

CO₂-Abscheidung aus Biomasse: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Kurzstudie zur Wirtschaftlichkeit der CO₂ Abscheidung aus Biomasse (Holzenergie-, Biogas- und Biokraftstoffanlagen) in Deutschland

Erstellt für:

Hauptstadtbüro Bioenergie
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Bundesverband der
deutschen Bioethanolwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 16
10117 Berlin

Erstellt von:

SEEGER ENGINEERING GMBH
Herr Tim Steindamm
Industriestraße 25 – 27
37235 Hessisch Lichtenau

Erstellt im:

Februar 2026

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzzusammenfassung	3
2	Hintergrund	4
3	Einführung.....	8
3.1	Feste Biomasse.....	8
3.2	Flüssige Biomasse	9
3.3	Gasförmige Biomasse	11
3.4	Betrachtungsrahmen	13
4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	15
4.1	Konzept: Feste Biomasse (Holzheizkraftwerk).....	16
4.2	Konzept: Flüssige Biomasse (Bioethanolproduktion)	25
4.3	Konzept: Gasförmige Biomasse (Biogasaufbereitung).....	30
5	Verbundene Themen.....	34
5.1	Kosten für den Transport und die dauerhafte Speicherung von CO ₂	34
5.2	Vermarktung von CO ₂ aus biogenen Quellen.....	36
	Abbildungsverzeichnis	39

1 Kurzzusammenfassung

Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität werden Restemissionen verbleiben, die durch Entzug von Treibhausgasen aus der Atmosphäre ausgeglichen werden müssen. Die Abscheidung biogener CO₂-Emissionen aus der Biomassenutzung kann hierzu einen substanziellen Beitrag leisten und zugleich industriell nutzbares, hochreines CO₂ bereitstellen. Aufbauend auf der 2023 veröffentlichten Potenzialanalyse (u. a. 13,1 Mio. t CO₂/a aus ausgewählten Bestandsanlagen) beschäftigt sich die vorliegende Kurzstudie mit der Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung an repräsentativen Bioenergie-Anwendungsfällen in Deutschland. Ziel ist es, CO₂-Gestehungskosten unter einheitlichen Annahmen transparent zu bestimmen, die wesentlichen Kostentreiber zu identifizieren und standortbezogene Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb zu benennen. Die Analyse betrachtet drei Segmente (feste, flüssige und gasförmige Biomasse) auf Basis einer statischen Wirtschaftlichkeitsrechnung mit konsistenter Behandlung von Strom-, Wärme- und Betriebskosten.

- Für feste Biomasse zeigt die Referenzanlage (Abscheidung und Verflüssigung) CO₂-Gestehungskosten von 119 €/t; etwa die Hälfte der Gesamtkosten entfällt bei der verflüssigten Variante auf Strom- und Wärmekosten, wobei Strom dominiert. Ohne Verflüssigung sinken die spezifischen Kosten deutlich; dann gewinnen Kapitaldienst und Wärmeanteile relativ an Gewicht. Diese Ergebnisse unterstreichen die zentrale Rolle von Energieeinsatz, Wärmeintegration und Anlagenauslastung für die Wirtschaftlichkeit.
- Bei flüssiger Biomasse (Bioethanol) fällt CO₂ prozessbedingt bereits in hoher Konzentration an, sodass nur die Verflüssigung erforderlich ist. Daraus resultieren niedrigere CO₂-Gestehungskosten von 60 €/t bei einer 50 kt/a-Referenzanlage mit 40 kt/a verflüssigtem CO₂. Der Kostenvorteil beruht primär auf dem Entfall des Abscheideschrittes, jedoch auch auf Skaleneffekten, wie der Vergleich mit dem Biomethan-Szenario zeigt.
- Für gasförmige Biomasse (Biogasaufbereitung) entfällt die Abscheidung ebenfalls. Die kleineren Anlagengrößen der Verflüssigung führen jedoch zu höheren spezifischen Kosten je Tonne (117 €/t CO₂) als im Ethanol-Fall (höherer Kapitaldienstanteil je t CO₂). Hier zeigt sich, dass größere Anlagen vom Skaleneffekt profitieren.

Fragen der CO₂-Logistik (Transportmodi, Hub-Anbindung) sowie der dauerhaften geologischen Speicherung waren nicht Gegenstand der Kostenbilanz. Auf Basis der Ergebnisse empfiehlt sich eine zügige Klärung regulatorischer und infrastruktureller Rahmenbedingungen sowie die Priorisierung solcher Standorte, an denen Wärmeintegration, Strombezug und Auslastung eine kosteneffiziente Bereitstellung von biogenem CO₂ ermöglichen. Damit kann die Branche schrittweise von regionalen Anwendungen zu skalierenden Lieferketten und - wo politisch und infrastrukturell gegeben - zur permanenten Speicherung übergehen.

2 Hintergrund

Aus klimapolitischer Sicht ist biogenes CO₂ hochrelevant, weil seine Abscheidung und anschließende Speicherung (BECCS, *Bioenergy with Carbon Capture and Storage*) negative Emissionen erzeugt. Auf diese Weise können schwer vermeidbare Restemissionen ausgeglichen und der Atmosphäre dauerhaft CO₂ entzogen werden.

Doch auch die temporäre Bindung oder stoffliche Nutzung des abgeschiedenen CO₂ (BECCU) wird als Baustein betrachtet, um fossilen Kohlenstoff in Produkten zu ersetzen und geschlossene Kohlenstoffkreisläufe zu schaffen. Die Nutzung biogenen Kohlendioxids gewinnt als Kohlenstoffquelle für industrielle Prozesse zunehmend an Bedeutung. Viele strombasierte erneuerbare Kraftstoffe und Grundchemikalien (PtX) benötigen neben Wasserstoff auch eine Kohlenstoffquelle, um etwa Methanol, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe oder synthetisches Methan herzustellen. Das direkte Abscheiden von CO₂ aus der Atmosphäre (DAC) befindet sich zwar in der Entwicklung, ist aber noch nicht im industriellen Maßstab wirtschaftlich einsetzbar. **Biogenes CO₂ liefert industriell nutzbaren Kohlenstoff für eine defossilisierte Wirtschaft und ermöglicht gleichzeitig Kohlenstoffdioxid-Entnahmen zur Erreichung von Netto-Negativemissionen.**

Aktuelle Studien untermauern die zentrale Rolle solcher CO₂-Entnahmen (Carbon Dioxide Removal, CDR) für Klimaneutralität¹ und zeigen, dass global bis zur Mitte des Jahrhunderts etwa 7–9 Mrd. Tonnen CO₂ pro Jahr aus der Atmosphäre entfernt werden müssen, um das 1,5 °C-Klimaziel zu erreichen². Zum Vergleich: Derzeit werden weltweit erst rund 2,1 Mrd. t/Jahr entfernt, fast ausschließlich durch konventionelle Maßnahmen (z.B. Aufforstung)³. Für Deutschland hat der Gesetzgeber mit dem Klimaschutzgesetz Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 und negative Emissionen danach verankert. Modellrechnungen zufolge werden trotz maximaler Minderung bis 2045 noch 32–70 Mio. t CO₂-Äquivalent an Restemissionen verbleiben⁴ – vor allem in Sektoren wie Landwirtschaft, Zement oder Chemie. Entsprechend kommt eine nationale CDR-Potenzialstudie zum Ergebnis, dass CO₂-Entnahmen unverzichtbar sind, um die Netto-Null-Ziele zu erreichen⁵. Bioenergie-gebundene CDR-Verfahren stechen dabei heraus: Sie können kontinuierlich Energie bereitstellen und gleichzeitig CO₂ abscheiden, was sie unter den Erneuerbaren einzigartig macht.

Vor diesem Hintergrund hat eine Kurzstudie im Oktober 2023 erstmals das Potenzial der CO₂-Abscheidung aus Biomasseanlagen in Deutschland quantifiziert⁶. Die Analyse betrachtete den heutigen Bioenergieanlagen-Park – darunter Holzheizkraftwerke >10 MW, Biogas-/Biomethan-Anlagen und Bioethanol-Fabriken – und kam zu eindrucksvollen Ergebnissen. Bereits der aktuelle Anlagenbestand könnte jährlich rund 13,1 Mio. t CO₂ abscheiden und damit der Atmosphäre entziehen⁷. Würde das nachhaltig verfügbare Biomassepotenzial künftig stärker ausgeschöpft (z.B. durch Zubau

¹ Ganti, Gaurav; Gasser, Thomas; Bui, Mai; Geden, Oliver; Lamb, William F.; Minx, Jan C.; Schleussner, Carl-Friedrich etc.: *Evaluating the near- and long-term role of carbon dioxide removal in meeting global climate objectives*. In: *Communications Earth & Environment* 5 (2024), Art.-Nr. 377. DOI: [10.1038/s43247-024-01527-z](https://doi.org/10.1038/s43247-024-01527-z)

² Smith, S. M.; Geden, O.; Gidden, M. J.; Lamb, W. F.; Nemet, G. F. u. a.: *The State of Carbon Dioxide Removal 2024 – 2nd Edition*. Oxford, Juni 2024. Verfügbar unter: <https://www.state-ofcdr.org/s/The-State-of-Carbon-Dioxide-Removal-2Edition.pdf>

³ Ebd.

⁴ Borchers, M., Förster, J., Thrän, D., Beck, S., Thoni, T., Korte, K., et al. (2024). A comprehensive assessment of carbon dioxide removal options for Germany. *Earth's Future*, 12, e2023EF003986. <https://doi.org/10.1029/2023EF003986>

⁵ Ebd.

⁶ Seeger Engineering GmbH: *CO₂-Abscheidung: Potenzial aus Biomasseanlagen*. Verfügbar unter: https://www.bioenergie.de/download_file/force/1820/201.

⁷ Ebd.

von Biogasaufbereitungsanlagen um den Faktor 10 und 20 % mehr Biomasseeinsatz in Holzkraftwerken), steigt das technisch realisierbare Abscheidevolumen auf etwa 30 Mio. t CO₂ pro Jahr⁸. Legt man optimistisch CO₂-Restemissionen von nur 49 Mio. t CO₂ pro Jahr zugrunde, könnte BECCS allein durch heimische Bioenergieanlagen mehr als die Hälfte des nötigen CO₂-Entzugs für Klimaneutralität liefern. Diese Zahlen verdeutlichen das enorme Klimaschutzpotenzial – zumal CO₂-Abscheidung aus Biomasse bisher in Deutschland praktisch noch nicht umgesetzt wird. Die Kurzstudie betont, dass BECCS langfristig einen erheblichen Beitrag zur Zielerreichung leisten kann und empfiehlt, nun vor allem die ökonomischen Aspekte und Vermeidungskosten genauer zu untersuchen⁹.

