

Kurzstudie zum Cross-Cluster-Projekt

CCU in Bayern – CO₂ als erneuerbarer Rohstoff für die stoffliche Nutzung

19.08.2025

Verfasser:

Dr. Bettina Fink, C.A.R.M.E.N. e.V. (Projektleitung)

Georg Weig (M.Sc.), Chemie-Cluster Bayern GmbH, (Projektleitung)

Dr. Doris Firlbeck, C.A.R.M.E.N. e.V.

Dr. Ting Liu, Chemie-Cluster Bayern GmbH

Sofia Ravasio (M.Sc.), C.A.R.M.E.N. e.V.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	ii
Tabellenverzeichnis	v
Abbildungsverzeichnis	vi
Abkürzungen	vii
1. Einleitung.....	1
1.1 Ziele und Zielgruppen.....	1
1.2 Einordnung in den Aktionsplan CCU/CCS Bayern.....	1
1.3 Gliederung und wichtigste Ergebnisse	1
2. CCU im Kontext der industriellen Defossilisierung.....	5
3. Regulatorische Rahmenbedingungen	6
3.1.1 Politischer und rechtlicher Rahmen zu leitungsgebundenem CO ₂ -Transport.....	6
3.1.2 EU-Ebene	6
3.1.3 Bundesebene.....	7
3.1.3.1 Eckpunkte für eine Carbon Management Strategie.....	7
3.1.3.2 Kohlendioxid-Speicherungsgesetz/Kohlendioxid-Speicherung- und -Transport-Gesetz	7
3.1.4 Bayerische Ebene	8
3.2 Technische Regeln und Normen.....	8
3.2.1 Internationale Normungsarbeit	9
3.2.2 Europäische Normungsarbeit.....	9
3.2.3 Nationale Normungsarbeit.....	10
3.3 Rechtlicher Rahmen zu CO ₂ -Abscheide-Anlagen	10
4. CO ₂ -Abscheidungstechnologien	11
4.1 Ziele	11
4.2 Ergebnisse.....	11
5. CO ₂ -Umwandlungsverfahren.....	15
5.1 Einleitung.....	15
5.2 Bewertungsmethodik: Mehrdimensionale Reifegradbewertung	15
5.2.1 Technologischer Reifegrad (TRL – Technology Readiness Level)	16
5.2.2 Marktreife (CRI – Commercial Readiness Index).....	17
5.2.3 Ökologische Nachhaltigkeit	17

5.2.4	Systemintegration und Infrastruktur.....	18
5.2.5	Zusammenfassung der Bewertungsansätze.....	19
5.3	Technologische Bewertung der Umwandlungsverfahren.....	20
5.3.1	Chemische Umwandlungsverfahren.....	21
5.3.1.1	Methanolsynthese aus CO ₂ und Wasserstoff.....	21
5.3.1.2	Fischer-Tropsch.....	23
5.3.1.3	Elektrochemische Reduktion von CO ₂	24
5.3.1.4	Thermochemische Umwandlungsverfahren.....	28
5.3.2	Biologische Umwandlung.....	29
5.3.3	Mineralische Umwandlung.....	31
5.3.4	Zusammenfassung.....	33
6.	CCU in der Umsetzung.....	34
6.1	Bayern.....	35
6.2	Deutschland.....	36
6.3	Europäische Union.....	37
7.	CO ₂ -Emissionsquellen und Potenziale.....	39
7.1	Industriequellen mit relevanten prozessbedingten Emissionen.....	39
7.1.1	Annahmen und Methodik.....	39
7.1.2	Ergebnisse.....	40
7.2	Müllverbrennungsanlagen.....	42
7.2.1	Annahmen und Methodik.....	42
7.2.2	Ergebnisse.....	43
7.3	Biomethan und Biogas.....	44
7.3.1	Annahmen und Methodologie.....	44
7.3.2	Ergebnisse.....	45
7.4	Biomasse- und Altholz-Heiz(kraft)werke.....	51
7.4.1	Annahmen und Methodik.....	51
7.4.2	Ergebnisse.....	52
7.5	Zusammenfassende Bewertung der CO ₂ -Emissionsquellen.....	54
8.	Zeitplanung.....	56
9.	Literaturverzeichnis.....	57
10.	Anhang.....	68
10.1	Standards und Regularien.....	68

10.2	CO ₂ -Abscheidungstechnologien	70
10.3	Industriequellen	78
10.4	Müllverbrennungsanlagen	83
10.5	Biomethananlagen	85
10.6	Biogas-BHKW	88
10.7	Biomethan-BHKW	107
10.8	Biomasse- und Holzheizkraftwerke	110
10.9	Biomasse- und Holzheizwerke.....	115

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technisches CO₂-Potenzial: Überblick.....	4
Tabelle 2: Vor- und Nachteile von CO₂-Abscheidungstechnologien.....	13
Tabelle 3: TRL – Technology Readiness Level	16
Tabelle 4: CRI – Commercial Readiness Index.....	17
Tabelle 5: Ökologische Bewertungskriterien für CCU-Technologien.....	18
Tabelle 6: Zusammenfassung der Bewertungsansätze für CCU-Technologien.....	20
Tabelle 7: Überblick über CO₂-Nutzungsverfahren.....	34
Tabelle 8: Technisches prozessbedingtes CO₂-Potenzial (kt_{CO2}/a) aus industriellen Emissionsquellen pro Emissionsquellenkategorie und Regierungsbezirk.....	40
Tabelle 9: Technisches CO₂-Potenzial (kt_{CO2}/a) aus Müllverbrennungsanlagen pro Regierungsbezirk.....	43
Tabelle 10: Technisches CO₂-Potenzial (kt_{CO2}/a) aus Biomethan/Biogasanlagen pro Emissionsquellenkategorie und Regierungsbezirk.....	46
Tabelle 11: Technisches CO₂-Potenzial (kt_{CO2}/a) aus Biomasse- und Altholz-HKW / HW pro Emissionsquellenkategorie und Regierungsbezirk.....	52
Tabelle 12: Übersichtstabelle der berücksichtigten biogenen Emissionsquellen (inkl. Müllverbrennungsanlagen).....	54
Tabelle 13: Übersichtstabelle der berücksichtigten industriellen prozessbedingten Emissionsquellen.....	55
Tabelle 14: Zeitplan der Arbeitspakete und Meilensteine.....	56
Tabelle 15: Internationale Normen und technische Berichte zu CO₂-Abscheidung und -Transport.....	69
Tabelle 16: Regelwerk des DVGW zu CO₂-Transportsystemen.....	69
Tabelle 17: Grenzwerte für Begleitstoffe in CO₂-Strömen	69
Tabelle 18: Datensammlung zu CO₂-Abscheidungstechnologien.....	77
Tabelle 19: Industriequellen: Anteil prozessbedingter Emissionen pro Sektor	78
Tabelle 20: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Anlage (Zement-, Kalk-, Glas- und Ziegelwerke, Metallindustrie, Chemieindustrie).....	82
Tabelle 21: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Müllverbrennungsanlage.....	84
Tabelle 22: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Biomethananlage.....	87
Tabelle 23: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Biogas-BHKW (≥ 1 MW_{el}).....	106
Tabelle 24: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Biomethan-BHKW (≥ 1 MW_{el}).....	109
Tabelle 25: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Holz-HKW (≥ 1 MW_{FWL}).....	114
Tabelle 26: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Holz-HW (≥ 1 MW_{FWL}).....	119

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausschnitt der Datensammlung zu CO₂-Abscheidungstechnologien.....	12
Abbildung 2: CO₂-Konzentrationen, Abscheidungstechnologien und Sektoren.	14
Abbildung 3: Technisches prozessbedingtes CO₂-Potenzial aus industriellen Emissionsquellen pro Regierungsbezirk.	41
Abbildung 4: Technisches prozessbedingtes CO₂-Potenzial aus industriellen Emissionsquellen pro Emissionsquellenkategorie.....	41
Abbildung 5: Industrielle Quellen mit relevanten prozessbedingten CO₂-Emissionen in Bayern.	42
Abbildung 6: Technisches CO₂-Potenzial aus Müllverbrennungsanlagen pro Regierungsbezirk.....	43
Abbildung 7: Müllverbrennungsanlagen in Bayern.....	44
Abbildung 8: Technisches CO₂-Potenzial aus Biomethananlagen (ab 500 m³ Biogas/a = ca. 2,7 MW_{el}) pro Regierungsbezirk.	46
Abbildung 9: Technisches CO₂-Potenzial aus Biogas-BHKW (ab 1 MW_{el}) pro Regierungsbezirk.	47
Abbildung 10: Technisches CO₂-Potenzial aus Biomethan-BHKW (ab 1 MW_{el}) pro Regierungsbezirk.	47
Abbildung 11: Biomethananlagen, Biogas-BHKW und Biomethan-BHKW in Bayern.	48
Abbildung 12: Schematische Darstellung des Biogasaufbereitungspotenzials.	49
Abbildung 13: Schematische Darstellung des Biogasaufbereitungspotenzials in der Nähe der geplanten CO₂-Pipelines und des Erdgasnetzes.....	50
Abbildung 14: CO₂-Hotspots in Schwaben und Oberbayern.....	51
Abbildung 15: Technisches CO₂-Potenzial aus Biomasse- und Altholz-HKW (ab 1 MW_{FWL}) pro Regierungsbezirk.	52
Abbildung 16: Technisches CO₂-Potenzial aus Biomasse- und Altholz-HW (ab 1 MW_{FWL} bzw. 0,9 MW_{NWL}) pro Regierungsbezirk.....	53
Abbildung 17: Biomasse- und Altholz-Heiz(kraft)werke in Bayern.	53

Abkürzungen

ARENA	Australian Renewable Energy Agency
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
CCU	Carbon Capture and Utilization
CCS	Carbon Capture and Storage
CDR	Carbon Dioxide Removal
CH ₄	Methan
CLC	Chemical Looping Combustion (Chemical-Looping-Verfahren)
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ RR	CO ₂ -Reduktionsreaktion
CRI	Commercial Readiness Index (wirtschaftliche Reife)
CTL	Coal-to-Liquids
DAC	Direct Air Capture
DEA	Diethanolamin
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DRM	Dry Reforming of Methane
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
DWW	Druckwasserwäsche
EIGA	European Industrial Gases Association
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
ESA	Electro Swing Adsorption (Elektro-Wechseladsorption)
FWL	Feuerungswärmeleistung
GCI	Global CO ₂ Initiative
GGBefG	Gefahrgutbeförderungsgesetz
H ₂	Wasserstoff
HKW	Heizkraftwerk
HW	Heizwerk
IEA	International Energy Agency

Abkürzungen

KSpG	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz
KSpTG	Kohlendioxid-Speicherung- und -Transport-Gesetz
kt _{CO₂/a}	Kilotonne Kohlendioxid pro Jahr
LCA	Life Cycle Assessment (Lebenszyklusanalyse)
MDEA	Methyldiethanolamin
MEA	Monoethanolamin
MVA	Müllverbrennungsanlage
MW _{el}	Megawatt <small>elektrische Leistung</small>
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NWL	Nennwärmeleistung
NZIA	Net Zero Industry Act
O ₂	Sauerstoff
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
PEM	Protonenaustausch-Membran-Elektrolyseur
PRTR	Pollutant Release and Transfer Register (Deutschland, Umweltbundesamt)
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption)
PV	Photovoltaik
SAF	Sustainable Aviation Fuel
SME	Small and Medium-sized Enterprises
SMR	Steam Methane Reforming (Methan-Dampfreformierung)
TEA	Techno-Economic Assessment (techno-ökonomische Bewertung)
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level (Technologie-Reifegrad)
TSA	Temperature Swing Adsorption (Temperaturwechseladsorption)
TVSA	Temperature Vacuum Swing Adsorption (Temperatur-Vakuum-Wechseladsorption)
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
VSA	Vacuum Swing Adsorption (Vakuum-Wechseladsorption)
WGS	Water-Gas Shift (Wassergas-Shift-Reaktion)

1. Einleitung

1.1 Ziele und Zielgruppen

Ziel des Projektes „CCU in Bayern – CO₂ als erneuerbarer Rohstoff für die stoffliche Nutzung“ ist es, ein **Informations- und Vernetzungsangebot zu CCU** für bayerische Unternehmen zu erstellen und diese mit potenziellen Lösungsgebern und Entwicklungspartnern zu vernetzen. Damit soll der Aufbau neuer Wertschöpfungskreisläufe auf Basis von Kohlendioxid angestoßen werden.

