfernung

Schiffstransport: 500 - 20.000 km

Option 1: DAC-Anlage und Methanolsynthese im Ausland

Option 2: TAB CC-Anlage in Deutschland und Methanolsynthese im Ausland, Schiffstransport 500 - 20.000 km

*gilt nur für die CO₂-Abscheidung an der TAB-Anlage in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung, Prognos (2024)

DAC-Methanol kann bei optimistischen Entwicklungen bzgl. CAPEX und Strompreisen und ab mittleren Transportdistanzen kostenoptimaler als TAB CC-Methanol sein. Dahingegen kann Methanol aus TAB CC bei nicht optimalen Kostenentwicklungen bei DAC aus Kostengründen sinnvoll sein, obwohl der CO₂-Transport als relevanter Prozessschritt jedoch auch mit Unsicherheiten bei den Kostenentwicklungen dazukommt.

Wie auch bei DACCS ist die Entwicklung von DAC-CAPEX entscheidend für die Kostenentwicklung von DAC-Methanol. DAC ist CAPEX-intensiv und Kostenentwicklungen

hängen stark von der Auslastung der Anlage ab und künftigen Marktanreizen für Negativemissionen, welche die Anlagenkosten beeinflussen. Dennoch ist die Wasserstoffbereitstellung der größte Kostenbestandteil der CCU-Prozesskette zur Methanolproduktion.

Die errechneten Kostenbestandteile und Methanolkosten stimmen grob mit anderen Studien überein (vgl. (IRENA; METHANOL INSTITUTE, 2021)), dienen aber v. a. dem Vergleich der beiden Optionen unter verschiedenen Bedingungen. Mit optimistischen Annahmen und an optimalen Standorten (ohne Transportkosten) wird langfristig sogar von möglichen Methanolpreisen von unter 300 €/t ausgegangen, was aktuell günstigen Preisen auf Basis von fossilen Rohstoffen entspricht.

Insgesamt fokussiert die vorliegende Analyse auf Kosten. Wie bei DACCS vs. CCS können auch bei DACCUS vs. CCU u. a. Klima- und Umweltauswirkungen unterschiedlich sein. Die THG-Bilanz hängt dabei stark von den gesetzten Systemgrenzen ab. DAC-Methanol ist in dieser Hinsicht in erster Näherung bei Annahme emissionsfreier Energieversorgung des DAC-Prozesses durch die (zumindest vorübergehende) Bindung von atmosphärischem CO₂ weniger THG-intensiv – bis hin zu möglicher CO₂-Negativität – als jenes aus TAB CC, u. a. da hier gemischte CO₂-Ströme biogenen, fossilen und geogenen Ursprungs vorliegen und somit keine Treibhausgasneutralität erreichbar ist.

6 Schlussfolgerung

Die Ergebnisse zeigen die große Abhängigkeit der Kosten für die beiden betrachteten Optionen (DAC am Ort der Speicherung/Nutzung vs. CC an einer Punktquelle mit CO₂-Export) von den Rahmenbedingungen und dem Einsatzgebiet. Viel hängt von technologischen Entwicklungen und den konkreten Gegebenheiten, wie Strom- und Transportpreisen sowie Transportdistanzen, ab. Nahezu alle Parameter und insbesondere in ihrer Verkettung sind ergebnis- und damit entscheidungsbeeinflussend. Eine robuste und ergebnissichere Aussage und Schlussfolgerung lässt sich nicht treffen. Ein zentraler Parameter ist die CAPEX-Entwicklung bzw. Lernrate bei DAC. Diese wird regelmäßig mit der Entwicklungskurve von Photovoltaik verglichen. PV hat eine bemerkenswerte Lernkurve gezeigt, bei der die Kosten für Solarzellen mit jeder Verdoppelung der weltweit installierten Kapazität signifikant gesunken sind (Lackner & Azarabadi, 2021). Dies wird teilweise durch Skaleneffekte, technologische Verbesserungen und Effizienzsteigerungen ermöglicht. Ähnliche Dynamiken könnten auch für DAC gelten, wenn die Technologie weiterentwickelt wird, die Produktion steigt und Effizienzsteigerungen erreicht werden, dies ist aber keinesfalls gesichert.