Tatsächlich steht die Branche in den Startlöchern, um biogenes CO₂ aus verschiedenen Quellen bereitzustellen. Technisch ist die Abscheidung machbar und wird vereinzelt bereits praktiziert: In ersten Bioenergieanlagen – etwa bei der Biogasaufbereitung oder Bioethanolproduktion – wird das entstehende „grüne“ CO₂ bereits aufgefangen und entweder als Industriegas weiterverwendet oder sogar langfristig gebunden. Mit der jüngst angestoßenen Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung und Anpassungen im Kohlendioxid-Speichergesetz (KSpG) werden erste regulatorische Weichen gestellt, z.B. für die grenzüberschreitende CO₂-Speicherung in der Nordsee. Auch auf EU-Ebene entsteht mit dem freiwilligen Zertifizierungsrahmen für CO₂-Entnahmen (Start 2025) ein Instrument, das negative Emissionen erfassen und perspektivisch monetarisieren soll. Die Branche bewertet biogenes CO₂ daher zunehmend als Chance: Bei passenden Rahmenbedingungen können Bioenergieanlagen zu Lieferanten von CO₂ werden – sei es für dauerhafte Einlagerung (negative Emission) oder für Kohlenstoff-Recycling in der Industrie.

Allerdings sind derzeit noch wesentliche Hemmnisse zu überwinden, weshalb BECCS/BECCU in Deutschland bislang kaum Anwendung findet. An erster Stelle steht die unklare regulatorische und wirtschaftliche Lage: Negative Emissionen werden im bestehenden Emissionshandel und Klimaschutzregime nicht vergütet, sodass

⁸ Seeger Engineering GmbH: *CO₂-Abscheidung: Potenzial aus Biomasseanlagen*. Verfügbar unter: https://www.bioenergie.de/download_file/force/1820/201.

⁹ Ebd.

ökonomische Anreize fehlen. Ein CO₂-Preis existiert nur für Emissionen, nicht für Entnahmen – folglich gibt es bislang kaum Förderinstrumente oder Geschäftsmodelle, die BECCS wirtschaftlich machen. Damit verbunden sind finanzielle Risiken für Investoren, zumal Klimaschutzverträge oder Boni für CO₂-Entzug erst in Ansätzen diskutiert werden. Zweitens bestehen rechtliche Unsicherheiten bei Genehmigung und Verantwortlichkeit: Bis vor Kurzem war die dauerhafte CO₂-Speicherung in Deutschland gesetzlich stark eingeschränkt. Die novellierten Regelungen müssen sich erst in der Praxis bewähren; zugleich fehlen klare Ziele und Vorgaben für CDR auf nationaler Ebene. Drittens mangelt es an der physischen Infrastruktur für Transport und Speicherung von CO₂. Weder ist derzeit ein CO₂-Pipelinennetz verfügbar noch ein Speicherstandort erschlossen – Exportoptionen (z.B. per Schiff in Norwegens Lagerstätten) befinden sich erst im Aufbau. Diese fehlenden Transport- und Lagerkapazitäten erschweren es Anlagenbetreibern, abgeschiedenes CO₂ überhaupt abzuführen. Schließlich dürfen auch praktische Hürden nicht vernachlässigt werden: lange Planungs- und Genehmigungsverfahren, begrenzte personelle Ressourcen sowie potenzielle Akzeptanzprobleme vor Ort. Zusammen bewirken diese Faktoren, dass ambitionierte Projekte bislang nur zögerlich umgesetzt werden, obwohl das technische Potenzial und das Klimabedürfnis gegeben sind. Fachverbände fordern daher, negative Emissionen einen Wert zu geben, Genehmigungen zu erleichtern und Fragen der CO₂-Logistik zügig anzugehen.

Das Ziel der vorliegenden Studie ist es, vor dem skizzierten Hintergrund konkrete Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der CO₂-Abscheidung aus Biomasse anzustellen. Aufbauend auf realistischen Fallbeispielen wird analysiert, unter welchen Rahmenbedingungen Projekte zur Abscheidung von biogenem CO₂ ökonomisch betrieben werden können. Im Fokus der Analyse steht die Frage, welche Kosten pro abgeschiedener Tonne CO₂ entstehen und welche möglichen Einnahmen dem gegenüberstehen können. Dadurch knüpft die Studie unmittelbar an die Empfehlungen der Potenzialanalyse von 2023 an, die eine vertiefte ökonomische Bewertung forderte¹⁰. Die Ergebnisse sollen Praxisakteuren und Entscheidungsträgern aufzeigen, welche Stellschrauben den

¹⁰ Seeger Engineering GmbH: *CO₂-Abscheidung: Potenzial aus Biomasseanlagen*. Verfügbar unter: https://www.bioenergie.de/download_file/force/1820/201.

Ausschlag geben, damit sich die Bereitstellung von biogenem CO₂ – sei es für Negativemissionen oder für die Nutzung – wirtschaftlich realisieren lässt.

3 Einführung

3.1 Feste Biomasse

3.1.1 Verfahren zur CO₂-Abscheidung

Zur Abscheidung von CO₂ aus festen Biomassen kommt vorrangig die chemische Absorption mittels Aminwäsche zum Einsatz. Dabei wird Monoethanolamin (MEA) als Lösungsmittel verwendet. Dieses Verfahren ist technisch ausgereift und wird bereits in industriellen Anwendungen zur CO₂-Abscheidung aus fossilen Rauchgasen genutzt, etwa in der Zementindustrie¹¹.

Auch bei Biomassefeuerungsanlagen – insbesondere Holzheizkraftwerken – wird MEA-basierte Aminwäsche als zentrale Technologie betrachtet. Der Prozess besteht typischerweise aus mehreren Stufen: Nach einer Rauchgaskonditionierung (Abkühlung, Entstaubung) wird das CO₂ im Absorber vom Lösungsmittel aufgenommen. Anschließend wird das beladene Lösungsmittel im Desorber erhitzt, um das CO₂ wieder auszutreiben. Für den Transport oder die Speicherung kann das Gas danach verflüssigt werden.

Neben elektrischer Energie benötigt die Aminwäsche auch einen erheblichen Wärmeanteil, um das CO₂ effizient aus dem Rauchgas abzuscheiden. Technisch ist die CO₂-Abscheidung aus festen Biomassen mittels Aminwäsche ausgereift, in Deutschland jedoch noch nicht kommerziell in Betrieb. Im Vergleich zur CO₂-Abscheidung bei biogenen Quellen mit hochreinem CO₂, etwa in Fermentationsprozessen, ist die

¹¹ Bsp: Brevik CCS von Heidelberg Materials scheidet mittels Aminwäsche nach eigenen Angaben jährlich ca. 400.000 Tonnen CO₂ aus dem Rauchgas ab. <https://www.brevikccs.com/en/facts-and-faq>

Abscheidung aus Rauchgas deutlich energieintensiver und erfordert eine aufwendigere Anlagentechnik.

3.1.2 Marktumfeld

Der Markt für CO₂-Abscheidung aus festen Biomassen steht derzeit (2025) noch am Anfang. Noch existieren in Deutschland keine großtechnischen Anlagen, die CO₂ aus dem Rauchgas von Feuerungsanlagen für feste Biomasse abscheiden. Lediglich einige Pilotprojekte, die sich auf fossile Brennstoffe wie Kohle¹² oder spezielle Müllverbrennungsanlagen¹³ konzentrieren, sowie experimentelle Forschungseinrichtungen befassen sich mit Technologien zur CO₂-Abscheidung aus Verbrennungsgasen. Im Bereich der Zementherstellung befinden sich hingegen derzeit mehrere Großanlagen in Planung^{14,15}. Ein definierter Markt für die CO₂-Abscheidung aus festen Biomassen ist derzeit noch nicht etabliert.

3.2 Flüssige Biomasse

3.2.1 Verfahren zur CO₂-Abscheidung

Bei flüssigen Biomassen – insbesondere im Rahmen der Bioethanolproduktion – ist keine zusätzliche Anlagentechnik zur CO₂-Abscheidung erforderlich, da während des Fermentationsprozesses CO₂ in hoher Konzentration und mit hohem Reinheitsgrad

¹² Hilgers, Christoph / Schilling, Frank R.: *Kohlendioxidabscheidung und geologische Speicherung (CCS) – ein Überblick*. In: *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften (ZDGG)*, Band 175, Heft 1, 2024, S. 89–109. DOI: 10.1127/zdgg/175/2024/105220.

¹³ EEW Energy from Waste GmbH: *EEW testet CO₂-Abscheidung bei Müllverbrennung in Hannover*. In: *EUWID Recycling und Entsorgung*, 12.05.2023. Verfügbar unter: <https://www.euwid-recycling.de/news/wirtschaft/eew-testet-co2-abscheidung-bei-muellverbrennung-in-hannover-120523/>

¹⁴ Linde Gase Deutschland GmbH; Heidelberg Materials AG: *Linde und Heidelberg Materials bauen weltweit erste CCU-Großanlage*. Lengfurt, Deutschland, 2025 geplant. In: Linde Gas Deutschland GmbH – Online Shop, erschienen am 13.04.2023. Verfügbar unter: <https://www.linde-gas.de/shop/de/de-ig/linde-und-heidelberg-materials-bauen-weltweit-erste-ccu-grossanlage>

¹⁵ Holcim (Deutschland) GmbH: *Membrantrennverfahren: Holcim Zementwerk Höver erhält weitere Förderung zur Erprobung innovativer CO₂-Abscheidetechnologien*. Höver, 03.09.2024. Verfügbar unter: <https://www.holcim.de/membrantrennverfahren-holcim-zementwerk-hoever>

freigesetzt wird. Das dabei entstehende Rohgas besteht zu etwa 97–98 %¹⁶ aus CO₂ und kann mit vergleichsweise geringem Aufwand in die Verflüssigung überführt oder für industrielle Anwendungen genutzt werden. Damit weist dieser Prozess im Vergleich zum Abscheideprozess für feste Biomasse eine hohe Energie- und Kosteneffizienz auf. Im Zuge der Gärung zur Herstellung von Ethanol wird das CO₂ kontinuierlich freigesetzt, was eine kontinuierliche Erfassung ermöglicht und die Integration in bestehende industrielle Prozesse erleichtert.

3.2.2 Marktumfeld

2024 wurde Bioethanol in Deutschland überwiegend aus Futtergetreide (88 %) und Zuckerrüben (12 %) hergestellt. Im selben Jahr waren bundesweit elf Produktionsstandorte mit einer Gesamtjahresproduktion von rund 744.000 Tonnen Bioethanol aktiv. Der Anteil (Vol.-%) von Bioethanol an den in Deutschland eingesetzten Ottokraftstoffen betrug 2024 etwa 6,9 %¹⁷.

Der Bioethanolmarkt ist stark von politischen Rahmenbedingungen abhängig, insbesondere durch Beimischungsquoten im Kraftstoffsektor sowie Anforderungen im Rahmen der Treibhausgasminderungsquote. Zunehmend an Bedeutung gewinnt die Herstellung von Bioethanol aus Rest- und Abfallstoffen (z. B. Abfällen der Lebensmittelindustrie oder Stroh). Entsprechende Technologien befinden sich teils noch in der Entwicklung oder im Demonstrationsmaßstab. Gleichzeitig steigt das Interesse an der Kopplung der Bioethanolproduktion mit CO₂-Abscheidung und -Verwertung (CCU) oder -Speicherung (BECCS), was Bioethanol perspektivisch zu einem Treiber für negative Emissionen machen könnte.