Das Projekt richtet sich schwerpunktmäßig einerseits an relevante Industriebranchen mit unvermeidbaren prozessbedingten CO₂-Emissionen. Andererseits adressiert es Betreiber von Müllverbrennungs- und Biomethan-Anlagen, von Biomethan- und Biogas-Heiz(kraft)werken sowie von Biomasse- und Altholz-Heiz(kraft)werken. Gleichzeitig werden sowohl Technologie- und Infrastrukturanbieter, potenzielle CO₂-Abnehmer als auch Regionalentwickler eingebunden.

Die vorliegende Kurzstudie fasst die Ergebnisse von Arbeitspaket 1 „Recherchen zur Datenerhebung und Wissensaufbau“ (AP 1.1 bis 1.4). zusammen (s. Zeitplanung im **Kapitel 8**).

1.2 Einordnung in den Aktionsplan CCU/CCS Bayern

Das Projekt wird im Rahmen des am 17. Juli 2025 veröffentlichten **Aktionsplans CCU/CCS zum Carbon Management in Bayern** umgesetzt. Dieser umfasst sieben Handlungsfelder mit 20 konkreten Maßnahmen, die erste Anwendungen und Demonstrationen von CCU-/CCS-Technologien in Bayern ermöglichen sollen. Der Fokus liegt auf prozessbedingten und damit schwer bzw. nicht vermeidbaren Emissionen, vor allem in der Kalk-, Zement-, Abfall- und Mineralölindustrie.

Das Cross-Cluster-Projekt wird als Maßnahme (**M4**) im Rahmen des Aktionsplans gefördert [1].

1.3 Gliederung und wichtigste Ergebnisse

Der Bericht ist in sechs thematische Blöcke unterteilt.

Zunächst werden aktuelle Perspektiven und Studien zur Rolle von CCU für die industrielle Defossilisierung diskutiert (s. **Kapitel 2**). Im Anschluss werden die regulatorischen Rahmenbedingungen für die CO₂-Abscheidung und den Transport auf verschiedenen Ebenen (international, europäisch, bundesweit sowie bayerisch) erläutert (s. **Kapitel 3**).

In den folgenden beiden Kapiteln werden Technologien zur CO₂-Abscheidung (s. **Kapitel 4**) und CO₂-Umwandlung (s. **Kapitel 5**) anhand verschiedener Bewertungskriterien analysiert. Die Implementierung dieser Verfahren wird dann anhand von Praxisbeispielen und Projekten in **Kapitel 6** erläutert.

Abschließend wird das CO₂-Potenzial aus verschiedenen Punktquellen in Bayern (einschließlich biogener Emissionen aus Müllverbrennungsanlagen und prozessbedingter industrieller Emissionen) abgeschätzt (s. **Kapitel 7**). Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst.

CCU im Kontext der industriellen Defossilisierung

Kohlenstoff bleibt als Grundbaustein vieler Industriezweige (Chemie, Kunststoffe, Textil, Bau, Automobil) unverzichtbar und kann im Gegensatz zum Energiesektor nicht durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Der derzeitige hohe Verbrauch von fossilen Rohstoffen verursacht erhebliche CO₂-Emissionen am Lebensende der Produkte. Für eine nachhaltige Zukunft ist daher eine Umstellung auf erneuerbare Kohlenstoffquellen – Recycling, Biomasse und CO₂-Nutzung (Carbon Capture and Utilization, CCU) – erforderlich.

CCU ergänzt Recycling und Biomassenutzung als dritter Kohlenstoffpfad, insbesondere für Industrien mit prozessbedingten Emissionen oder hohem Kohlenstoffbedarf. Studien prognostizieren einen stark wachsenden Bedarf an nicht-fossilem CO₂ in der EU (bis 450 Mio. t/Jahr 2050). Für Bayern wird bis 2040 ein Angebot von ca. 10,4 Mio. t abgediehltem CO₂ erwartet, bei einer Nachfrage von 1,9–4,9 Mio. t (je nach Szenario).

Die EU rechnet ab 2030 mit einem CO₂-Marktpotenzial von 45–100 Mrd. € und bis zu 170.000 neuen Arbeitsplätzen. CCU eröffnet Chancen für neue Geschäftsmodelle (z. B. „Capture-as-a-Service“, CCU-Hubs) und Wertschöpfungsketten. Der Hochlauf hängt von politischen Rahmenbedingungen, Infrastruktur, technologischem Fortschritt, Kosten und Verfügbarkeit erneuerbarer Energien ab.

Regulatorische Rahmenbedingungen

Auf internationaler Ebene sowie auf EU-Ebene besteht bezüglich des CO₂-Transports mit dem Zweck CCU noch kein einheitlicher gesetzlicher Rahmen. Die im Jahr 2024 verabschiedeten Strategien Industrial Carbon Management Strategy und Net Zero Industry Act erkennen die Notwendigkeit von CCU und dessen Infrastrukturplanung zum Erreichen der EU-Dekarbonisierungsziele an. Bisher wurde jedoch noch kein entsprechendes Gesetzespaket bzw. keine CCU-Richtlinie verabschiedet. In den internationalen ISO-Standards zum Thema CO₂-Abscheidung und -Speicherung wird der Fokus explizit auf CCS-Anwendungen (Carbon Capture and Storage) gelegt.

Die Normierungsarbeiten auf nationaler Ebene hingegen sind zu diesem Zeitpunkt bereits weiter fortgeschritten. Regelwerke des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) könnten zukünftig als Basis für entsprechende europäische Normen dienen. Der im Jahr 2025 vorgelegte Gesetzesentwurf zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) in ein Kohlendioxid-Speicherung- und -Transport-Gesetz (KSpTG) zielt u.a. darauf ab, den leitungsgebundenen Transport von CO₂-Strömen in Bezug auf Genehmigung, Bau und Betrieb unabhängig vom Zweck zu regeln. Der Entwurf sieht daher ein einheitliches Regelungsregime für CCU und CCS vor.

CO₂-Abscheidungstechnologien

Es wurden 45 Anbieter von CO₂-Abscheidungstechnologien mit einem technologischen Reifegrad (TRL) von mindestens 6 auf dem europäischen Markt identifiziert, darunter 36 europäische Unternehmen und 14 aus Deutschland. Die angebotenen Technologien umfassen physikalische/chemische Absorption-, Adsorption-, Kryogen- und Membranverfahren sowie Oxyfuel und Chemical Looping Combustion. Diese Technologien wurden anhand verschiedener Eigenschaften (z.B. TRL, Anwendungsbereich, CO₂-Konzentration, -Abscheidungsrate und -Reinheitsgrad) klassifiziert.

Die bereits seit längerem etablierten chemischen Absorptions- und Adsorptionsverfahren weisen ein breiteres Anwendungsspektrum auf. Sie finden bei allen Gasströmen Anwendung, auch bei solchen mit einer niedrigen CO₂-Konzentration (< 10-15%). Zudem ist es möglich, mit diesen Verfahren hohe Reinheitsgrade (> 99 %) und Abscheidungsraten (> 90 %) zu erreichen. Der Energieverbrauch ist jedoch im Vergleich mit anderen Verfahren (s.u.) hoch. Demgegenüber weisen physikalische Absorption und Membranverfahren einen geringeren Energiebedarf auf. Ihre Anwendung ist jedoch erst bei hohen CO₂-Konzentrationen sinnvoll, wie sie beispielsweise in Biomethananlagen auftreten. Zudem ist der erreichbare Reinheitsgrad des Output-Gasstroms im Regelfall geringer. Die übrigen Technologien (Kryogen, Oxyfuel und Chemical Looping Combustion) sind aufgrund der niedrigeren TRL und/oder der höheren Kosten bisher noch wenig in der Praxis umgesetzt.

CO₂-Umwandlungstechnologien

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurde eine mehrdimensionale Bewertung der gegenwärtig etablierten sowie sich in Entwicklung befindenden Umwandlungsverfahren (chemische, biologische und mineralische) vorgenommen. Die Bewertung erfolgte anhand spezifischer Kriterien, welche den technologischen Reifegrad (TRL), die Marktreife (CRI) sowie ökologische Aspekte und die Eignung für die Integration in bestehende Infrastrukturen umfassen.

Es lässt sich festhalten, dass chemische Umwandlungsverfahren im Durchschnitt höhere TRL, CRI und Integrierbarkeit aufweisen als biologische und mineralische Verfahren. Aus dieser Perspektive erweisen sich etablierte chemische Prozesse, wie beispielsweise die Methanolsynthese oder das Fischer-Tropsch-Verfahren, als überlegen gegenüber neuartigen elektrochemischen oder thermochemischen Verfahren. Die Nachhaltigkeit und die CRI von chemischen Verfahren sind gleichwohl in hohem Maße von der Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom abhängig. Auf der anderen Seite bieten elektro- und thermochemische Verfahren spezifische Vorteile, da sie sich in besonderer Weise für die Umsetzung in ländlichen Regionen eignen. Dies betrifft beispielsweise dezentrale Anwendungen in Biogasanlagen (elektrochemische Verfahren) oder Biomassevergasungsprozesse (thermochemische Verfahren).

Biologische und mineralische Verfahren bieten beide eine sehr hohe ökologische Nachhaltigkeit, befinden sich jedoch noch in einer frühen Entwicklungsphase. Die Verwendung von industriellen Reststoffen (z.B. aus der Stahl- und Zementindustrie) in mineralischen Verfahren verspricht in Zukunft einen besonders hohen Nutzen.