Derartige Unsicherheiten sollten sich auch in Annahmen in Szenarien zur Treibhausgasneutralität widerspiegeln. DACCS/CCS gilt oft als letzte Option für Minderungen und Negativemissionen. Hinsichtlich CCU werden teils große Mengen an Im-/Exporten synthetischer Energieträger unterstellt. Die vorliegende Analyse kann hier Hintergründe liefern, um diese Annahmen kritisch zu hinterfragen und in Zukunft ggf. informiert anzupassen. Dazu sind auch stets die tatsächlich eintretenden Entwicklungen der Einflussgrößen zu beobachten, zu evaluieren und einzuordnen.

Die Entscheidung für eine der Optionen ist dabei auch mit Implikationen für Wertschöpfungsketten und Infrastruktur verbunden. Zudem besteht eine hohe Dynamik hinsichtlich Technologieentwicklung, Planung und Umsetzung im CCU/S-Umfeld. Daher scheint es sinnvoll, derartige Kostenbetrachtungen und anderweitige Analysen am aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik zu halten. Für einen umfassenden Vergleich sind in jedem Fall auch andere Faktoren, wie Umwelt- und Klimaauswirkungen, mitzudenken.

Quellenverzeichnis

- DEA. (2024). Technology Data for Carbon Capture, Transport and Storage. Danish Energy Agency. Retrieved from <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-carbon-capture-transport-and>
- Deutsche Bundesbank. (2023, Mai 25). Statistiken: Zeitreihen Datenbanken. Retrieved from Deutsche Bundesbank Eurosystem: https://www.bundesbank.de/dynamic/action/de/statistiken/zeitreihen-datenbanken/zeitreihen-datenbank/759778/759778?listId=www_sdks_b01012_3
- DNV GL. (2020). The Norwegian Full-Scale CCS Demonstration Project: Potential for reduced costs for carbon capture, transport and storage value chains (CCS). Porsgrunn: Gassnova SF. Retrieved Mai 5, 2023, from <https://ccsnorway.com/app/uploads/sites/6/2020/07/Report-Cost-reduction-curves-for-CCS-Gassnova-version-2b-1.pdf>
- DOE. (2023). Pathway to Commercial Liftoff: Carbon Management. U.S. Department of Energy. Retrieved Mai 12, 2023, from https://liftoff.energy.gov/wp-content/uploads/2023/04/20230424-Liftoff-Carbon-Management-vPUB_update.pdf
- ECRA. (2022). The ECRA Technology Papers 2022 - State of the Art Cement Manufacturing - Current Technologies and their Future Development. Düsseldorf: European Cement Research Academy. Retrieved from <https://ecra-online.org/research/technology-papers/>
- Fasihi, M., & Breyer, C. (2017). Synthetic Methanol and Dimethyl Ether Production based on Hybrid PV-Wind Power Plants. 11th International Renewable Energy Storage Conference. Düsseldorf.
- Fasihi, M., Efimova, O., & Breyer, C. (2019). Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. Journal of Cleaner Production, 224, pp. 957-980. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>
- Fröhlich, T., Blömer, S., Münter, D., & Brischke, L.-A. (2019). CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit. ifeu paper 03/2019, Heidelberg. Retrieved Januar 27, 2025, from https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-f%C3%BCr-PtX.pdf
- Gardarsdottir, S.; De Lena, E.; Romano, M.; Roussanaly, S.; Voldsgaard, M.; Pérez-Calvo, J.-F.; Berstad, D.; Fu, C.; Anantharaman, R.; Sutter, D.; Gazzani, M.; Mazzotti, M.; Cinti, G. (2019). Comparison of Technologies for CO₂ Capture from Cement Production—Part 2: Cost Analysis. Energies, 12(3), p. 542. doi:[10.3390/en12030542](https://doi.org/10.3390/en12030542)
- Global CCS Institute. (2017). The Global Status of CCS: 2017. Australien: Global Carbon Capture and Storage Institute Ltd. Retrieved Januar 28, 2025, from <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2018/12/2017-Global-Status-Report.pdf>
- Heß, D., Klumpp, M., & Dittmeyer, R. (2020). Nutzung von CO₂ aus luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien. Karlsruhe Institute of Technology, Institut für Mikroverfahrenstechnik (IMVT). Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg. Retrieved Mai 12, 2023, from <https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/29-01-2021-DAC-Studie.pdf>
- IEA. (2022). Direct Air Capture - A key technology for net zero. International Energy Agency. Retrieved Januar 28, 2025, from https://iea.blob.core.windows.net/assets/78633715-15c0-44e1-81df-41123c556d57/DirectAirCapture_Akeytechnologyfornetzero.pdf
- IRENA; Methanol Institut (2021). Innovation Outlook: Renewable Methanol. Abu Dhabi: Internationale Renewable Energy Agency. Retrieved Januar 27, 2025, from https://www.irena.org-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf
- Kleinschmitt, C., García Fragoso, J., Franke, K., Teza, D., Seidel, L., Ebner, A., & Baier, M. (2022). Weltweite Potenziale erneuerbarer Energien. HYPAT Working Paper 03/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI. Retrieved Januar 28, 2025, from