¹⁶ Wollnik & Borchers, Bioethanol-Produktion: Bioenergie CO₂-Abscheidung Speicherung (BECCS), CDRterra/BioNET

¹⁷ Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e. V. (BDBe): *Marktdaten Bioethanol 2024 – Überblick*. Berlin, Stand: 04/2025. Verfügbar unter: <https://www.bdbe.de/bioethanol/marktdaten>

3.3 Gasförmige Biomasse

3.3.1 Verfahren zur CO₂-Abscheidung

Bei Biogasanlagen, welche nicht über eine Aufbereitungsanlage verfügen, entsteht CO₂ vor allem bei der Verbrennung (z.B. im Gasmotor). Das CO₂ als Bestandteil des Abgases, müsste dann über eine CCP abgeschieden werden. Die Anwendung der Aminwäsche zur Abscheidung von CO₂ wäre hierbei technisch möglich; wirtschaftlich attraktiver ist jedoch die Nutzung von CO₂ im Zuge der Biogasaufbereitung (an Standorten mit Biomethaneinspeisung), weil es bei der Aufbereitung bereits verfahrensbedingt mit einem Reinheitsgrad von bis zu >98%¹⁸ abgetrennt wird. Eine weitergehende Technik zur CO₂-Abscheidung ist hier also nicht erforderlich. Wie bei den anderen Biomassearten kann das CO₂ bei Bedarf für den Transport verflüssigt werden.

Bei Biogasaufbereitungsanlagen handelt es sich um Anlagen, die das Biogas auf Erdgasqualität zu Biomethan aufbereiten. Um Biogaseinspeiseanlagen handelt es sich, wenn für das erzeugte Biomethan am Standort eine Einspeisung in das Erdgasnetz erfolgt. In der Regel umfassen die Produktionsstandorte für Biomethan sowohl Biogasaufbereitungs- als auch -einspeiseanlagen. Das eingespeiste Biomethan kann dem Erdgasnetz entnommen und analog Erdgas in verschiedenen Anwendungen eingesetzt werden¹⁹.

Um Biogas zu Biomethan aufzubereiten, bedarf es im Wesentlichen der Abtrennung von Kohlenstoffdioxid. In den letzten Jahren haben sich verschiedene Verfahren zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan etabliert. Seit 2006 werden in Deutschland zur Biogasaufbereitung am häufigsten die Verfahren der Druckwasserwäsche, Aminwäsche und Druckwechseladsorption eingesetzt. Darüber hinaus wurde in den letzten

¹⁸ Hofmann, Josef (Prof. Dr. rer. nat.): *Schlussbericht „LBM aus Biogas“*. Hochschule Landshut, Fachbereich Technik, 04. 05. 2017. Verfügbar unter: https://www.haw-landshut.de/fileadmin/Hochschule_Landshut_NEU/Ungeschuetzt/Fakultaet-MB/Professorenselten/Prof_Dr_rer_nat_Josef_Hofmann/Publikationen/Publikationen/2017_05_04_Schlussbericht_LBM_aus_Biogas.pdf

¹⁹ Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J.: *Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland – Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan. (DBFZ-Report 50, Seite 62)*. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2023. Verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_50.pdf

Jahren zunehmend die Aufbereitung mit Hilfe einer physikalischen Absorption mit organischem Lösemittel und das Membrantrennverfahren zur CO₂-Abtrennung eingesetzt²⁰. Die kryogene Abscheidung spielt bislang eine untergeordnete Rolle (1 % der angewandten Biogasaufbereitungstechnologien in Europa im Jahr 2021). Die Bedeutung der kryogenen Aufbereitung kann jedoch bei überregionaler CO₂-Nutzung oder bei kalten CO₂-Anwendungen wie Trockeneis zunehmen²¹.

3.3.2 Marktumfeld

3.3.2.1 Anlagen zur Biogasaufbereitung bei Biogasanagen

Im Jahr 2022 waren in Deutschland nach Angaben der Deutschen Energie-Agentur (dena) 243 Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) mit einer Kapazität von 147.810 Nm³/h und einer installierten elektrischen Leistung von 628 MW in Betrieb²². Die Anlagen speisten 2023 rund 10,2 TWh Biomethan ins Gasnetz ein²³; die Rohbiogasproduktion lag nach Angaben des DBFZ im selben Jahr bei mehr als 100 TWh²⁴.

Seit der Streichung des Biogasaufbereitungsbonus im EEG 2014 fielen die jährlichen Zubauraten insgesamt moderat aus. Zubau fand überwiegend im Segment mittlerer Anlagengrößen ($\approx 350\text{--}700\text{ Nm}^3\text{ i.N./h}$) statt, während kleine ($< 350\text{ Nm}^3\text{ i.N./h}$) und große ($> 700\text{ Nm}^3\text{ i.N./h}$) BGAA nur verhalten zunahmen (Trend 2014–2021)²⁵.

²⁰ Ebd.

²¹ Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J.: *Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland – Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan. (DBFZ-Report 50, Seite 68)*. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2023. Verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_50.pdf

²² Deutsche Energie-Agentur (dena): *Marktmonitoring Bioenergie 2023 – Analyse*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur, 2023. Verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Marktmonitoring_Bioenergie_2023.pdf

²³ Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht Energie 2024*. Bonn/Berlin 2024. Verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>

²⁴ Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J.: *Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland – Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan. (DBFZ-Report 50)*. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2023. Verfügbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_50.pdf

²⁵ Ebd.

Beim Substrateinsatz dominierten 2021 landwirtschaftliche Substrate (nachwachsende Rohstoffe, Wirtschaftsdünger), wobei dieser Anteil seitdem weiter gestiegen ist. Daneben wurden organische Rest- und Abfallstoffe teils in Kombination eingesetzt; der ausschließliche Abfalleinsatz entfiel auf einen kleineren Teil des Anlagenbestands.

Im Unterschied zur festen und flüssigen Biomasse, wird biogenes CO₂ aus Biogas-/Biomethananlagen derzeit in geringen Mengen (genaue Zahlen liegen nicht vor) in Pilotanlagen der in der Schweiz ansässigen Firma Neustark durch Mineralisierung dauerhaft in Beton gespeichert²⁶. Der Hauptteil geht jedoch in die Verwendung (BECCU), ersetzt fossiles CO₂ und bietet auf diese Weise einen Klimanutzen. Die derzeitige Nutzung konzentriert sich vor allem auf Gewächshäuser (Luftanreicherung, ~ 35 %) sowie die Lebensmittel- und Getränkeindustrie (~ 27 %). In kleinerem Umfang werden Power-to-X-Anwendungen (~ 10 %), Trockeneis und Kühlmittel (je ~ 8 %) bedient; der Großteil des gelieferten CO₂ ist Lebensmittelqualität. Perspektivisch verschiebt sich die Nachfrage in Richtung Lebensmittel/Getränke und Power-to-X, während die Nutzung in Gewächshäusern an Bedeutung verliert.²⁷

3.4 Betrachtungsrahmen

Für die verschiedenen Konzepte werden sowohl Investitionskosten, also auch Betriebs- u. Verbrauchskosten betrachtet, sodass für die drei Biomassesegmente jeweils Gestehungskosten der CO₂-Abscheidung inkl. Behandlung benannt werden können. Zielgröße ist der CO₂-Gestehungspreis in €/t CO₂ am Standort der Abscheidung (CO₂ flüssig in Flaschen abgefüllt, ohne weiteren Transport oder Lagerung).

Die Betrachtungen erfolgen als statische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, wobei der Kapitaldienst sich aus einer Laufzeit von 12 Jahren und einem Zins von 3 % ergibt. Hinsichtlich der Betriebskosten wurden heutige Marktpreise angesetzt.

²⁶ Angaben der Firma neustark AG: *Unsere Wirkung: CO₂-Entfernung* [Online-Artikel]. Freiburgstrasse 251, 3018 Bern, Schweiz. Verfügbar unter: <https://www.neustark.com/de/unsere-wirkung-co2-entfernung> Zuletzt abgerufen am 22.10.2025

²⁷ Ebd.

Eine dynamische Betrachtung erfolgt nicht, jedoch wird detaillierter auf die Kostenstruktur eingegangen, sodass hieraus Sensitivitätsbetrachtungen bzw. dynamische Modelle (z.B. zur Berücksichtigung von Strompreisveränderungen) abgeleitet werden können.

Weiter möchten wir darauf hinweisen, dass die exakte Kostenstruktur oft standortspezifisch ist und daher diesbezüglich mit typischen Annahmen gerechnet wurde. Wesentliche Standortfaktoren, die sich auf die Gestehungskosten der CO₂-Abscheidung auswirken, sind:

- **die Anlagengröße:** da die spezifischen Investitionskosten mit zunehmender Anlagengröße sinken
- **die Wärmeabnahmesituation:** Insbesondere die jahreszeitlichen Schwankungen des (unabhängig von der CO₂-Abscheideanlage vorhandenen) Wärmebedarfs wirken sich auf die Kostenstruktur bei der CO₂-Abscheidung aus
- **weitere Kostenaspekte insbesondere in Hinblick auf den Strompreis:** Zum einen ist je nach Konzept der Strombedarf stark unterschiedlich, zum anderen sind je nach Standort stark abweichende Strombezugskosten möglich. Niedrige Stromgestehungskosten (z.B. aus PV- oder KWK-Anlagen), würden Kosten der Abscheidung gegenüber einem klassischen Strombezugspreis reduzieren. KWK-Anlagen mit hoher Einspeisevergütung (z.B. hohen EEG-Vergütungssätzen) wären hingegen ggf. sogar teurer als der Netz-Strombezug. Dieser Kostenaspekt ist je nach Standort stark unterschiedlich und in der Studie wurden einheitliche Annahmen getroffen, welche auf den individuell zu betrachtenden Einzelfall anzupassen wären. Der Einfluss der Stromkosten ist insbesondere in der Variante Feste Biomasse erheblich bzw. hat großen Einfluss auf die Gestehungskosten der CO₂-Abscheidung. Stromkosten entstehen hier - zusätzlich zu den Stromkosten der Verflüssigung, welche varianteneinheitlich bestehen - auch aufgrund des Wärmebedarfs der Abscheidung (Stromverlust resultierend aus Wärmeauskopplung).

Die Kurzstudie zeigt für alle drei Biomassesegmente die Wirtschaftlichkeit und Kosten der Abscheidemöglichkeiten an konkreten Beispielen auf.

Das Ziel der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung besteht darin, die Bandbreite der CO₂-Gestehungskosten (CO₂-Gestehungskosten) aufzuzeigen, die sich in Abhängigkeit von

verschiedenen Faktoren wie der **Herkunft der Biomasse**, der **Anlagengröße** und dem **Verwendungszweck** des abgeschiedenen CO₂ ergeben.

4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für alle drei Konzepte wurden, soweit sinnvoll, einheitliche Preisannahmen wie folgt getroffen:

- Strompreis 180,00 €/MWh
- Aktivkohlepreis 4,00 €/kg

Die spezifischen Verbräuche sind Konzeptabhängig und in nachfolgenden Kapiteln dargestellt, wobei der Bereich der CO₂-Verflüssigung Konzeptunabhängig mit einem spezifischen Stromverbrauch von 210 kg/t CO₂ (abgefüllt in Flaschen) berechnet wurde.