CCU in der Umsetzung

Das Kapitel bietet einen Überblick über aktuelle Aktivitäten im Bereich CCU. Es beschreibt die wachsende Vielfalt an Projekten in Forschung, Demonstration und großtechnischer Umsetzung sowie deren Bedeutung für den Aufbau einer klimaneutralen Industrie. Neben technologischen Entwicklungen werden auch infrastrukturelle Ansätze und Kooperationen beleuchtet, die zur Entstehung regionaler und überregionaler Wertschöpfungsnetzwerke beitragen. Die dargestellten Beispiele aus Bayern, Deutschland und dem europäischen Ausland verdeutlichen, wie verschiedene Akteure entlang der gesamten Wertschöpfungskette zusammenwirken, um innovative Lösungen zu erproben, zu skalieren und in marktfähige Anwendungen zu überführen.

CO₂-Emissionsquellen und -Potenziale

Die Analyse der bayerischen CO₂-Potenziale umfasst Industriequellen mit relevanten prozessbedingten Emissionen (d.h. die Zement-, Kalk-, Ziegel-, Glas-, Metall- und Chemieindustrie) sowie Müllverbrennungsanlagen und spezifische biogene Punktquellen (Biomethananlagen, Biogas- und Biomethan-Blockheizkraftwerke, Biomasse- und Altholzheiz(kraft)werke). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass tatsächliche Potenziale aufgrund von zusätzlichen Dekarbonisierungsmaßnahmen wie z.B. Elektrifizierung geringer ausfallen können.

Die Ergebnisse sind in **Tabelle 1** zusammengefasst. Die Analyse ergibt, dass 38,7% des berücksichtigten technischen Potenzials aus Müllverbrennungsanlagen (MVA), 32,8% aus biogenen Quellen und 28,5% aus Industriequellen stammen. Hierbei ist zu beachten, dass die Daten nur die prozessbedingten Emissionen bei Industriequellen berücksichtigen. Aufgrund ihres Potenzials sind MVA, Zementwerke, Holz-Heizkraftwerke (HKW) und der Biogas-Sektor von besonderer Relevanz. Im Rahmen der Studie wurde eine Clustering-Strategie eingesetzt, die auch das Potenzial von Biogas-BHKW unter 1 MW_{el} berücksichtigt. Dies hätte eine Erhöhung des technischen CO₂-Potenzials aus Biogas um ca. 1 Mt_{CO₂}/a zur Folge.

Des Weiteren wurden auch andere Faktoren berücksichtigt, welche die Implementierung von Technologien zur CO₂-Abscheidung beeinflussen (u.a. Abstand von geplanten CO₂-Pipelines, Anlagengröße, alternative Strategien zur Emissionsminderung s. **Tabelle 12** und **Tabelle 13**).

Emissionsquelle	Technisches CO ₂ -Potenzial ^{II} [kt _{CO₂} /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial ^{II} - gesamt	
Zementwerke ^I	2.225,7	Industrie^I:	3,05 Mt _{CO₂} /a
Kalkwerke ^I	376,74		
Glaswerke ^I	128,71		
Ziegelwerke ^I	94,44		
Metallindustrie ^I	83,97		
Chemieindustrie ^I	137,12		
Müllverbrennungsanlagen	4.149,00	MVA:	4,15 Mt _{CO₂} /a
Biomethananlagen (ab ca. 2,7 MW _{el})	181,31	Biogen:	3,51 Mt _{CO₂} /a
Biogas-BHKW (ab 1 MW _{el})	1.424,39		
Biomethan-BHKW (ab 1 MW _{el})	57,79		
Holz-HKW (ab 1 MW _{FWL})	1.682,87		
Holz-HW (ab 1 MW _{FWL} bzw. 0,9 MW _{NWL})	163,38		

Tabelle 1: Technisches CO₂-Potenzial: Überblick.

Notizen: I) nur prozessbedingte Emissionen. II) Das technische Potenzial wurde unter Berücksichtigung einer CO₂-Abscheidungsrate von 90% berechnet.

2. CCU im Kontext der industriellen Defossilisierung

Kohlenstoff ist ein zentraler Baustein für Industrie und Gesellschaft, da er die Grundlage für organische Chemikalien, Kunststoffe, Fasern, Werkstoffe sowie zahlreicher Alltagsprodukte bildet. Anders als im Energiesektor, in dem fossile Quellen vollständig durch erneuerbare Energien ersetzt werden können, bleibt Kohlenstoff in der stofflichen Nutzung unverzichtbar. Er ist essenziell für Branchen wie Chemie, Verpackung, Textil, Bau oder Automobil und trägt maßgeblich zu Komfort, Funktionalität, wirtschaftlicher Wertschöpfung und gesellschaftlichem Wohlstand bei. Gleichzeitig führt die derzeitige Abhängigkeit von fossilen Kohlenstoffquellen zu erheblichen CO₂-Emissionen am Ende des Produktlebenszyklus und verschärft dadurch den Klimawandel. Eine nachhaltige Zukunft erfordert daher die Umstellung auf erneuerbare Kohlenstoffquellen [2].

Eine erfolgreiche Defossilisierung der Wirtschaft verlangt aus diesem Grund ein integriertes Carbon Management, das sektorübergreifend angelegt ist und fossile Kohlenstoffquellen konsequent durch Recycling, Biomasse und CO₂-Nutzung ersetzt [3]. Eine solche zirkuläre Kohlenstoffwirtschaft kann nicht nur die Treibhausgasemissionen signifikant senken, sondern auch die Rohstoffversorgung langfristig sichern und die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie stärken [4].

Neben Recycling und Biomassenutzung wird CCU als dritter, unverzichtbarer Kohlenstoffpfad hervorgehoben, um Industrien mit unvermeidbaren CO₂-Emissionen oder inhärentem Kohlenstoffbedarf treibhausgasneutral zu gestalten. Während Recycling und Biomasse diesen Bedarf nur begrenzt decken können und teils in Konkurrenz zu anderen Sektoren oder Nutzungspfaden stehen, eröffnet CCU die Möglichkeit, CO₂ aus industriellen Punktquellen oder biogenen Prozessen als Rohstoff für Chemikalien, Treibstoffe und andere Materialien zu nutzen [5]. CCU wird dabei als Kernelement einer Transformationsstrategie betrachtet, das komplementär zu den anderen Pfaden wirkt und langfristig eine stabile, klimaneutrale Kohlenstoffversorgung sichern kann [6].

Verschiedene Studien prognostizieren, dass der künftige Bedarf an nicht-fossilem CO₂ erheblich steigen wird. Auf EU-Ebene wird erwartet, dass bis 2030 jährlich mindestens 50 Mio. t CO₂ erfasst und teilweise stofflich genutzt oder gespeichert werden müssen; bis 2040 steigt dieser Bedarf auf rund 280 Mio. t und bis 2050 auf etwa 450 Mio. t pro Jahr, wobei zunehmend biogene Quellen und Direct Air Capture den Hauptanteil stellen [7]. Für die chemische Industrie bedeutet dies bis Mitte des Jahrhunderts einen deutlichen Ausbau des Anteils erneuerbarer Kohlenstoffquellen: Durchschnittlich rund 20–25 % Biomasse, 20–35 % CO₂-Nutzung und 20–40 % Recycling, mit einem weitgehenden Rückgang fossiler Rohstoffe [8]. Für Deutschland wird im Jahr 2045 – je nach Technologiepfad – mit einem CO₂-Bedarf von 21 bis über 50 Mio. t pro Jahr gerechnet [5].

Für Bayern prognostiziert die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) im Auftrag der vbw bis 2040 ein Angebot von rund 10,4 Mio. t jährlich abgeschiedenem CO₂ [9]. Die Nachfrage nach CO₂ für die stoffliche Nutzung könnte in einem ambitionierten Kreislauf-Szenario bis zu 4,9 Mio. t erreichen, im realistischen Hochlauf-Szenario etwa 1,9 Mio. t, da alternative Kohlenstoffquellen wie Biomasse und Recycling ebenfalls zur Deckung des Kohlenstoffbedarfs beitragen. Generell sehen befragte Stakeholder im Rahmen der Studie den Hochlauf der CO₂-Nutzung in Bayern verhalten und erwarten aufgrund hoher Kosten, fehlender Infrastruktur, begrenzter Verfügbarkeit erneuerbarer Energien sowie unsicherer Rahmenbedingungen zunächst nur einen langsamen Ausbau.

Dem gegenüber steht die Erwartung der Europäischen Kommission, dass durch erfolgreiches Carbon Management ab 2030 zwischen 360 und 790 Mio. t CO₂ jährlich als neuer Wertstoff in Europa gehandelt werden, was ein Marktpotenzial von 45–100 Mrd. € und 75.000–170.000 neue Arbeitsplätze schafft [7]. Durch eine koordinierte Ausbaustrategie für CO₂-Abscheidung, -Transport, -Speicherung

und -Nutzung kann Europa eine technologische Vorreiterrolle einnehmen und durch den Aufbau neuer industrieller Wertschöpfungsketten zugleich einen globalen Wettbewerbsvorteil erzielen.

CCU bietet hierbei vielfältige Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle und Wirtschaftswachstum, indem es Unternehmen erlaubt, entlang der gesamten Wertschöpfungskette – von CO₂-Abscheidung und -Verarbeitung über Anlagentechnik bis hin zu Systemlösungen – wirtschaftlichen Wert zu schaffen, etwa in den Bereichen Technologieentwicklung, CO₂-Bereitstellung und -Vermarktung oder neuer Dienstleistungen [10]. Modulare, teils ausgelagerte Geschäftsmodelle wie „Capture-as-a-Service“ oder CCU-Hubs können Investitionen erleichtern, Risiken verteilen und neue Märkte erschließen. Ausschlaggebend sind dabei neben unternehmerischer Gestaltung vor allem ein förderlicher politischer und regulatorischer Rahmen, technologische Reife sowie Marktnachfrage [11].

3. Regulatorische Rahmenbedingungen

3.1.1 Politischer und rechtlicher Rahmen zu leitungsgebundenem CO₂-Transport

3.1.2 EU-Ebene

2021 verpflichtete sich die EU im europäischen Klimagesetz, in 10-Jahres-Schritten bis 2050 die Treibhausgasneutralität zu erreichen [7]. Im gleichen Jahr veröffentlichte die EU-Kommission die Mitteilung über nachhaltige Kohlenstoffkreisläufe (Sustainable Carbon Cycles) sowie 2024 die Industrial Carbon Management Strategy [12], [13].

Beide Papiere betonen neben Carbon Dioxide Removal (CDR) und CCS die Notwendigkeit von CCU in bestimmten Wirtschaftszweigen, um das Klimaziel für das häufigste Treibhausgas CO₂ erreichen zu können. Zudem zeigen sie Wege und Maßnahmen auf, wie eine wirtschaftlich tragfähige CO₂-Wertschöpfungskette in der EU etabliert werden kann.

Die Industrial Carbon Management Strategy definiert die Entwicklung einer multimodalen CO₂-Transport-Infrastruktur mittels Pipeline, Schiff, LKW und Zug als eines ihrer Hauptziele. Dafür bedarf es u.a. eines regulatorischen Rahmens und eines Planungsmechanismus sowie Mindeststandards für CO₂-Ströme. Ein dazu für 2024 angekündigtes Gesetzespaket ist bisher noch ausständig.