https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2022/HYPAT_Working_Paper_P03-22_EE-Potentiale.pdf

Kost, C., Shammugam, S., Fluri, V., Peper, D., Memar, A. D., & Schlegl, T. (2021). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Retrieved Januar 27, 2025, from https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf

Kreidelmeyer, S., Dambeck, H., Kirchner, A., & Wünsch, M. (2019). Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“. Prognos AG. Retrieved Januar 28, 2025, from https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile

Lackner, K., & Azarabadi, H. (2021). Buying down the Cost of Direct Air Capture. Industrial & Engineering Chemistry Research, 60(22), pp. 8196-8208. doi:10.1021/acs.iecr.0c04839

Lübbbers, S., Hobohm, J., Thomeyer, C., & Dambeck, H. (2021). Technische CO₂-Senken - Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO₂-Negativemissionstechnologien. Prognos AG. Berlin: Deutsche Energie-Agentur. Retrieved Januar 27, 2025, from <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/kurzgutachten-im-rahmen-der-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>

Oeko-Institut. (2023). PTX Business Opportunity Analyser (BOA): Data Documentation. Documentation of data sources and data processing, version 1.0. Oeko-Institut, Freiburg und Berlin. Retrieved Januar 27, 2025, from https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2022/2022-09_H2_Introduction_PtX_Argentina/Oeko-Institut_2023_PTXBOA_Data_Documentation_v_1.0.pdf#page=27

Roussanaly, S., Deng, H., Skaugen, G., & Gundersen, T. (2021). At what Pressure Shall CO₂ Be Transported by Ship? An in-Depth Cost Comparison of 7 and 15 Barg Shipping. Energies, 14(18), p. 5635. doi:10.3390/en14185635

Rubin, E. S., Davison, J. E., & Herzog, H. J. (2015). The cost of CO₂ capture and storage. International Journal of Greenhouse Gas Control, 40, pp. 378-400. doi:10.1016/j.ijggc.2015.05.018

Staiß, F., Adolf, J., Ausfelder, F., Erdmann, C., Fischedick, M., Hebling, C., . . . Wurbs, S. (2022). Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse. München: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. Retrieved Januar 27, 2025, from <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/transportoptionen-wasserstoff-2030>

Stec, M., Tatarczuk, A. W.-S., Krótki, A., Ściążko, M., & Tokarski, S. (2015). Pilot plant results for advanced CO₂ capture process using amine scrubbing at the Jaworzno II Power Plant in Poland. Fuel, 151, pp. 50-56. doi:10.1016/j.fuel.2015.01.014

Stiftung Klimaneutralität. (2022). Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien. Stiftung Klimaneutralität. Retrieved Januar 28, 2025, from https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2022/03/2022-03-16-Big5_Szenarienvergleich_final.pdf

vbw; Prognos AG. (2023). Strompreisprognose. Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft; Prognos AG. Retrieved Januar 28, 2025, from https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw_Strompreisprognose_Juli-2023-2.pdf

ZEP. (2011). The costs of CO₂ transport: post-demonstration CCS in the EU. Brüssel: Zero Emissions Platform. Retrieved from <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/the-costs-of-co2-transport-post-demonstration-ccs-in-the-eu/>