Neben den Verbrauchsgebundenen Kosten (siehe obige Preisannahmen) wurden in allen drei Konzepten auch Betriebskosten mit Ansätzen wie folgt berücksichtigt:

- Wartung und Instandhaltung 2,00 %/a der Investition
- Versicherung 1,5 %/a der Investition

Die Kapitaldienstermittlung erfolgte in allen Konzepten einheitlich basierend auf einer Laufzeit von 12 Jahren und einem Zins in Höhe von 3,0 %, woraus sich eine Annuität von 10,0% ergibt.

Die Laufzeit von 12 Jahren trägt der Situation Rechnung, dass Anlagen bei Errichtung der CCP bereits einige Jahre in Betrieb sind. Bei Errichtung der CCP in einer Neuanlage könnte ein entsprechend längerer Zeitraum von z.B. 20 Jahren angesetzt werden, was zu einem deutlichen Absinken der Annuität (auf 6,7%) führen würde.

4.1 Konzept: Feste Biomasse (Holzheizkraftwerk)

In diesem Konzept wird die Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung und Verflüssigung in einer hierfür vorgesehenen Anlage (CCP – Carbon Capture Plant) an einem konkreten Beispiel (bestehendes Holz-Heizkraftwerk) berechnet. Dabei werden auch Preisauswirkungen in Bezug auf andere Standortfaktoren (Anlagengröße, Brennstoff, Neu/Bestandsanlage) diskutiert.

4.1.1 Grundannahmen

Im untersuchten Biomasseheizkraftwerk (BMHKW) wird als Brennstoff feste Biomasse wie insbesondere Landschaftspflegematerial (LPM), Waldhackgut (WHG), etc. eingesetzt. Es wird angenommen, dass die Anlage bereits seit mehreren Jahren in Betrieb ist und als Post-EEG-Anlage noch weitere 12 Jahre für die CO₂-Abscheidung aus dem Abgas sowie für eine anschließende Verflüssigung umgerüstet werden soll.

4.1.1.1 Technische Daten der Referenzanlage

Für das betrachtete BMHKW sind - abhängig von der jahreszeitlich schwankenden Fernwärmebereitstellung - mehrere Fahrweisen möglich. Die Integration einer CCP führt zu einem prozessbedingten (zusätzlichen) Wärmebedarf, was z.B. bei der Auslastung der CCP zu berücksichtigen ist (z.B. zurückfahren der CO₂-Abscheidung zu Zeiten, in denen der Gesamtwärmebedarf höher ist als die bereitstellbare Leistung). Im vorliegenden Anlagenbeispiel besteht ganzjährig ausreichend Wärme für die CCP, so dass diese mit hoher Auslastung betrieben werden kann. Nachfolgend sind für das BMHKW die Wesentlichen Anlagendaten für den Fall der vollständigen Verstromung (Vollkondensation) benannt, bzw. für den Fall mit Wärmeauskopplung auch die hieraus resultierende reduzierte elektrische Leistung. Beide Fälle beziehen sich hierbei auf die derzeit typische Fahrweise mit maximaler Dampferzeugung (kontinuierlich maximale Brennstoffwärmeleistung). Eine Fahrweise mit reduzierter Leistung oder Betriebsstundenzahl würde zu einer geringeren Auslastung der CCP-Anlage führen (bzw. Bei einer entsprechend höheren Auslastung des Heizkraftwerks zu einer Abscheiderate < 100%). Da der Kapitaldienst unverändert besteht, würde dies zu einer Erhöhung der CO₂-Gestehungskosten führen. Gleiches gilt für den Fall, dass der Wärmebedarf inkl. CCP-Anlage die Bereitstellungsmöglichkeiten übersteigt. In diesem Fall würde der

Wärmebedarf (z.B. des Fernwärmenetzes) gedeckt und die CCP-Anlage wäre zurückzufahren.

Biomasseheizkraftwerk (BMHKW)

• Feuerungswärmeleistung	20,5	MW
• Vollbenutzungsstunden	8.000	h/a
• max. elektrische Bruttoleistung	5.500	kWe
• elektr. Bruttoleistung bei 7.900 kWth	4.670	kWe
• Rauchgasmenge	33.500	m³/h i.N. tr.
• Betriebs-O ₂	7,4	Vol.% tr.
• CO ₂ -Anteil im Rauchgas feucht	14,46	Vol.% tr. Betr.-O ₂
• Massenstrom CO ₂ im Rauchgas bei Volllast	7.285	kg/h tr.

Anlage zur CO₂-Abscheidung (Carbon Capture Plant - CCP)

• Massenstrom CO ₂ zur CCP	7.285	kg/h tr.
• Spez. Wärmebedarf CCP Temperaturniveau	1,1 95/75	MWh/t CO ₂ °C
• Spez. Strombedarf CCP Abscheidung	40	kWh/t CO ₂
Verflüssigung	210	kWh/t CO ₂
sonstige Nebenanlagen	10	kWh/t CO ₂
• CO ₂ -Verflüssigung jährlich	43.000	t/a

Besonders hinweisen möchten wir an dieser Stelle bereits auf den Wärmebedarf, welcher (anders als in den übrigen Konzepten) zu entsprechenden Kosten führt.

4.1.1.2 Strom- und Wärmekosten

Im Anwendungsbeispiel wurde davon ausgegangen, dass der Strombedarf der CCP durch die Stromerzeugung des BMHKWs erfolgt. Die Stromgestehungskosten variieren je nach KWK-Anlage, da sie von verschiedenen Faktoren, wie der Brennstoffart

und dem Anlagenwirkungsgrad und oder gesetzlichen Vergütungssätzen, abhängen. Im vorliegenden Anlagenbeispiel gilt gleiches für den Wärmepreis, da sich dieser indirekt über den Strompreis ermittelt. Durch die Entnahme von Dampf aus der Turbine (zu Wärmezwecken) wird die erzeugte elektrische Leistung verringert. Diese verminderte Leistung und die damit verbundene Minderung des verkauften Stroms wurde auf eine MWh an benötigter Wärme umgerechnet.

Im Konzept "feste Biomasse" benötigt der Prozess der CO₂-Abscheidung Wärme, welche preislich wie folgt angesetzt wurde:

- Wärmepreis 18,84 €/MWh

Bei der Wärmepreisermittlung wurde der konzepteinheitliche Strompreis von 180 €/MWh angesetzt und ein technologiespezifischer Faktor von 105 kWh_{el}/MWh_{th} (Stromverlust). Hintergrund des Faktors ist, dass sich bei Entnahmekondensationsturbinen die elektrische Leistung reduziert, wenn Wärme ausgekoppelt wird. Tatsächlich entstehen dem Anlagenbetreiber durch den Wärmebedarf der CO₂-Abscheidungsanlage somit Mindererlöse beim Stromverkauf, welche zum besseren Verständnis als rechnerische Größe in obigen Wärmepreis überführt wurden.

Abweichend vom gewählten Ansatz eines konzeptunabhängig einheitlichen Strompreises wäre für viele Anlagen mit fester Biomasse auch zielführend den projektspezifischen EEG-Vergütungssatz zu verwenden. Niedrigere EEG-Vergütungssätze (mit daraus resultierend niedrigeren Wärmepreisen bzw. CO₂-Gestehungspreisen) ergeben sich insbesondere bei größeren Anlagen (Grundvergütung sinkt mit steigender Leistung), Anlagen späteren Inbetriebnahmedatums (jährliche Degression), oder falls keine sonstigen Boni vergütet werden (je nach EEG-Novelle z.B. KWK-Bonus, NAWARO-Bonus, Innovations-Bonus). Aufgrund der großen Anlagenvielfalt wurde der Ansatz des konzepteinheitlichen Strompreises weiterverfolgt, basierend auf vorgeanntem Faktor kann aber projektspezifisch (unter Zugrundelegung des jeweiligen EEG-Vergütungssatzes) der Preisanteil der Wärmekosten am CO₂-Gestehungspreis angepasst werden (siehe folgendes Diagramm).

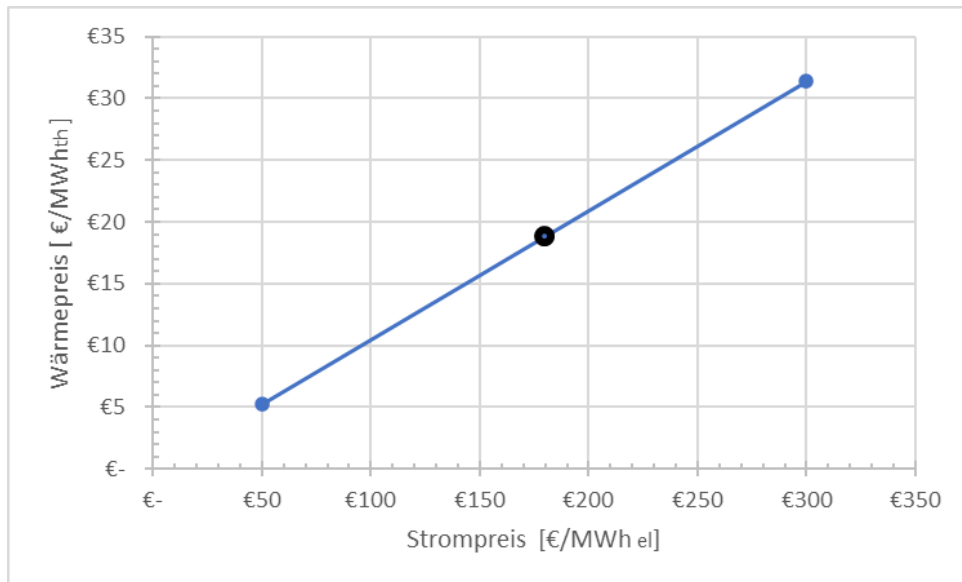


Abbildung 1: Zusammenhang Wärmepreis <-> Strompreis – Das Diagramm zeigt (abhängig vom projekt-spezifischen Stromvergütungspreis) den korrespondierenden Wärmepreis, welcher sich errechnet um (unabhängig vom Maß der Wärmeauskopplung) eine konstante Erlössituation zu erzielen.

Nutzung von Abwärme

Im berechneten Fall wurde davon ausgegangen, dass keine Abwärmenutzung erfolgt. Demnach wurden weder diesbezüglichen Investitionskosten (für z.B. Wärmetauscher, Verrohrung, etc.), noch Wärmeerlöse berücksichtigt.

Mit Blick auf die Optimierung der Energieeffizienz, aber auch zur Minimierung der CO₂-Gestehungskosten, wäre jedoch eine Abwärmenutzung an vielen Standorten zielführend. Ob und in welchem Maße dies möglich ist, hängt jedoch stark vom Wärmestandort (Bedarfsprofil) ab, so dass eine diesbezügliche Betrachtung nur im Einzelfall sinnvoll ist.

Beim Betrieb einer CO₂-Abscheideanlage (CCP) bestehen mehrere Möglichkeiten, Abwärme zu nutzen, die den Gesamtwirkungsgrad der Anlage verbessern und gleichzeitig die CO₂-Gestehungskosten (CO₂-Gestehungskosten) senken.

Die Möglichkeit der Abwärmenutzung ist sehr standortspezifisch und wurde (außerhalb dieses Kapitels) nicht betrachtet. Je nach Einzelfall kann die Abwärmenutzung jedoch zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit führen, weshalb nachfolgend detailliert auf die wesentlichen Möglichkeiten eingegangen wird.