Auch eine Harmonisierung mit dem EU-Emissionshandelssystem soll rechtliche Sicherheit geben, damit sich regionale und europäische Märkte für eine nachhaltige Kohlenstoffnutzung entlang einer nachhaltigen CO₂-Wertschöpfungskette entwickeln können.

Ebenfalls 2024 trat der Net Zero Industry Act (NZIA) in Kraft [14]. Die europäische Verordnung formuliert Maßnahmen, durch die Produktionskapazitäten für Netto-Null-Technologien gesteigert werden sollen. Die Nutzung von CO₂ wird explizit als eine Technologie zum Erreichen der Dekarbonisierungsziele der EU benannt. Auch dieses Papier betont die Notwendigkeit von politischen Bemühungen zur Planung und Schaffung eines grenzüberschreitenden CO₂-Transportnetzes, um einen europäischen CO₂-Markt im Einklang mit den Klimazielen zu schaffen.

Anders als die CCS-Richtlinie, die 2008 verabschiedet wurde und der auf deutscher Ebene mit dem Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) entsprochen wurde, gibt es keine entsprechende Richtlinie bzgl. CCU [15].

3.1.3 Bundesebene

Analog zur EU, aber mit ambitionierteren Klimazielen bildet das Bundes-Klimaschutzgesetz [16] das Fundament der deutschen Klimapolitik. Darin verpflichtet sich Deutschland bis 2045 treibhausgasneutral zu werden. Nach 2050 sollen diese netto-negativ werden.

3.1.3.1 Eckpunkte für eine Carbon Management Strategie

2024 wurden Eckpunkte für eine nationale Carbon Management Strategie verabschiedet [17]. Darin wird nochmals bekräftigt, dass der Einsatz CCU und CCS für schwer bzw. (derzeit) nicht vermeidbare Emissionen wie z.B. in der Zementindustrie, Abfallwirtschaft und bestimmten Bereichen der Grundstoffchemie notwendig ist. In diesen Bereichen ist eine staatliche Förderung dieser Technologien vorgesehen, um höhere Kosten einer klimaneutralen Produktion kurzfristig auszugleichen. Auch in anderen Sektoren, wie etwa Gaskraftwerken soll CCU/S ermöglicht werden, jedoch ohne staatliche Förderung. Außerdem fordert das Papier ein beschleunigtes Planungs- und Genehmigungsverfahren für die Umnutzung bestehender Gasleitungen und den Bau einer neuen CO₂-Pipeline-Infrastruktur.

3.1.3.2 Kohlendioxid-Speicherungsgesetz/Kohlendioxid-Speicherung- und -Transport-Gesetz

Der leitungsgebundene Transport von CO₂-Strömen ist derzeit durch das 2012 verabschiedete Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) gesetzlich geregelt [15]. Es definiert zunächst einen Kohlendioxidstrom als die „Gesamtheit der aus Abscheidung und Transport von Kohlendioxid stammenden Stoffe“. Der Anteil der überwiegenden Hauptkomponente CO₂ soll dabei so hoch sein, „wie dies nach dem Stand der Technik bei der jeweiligen Art der Anlage mit verhältnismäßigem Aufwand erreichbar ist“.

Das KSpG bezieht sich ausschließlich auf den Zweck der dauerhaften Speicherung von CO₂ in unterirdischen Gesteinsschichten, sofern die Anlagen und Infrastruktur ausschließlich der „Erforschung, Erprobung und Demonstration“ für begrenzte Mengen dienen. Für Planung und Genehmigungsverfahren für Kohlendioxidleitungen verweist das Gesetz auf das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [18].

Das KSpG enthält keine Regelungen für CCU – damit unterliegen CO₂-Leitungen mit dem Zweck CCU derzeit dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung [19]. Für gemischt genutzte Leitungen gibt es demnach keine klaren Regelungen.

Die Bundesregierung hat daher im August 2025 einen Gesetzesentwurf zur Änderung des KSpG zum Kohlendioxid-Speicherung- und -Transport-Gesetz (KSpTG) beschlossen [20]. Es soll, unabhängig vom Zweck, die Genehmigung, den Bau und Betrieb von Kohlendioxidleitungen sowie den Transport von CO₂-Strömen regeln. Das somit zukünftig für CCU und CCS einheitliche Regelungsregime nimmt Bezug auf das EnWG [18].

Das Planfeststellungsverfahren für Kohlendioxidleitungen orientiert sich an dem bewährten Verfahren für Leitungsvorhaben für Gas, soll so einen gesicherten Rechtsrahmen schaffen und damit einen schnelleren Aufbau eines CO₂-Leitungsnetzes ermöglichen. Auch für die technische Sicherheit beim Errichten und Betreiben CO₂-Leitungen wird auf das EnWG verwiesen, wonach den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprochen werden muss. Dies wird „vermutet, wenn die

technischen Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) eingehalten worden sind“ (s. **Kapitel 3.2.3**).

Das Leitungsnetz soll diskriminierungsfrei für alle Unternehmen zugänglich sein. CO₂-Ströme aus der Kohleverstromung sind jedoch eindeutig davon ausgenommen.

Ergänzend sei erwähnt, dass nur der leitungsgebundene Transport von CO₂ durch das KSpG/KSpTG geregelt wird. Erfolgt der Transport via Schiff, Zug oder LKW unterliegt dies dem Gefahrgutbeförderungsgesetz [21]. Für die Einhaltung entsprechender Vorschriften sind die jeweiligen Beförderer verantwortlich.

3.1.4 Bayerische Ebene

Im bayerischen Klimaschutzgesetz verpflichtet sich Bayern bis 2040 klimaneutral zu sein. Maßnahmen dazu sind im Klimaschutzprogramm aufgeführt. Am 17.07.2025 wurde der Aktionsplan CCU/CCS in Bayern vorgestellt, den das Bayerische Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie zusammen mit Stakeholdern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Verbänden erarbeitet hat [1]. Er enthält 20 konkrete Maßnahmen zu sieben Handlungsfeldern, um erste Anwendungen und Demonstrationen von CCU- und CCS-Technologien auf Landesebene zu ermöglichen.

3.2 Technische Regeln und Normen

Auch wenn in den vergangenen Jahren zahlreiche technische Spezifikationen auf verschiedenen Ebenen entwickelt wurden, gibt es derzeit noch keine einheitlichen, verbindlichen Standards für die Zusammensetzung von CO₂-Strömen [22]. Die Notwendigkeit verbindlicher technischer Standards bzgl. der CO₂-Strom-Zusammensetzung ergibt sich aus mehreren Aspekten. Zum einen können unterschiedliche Emittenten als auch Abscheidungstechnologien verschiedene Qualitäten hervorbringen. Zum anderen können unterschiedliche Transportarten (Pipeline, Schiene/LKW) als auch Endanwendungen verschiedene Anforderungen an die Reinheit stellen.

Bei Transport über ein Pipelinenetz muss dieses vor Beschädigungen durch Verunreinigungen und daraus resultierender Korrosion oder andere chemischen Reaktionen geschützt werden. Gleiches gilt für einen stabilen, kontinuierlichen Gasfluss, der etwa durch Phasentrennung oder Hydratbildung, hervorgerufen durch Verunreinigungen, gestört werden könnte. Zudem müssen im Falle von Leckagen auch für Begleitstoffe internationale Sicherheitsstandards eingehalten werden.

Die größten Erfahrungswerte zum leitungsgebundenen CO₂-Transport stammen v.a. aus Nordamerika, wo CO₂ aus natürlichen Quellen oder der Erdgasförderung stammt und relativ rein anfällt [22]. Im Gegensatz dazu enthalten unvermeidbare CO₂-Emissionen aus industriellen und biogenen Punktquellen einen höheren Anteil bzw. andere Verunreinigungen. Langjährige Erfahrungswerte aus der Praxis fehlen somit noch. Daten wurden und werden noch mittels Projektstudien sowie Laborversuchen gewonnen, um u.a. das breite Spektrum prozessabhängiger Verunreinigungen, deren Zusammenwirken und die daraus resultierenden Langzeiteffekte zu erfassen. Besonders Schwefel- und Stickoxide können aufgrund ihrer korrosiven Wirkung problematisch sein.

Aus diesem Grund sind die Arbeiten zu technischen Regeln und Normen noch nicht abgeschlossen.

3.2.1 Internationale Normungsarbeit

Auf internationaler Ebene beschäftigt sich das technische Komitee ISO/TC 265 seit 2011 mit den Themen Kohlendioxidabscheidung, -transport und dessen geologischer Speicherung. Es hat dazu bereits von ISO 27912 bis 27928 zahlreiche Normen bzw. technische Berichte veröffentlicht. Alle beziehen sich explizit auf CO₂-Ströme, die final in geologischen Formationen gespeichert werden sollen. Eine ggf. vorangehende Nutzung von CO₂ ist dabei eingeschlossen. Für Aspekte wie CO₂-Qualitäten oder Transport von CO₂-Strömen sollten sie auch für CCU in Teilen zugrunde gelegt werden können.

So beleuchten insbesondere drei Veröffentlichungen Begleitstoffe in CO₂-Strömen und deren mögliche Auswirkungen. Der technische Report ISO/TR 27921:2020, auf den im Arbeitsblatt DVGW C260 verwiesen wird, thematisiert die Zusammensetzung von CO₂-Strömen und führt 17 mögliche Verunreinigungen und deren empfohlenen Maximalgehalte auf [23]. Die internationale Norm ISO 27913 zu Rohrleitungstransportsystemen wurde im Oktober 2024 aktualisiert. Sie „identifiziert Kriterien, die CO₂-Ströme erfüllen sollten, um einen sicheren Transport zu ermöglichen“ [24]. Ein Mindestreinheitsgehalt von mehr als 95% CO₂ wird darin benannt. Mitte 2025 wurde sie als europäische Norm übernommen.

ISO/TR 27925:2023 untersucht ebenso den Einfluss von Verunreinigungen auf das Phasenverhalten und die physikalischen Eigenschaften von CO₂-Strömen sowie mögliche Effekte auf das Fließverhalten und die kontinuierliche Versorgung mit CO₂ [25].

In **Tabelle 15** im Anhang sind zu CO₂-Abscheidung und -Transport relevante Normen und technische Berichte aufgeführt.

3.2.2 Europäische Normungsarbeit

Ende 2023 wurde das Technische Komitee CEN/TC 474 ins Leben gerufen, um technische Standards zu CCU und CCS auf europäischer Ebene zu formulieren. Dabei orientiert man sich an den internationalen Standardisierungsaktivitäten der ISO/TC 265, die auf CCS fokussieren. Im Juni 2025 wurde die internationale Norm zu leitungsgebundenen Transportsystemen auf europäischer Ebene als EN ISO 27913:2025 übernommen. Als europäische Norm soll sie ins nationale Normenwerk übernommen werden.

CEN/TC 474 arbeitet außerdem seit Mitte 2024 an einer technischen Norm zu den Eigenschaften von CO₂-Strömen auf Basis des DVGW-Arbeitsblattes C 260 (s. **Kapitel 3.2.3**). Eine Abstimmung darüber wird im April 2026 erwartet [26].