A Anhang

A.1 Berechnung der Kostensensitivitäten

Tabelle 15: Option 1 – DAC-Anlage im Ausland am Ort der CO₂-Speicherung

Formel	Referenz
$Gesamtkosten = Kosten_{Anlage} + Kosten_{Speicherung}$	(1)
$Kosten_{Anlage} =$ $Annualisierte Investitionskosten + Betriebskosten + Stromkosten + Wärmekosten$	(2)
$Annualisierte Investitionskosten =$ $\left(\frac{CAPEX_{Gesamt}}{\text{Anteil Betriebsstunden an Jahr}} \right) \cdot \frac{(1 + WACC)^{\text{Lebensdauer}} \cdot WACC}{(1 + WACC)^{\text{Lebensdauer}} - 1}$	(3)
$CAPEX_{Gesamt} = CAPEX_{Anlage} + \left(\frac{CAPEX_{Wärmepumpe}}{\text{Betriebsstunden}} \right) \cdot \text{Wärmebedarf}$	(4)
$Betriebskosten = 0,04 \cdot CAPEX_{Gesamt}$	(5)
$Stromkosten = Strompreis \cdot Strombedarf$	(6)
$Strombedarf_{Wärmepumpe} = \frac{\text{Wärmebedarf}}{\text{Leistungszahl}_{Wärmepumpe}}$	(7)
$Wärmekosten = Wärmepreis \cdot Wärmebedarf$	(8)

Tabelle 16: Option 2 – CC-Anlage im Inland und Schiffstransport zum Ort der CO₂-Speicherung im Ausland

Formel	Referenz
$Gesamtkosten = Kosten_{Anlage} + Kosten_{Pipeline} + Kosten_{Schiff} + Kosten_{Speicherung}$	(9)
$Kosten_{Anlage} =$ $Annualisierte Investitionskosten + Betriebskosten + Stromkosten + Wärmekosten$	(10)
$Annualisierte Investitionskosten =$ $\left(\frac{CAPEX_{Anlage}}{\text{Anteil Betriebsstunden an Jahr}} \right) \cdot \frac{(1 + WACC)^{\text{Lebensdauer}} \cdot WACC}{(1 + WACC)^{\text{Lebensdauer}} - 1}$	(11)
$Betriebskosten = 0,04 \cdot CAPEX_{Anlage}$	(12)
$Stromkosten = Strompreis \cdot Strombedarf$	(13)
$Wärmekosten = Wärmepreis \cdot Wärmebedarf$	(14)

Formel	Referenz
$Kosten_{Pipeline} = Entfernung_{Pipeline\ Onshore} \cdot Spez.\ Transportkosten_{Pipeline\ Onshore}$	(15)
$Kosten_{Schiff} = Kosten_{Verflüssigung} + Kosten_{Schiffstransport}$	(16)
$Kosten_{Schiffstransport}$ $= Entfernung_{Schiffstransport}$ $\cdot Spez.\ Transportkosten_{Schiff}$ (über Fixkosten abhängig von der Entfernung)	(17)

A.2 Berechnete Kostensensitivitäten DACCS

Tabelle 17: Kostensensitivitäten Option 1 [EUR/t CO₂] – Fall 1

Strompreis [EUR/MWh]	Variabler Kostenparameter WACC																			
	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%	9,0%	9,5%	10,0%	10,5%	11,0%	11,5%	12,0%	12,5%	13,0%
100	318	327	336	345	355	365	375	385	396	406	417	428	440	451	462	474	486	497	509	521
95	312	321	330	339	349	359	369	379	390	400	411	422	433	445	456	468	479	491	503	515
90	305	314	323	333	342	352	362	373	383	394	405	416	427	438	450	461	473	485	497	509
85	299	308	317	326	336	346	356	366	377	388	398	409	421	432	443	455	467	478	490	502
80	293	302	311	320	330	340	350	360	371	381	392	403	414	426	437	449	460	472	484	496
75	286	295	304	314	324	333	344	354	364	375	386	397	408	419	431	442	454	466	478	490
70	280	289	298	308	317	327	337	348	358	369	380	391	402	413	425	436	448	460	471	483
65	274	283	292	301	311	321	331	341	352	362	373	384	395	407	418	430	441	453	465	477
60	268	276	286	295	305	315	325	335	345	356	367	378	389	400	412	423	435	447	459	471
55	261	270	279	289	298	308	318	329	339	350	361	372	383	394	406	417	429	441	452	464
50	255	264	273	282	292	302	312	322	333	344	354	365	377	388	399	411	423	434	446	458
45	249	258	267	276	286	296	306	316	327	337	348	359	370	382	393	405	416	428	440	452
40	242	251	260	270	279	289	299	310	320	331	342	353	364	375	387	398	410	422	434	446