Die Abwärme kann aus verschiedenen Quellen gewonnen werden:

1. Rauchgaskondensation

Aus verfahrenstechnischen Gründen muss das Abgas des BMHKW auf 45 °C heruntergekühlt werden, da die Abscheidung des CO₂ in dem dafür vorgesehenen Aminwäsche-Verfahren erst ab diesen Temperaturen effizient abläuft. Im gewählten Anlagenbeispiel kann Wärme in Höhe von **4,0 MW** aus dem Rauchgas entnommen werden, wobei diese Wärme eine Temperatur von etwa 60 °C aufweist.

2. Wärmeversorgung der CO₂-Abscheidungsanlage

Des Weiteren kann das Kondensat, das bei der Wärmeversorgung der CCP anfällt, weiter genutzt werden. Dieses hat eine Leistung von etwa **1,72 MW** bei einer Temperatur von circa 124 °C.

3. Abwärme CO₂-Abscheidungsanlage

Darüber hinaus kann, je nach Hersteller, bis zu 90 % der Wärme, die für den Betrieb der CCP benötigt werden, auf einem geringeren Temperaturniveau weiter genutzt werden. Bei einem Wärmebedarf von ca. 7,71 MW in unserem Anwendungsbeispiel würde sich die nutzbare Leistung auf ca. **6,56 MW** belaufen. Die Temperatur beträgt dann noch ca. 65 °C.

Insgesamt könnte einer Vorlauftemperatur von 70,9 °C und einer Rücklauftemperatur von 40 °C eine Leistung von **12,27 MW** für ein Nahwärmenetz bereitgestellt werden.

Ein Teil der Wärme könnte zudem für interne Kraftwerksprozesse genutzt werden, beispielsweise zur Vorwärmung des Kondensats im Luftkondensator, um die CO₂-Gesamtkosten durch eine effizientere Wärmenutzung zu senken.

Biomassearten

Der CO₂-Gehalt im Abgas variiert je nach Art der eingesetzten Biomasse. Holzartige Biomasse weist tendenziell höhere CO₂-Gehalte auf, während strohbasierende oder andere landwirtschaftliche Reststoffe meist geringere Werte aufweisen.

Dieser Unterschied hat direkte Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung, da mit steigendem CO₂-Gehalt im Abgas die Abscheidung kosteneffizienter wird. Ein höherer CO₂-Anteil reduziert den Aufwand für die Trennung des Gases, wodurch die CO₂-Gesamtkosten (CO₂-Gestehungskosten) entsprechend sinken. In diesem Konzept wird von holzartiger Biomasse wie Landschaftspflegematerial und Waldhackgut ausgegangen. Für andere Brennstoffe wäre die Kalkulation (geringfügig) anzupassen.

4.1.1.3 Weitere Annahmen mit Kostenrelevanz

Neben den vorgenannten Energiekosten sind Kapitaldienst und weitere Verbrauchsgebundene Kosten (Aktivkohle) und Betriebskosten (Wartung u. Instandhaltung, Versicherungen) wie in Kapitel 4 dargestellt berücksichtigt.

Für die Errichtung einer CCP müssen verschiedene Voraussetzungen erfüllt sein. Hierbei fallen je nach Standortsituation Kosten an. Im Rahmen dieses Konzeptes werden folgende Annahmen getroffen:

- Es steht ganzjährig ausreichend Wärme in der erforderlichen Temperatur und Menge zur Verfügung, um die CCP zu betreiben (hohe Auslastung der CCP).
- Abwärme aus der CCP wird nicht genutzt (die Sinnhaftigkeit einer Abwärmennutzung wird in Abschnitt 4.1.1.2 erläutert)
- Fläche steht für die Errichtung der CCP ausreichend und kostenneutral zur Verfügung.
- Es sind keine zusätzlichen Gebäude für die Errichtung der CCP erforderlich (Errichtung der Aggregate im Freien auf Streifenfundamenten).
- Es müssen keine größeren Umbauarbeiten an der Turbine oder an anderer Anlagentechnik durchgeführt werden.
- Für den Transport des abgeschiedenen CO₂ zu einem entsprechenden Abnehmer ist eine Verflüssigung erforderlich (Kosten der Verflüssigung und Abfüllung in Vorrattanks berücksichtigt).
- Die Kosten für den Transport und die Speicherung des CO₂ werden nicht berücksichtigt (siehe Kapitel 5.1).

4.1.2 CO₂-Gestehungskosten

In der folgenden Grafik sind die CO₂-Gestehungskosten in €/Tonne verflüssigtes CO₂ dargestellt, unterteilt in Kapitaldienst und Betriebskosten.

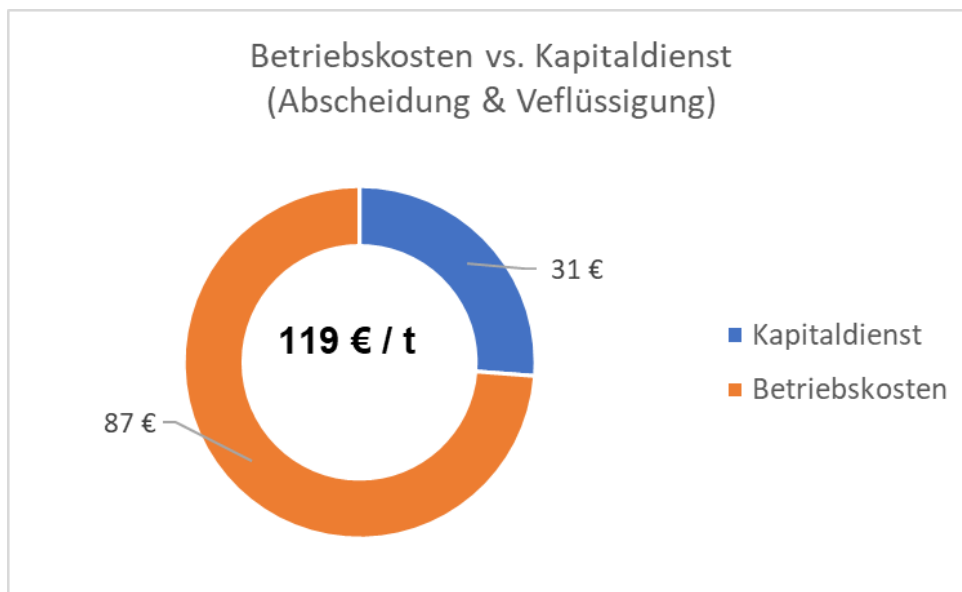


Abbildung 2: Betriebskosten & Kapitaldienst (Feste Biomasse) – Bei Anlagen zur Nutzung von fester Biomasse machen Betriebskosten den Großteil der CO₂-Gestehungskosten aus.

Die beiden Kostenblöcke setzen sich wie folgt zusammen:

Investitionskosten / Kapitaldienst

- CO₂-Abscheidung
- CO₂-Verflüssigung
- Schornstein
- Sonstiges Anlagentechnik
- Tiefbau
- Stahlbau
- Planung Technik / Baukörper
- Finanzierung
- Unvorhergesehenes (5% der Investitionskosten)

Betriebs- und Verbrauchskosten

- Strom
- Wärme
- Wartung- und Instandhaltung
- Betriebsstoffe
- Versicherungen

Die Investitionskosten enthalten auch einen Kostenblock Unvorhergesehenes, welcher mit einem Anteil von 5% der Investitionskosten veranschlagt wurde.

Während die vorgenannte Abbildung (für die Variante feste Biomasse) zwar die vollständigen Gestehungskosten, jedoch lediglich hinsichtlich Kapitaldienst und Betriebskosten differenziert, aufzeigt, wird nachfolgend die Kostenstruktur hinsichtlich anderer Aspekte dargestellt. Dies ist hilfreich, um Kostenauswirkungen auf abweichende Standortspezifika abzuschätzen. So sind z.B. Standorte denkbar an denen in unmittelbarer Nähe eine CO₂-Nutzung denkbar ist und so auf eine Verflüssigung verzichtet werden kann.

Zur Relativierung der verschiedenen Kostenblöcke der CO₂-Gestehungskosten wurden unterschiedliche Kostenkategorien definiert und miteinander verglichen. Alle relevanten Kostenpositionen werden sowohl in absoluten Werten (tabellarische Angaben in €/Tonne) als auch in prozentualen Anteilen (Balkengrafik) in dem nachfolgenden Diagramm dargestellt. Der Kostenblock „Sonstiges“ umfasst sämtliche Ausgaben, die nicht unmittelbar den Strom- oder Wärmekosten zugeordnet werden können, einschließlich des Kapitaldienstes und der Betriebskosten.

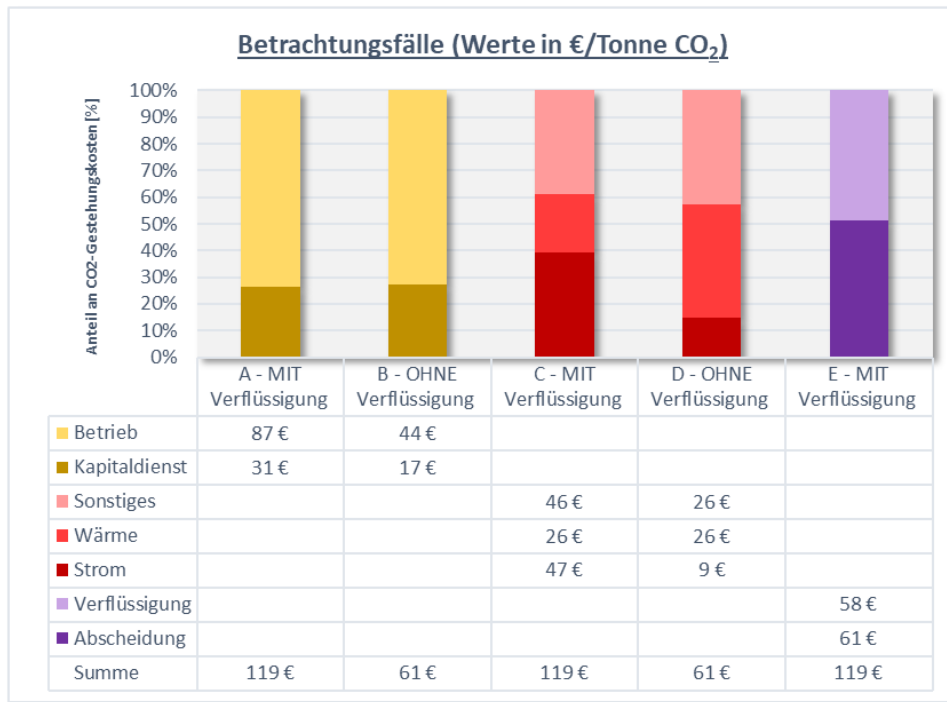


Abbildung 3: Betrachtungsfälle (Feste Biomasse) – Der Strombedarf für die Verflüssigung ist ein wesentlicher Kostentreiber.