Für flüssiges CO₂, das im Lebensmittel- und Getränkebereich eingesetzt werden kann, wurde vom europäischen Industriegasverband EIGA ein europäischer Industriestandard erstellt und 2017 aktualisiert. Im EIGA Doc 70/17 sind die Risikobewertung und Nachweisführung für die CO₂-Herkunft (z.B. aus chemischen Prozessen, aus Vergärung unter Berücksichtigung der Substrate) sowie Grenzwerte für Verunreinigungen geregelt [27]. Derzeit wird in Deutschland abgeschiedenes flüssiges CO₂ fast ausschließlich in dieser Qualität gehandelt [28].

3.2.3 Nationale Normungsarbeit

Weit fortgeschritten sind die Normierungsarbeiten des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW), auf die sich das KSpG bzw. das EnWG bei den Anforderungen für die technische Sicherheit von CO₂-Leitungen beziehen.

Als anerkannter Regelsetzer hat der DVGW bereits ein nationales Regelwerk veröffentlicht, das mehrere Arbeitsblätter umfasst. Während C 463 [29], C 466 [30] und C 491 [31] Planungen, Betrieb und technische Anlagen und Bauteile von und in CO₂-Infrastruktur regeln, beschreibt C 260 (A) „Eigenschaften und Anforderungen an die Beschaffenheit von CO₂-Strömen für den Transport in Stahlleitungen“ [32]. Das Arbeitsblatt bezieht sich auf CO₂-Ströme, die aus Abscheidungsprozessen von Kraftwerken oder Industrieprozessen stammen, um sie einer Speicherung oder einer weiteren Nutzung zuzuführen. Auf seiner Basis soll eine europäische Norm erstellt werden (s. **Kapitel 3.2.2**). Konkret empfiehlt DVGW C 260 für die Zusammensetzung von CO₂-Strömen einen Mindestgehalt von 98 Mol-% CO₂ und somit einen maximalen Gesamtgehalt aller Verunreinigungen von zwei Mol-% (s. **Tabelle 17**). Damit werden hier strengere Regeln angelegt als in der ISO 27913, die einen Mindestreinheitsgrad von 95 Mol-% fordert.

Einen Überblick über das Regelwerk des DVGW, das für das Thema CCU/CCS relevant ist, findet sich im Anhang (s. **Tabelle 16**).

3.3 Rechtlicher Rahmen zu CO₂-Abscheide-Anlagen

Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen, die schädliche Umwelteinwirkungen verursachen können, bedürfen einer Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) [33]. In der 4. Verordnung der Durchführung des BImSchG (4. BImSchV) sind in Anhang 1 abschließend die genehmigungsbedürftigen Anlagen aufgeführt [34]. Darunter fallen auch „eigenständig betriebene Anlagen zur Abscheidung von Kohlendioxid-Strömen [...] zum Zwecke der dauerhaften geologischen Speicherung.“ Sofern eine bereits bestehende industrielle Anlage mit einer CO₂-Abscheidung nachgerüstet werden soll, dürfte eine Genehmigung zur wesentlichen Änderung der Gesamtanlage notwendig sein [35].

Demgegenüber sind CCU-Anlagen in der 4. BImSchV nicht erwähnt. Ihre Genehmigung muss somit auf Basis anderer Rechtsvorschriften bzw. durch Einzelfallentscheidungen erfolgen. Da CCU-Anlagen je nach Einzelfall sehr unterschiedlich und komplex sein können, wird dies hier nicht umfassend erörtert. In jedem Fall wünschenswert wäre ein einheitlicher gesetzlicher Rahmen.

4. CO₂-Abscheidungstechnologien

4.1 Ziele

- Identifizierung von Anbietern von CO₂-Abscheidungstechnologien mit besonderem Fokus auf deutsche und europäische Unternehmen, die auf dem europäischen Markt vertreten sind
- Aufbau einer projektinternen Datenbank mit den Suchergebnissen der Recherche
- Gemeinsamer Aufbau neuer Netzwerkkontakte für zukünftige Themenfelder mit den Projektpartnern

4.2 Ergebnisse

Die Desktop-Recherche der Projektpartner konzentrierte sich auf Unternehmen, die direkt Technologien zur CO₂-Abtrennung liefern oder erforschen. Unternehmen, die zusätzliche Dienstleistungen zur Beratung oder Erprobung der Technologien anbieten, wurden daher nicht berücksichtigt. Der Schwerpunkt der Recherche lag auf Unternehmen aus dem europäischen Raum mit besonderem Fokus auf Deutschland. Große amerikanische und asiatische Unternehmen mit Standorten in Europa wurden jedoch ebenfalls einbezogen. Hinsichtlich der technologischen Reife wurden nur Abscheidungstechnologien mit einem Technology Readiness Level (TRL) ab 6 aufgenommen¹. Obwohl Direct Air Capture (DAC) in Zukunft eine immer wichtigere Rolle spielen wird [6], lag der Fokus ausschließlich auf Verfahren zur Abscheidung von CO₂-Emissionen aus Punktquellen. Dabei wurden sowohl große Emissionsquellen (z.B. Zement-/Stahlproduktion) als auch kleinere, dezentrale biogene CO₂-Quellen mit höheren Konzentrationen (z.B. Biogasanlagen) berücksichtigt.

Um die Informationen zu strukturieren und übersichtlich darzustellen, wurde eine Datensammlung in Excel erstellt (s. **Tabelle 18** im Anhang).

Für jede Organisation wurden folgende Daten erfasst (vgl. **Abbildung 1**):

Organisationsname | Organisationstyp | Land | Hauptsitz/Stadt | Pre-/Post-Combustion-Verfahren | Abscheidungsverfahren | CO₂-Quellen u. Anwendungsbereiche | TRL | CO₂-Konzentrationsbereich | CO₂-Abscheidungsrate | CO₂-Reinheitsgrad | Webseite

Weitere Informationen zu technologiespezifischen Eigenschaften, Abscheidungskosten und Energieverbrauch wurden ebenfalls recherchiert und – soweit verfügbar – zusammengestellt. Sie wurden jedoch aufgrund der unsicheren Datenlage nicht in den Bericht aufgenommen.

Die erstellte Datenbank enthält insgesamt 45 Einträge. Davon stammen 36 Unternehmen aus europäischen Ländern, 14 aus Deutschland. Darüber hinaus enthält die Sammlung sieben größere Unternehmen aus den USA und zwei aus Japan mit Standorten in Deutschland.

¹ Für eine detaillierte Erklärung der TRL-Stufe, s. **Kapitel 5.2.1**.

Datensammlung Cross-Cluster Projekt "CCU in Bayern" (2025)
Partner: C.A.R.M.E.N. e.V., Chemie-Cluster Bayern

Organisationsname	Organisationstyp	Land	Hauptsitz	Pre-/post-combustion	Abscheidungsverfahren	CO ₂ -Quellen / Branchen	CO ₂ -Konzentrationsbereich	CO ₂ -Abscheidungsrate [Vol-%]	TRL	CO ₂ -Reinheitsgrad [Vol-%/Trockengas]	Webseite
AB Energy Deutschland GmbH	Großunternehmen	Deutschland	Regensburg	Pre	Membran	Biogas	35-50 *	>90 *	9	>99	https://www.gruppenab.com/de/
agriKomp GmbH	Großunternehmen	Deutschland	Merkendorf	Pre	Membran	Biogas	35-50 *	>90 *	9	>99	www.agrikomp.com/de/
Air Products	Großunternehmen	USA	Allentown (Pennsylvania)	Beide	Adsorption, Oxyfuel	Syngas (e.g. SMR) Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kohle-/Erdgaskraftwerke, Stahlherstellung	10-20+	>90	9	>97	www.airproducts.de/
AIRCO Process Technology	SME	Dänemark	Fredericia	Beide	Absorption	Biogas Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kraftwerke, energetische Abfallverwertung, Zementherstellung	35-50 * 4-33 *	>85 *	9	>99	aircoprocess.com/
Ammongas	SME	Dänemark	Søborg	Beide	Absorption	Biogas Verschiedene Punktquellen, einschließlich energetische Abfallverwertung	35-50 * 6-25+ *	>90 *	9	>99	ammongas.europeanenergy.com/
Axens	Großunternehmen	Frankreich	Rueil-Malmaison	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kohlekraftwerke, Zementherstellung, Stahlherstellung	10-35 *	>90	6-7	>99.5	www.axens.net/
Babcock & Wilcox	Großunternehmen	USA	Akron (Ohio)	Post	Absorption, Oxyfuel, Chemical Looping Combustion	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kraftwerke	4-25+ *	>85 *	8-9	>99 *	www.babcock.com
Baker Hughes	Großunternehmen	USA	Houston (Texas)	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kohle-/Biomassekraftwerke, Zementherstellung, energetische Abfallverwertung	3,6-16	>90	7	>99.5	www.bakerhughes.com/
BASF SE	Großunternehmen	Deutschland	Ludwigshafen am Rhein	Beide	Absorption, Adsorption	Syngas (e.g. SMR) Kohle-/Erdgas-/Biomassekraftwerke, energetische Abfallverwertung, Zementherstellung, Stahlherstellung, Zellstoff und Papier	4-16+	85-97	9	99.9	www.basf.com/global/de

Abbildung 1: Ausschnitt der Datensammlung zu CO₂-Abscheidungstechnologien.

Die Unternehmen wurden im ersten Schritt hinsichtlich Pre-/Post-Combustion-Technologien klassifiziert. Bei **Post-Combustion**-Technologien wird das CO₂ nach der Verbrennung aus dem Rauchgas abgetrennt (z.B. in Kraftwerken), bei **Pre-Combustion**-Technologien wird das CO₂ vor der Verbrennung aus dem Syngas/Biogas abgetrennt (z.B. bei der Biogasaufbereitung oder der Wasserstoffproduktion) [36]. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass diese Einteilung nicht immer zutreffend ist, da bei spezifischen industriellen Prozessen, wie z. B. der Kalzinierung in der Zementindustrie, keine Verbrennung stattfindet [37].

Im Folgenden werden die am häufigsten verwendeten Abscheideverfahren für die CO₂-Abtrennung Pre- und Post-Combustion beschrieben. Dazu gehören Absorptions-, Adsorptions-, Membran- und Kryogen-Verfahren.