	Variabler Kostenparameter WACC																			
35	236	245	254	264	273	283	293	303	314	325	336	347	358	369	380	392	404	415	427	439
30	230	239	248	257	267	277	287	297	308	318	329	340	351	363	374	386	397	409	421	433
25	223	232	242	251	261	270	281	291	301	312	323	334	345	356	368	379	391	403	415	427
20	217	226	235	245	254	264	274	285	295	306	317	328	339	350	362	373	385	397	408	420
15	211	220	229	238	248	258	268	278	289	299	310	321	333	344	355	367	378	390	402	414
10	205	213	223	232	242	252	262	272	282	293	304	315	326	338	349	361	372	384	396	408
5	198	207	216	226	235	245	255	266	276	287	298	309	320	331	343	354	366	378	390	401

Hinweis: CAPEX DAC-Anlage: 550 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 3.000 h/a | Strompreis: 5 - 100 EUR/MWh | WACC DAC-Anlage: 3,5 - 13%, Speicherkosten 17 EUR/tCO₂

Quelle: eigene Darstellung, Prognos (2024)

Tabelle 18: Kostensensitivitäten Option 1 [EUR/t CO₂] – Fall 2

Strompreis [EUR/MWh]	Variabler Kostenparameter WACC																			
	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%	9,0%	9,5%	10,0%	10,5%	11,0%	11,5%	12,0%	12,5%	13,0%
100	244	249	253	258	263	268	273	279	284	289	295	300	306	312	318	324	330	336	342	348
95	238	242	247	252	257	262	267	272	278	283	289	294	300	306	311	317	323	329	335	341
90	232	236	241	246	250	256	261	266	271	277	282	288	294	299	305	311	317	323	329	335
85	225	230	234	239	244	249	254	260	265	270	276	282	287	293	299	305	311	317	323	329
80	219	223	228	233	238	243	248	253	259	264	270	275	281	287	293	298	304	310	316	323
75	213	217	222	227	232	237	242	247	252	258	263	269	275	280	286	292	298	304	310	316
70	206	211	216	220	225	230	235	241	246	252	257	263	268	274	280	286	292	298	304	310
65	200	205	209	214	219	224	229	234	240	245	251	256	262	268	274	280	286	292	298	304
60	194	198	203	208	213	218	223	228	233	239	244	250	256	262	267	273	279	285	291	297
55	187	192	197	201	206	211	217	222	227	233	238	244	249	255	261	267	273	279	285	291
50	181	186	190	195	200	205	210	216	221	226	232	237	243	249	255	261	267	273	279	285
45	175	179	184	189	194	199	204	209	215	220	226	231	237	243	248	254	260	266	272	278
40	169	173	178	183	188	193	198	203	208	214	219	225	231	236	242	248	254	260	266	272
35	162	167	171	176	181	186	191	197	202	207	213	219	224	230	236	242	248	254	260	266
30	156	161	165	170	175	180	185	190	196	201	207	212	218	224	230	236	241	247	254	260

	Variabler Kostenparameter WACC																			
25	150	154	159	164	169	174	179	184	189	195	200	206	212	217	223	229	235	241	247	253
20	143	148	153	157	162	167	173	178	183	189	194	200	205	211	217	223	229	235	241	247
15	137	142	146	151	156	161	166	171	177	182	188	193	199	205	211	217	223	229	235	241
10	131	135	140	145	150	155	160	165	171	176	182	187	193	199	204	210	216	222	228	234
5	125	129	134	139	143	148	154	159	164	170	175	181	187	192	198	204	210	216	222	228

Hinweis: CAPEX DAC-Anlage: 550 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 5.000 h/a | Strompreis: 5 - 100 EUR/MWh | WACC DAC-Anlage: 3,5 - 13%, Speicherkosten 17 EUR/tCO₂

Quelle: eigene Darstellung, Prognos (2024)