Die Werte für Fall A entsprechen den Angaben in Abbildung 2 (Unterscheidung in Kapitaldienst und Betriebskosten). Der mit "B" bezeichnete Balken zeigt die gleiche Situation, jedoch ohne, dass die kostenintensive Verflüssigung benötigt wird. Hier sinken die Gestehungskosten massiv ab (wobei das Verhältnis aus Kapitaldienst zu Betriebskosten annähernd gleichbleibt). Fall C verdeutlicht (für die Variante mit Verflüssigung), dass etwa die Hälfte der CO₂-Gesamtkosten aus Strom- und Wärmekosten besteht, wobei die Stromkosten den dominierenden Anteil ausmachen. Ohne CO₂-Verflüssigung (Fall D) gewinnen hingegen der Kapitaldienst und die Wärmekosten an Bedeutung. Im Fall E zeigt sich, dass die Abscheidung und die Verflüssigung jeweils etwa die Hälfte der CO₂-Gesamtkosten ausmachen.

4.1.3 Diskussion / Fazit

Wie im vorangehenden Kapitel für die Referenzanlage mit fester Biomasse gezeigt wurde, kann eine CCP-Anlage verflüssigtes und in Flaschen abgefülltes CO₂-zu einem

Gestehungspreis von 119 €/t bereitstellen. Der vorgenannte Preis beinhaltet noch keine Vermarktungskosten oder Kosten hinsichtlich Risiko- oder Renditeerwartungen und ist daher in Bezug auf gängige Marktpreise (oder Marktpreisentwicklungen) zu bewerten.

Aus unserer Sicht besteht mit dem Konzept jedoch grundsätzlich die Möglichkeiten eines Markteintritts, welche jedoch auch in Bezug auf Alternative Konzepte (flüssige und gasförmige Biomasse) zu bewerten ist. Die Vorteilhaftigkeit des Konzepts besteht insbesondere an Standorten, welche die folgenden Merkmale aufweisen:

- Standort mit nahegelegtem CO₂-Bedarf (direkte Nutzung ohne vorherige Verflüssigung und Flaschenabfüllung)
- Standorte mit guter Wärmeverfügbarkeit / niedrigen Wärmebedarfsspitzen, so dass eine ganzjährige Auslastung der CCP möglich ist. Hier kann auch die Einbindung von Abwärmepotenzialen vorteilhaft sein.
- BMHKWs mit niedrigen Strombestehungskosten (z.B. Anlagen mit niedrigen EEG-Vergütungssätzen z.B. Brennstoffbedingt bei Altholzeinsatz oder Größenbedingt bei Anlagen mit niedriger Grundvergütung, bzw. Anlagen ohne Innovationsbonus (keine ORC-Anlagen).

4.2 Konzept: Flüssige Biomasse (Bioethanolproduktion)

In diesem Konzept wird die Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung und Verflüssigung in einer hierfür vorgesehenen Anlage an einem konkreten Beispiel (bestehende Anlage zur Erzeugung von Bioethanol) berechnet. Dabei werden auch Preisauswirkungen in Bezug auf andere Standortfaktoren diskutiert. Das CCP nutzt das bereits abgeschiedene anfallende CO₂ in einer neu zu errichtenden Verflüssigungsanlage

4.2.1 Grundannahmen

In der untersuchten Bioethanolanlage wird basierend aus den Ausgangsstoffen Futtergetreide und Zuckerrüben flüssige Biomasse (Bioethanol) erzeugt.

Es wird angenommen, dass die Bioethanolanlage bereits seit mehreren Jahren in Betrieb ist und für die CO₂-Verflüssigung bereits abgeschiedenes CO₂ mit Gehalten von ca. 95 Vol.-% f. als Nebenprodukt der Bioethanolherstellung zur Verfügung steht. Zusätzlich benötigt würde als CCP lediglich die Verflüssigungsanlage.

4.2.1.1 Technische Daten der Referenzanlage

Die betrachtete Bioethanolanlage ist mit hoher Auslastung (8.000 VBH/a) in Betrieb. Anders als bei der vorbeschriebenen Anlage für feste Biomasse fällt CO₂ bereits Prozessbedingt an. Somit entfällt der Wärmeintensive Abscheideprozess. Die Integration einer CCP führt lediglich zu einem erhöhten Strombedarf aufgrund der Verflüssigung der CO₂-Mengen.

Die Auslastung der CCP-Anlage beträgt typischerweise <95%. Im vorliegenden Beispiel wurde davon ausgegangen das 92,5% der Anfallenden CO₂-Menge verflüssigt wird.

Bioethanolanlage

• Bioethanol Produktionsmenge	6,25	t/h
• Vollbenutzungsstunden	8.000	h/a
• Jahresproduktion	50.000	t/a
• Spez. Faktor CO ₂ je Tonne Bioethanol	1	t CO ₂ / t Bioethanol
• CO ₂ -Anfall jährlich	50.000	t/a

Anlage zur CO₂-Verflüssigung

• Spez. Strombedarf CO ₂ -Verflüssigung	220	kWhe / t CO ₂
• Abscheiderate CO ₂ der CCP	80	M.%
• CO ₂ -Verflüssigung jährlich	40.000	t/a

4.2.1.2 Strom- und Wärmekosten

Im Anwendungsbeispiel besteht kein Wärmebedarf, so dass lediglich die Stromkosten relevant sind. Der spezifische Strombedarf setzt sich aus 210 kWhe / t CO₂ für die

Verflüssigung, sowie einem geringfügigen Strombedarf für sonstige Anlagentechnik zusammen, so das als Gesamtstrombedarf der CCP (ohne den eigentlichen Bioethanolprozess) mit 220 kWh/t CO₂ kalkuliert wurde. Als Strompreis wurde der gleiche Preis wie in den übrigen Konzepten angesetzt (180 €/MWh).

4.2.1.3 Weitere Annahmen mit Kostenrelevanz

Neben den vorgenannten Energiekosten sind Kapitaldienst und weitere Verbrauchsgebundene Kosten (Aktivkohle) und Betriebskosten (Wartung u. Instandhaltung, Versicherungen) wie in Kapitel 4 dargestellt berücksichtigt.

4.2.2 CO₂-Gestehungskosten

In der folgenden Grafik sind die CO₂-Gestehungskosten in €/Tonne verflüssigtes CO₂ dargestellt, unterteilt in Kapitaldienst und Betriebskosten.

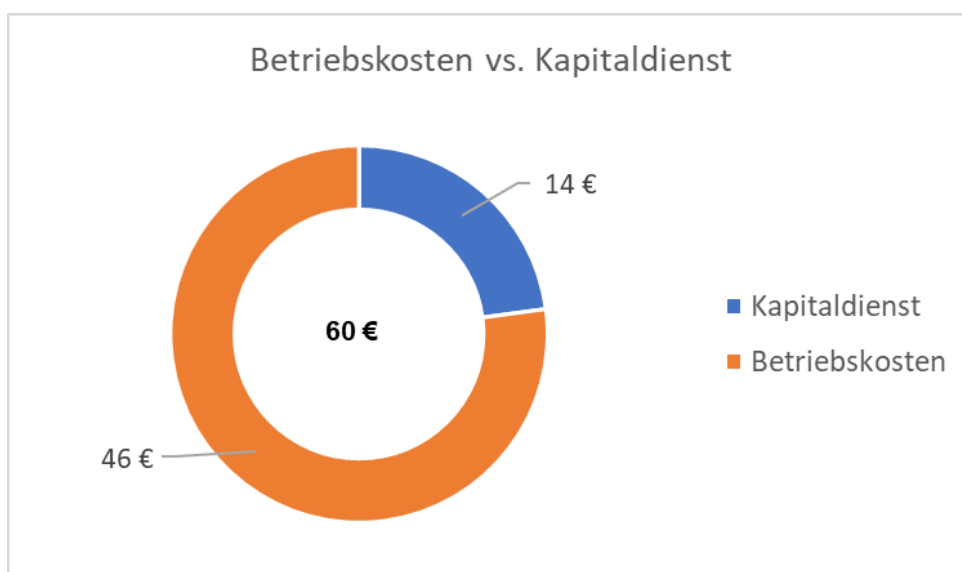


Abbildung 4: Betriebskosten & Kapitaldienst (Bioethanol) – Bei Bioethanolanlagen liegt das CO₂ bereits in hoher Konzentration vor, was in Verbindung mit der Anlagengröße zu niedrigen CO₂-Gestehungskosten führt.

Die beiden Kostenblöcke setzen sich wie folgt zusammen:

Investitionskosten / Kapitaldienst

- CO₂-Verflüssigung
- Sonstiges Anlagentechnik
- Tiefbau
- Stahlbau
- Planung Technik / Baukörper
- Finanzierung
- Unvorhergesehenes (5% der Investkosten)

Betriebs- u. Verbrauchskosten

- Strom
- Wartung- und Instandhaltung
- Betriebsstoffe
- Versicherungen

Insgesamt wurde für Unvorhergesehenes ein Anteil von 5% der Investitionskosten veranschlagt.

Im Vergleich zur Anlage im Bereich fester Biomasse kann hier ein deutlich niedrigerer CO₂-gestehungspreis erzielt werden. Dies liegt einerseits an dem entfallenden Kapitaldienstanteil der CO₂-Abscheideanlage, andererseits an dem entfallenden Wärmebedarf (welcher im Bereich flüssige Biomasse nicht zu Stromverlustbedingen Kosten führt).

Nachfolgendes Diagramm zeigt die Gestehungskosten mit Fokus auf die Zusammensetzung der Betriebskosten. Der im vorgenannten Diagramm dargestellte Kapitaldienst ergibt sich im nachfolgenden Diagramm aus der Summe Technik Verflüssigung und den Planungskosten.

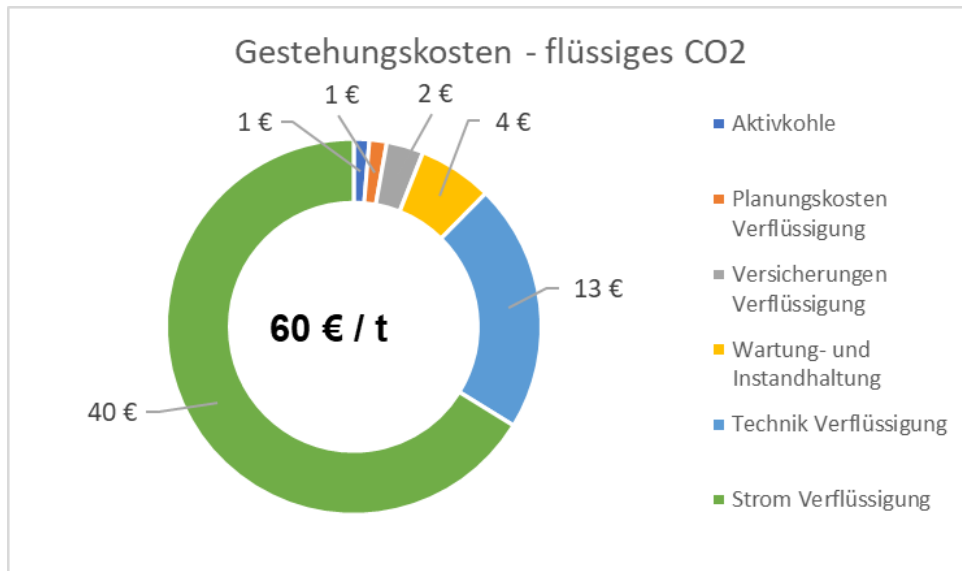


Abbildung 5: Zusammensetzung der Gestehungskosten für das Konzept für flüssige Biomasse – Der Kapitaldienst ergibt sich aus der Summe Technik Verflüssigung und den Planungskosten.