- Bei der **Absorption** wird CO₂ durch ein flüssiges Lösungsmittel abgetrennt. Wenn keine chemische Reaktion zwischen dem Gasstrom und dem Lösungsmittel stattfindet und nur eine reversible Bindung durch intermolekulare Kräfte hergestellt wird, spricht man von **physikalischer Absorption**. Als Lösungsmittel können sowohl Wasser (Druckwasserwäsche - DWW) als auch organische Lösungsmittel (z.B. Dimethylether von Polyethylenglykolen beim Selexol-Verfahren) verwendet werden. Wenn die physikalische Absorption mit einer chemischen Reaktion kombiniert wird, wird das Verfahren als **chemische Absorption** („Chemisorption“) klassifiziert. Bei der chemischen Absorption werden am häufigsten Aminlösungen (z.B. MEA, DEA, MDEA) verwendet. Andere Lösungsmittel, wie Kaliumcarbonatlösungen, werden ebenfalls zunehmend eingesetzt [38].
- Bei der **Adsorption** wird CO₂ an die Oberfläche eines Feststoffes gebunden. Temperatur- und/oder Druckänderungen werden genutzt, um die CO₂-Moleküle zu adsorbieren oder freizusetzen. Adsorptionsverfahren können nach dem Desorptionsverfahren oder nach dem verwendeten Adsorptionsmittel eingeteilt werden. Die am häufigsten verwendeten Desorptionsverfahren sind die Temperaturwechseladsorption (TSA) und die Druckwechseladsorption (PSA). Relativ neue Verfahren mit geringer technologischer Reife sind die Elektro-Wechseladsorption (ESA), die Vakuum-Wechseladsorption (VSA) und die Temperatur-Vakuum-Wechseladsorption (TVSA) [39]. Außerdem kann die Adsorption wie die Absorption physikalisch oder chemisch erfolgen. Bei der **physikalischen Adsorption**

(„Physisorption“) treten zwischen den CO₂-Molekülen und dem Adsorbens nur schwache intermolekulare Kräfte auf. Häufig verwendete Adsorbentien sind Zeolithe, Silikate, kohlenstoffhaltige Materialien und MOFs (Metal Organic Frameworks) [40]. Um die CO₂-Selektivität des Adsorptionsmittels zu erhöhen, wird bei der **chemischen Adsorption** das Adsorptionsmittel chemisch gepfropft oder beschichtet. Häufig eingesetzte Materialien sind Amine und Metalloxide, insbesondere Alkalimetalloxide [41].

- **Membranverfahren** trennen Gasmoleküle nach ihrer Größe (Porenmembran) oder Transportgeschwindigkeit (Diffusionsmembran). Der CO₂-Partialdruckunterschied zwischen den beiden Seiten der Membran ist die treibende Kraft im Prozess [38]. Es gibt bereits verschiedene Membrantypen auf dem Markt, einschließlich anorganische, Polymer- und „Mixed-Matrix Membranen“ [42].
- Bei **Kryogen-Verfahren** wird flüssiges CO₂ mit einem sehr hohen Reinheitsgrad durch mehrstufige Kompressionskühlung bei -100 bis -135 °C hergestellt [42].

Schließlich wurden auch **Oxyfuel-** und **Chemical-Looping-Combustion**-Technologien in die Recherche einbezogen, obwohl ihre technologische Reife in den meisten Fällen geringer ist [37]. Um eine höhere CO₂-Reinheit mit geringerem energetischem Aufwand zu erreichen, wird bei diesen Technologien Sauerstoff statt Luft als Oxidationsmittel für die Verbrennung eingesetzt, sodass das CO₂ effizienter aus dem Rauchgas abgetrennt werden kann. Der Sauerstoff wird zuerst entweder gasförmig in einem Luftzerlegungsanlage abgetrennt (Oxyfuel Combustion) oder an einen festen Sauerstoffträger gebunden (Chemical Looping Combustion) [42]. Diese Verfahren können als Post-Combustion-Technologien [36] oder als eigene Kategorie klassifiziert werden [43].

Die Vor- und Nachteile der Technologien sind in **Tabelle 2** zusammengefasst.

Technologie	TRL ^I	Kosten ^{II}	Energieverbrauch ^{III}	CO ₂ -Konzentration ^{IV}	CO ₂ -Abscheidungsrate ^{IV}	CO ₂ -Reinheitsgrad ^{IV}
Chemische Absorption	9	niedrig	hoch	> 4-6%	80 - 99 %	> 99%
Physikalische Absorption	9	niedrig	niedrig	> 30%	90 - 95 %	> 95%
Adsorption	7-9	niedrig	hoch	> 4-10%	80 - 95 %	> 99%
Membran	4-9	hoch	niedrig	> 35-40%	70 - 90 %	> 95%
Kryogen	5-9	hoch	hoch	> 10-15%	90 - 99,5 %	> 99%
Oxyfuel	5-6	hoch	hoch	> 80%	> 90 %	> 99%
Chemical Looping	7-8	hoch	niedrig	> 80%	> 90 %	> 99%

Tabelle 2: Vor- und Nachteile von CO₂-Abscheidungstechnologien.

Quellen: [37], [38], [41], [42], [44], [45], [46]

Legende: Farbcodierung: Grün = TRL, Kosten, Energieverbrauch, CO₂-Abscheidungsrate, CO₂-Reinheitsgrad sind relativ höher/ die Technologie ist in einem breiten CO₂-Konzentrationsbereich einsetzbar. **Notizen:** I) TRL = Technology Readiness Level (Technologie-Reifegrad); II) Kosten = CO₂-Abscheidungskosten; III) Energieverbrauch -> einschließlich Wärme und Strom; IV) Basierend auf der Literatur und den gesammelten Unternehmensdaten enthält die Tabelle Durchschnittswerte. Je nach Branche sind niedrigere oder höhere Werte möglich. Höhere Abscheidungsrate und Reinheitsgrade erfordern normalerweise einen höheren Energieaufwand.

Die CO₂-Konzentration im Rauchgas/Syngas hängt von der CO₂-Quelle und damit vom (Industrie)-Sektor ab. Die Beziehung zwischen Sektoren, CO₂-Konzentrationen und anwendbaren Abscheidungstechnologien ist in **Abbildung 2** dargestellt.

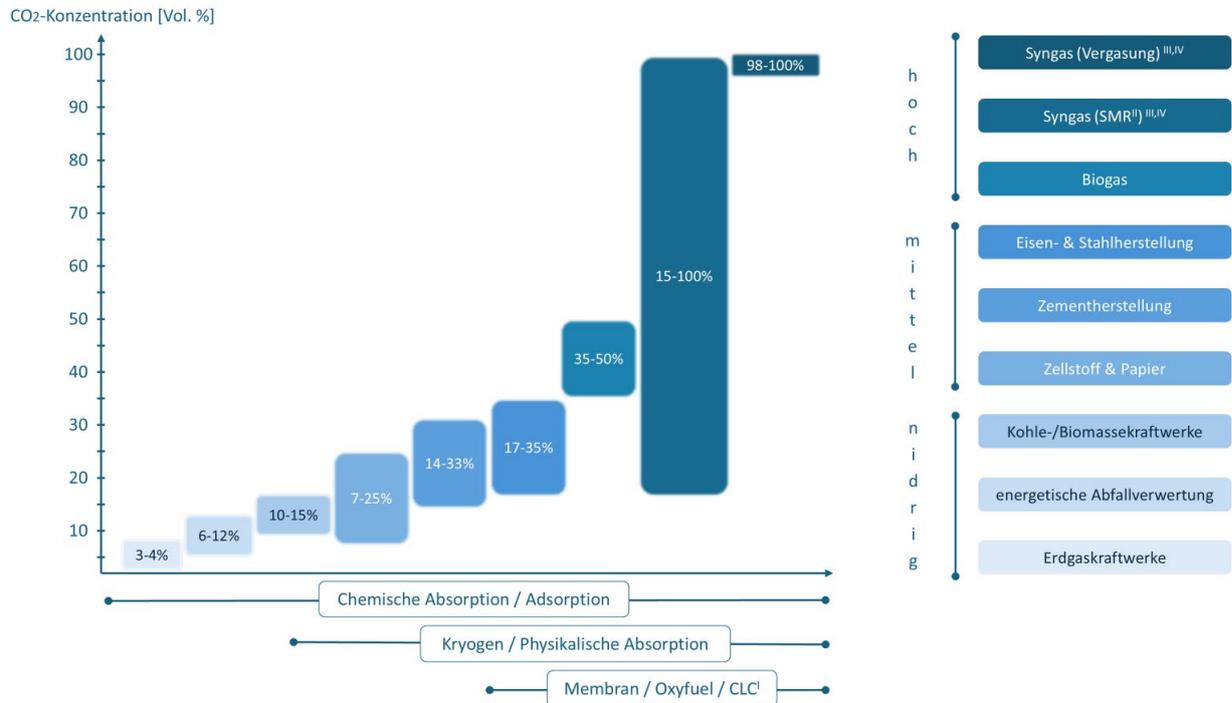


Abbildung 2: CO₂-Konzentrationen, Abscheidungstechnologien und Sektoren.

Quellen: [47], [38], [48], [49], [50], [51], [52], [53]

Notizen: I) CLC = Chemical Looping Combustion (Chemical-Looping-Verfahren). II) SMR = Steam Methane Reforming (Methan-Dampfreformierung). III) Syngas = Syngas (Synthesegas) ist ein Gasgemisch aus CO, H₂ und CO₂. Die relativen Konzentrationen hängen vom Rohstoff und vom Produktionsprozess ab. IV) Syngas wird aufgrund der unterschiedlichen Herstellungsverfahren und Konzentrationsbereiche in zwei Kategorien unterteilt. Insbesondere Syngas aus der Vergasung von Kohle oder fester Biomasse enthält einen sehr hohen Anteil an CO₂. Im Gegensatz dazu ist der CO₂-Konzentrationsbereich von Syngas aus der Wasserstoffproduktion (mittels SMR) wesentlich breiter, da die Konzentration von nachfolgenden Prozessschritten (z.B. Wassergas-Shift-Reaktionen) abhängt.

5. CO₂-Umwandlungsverfahren

5.1 Einleitung

Der Klimawandel und der damit verbundene Anstieg der atmosphärischen CO₂-Konzentration zählen zu den größten Herausforderungen unserer Zeit. Um die internationalen Klimaziele zu erreichen, sind neben der Reduktion von Treibhausgasemissionen auch Technologien erforderlich, die bestehendes CO₂ aus der Atmosphäre oder aus industriellen Prozessen aktiv entfernen oder in wertvolle Produkte umwandeln können.

CO₂-Umwandlungstechnologien (engl. *Carbon Capture and Utilization, CCU*) bezeichnen Verfahren, bei denen Kohlenstoffdioxid als Rohstoff genutzt und in chemische, biochemische oder mineralische Produkte überführt wird. Diese Technologien unterscheiden sich von reinen Abscheidungs- und Speichermethoden (CCS – *Carbon Capture and Storage*), bei denen das abgeschiedene CO₂ lediglich dauerhaft deponiert wird. Im Gegensatz dazu zielt die CO₂-Umwandlung darauf ab, das abgeschiedene Gas durch entsprechende Konversionstechnologien stofflich oder energetisch nutzbar zu machen.

Ziel dieses Kapitels ist es, einen systematischen Überblick über derzeit verfügbare sowie sich in der Entwicklung befindliche CO₂-Umwandlungstechnologien zu geben und deren technologische Reife anhand etablierter Klassifikationssysteme einzuordnen. Im Mittelpunkt stehen dabei Verfahren, die das Potenzial haben, unmittelbar zur industriellen Dekarbonisierung und zur Förderung der Kreislaufwirtschaft beizutragen.