Tabelle 19: Kostensensitivitäten Option 1 [EUR/t CO₂] – Fall 3

Strompreis [EUR/MWh]	Variabler Kostenparameter WACC																			
	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%	9,0%	9,5%	10,0%	10,5%	11,0%	11,5%	12,0%	12,5%	13,0%
100	210	213	215	218	221	224	226	229	232	235	239	242	245	248	251	255	258	262	265	268
95	204	206	209	212	214	217	220	223	226	229	232	235	239	242	245	248	252	255	259	262
90	197	200	203	205	208	211	214	217	220	223	226	229	232	236	239	242	246	249	252	256
85	191	194	196	199	202	205	208	210	213	217	220	223	226	229	233	236	239	243	246	249
80	185	187	190	193	195	198	201	204	207	210	213	217	220	223	226	230	233	236	240	243
75	179	181	184	186	189	192	195	198	201	204	207	210	213	217	220	223	227	230	233	237
70	172	175	177	180	183	186	189	192	195	198	201	204	207	210	214	217	220	224	227	231
65	166	168	171	174	177	179	182	185	188	191	194	198	201	204	207	211	214	217	221	224
60	160	162	165	168	170	173	176	179	182	185	188	191	195	198	201	204	208	211	215	218
55	153	156	159	161	164	167	170	173	176	179	182	185	188	192	195	198	201	205	208	212
50	147	150	152	155	158	161	163	166	169	172	176	179	182	185	188	192	195	199	202	205
45	141	143	146	149	151	154	157	160	163	166	169	172	176	179	182	186	189	192	196	199
40	134	137	140	142	145	148	151	154	157	160	163	166	169	173	176	179	183	186	189	193
35	128	131	133	136	139	142	145	148	151	154	157	160	163	166	170	173	176	180	183	186
30	122	124	127	130	133	135	138	141	144	147	150	154	157	160	163	167	170	173	177	180

	Variabler Kostenparameter WACC																			
25	116	118	121	123	126	129	132	135	138	141	144	147	150	154	157	160	164	167	170	174
20	109	112	114	117	120	123	126	129	132	135	138	141	144	147	151	154	157	161	164	168
15	103	106	108	111	114	116	119	122	125	128	132	135	138	141	144	148	151	154	158	161
10	97	99	102	105	107	110	113	116	119	122	125	128	132	135	138	141	145	148	152	155
5	90	93	96	98	101	104	107	110	113	116	119	122	125	129	132	135	138	142	145	149

Hinweis: CAPEX DAC-Anlage: 550 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 8.000 h/a | Strompreis: 5 – 100 EUR/MWh | WACC DAC-Anlage: 3,5 – 13%, Speicherkosten 17 EUR/tCO₂

Quelle: eigene Darstellung, Prognos (2024)

Tabelle 20: Kostensensitivitäten Option 1 [EUR/t CO₂] – Fall 4

Strompreis [EUR/MWh]	CAPEX [EUR/(tCO ₂ /a)]		
100	196	300	406
95	190	294	400
90	184	287	394
85	177	281	387
80	171	275	381
75	165	268	375
70	159	262	369
65	152	256	362
60	146	249	356
55	140	243	350
50	133	237	343
45	127	231	337
40	121	224	331
35	114	218	324
30	108	212	318
25	102	205	312
20	96	199	306
15	89	193	299
10	83	187	293
5	77	180	287
	85	550	1.200

Hinweis: CAPEX DAC-Anlage: 85/550/1.200 EUR/(t CO₂/a) | Betriebsstunden DAC-Anlage: 5.000 h/a |

Strompreis: 5 - 100 EUR/MWh | WACC DAC-Anlage: 7,5%

Quelle: eigene Darstellung, Prognos (2024)

Tabelle 21: Kostensensitivitäten Option 2 [EUR/t CO₂] – Fälle 1 bis 4

	Spez. Abscheidungskosten [EUR/t CO ₂] Post Combustion
Entfernung des Schiffstransports [km]	68*
10.000	196
9.500	191
9.000	186

	Spez. Abscheidungskosten [EUR/t CO ₂] Post Combustion
8.500	181
8.000	176
7.500	172
7.000	167
6.500	162
6.000	157
5.500	152
5.000	147
4.500	143
4.000	138
3.500	133
3.000	128
2.500	123
2.000	118
1.500	114
1.000	109
500	104

Quelle: eigene Darstellung, Prognos (2024)

*Abscheidungskosten vor Ort ohne Transport (Transportdistanz=0)