4.2.3 Diskussion / Fazit

Wie im vorangehenden Kapitel für die Referenzanlage mit flüssiger Biomasse gezeigt wurde, kann eine CCP-Anlage verflüssigtes und in Flaschen abgefülltes CO₂ zu einem Gestehungspreis von 60 €/t bereitstellen. Der vorgenannte Preis beinhaltet noch keine Vermarktungskosten oder Kosten hinsichtlich Risiko- oder Renditeerwartungen und liegt deutlich niedriger als im Bereich feste Biomasse. Die Kosten beziehen sich auf eine Referenzanlage zur Erzeugung von 50.000 t/a Bioethanol, wobei die verflüssigte CO₂-Menge mit 40.000 t/a niedriger liegt als die im Beispiel mit fester Biomasse (50.000 t/a CO₂). Der Kostenvorteil im Bereich flüssiger Biomasse ergibt sich somit nicht aufgrund von Skalierungseffekten, sondern daraus, dass keine Abscheidung nötig ist (da CO₂ bereits prozessbedingt in hoher Konzentration anfällt).

4.3 Konzept: Gasförmige Biomasse (Biogasaufbereitung)

4.3.1 Grundannahmen

In der untersuchten Biogasanlage wird Biogas zur Einspeisung ins Erdgasnetz aufbereitet. Es wird angenommen, dass die Anlage bereits seit mehreren Jahren in Betrieb ist und für die CO₂-Verflüssigung bereits abgeschiedenes CO₂ mit Gehalten von > 98 Vol.-% als Nebenprodukt zur Verfügung steht. Zusätzlich benötigt würde lediglich die Verflüssigungsanlage.

4.3.1.1 Technische Daten der Referenzanlage

Die betrachtete Biogasanlage ist mit hoher Auslastung (8.000 VBH/a) in Betrieb und bei der Aufbereitung auf Erdgasqualität fällt CO₂ bereits prozessbedingt an. Somit entfällt der wärmeintensive Abscheideprozess. Die Integration einer CCP führt lediglich zu einem erhöhten Strombedarf aufgrund der Verflüssigung der CO₂-Mengen.

Die Auslastung der CCP-Anlage beträgt 97,5%. Im vorliegenden Beispiel wurde davon ausgegangen das 92,0% der anfallenden CO₂-Menge verflüssigt wird.

Biogasanlage

• Biomethan Produktionsmenge	520	m ³ /h
• Vollbenutzungsstunden	8.000	h/a
• Biomethan Produktionsmenge	4.160.000	m ³ /a
• Masse CO ₂ im Biogas	600	kg/h
• Abscheidegrad CO ₂	97,5	%

Anlage zur CO₂-Verflüssigung

• Verfügbares CO ₂ zur Verflüssigung	585	kg/h
• Wirkungsgrad Verflüssigung	94	%
• Verflüssigbare Menge CO ₂ stündl.	550	kg/h
• Verflüssigbare Menge CO ₂ jährlich	4.397	t/a
• Spez. Strombedarf CO ₂ -Verflüssigung	220	kWhe / t CO ₂

4.3.1.2 Strom- und Wärmekosten

Im Anwendungsbeispiel besteht kein Wärmebedarf, so dass lediglich die Stromkosten relevant sind. Der spezifische Strombedarf setzt sich (wie beim Konzept der flüssigen Biomasse) aus 210 kWh/t CO₂ für die Verflüssigung, sowie einem geringfügigen Strombedarf für sonstige Anlagentechnik zusammen, so dass als Gesamtstrombedarf der CCP (ohne den eigentlichen Bioethanolprozess) mit 220 kWh/t CO₂ kalkuliert wurde. Als Strompreis wurde der gleiche Preis wie in den übrigen Konzepten angesetzt (180 €/MWh).

4.3.1.3 Weitere Annahmen mit Kostenrelevanz

Neben den vorgenannten Energiekosten sind Kapitaldienst und weitere verbrauchsgebundene Kosten (Aktivkohle) und Betriebskosten (Wartung u. Instandhaltung, Versicherungen) wie in Kapitel 4 dargestellt berücksichtigt.

4.3.2 CO₂-Gestehungskosten

In der folgenden Grafik sind die CO₂-Gestehungskosten in €/Tonne verflüssigtes CO₂ dargestellt, unterteilt in Kapitaldienst und Betriebskosten.

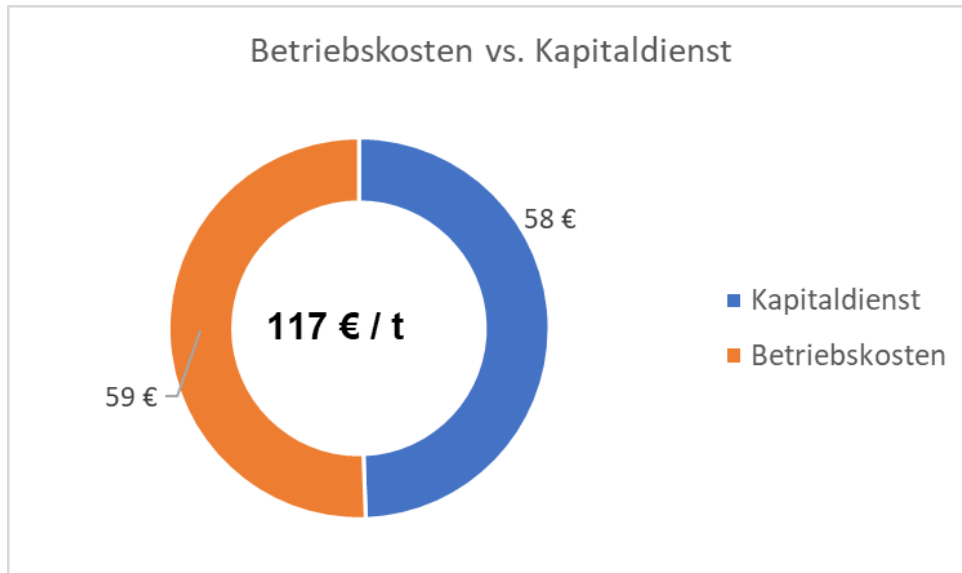


Abbildung 6: Betriebskosten & Kapitaldienst (Biogasaufbereitung) – Bei Biomethananlagen liegt das CO₂ bereits in hoher Konzentration vor. Allerdings sind die Anlagen relativ klein, sodass die Investitionskosten für die Verflüssigung zu hohen spezifischen CO₂-Gestehungskosten führen können.

Die beiden Kostenblöcke setzen sich wie folgt zusammen:

Investitionskosten / Kapitaldienst

- CO₂-Verflüssigung
- Sonstiges Anlagentechnik
- Tiefbau
- Stahlbau
- Planung Technik / Baukörper
- Finanzierung
- Unvorhergesehenes (5% der Investkosten)

Betriebs- u. Verbrauchskosten

- Strom
- Wartung- und Instandhaltung
- Betriebsstoffe
- Versicherungen

Insgesamt wurde für Unvorhergesehenes ein Anteil von 5% der Investitionskosten veranschlagt.

Im Vergleich zur Anlage im Bereich flüssige Biomasse ist die Anlage zur Biogasaufbereitung (und damit auch die CCP-Anlage) deutlich kleiner, was einen höheren spezifischen Kapitaldienst bedingt. Ansonsten gilt (wie bei den Anlagen mit flüssiger Biomasse), dass eine Abscheidung nicht nötig ist, weshalb ein entsprechender Kapitaldienstanteil der CO₂-Abscheideanlage entfällt. Weiter entfallen auch Kosten für Wärme.

Nachfolgendes Diagramm zeigt, wie sich die Gestehungskosten zusammensetzen. Der im vorgenannten Diagramm dargestellte Kapitaldienst ergibt sich im nachfolgenden Diagramm aus der Summe Technik Verflüssigung und den Planungskosten.

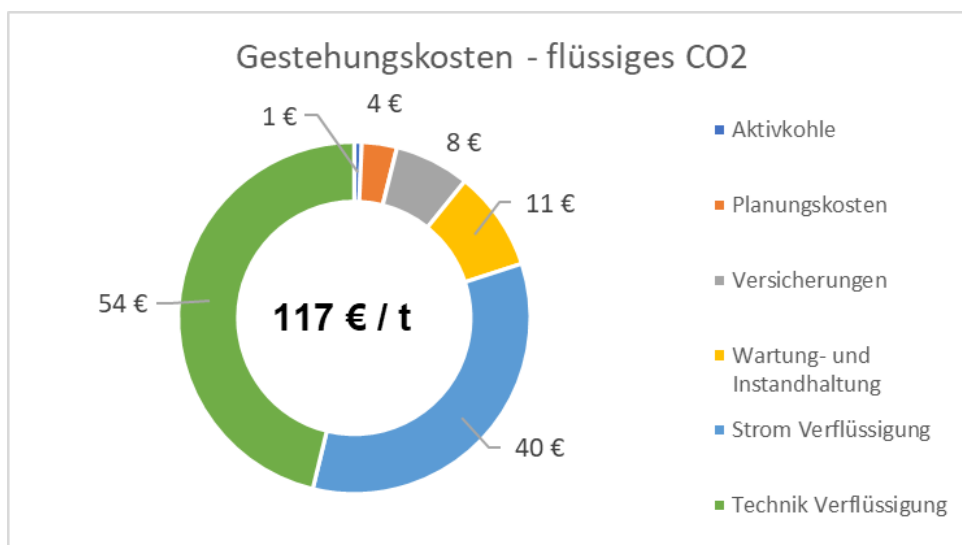


Abbildung 7: Zusammensetzung der Gestehungskosten für das Konzept für gasförmige Biomasse – Der Kapitaldienst ergibt sich aus der Summe Technik Verflüssigung und den Planungskosten.

5 Verbundene Themen

Im Rahmen dieser Studie wurden die Kosten für den Transport und die Speicherung sowie mögliche Erlöse für das biogene CO₂ nicht berücksichtigt. Im Folgenden findet sich dennoch, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, ein kurzer Überblick zu diesen Themen.

5.1 Kosten für den Transport und die dauerhafte Speicherung von CO₂

Die Transportkosten für CO₂ variieren erheblich je nach gewählter Transportart, Entfernung und Transportvolumen. Während für den Pipelinetransport das CO₂ bei etwa 30 °C lediglich verdichtet werden muss, um flüssigkeitsähnliche Eigenschaften zu erhalten (Kompression), muss das CO₂ für den Transport per Lkw, Bahn oder Schiff durch Kühlung tatsächlich verflüssigt werden. Da in Deutschland in absehbarer Zeit keine onshore Lagerstätten für die dauerhafte Speicherung von CO₂ existieren werden, ist eine kosteneffiziente Transportinfrastruktur für den Export zu offshore Speicherstätten erforderlich.