Diese Analyse gewinnt insbesondere vor dem Hintergrund zentraler europäischer Strategien wie dem Green Deal [54] und der Net-Zero-Ziele der EU [55] an Relevanz. Beide politischen Initiativen setzen gezielt auf die Entwicklung und Umsetzung kohlenstoffarmer, ressourcenschonender Technologien, die in den kommenden Jahren maßgeblich zur Transformation der Industrie beitragen sollen.

Die Vielfalt der CO₂-Umwandlungstechnologien lässt sich in drei übergeordnete Verfahrenstypen gliedern: **chemische Umwandlungsverfahren**, **biologische Umwandlungsverfahren** sowie die **mineralische Umwandlung**. Diese Technologien unterscheiden sich hinsichtlich ihres Funktionsprinzips, ihrer Anwendungsbereiche, des Energiebedarfs sowie der erzielbaren Produkte. In den folgenden Kapiteln werden diese Verfahrenstypen näher erläutert und hinsichtlich ihres Entwicklungs- und Reifegrads bewertet.

5.2 Bewertungsmethodik: Mehrdimensionale Reifegradbewertung

Dieser Bericht verwendet einen mehrdimensionalen Bewertungsansatz, da dieser eine ganzheitliche Einschätzung von Technologien zur CO₂-Umwandlung ermöglicht. Dieser Ansatz geht über den reinen technologischen Entwicklungsstand hinaus und berücksichtigt zusätzlich wirtschaftliche Aspekte der Marktreife, ökologische Dimensionen der Nachhaltigkeit sowie infrastrukturelle Gesichtspunkte der Systemintegration. Dadurch können die betrachteten Technologien nach ihrer Innovationshöhe, ihren Marktchancen, Umweltwirkungen und praktischer Umsetzbarkeit eingeordnet werden.

Die Anwendung dieser Bewertungsmethodik erlaubt eine differenzierte Darstellung des Status quo und trägt dazu bei, fundierte Aussagen zur industriellen Anwendbarkeit und Zukunftsfähigkeit einzelner CCU-Technologien zu treffen. Die Reifegradbewertung basiert daher auf vier Dimensionen:

5.2.1 Technologischer Reifegrad (TRL – Technology Readiness Level)

Der Technology Readiness Level (TRL) [56] ist ein international etabliertes Bewertungssystem zur Einschätzung des Entwicklungsstands von Technologien. Die Skala umfasst neun Stufen, die eine standardisierte Einordnung vom ersten Forschungskonzept bis zur vollständig einsatzbereiten industriellen Lösung ermöglichen:

TRL	Bezeichnung	Beschreibung
1	Grundlagenforschung	Erste wissenschaftliche Erkenntnisse; grundlegende physikalische, chemische oder technische Prinzipien werden identifiziert und beschrieben.
2	Technologiekonzept formuliert	Erste Anwendungsansätze werden abgeleitet; Machbarkeit wird konzeptionell untersucht.
3	Nachweis des Funktionsprinzips (proof of concept)	Laborversuche bestätigen die grundlegende technische Machbarkeit unter kontrollierten Bedingungen.
4	Validierung im Labormaßstab	Einzelne Komponenten werden im Labormaßstab unter realitätsnahen Bedingungen getestet.
5	Validierung im Technikumsmaßstab	Komponenten und Teilsysteme werden unter einsatzähnlichen Bedingungen im Technikums- oder Pilotmaßstab geprüft.
6	Systemdemonstration unter Einsatzbedingungen	Ein funktionsfähiger Prototyp wird in einer industriell relevanten Umgebung getestet (z. B. erste Pilotanlage).
7	Industrieller Prototyp	Ein nahezu serienreifer Prototyp wird im realen industriellen Betrieb demonstriert, einschließlich Systemintegration.
8	System in betriebsfertiger Form	Die Technologie ist fertig entwickelt und wird im industriellen Maßstab betrieben, z. B. als Demonstrationsanlage.
9	Markteinführung und Routinebetrieb	Die Technologie ist voll kommerzialisiert und in bestehende Prozesse integriert; breiter Einsatz unter Praxisbedingungen.

Tabelle 3: TRL – Technology Readiness Level

Ursprünglich von der NASA zur Bewertung von Raumfahrttechnologien entwickelt, wurde die TRL-Skala in den letzten Jahren von zahlreichen Institutionen übernommen, darunter die Europäische Kommission (v. a. in Förderprogrammen wie Horizon Europe [57]), die OECD und die Internationale Energieagentur (IEA) [58]. Sie dient heute als Standardinstrument, um Innovationsprojekte vergleichbar und nachvollziehbar zu bewerten.

Im Kontext von CCU-Technologien hilft die TRL-Bewertung, den Entwicklungsfortschritt einzelner Verfahren transparent darzustellen und unterschiedliche Technologiepfade systematisch einzuordnen – insbesondere im Vergleich zueinander.

5.2.2 Marktreife (CRI – Commercial Readiness Index)

Der Commercial Readiness Index (CRI) [59] dient zur Bewertung der wirtschaftlichen Umsetzungsreife von Technologien. Während der TRL primär den technischen Entwicklungsstand beschreibt, legt der CRI den Fokus auf Marktnähe, Investoreninteresse, regulatorisches Umfeld und das Vorhandensein tragfähiger Geschäftsmodelle.

Die Skala umfasst sechs Stufen – von der rein technischen Demonstration bis zur vollständigen Marktetablierung. Dabei wird beurteilt, ob eine Technologie bereits wirtschaftlich tragfähig ist, ob Pilotanwendungen unter realen Marktbedingungen stattfinden, und inwieweit regulatorische, finanzielle oder gesellschaftliche Barrieren bestehen.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die sechs CRI-Stufen:

CRI	Bezeichnung	Merkmale
Stufe 1	Konzeptbewertung	Erste Marktanalysen, keine wirtschaftliche Validierung, Fokus auf Technik
Stufe 2	Kommerzielle Bewertung	Marktpotenzial und Geschäftsmodell werden identifiziert
Stufe 3	Frühzeitige Marktvalidierung	Pilotprojekte mit ersten Partnern unter realen Bedingungen
Stufe 4	Beginn der kommerziellen Skalierung	Validierung mit mehreren Partnern, erste Investoren, Skalierungspläne
Stufe 5	Kommerzielle Reifephase	Technologie ist wirtschaftlich tragfähig, Finanzierung gesichert
Stufe 6	Kommerzielle Etablierung	Breiter Markteinsatz, Wettbewerb etabliert, stabile Investorenbasis

Tabelle 4: CRI – Commercial Readiness Index.

Der CRI wurde ursprünglich von der australischen Agentur ARENA für die Bewertung erneuerbarer Energietechnologien entwickelt, findet aber zunehmend Anwendung im Bereich klimarelevanter Technologien – insbesondere in der Übergangsphase vom Technikum zum Markt [60].

5.2.3 Ökologische Nachhaltigkeit

Die ökologische Bewertung von CCU-Technologien erfolgt auf Basis vereinfachter Nachhaltigkeitskriterien, die an die Methodik der Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Assessment, LCA) angelehnt sind. Ziel ist es, die tatsächliche Klimawirkung, Ressourcennutzung und Umweltverträglichkeit der betrachteten Verfahren einzuschätzen.

Bewertet werden unter anderem die in der folgenden Tabelle aufgeführten Kriterien.

Kriterium	Bewertungsfrage	Typische Bewertungsmaßstäbe
Netto-Treibhausgasemissionen	Wird netto CO ₂ eingespart im Vergleich zum Referenzsystem?	z. B. kg CO ₂ -Äquivalente pro kg Produkt
Energiebedarf	Wie hoch ist der Gesamtenergiebedarf pro Produktmenge?	z. B. MJ/kg Produkt
Anteil erneuerbarer Energie	Wird primär erneuerbare Energie verwendet?	z. B. % Anteil an Gesamtenergie
Rohstoffinput	Werden knappe/seltene Ressourcen genutzt?	z. B. kritische Rohstoffe laut EU-Kommission
Nebenprodukte & Abfallstoffe	Entstehen problematische oder verwertbare Nebenprodukte?	z. B. toxische Stoffe vs. nutzbare Koppelprodukte
Toxizität (Humantox/Ökotox)	Gibt es relevante toxische Emissionen in Luft, Wasser oder Boden?	qualitative Einschätzung (nach LCA-Datenbanken)
Wasserverbrauch	Wie hoch ist der spezifische Wasserbedarf pro Produkteinheit?	z. B. Liter/kg Produkt
Flächenbedarf	Wird viel Fläche beansprucht (z. B. für Anbau oder Infrastruktur)?	z. B. m ² /kg Produkt

Tabelle 5: Ökologische Bewertungskriterien für CCU-Technologien.

Diese Bewertungsskala ermöglicht eine vergleichende ökologische Einschätzung unterschiedlicher CCU-Verfahren auf semiquantitativer Basis. Die einzelnen Indikatoren können – je nach Zielstellung – auch gewichtet und aggregiert werden, etwa zur Identifikation besonders klimafreundlicher Technologien.

Für die spezifische Bewertung von CO₂-Nutzungsverfahren wurde in den letzten Jahren ein branchenspezifischer Leitfaden [61] von der Global CO₂ Initiative (GCI) etabliert. Der Leitfaden kombiniert Lebenszyklusanalyse (LCA) und Techno-ökonomische Bewertung (TEA) und wurde speziell für CO₂-basierte Produkte und Prozesse entwickelt. Er berücksichtigt die Besonderheiten der CO₂-Nutzung (z. B. Nutzung statt Speicherung) und legt Wert auf Transparenz, Vergleichbarkeit und eine standardisierte Vorgehensweise.

5.2.4 Systemintegration und Infrastruktur

Diese Bewertungsdimension untersucht, wie gut sich CCU-Technologien in bestehende industrielle Prozesse, Energiesysteme und Infrastrukturen einbinden lassen. Eine erfolgreiche Integration minimiert zusätzliche Investitionen und maximiert Synergieeffekte[62].

Rohstoffverfügbarkeit und -zugang

Ein zentrales Kriterium ist die lokale Verfügbarkeit geeigneter Rohstoffe. Dazu zählt in erster Linie CO₂ in ausreichender Reinheit, Konzentration und Menge. Ebenso relevant ist der Zugang zu weiteren Reaktionspartnern – sogenannten CO-Reaktanten – wie z.B. Wasserstoff, der für viele Umwandlungsprozesse essenziell ist. Die Herkunft dieser Stoffe beeinflusst die Wirtschaftlichkeit und Klimabilanz maßgeblich [63].

Beispiel: Nutzung von CO₂ aus einem Zementwerk und grünem Wasserstoff aus einer nahegelegenen Elektrolyse-Anlage zur Methanolsynthese.

Energieversorgung und -effizienz

Viele CCU-Verfahren erfordern erhebliche Mengen elektrischer oder thermischer Energie. Eine direkte Anbindung an erneuerbare Energiequellen (z. B. Wind- oder Solarparks) kann Emissionen und Betriebskosten senken. Ebenso wichtig sind die Nutzung von Prozesswärme und Möglichkeiten zur Energiespeicherung, insbesondere bei intermittierender Energieverfügbarkeit [64].