Der Pipeline-Transport gilt als kostengünstigste Option für große Mengen und mittlere bis große Entfernungen. Eine umfassende Analyse für Deutschland zeigt, dass die spezifischen CO₂-Transportkosten zwischen 0,25 €/t und 55,82 €/t liegen, abhängig von Transportmengen (1.000-25.000 t/Tag) und Distanzen (25-500 km)²⁸. Bei Berücksichtigung der Kompressionskosten steigen diese Werte auf 33,21-92,82 €/t CO₂. Die Rohrdurchmesser (150-500 mm) und die CO₂-Fließtemperatur haben dabei erheblichen Einfluss auf die Druckverluste und damit auf die Gesamtkosten²⁹.

Im Gegensatz zu den großen fossilen CO₂-Emittenten bspw. aus Stahl- und Zementindustrie (mehrere Mio. t CO₂ jährlich), können die vergleichsweise kleinen Bioenergieanlagen nur einen Bruchteil an CO₂ bereitstellen. Laut einer Studie sind für diese

²⁸ Solomon, M. D.; Scheffler, M.; Heineken, W.; Ashkavand, M.; Birth-Reichert, T.: *Pipeline Infrastructure for CO₂ Transport: Cost Analysis and Design Optimization*. In: *Energies* 17 (2024), Nr. 12, Art.-Nr. 2911. [DOI: 10.3390/en17122911](https://doi.org/10.3390/en17122911).

²⁹ Ebd.

Anlagen flexible, multimodale Systeme oft wirtschaftlicher, während bei größeren Volumen Pipelines bevorzugt werden.³⁰

Einer aktuellen Studie zufolge liegen die reinen CO₂-Speicherkosten zwischen 2 und 7,3 €/t CO₂ für verschiedene Lagerstätten vor der niederländischen Küste³¹. Bezieht man den CO₂-Transport per Pipeline zu den offshore Lagerstätten mit ein, kommt man laut der Studie auf Kosten von 8,6 €/t CO₂. Dabei entfällt jeweils die Hälfte auf die dauerhafte Speicherung sowie Kompression und Transport. Dabei ist jedoch zu beachten, dass spezifische Kostenschätzungen für die dauerhafte CO₂-Speicherung je nach Standort und geologischen Bedingungen erheblich variieren können und generell mit Kostenrisiken verbunden sind. Einer schwedischen Studie zufolge liegen die reinen Speicherkosten für zwei schwedische Lagerstätten bei 7 und 13 €/t CO₂³². Inklusive Transport, der in der Studie per Schiff erfolgt, kommen die Wissenschaftler auf 25 bis 40 €/t CO₂ für die dauerhafte Speicherung³³.

Für das Segment der festen Biomasse besteht, alternativ zum betrachteten Verfahren der Aminwäsche, auch die Möglichkeit über Vergasungsverfahren einen Teil des Kohlenstoffs in Pyrolysekoks zu überführen und je nach Nutzungskonzept den biogenen Kohlenstoff dauerhaft zu speichern. Aufgrund der vergleichsweise geringen Verbreitung sowie der technischen und auch rechtlichen Herausforderungen wurde dieser Nutzungspfad im Zuge dieser Studie nicht weiter untersucht.

³⁰ Zhang, Fengyuan; Catalanotti, Elena; Martynov, Sergey; Porter, Richard T. J.; Mahgerefteh, Haroun: *A Mixed-Integer Linear Programming Model for Multi-Modal CO₂ Transport*. In: SSRN Electronic Journal (Conference paper, GHGT-17), 2024. [DOI: 10.2139/ssrn.5059008](https://doi.org/10.2139/ssrn.5059008)

³¹ Wildenborg, Ton / Loeve, Daniel / Neele, Filip: *CO₂-Transport und -Speicherinfrastruktur in der Offshore-Zone der Niederlande (CO₂ Transport and Storage Infrastructure in the Netherlands Offshore)*. Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference (GHGT 15), 15–18 März 2021. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3820942>

³² Johnsson, Filip / Normann, Fredrik / Svensson, Elin: *Marginal Abatement Cost Curve of Industrial CO₂ Capture and Storage – A Swedish Case Study*. In: *Frontiers in Energy Research*, Vol. 8 (2020). Published 11 Aug 2020. doi: 10.3389/fenrg.2020.00175.

Johnsson F, Normann F and Svensson E (2020) Marginal Abatement Cost Curve of Industrial CO₂ Capture and Storage – A Swedish Case Study. *Front. Energy Res.* 8:175. [doi: 10.3389/fenrg.2020.00175](https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00175)

³³ Ebd.

5.2 Vermarktung von CO₂ aus biogenen Quellen

Der Absatzmarkt für biogenes CO₂ in Deutschland und Mitteleuropa gliedert sich derzeit in zwei Hauptsegmente: (1) etablierte, kurzfristig zugängliche Anwendungen und (2) wachstumsstarke CCU-Pfadentwicklungen mit mittelfristigem Volumenpotenzial.

Zu den etablierten Anwendungen zählen insbesondere die Lebensmittel- und Getränkeindustrie, Gewächshausbetriebe, Kälte- und Kühlanwendungen (natürliche Kältemittel) sowie die Düngemittelproduktion (Harnstoffsynthese). In diesen Bereichen ist die Eignung von biogenem CO₂ umfassend dokumentiert. Das Gas kann auf Lebensmittelqualität aufbereitet werden, erfüllt hohe Reinheitsanforderungen („food grade“) und bietet – gegenüber der Abhängigkeit von wenigen fossilen Großquellen – Vorteile hinsichtlich regionaler Versorgungssicherheit und Preisstabilität. Für Gewächshausbetriebe kann CO₂ genutzt werden um eine Steigerung der Wachstumsrate von 15 – 40 %³⁴ zu erzielen. Die Kopplung von Gewächshäusern mit nahegelegenen biogenen CO₂-Quellen ist technisch erprobt (u. a. in den Niederlanden) und auch auf deutsche Strukturen übertragbar³⁵. In der Kälte- und Kühlwirtschaft fördert die europäische F-Gas-Verordnung den Ersatz fluorierter Kältemittel. CO₂ als natürliches, nicht brennbares Kältemittel ist hier eine kosteneffiziente und klimaverträgliche Alternative. Die Düngemittelindustrie nutzt CO₂ als Einsatzstoff zur Harnstoffherstellung, biogene Quellen ermöglichen hier eine Reduktion des fossilen Fußabdrucks und die Erfüllung wachsender Nachhaltigkeitsanforderungen.

Nach Einschätzung der Internationalen Energieagentur (IEA) dürfte mittelfristig die Nachfrage insbesondere in CCU-Pfaden mit großem Volumenpotenzial, etwa für synthetische Energieträger (Power-to-X, insbesondere Methan und Methanol), CO₂-basierte Polymere und Chemikalien sowie CO₂-Mineralisierung in Baustoffen,

³⁴ Lorin, Anthony; Héleine, Dominique; McGreer, James; Arminjon, Jean-Baptiste; Cancian, Giulia Laura; Karlsson, Lars-Evert; Pasteris, Marina; Grave, Niels; Timmermans, Rik; Tinoco, Rodrigo Rivera; Esteves, S. R.; Lillia, Stefano; Demeusy, Tatiana: *Biogenic CO₂ from the Biogas Industry*. Brussels (Belgium): European Biogas Association, Oktober 2022. Verfügbar unter: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/10/Biogenic-CO2-from-the-biogas-industry_Sept2022-1.pdf

³⁵ Ebd.

ansteigen³⁶. Diese Pfade werden als besonders relevant bewertet – einerseits wegen des hohen möglichen CO₂-Umsatzvolumens (Kraftstoffproduktion), andererseits aufgrund ihres dauerhaften Klimaeffekts (Mineralisierung)³⁷. Biogenes CO₂ verbessert dabei die Lebenszyklusbilanz gegenüber fossilen Quellen deutlich und kann Investitionsentscheidungen positiv beeinflussen. Die Marktreife der Anwendungen ist heterogen: Power-to-X- und Methanolprojekte befinden sich in der Skalierungsphase, sind aber auf erneuerbaren Strom, Wasserstoffverfügbarkeit und die verlässliche Anrechnung der Klimavorteile angewiesen. Polymere und mineralisierte Baustoffe sind technologisch weiterentwickelt und eröffnen zusätzliche, teils dauerhafte Speicherpfade für biogenen Kohlenstoff – vorausgesetzt, Standards, Zertifizierungssysteme und Nachfrageinstrumente greifen.

Für Deutschland ist das dezentrale Angebot von Bioenergieanlagen ein relevanter Standortvorteil. Diese Anlagen können planbare, regionale CO₂-Quellen für industrielle Cluster (Lebensmittel, Trockeneis, Gewächshäuser, Spezialchemie) bereitstellen. Dies reduziert Importabhängigkeiten von großen fossilen Punktquellen und eröffnet stabile Lieferbeziehungen zwischen regionalen Produzenten und Abnehmern. Die vom Hauptstadtbüro Bioenergie in Auftrag gegebene Potenzialabschätzung für die CO₂-Abscheidung in Biomasseanlagen (Holzenergie-, Biogas- und Biokraftstoffanlagen) in Deutschland ermittelt basierend auf ausgewählten Anlagen des heutigen Biomasse-Anlagenparks (konservativer Ansatz) ein CO₂-Abscheidepotenzial von in Summe 13,1 Mio. t CO₂ jährlich³⁸. Dieses Potenzial bildet eine tragfähige Basis sowohl für bestehende Anwendungen als auch für den künftigen Hochlauf von Power-to-X-, Methanol-, Polymer- und Baustoffpfaden, sofern Logistik, Clustering und regionale Hubs effizient organisiert sind.

³⁶ International Energy Agency (IEA): *Putting CO₂ to Use: Creating Value from Emissions*. Paris, September 2019. Verfügbar unter: https://iea.blob.core.windows.net/assets/50652405-26db-4c41-82dc-c23657893059/Putting_CO2_to_Use.pdf

³⁷ Ebd.

³⁸ Seeger Engineering GmbH: *CO₂-Abscheidung: Potenzial aus Biomasseanlagen*. Verfügbar unter: https://www.bioenergie.de/download_file/force/1820/201.

Datum: 26.02.2026
Projekt: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung BECCUS
Blatt / Kap.: 38 / Verbundene Themen



Hessisch Lichtenau, den 26.02.2026
SEEGER ENGINEERING GMBH
ENERGIE- UND UMWELTECHNIK
Wir planen Zukunft nachhaltig

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "T. Steindamm".

Dipl.-Wirt.-Ing. (FH) Tim Steindamm, Projektleiter

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zusammenhang Wärmepreis <> Strompreis	19
Abbildung 2: Betriebskosten & Kapitaldienst (Feste Biomasse)	22
Abbildung 3: Betrachtungsfälle (Feste Biomasse)	24
Abbildung 4: Betriebskosten & Kapitaldienst (Bioethanol)	27
Abbildung 5: Zusammensetzung der Gestehungskosten für das Konzept für flüssige Biomasse	29
Abbildung 6: Betriebskosten & Kapitaldienst (Biogasaufbereitung)	32
Abbildung 7: Zusammensetzung der Gestehungskosten für das Konzept für gasförmige Biomasse	33