Beispiel: Kopplung einer elektrochemischen CO₂-Reduktionsanlage mit einer PV-Freiflächenanlage und Wärmerückgewinnung aus einem benachbarten Industrieprozess.

Infrastrukturelle Voraussetzungen

Die Anbindung an bestehende Transport- und Logistiksysteme (wie CO₂-Pipelines, Bahnanschlüsse, Straßenzugang) ist für die Rohstoffversorgung und Produktvermarktung entscheidend. Auch die Verfügbarkeit von Flächen und technische Anschlussfähigkeit an bestehende Anlagen beeinflussen die Realisierbarkeit erheblich [65].

Beispiel: Aufbau einer modularen CCU-Pilotanlage auf dem Gelände eines Chemieparks mit vorhandenen CO₂-Leitungen und Strominfrastruktur.

Sektorenkopplung und Wertschöpfungsketten

Die Verzahnung mit anderen Industrien – etwa durch Integration in bestehende chemische oder energetische Wertschöpfungsketten – erhöht Effizienz und Marktchancen. Insbesondere Power-to-X-Konzepte bieten Synergiepotenziale durch Verbindung von Energie-, Chemie- und Verkehrssektor [66].

Beispiel: Integration einer CO₂-basierten Methanolsynthese in ein bestehendes Chemiecluster mit grünem Wasserstoffzugang und Anbindung an Tankstelleninfrastruktur für synthetischen Kraftstoff.

Skalierbarkeit und Übertragbarkeit

Entscheidend ist, ob eine Technologie modular aufgebaut, flexibel skalierbar und auf verschiedene Standorte übertragbar ist. Je höher das Multiplikationspotenzial, desto attraktiver ist die Technologie für die breite industrielle Anwendung [63].

Beispiel: Dezentral einsetzbare Containerlösung für Formiatsynthese aus biogenen CO₂-Quellen und Strom aus kleinen Windkraftanlagen.

5.2.5 Zusammenfassung der Bewertungsansätze

Zur besseren Übersicht sind die im vorhergehenden Abschnitt erläuterten Bewertungsansätze in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Die Darstellung dient als Grundlage für die anschließende Bewertung der einzelnen CCU-Technologien im Hinblick auf ihre Reife, Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Systemkompatibilität.

Ansatz	Beschreibung	Bewertungsfokus
Technologischer Reifegrad (TRL)	International anerkannte Skala (TRL 1–9) zur Bewertung des Entwicklungsstands einer Technologie.	Entwicklungsphase: von Grundlagenforschung bis industriellen Einsatz
Wirtschaftliche Reife (CRI)	Skala (CRI 1–6) zur Einschätzung der Marktnähe, Finanzierung, regulatorischen Rahmenbedingungen und Investorenbereitschaft.	Wirtschaftliche Tragfähigkeit und Markteintrittspotenzial
Ökologische Nachhaltigkeit	Beurteilung der Klima- und Umweltwirkung, basierend auf vereinfachter Lebenszyklusanalyse (LCA).	Netto-CO ₂ -Einsparung, Ressourcenverbrauch, Umweltbelastung
Systemintegration & Infrastruktur	Bewertung der Kompatibilität mit bestehenden industriellen und energetischen Infrastrukturen und Ressourcenverfügbarkeit.	Standortvoraussetzungen, Skalierbarkeit, Energie- und Rohstoffbedarf

Tabelle 6: Zusammenfassung der Bewertungsansätze für CCU-Technologien.

5.3 Technologische Bewertung der Umwandlungsverfahren

Im folgenden Kapitel werden zentrale Technologien zur stofflichen Nutzung von CO₂ systematisch dargestellt. Ziel ist es, die unterschiedlichen Umwandlungswege technisch zu charakterisieren und im Kontext des zuvor eingeführten Bewertungsrahmens einzuordnen.

Zur besseren Übersicht gliedert sich die CO₂-Umwandlung in drei Technologiekategorien: Chemische, biologische und mineralische Umwandlungsverfahren. Diese Kategorisierung schafft einen strukturierten Überblick und ermöglicht es, die technologischen Besonderheiten, Entwicklungsstadien sowie spezifischen Vor- und Nachteile jedes Ansatzes gezielt zu analysieren.

Chemische Umwandlungsverfahren: Chemische Umwandlungsverfahren nutzen unterschiedliche Reaktionstypen – einschließlich klassischer, thermochemischer und elektrochemischer Ansätze – zur Umwandlung von CO₂ in wertvolle Produkte. Dabei kommen Katalysatoren, Wärmeenergie oder elektrische Energie zum Einsatz, um die chemische Reaktivität von CO₂ zu erhöhen und gezielt neue Verbindungen wie Methanol, Synthesegas oder Kohlenwasserstoffe zu erzeugen. Diese Produkte können als Kraftstoffe, chemische Grundstoffe oder Ausgangsstoffe für weiterführende Synthesen verwendet werden. Die Vielfalt der chemischen Verfahren ermöglicht eine breite Anwendungsbasis und die Integration in verschiedene industrielle Wertschöpfungsketten.

Biologische Umwandlungsverfahren: Hier kommen biologische Prozesse zum Einsatz, bei denen Mikroorganismen oder Pflanzen CO₂ binden und in Biomasse oder organische Verbindungen umwandeln. Ein Beispiel ist die Umwandlung in Algenbiomasse, die als Rohstoff für Biokraftstoffe oder Nahrungsergänzungsmittel dienen kann.

Mineralische Umwandlung: Bei diesem Ansatz reagiert CO₂ mit natürlichen Mineralien und bildet stabile mineralische Carbonate. Diese anorganischen chemischen Reaktionen ermöglichen eine langfristige CO₂-Speicherung und -Bindung, etwa in Form von Calciumcarbonat (CaCO₃), das in der Baustoffindustrie eingesetzt werden kann.

5.3.1 Chemische Umwandlungsverfahren

Chemische Umwandlungsverfahren repräsentieren einen vielversprechenden Ansatz im Bereich der CCU-Technologien. Diese Prozesse nutzen CO₂ als wertvollen Ausgangsstoff für chemische Reaktionen, oftmals in Kombination mit Wasserstoff, um eine breite Palette an Produkten zu erzeugen – von Basischemikalien wie Methanol und Formiat bis hin zu komplexeren chemischen Zwischenprodukten und Kraftstoffen.

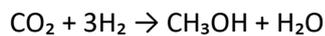
Diese Verfahren bieten der chemischen Industrie eine doppelte Chance: Einerseits können fossile Rohstoffe durch CO₂-basierte Alternativen ersetzt werden, was zur Reduzierung der Abhängigkeit von endlichen Ressourcen beiträgt. Andererseits ermöglichen sie die Schließung des Kohlenstoffkreislaufs, indem CO₂-Emissionen in wertvolle Produkte umgewandelt werden. Zu den bedeutendsten chemischen Umwandlungsverfahren zählen:

- Methanolsynthese
- Fischer-Tropsch-Synthese
- Elektrokatalytische Reduktion
- Thermochemische Prozesse

5.3.1.1 Methanolsynthese aus CO₂ und Wasserstoff

Kurzbeschreibung: Die Methanolsynthese zählt zu den etabliertesten CCU-Technologien. Dabei wird CO₂ mit Wasserstoff in einer katalytischen Reaktion zu Methanol (CH₃OH) umgesetzt [67]. Methanol dient als vielseitige Plattformchemikalie in der chemischen Industrie und kann als Ausgangsstoff für zahlreiche Folgeprodukte wie Formaldehyd, Essigsäure, Olefine sowie als direkter Energieträger oder Kraftstoffkomponente genutzt werden.

Reaktionsgleichung:



Technische Umsetzung: Die Reaktion erfolgt typischerweise bei Temperaturen zwischen 200–300 °C und Drücken von 50–100 bar über Cu/ZnO/Al₂O₃-Katalysatoren. Die Herausforderung liegt in der Optimierung der Katalysatorsysteme zur Verbesserung der Selektivität und Verringerung der Deaktivierung. Kommerzielle Anlagen existieren bereits, wobei moderne Konzepte zunehmend auf Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen und CO₂ aus punktuellen Emissionsquellen oder direkt aus der Atmosphäre (Direct Air Capture) setzen [68].

Technologischer Reifegrad: TRL 8–9 – Kommerzielle Anlagen sind weltweit im Einsatz. Die konventionelle Methanolsynthese aus Synthesegas ist vollständig etabliert (TRL 9) [69]. CO₂-basierte Methanolsynthese unter Verwendung von grünem Wasserstoff befindet sich in mehreren Demonstrations- und Pilotprojekten, z. B. das „Haru Oni“-Projekt in Chile (TRL 8) [70].

Wirtschaftliche Reife: Mittelhoch (CRI 4-5) – Die Wirtschaftlichkeit hängt entscheidend von der Verfügbarkeit und den Kosten von grünem Wasserstoff sowie von CO₂-Quellen ab. Aktuelle Produktionskosten für grünes Methanol liegen bei 800-1200 €/t gegenüber 350-450 €/t für konventionelles Methanol [71]. Die volatilen Methanolpreise am Weltmarkt und Unsicherheiten bei politischen Rahmenbedingungen erschweren Investitionsentscheidungen [72].

Ökologische Nachhaltigkeit: Hoch, sofern ausschließlich erneuerbarer Strom für die H₂-Produktion eingesetzt wird. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen bei etwa 200-300 €/t CO₂ [73]. Life-Cycle-Analysen

zeigen eine potenzielle Treibhausgasreduktion von 60-95% gegenüber fossilen Alternativen, abhängig von der CO₂-Quelle [74] und dem Strommix. Bei Nutzung von grauem Wasserstoff oder fossilem Strom sinkt der ökologische Nutzen erheblich [75].

Systemintegration: Gut integrierbar, die Technologie eignet sich besonders für die Integration an Industriestandorten mit punktuellen CO₂-Emissionen (Zementwerke, Stahlproduktion, Kraftwerke, Biogasanlagen) [76]. Als Schlüsselkomponente der Sektorenkopplung kann die Methanolsynthese:

- Überschüssigen erneuerbaren Strom durch Elektrolyse und anschließende Methanolsynthese chemisch speichern
- CO₂-intensive Industrieprozesse mit dem Energiesektor verknüpfen
- Durch die gute Transportierbarkeit von Methanol räumliche Diskrepanzen zwischen erneuerbarer Energieerzeugung und Verbrauchszentren überbrücken [77]
- Als Wasserstoffträger für Mobilitätsanwendungen dienen (Methanol-Brennstoffzellen, Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen) [78].

Die Infrastrukturanforderungen umfassen eine gesicherte Stromversorgung für die Elektrolyse (idealerweise aus erneuerbaren Quellen), CO₂-Abscheideanlagen oder -Transport, sowie Anschluss an bestehende Methanol-Vertriebswege [68].

Pilot-/Demonstrationsprojekte:

Carbon Recycling International - George Olah Plant (Island)

Die George Olah Renewable Methanol Plant [79], betrieben von Carbon Recycling International (CRI), ist eine der weltweit ersten kommerziellen Anlagen zur Herstellung von Methanol aus CO₂ und Wasserstoff. Benannt nach dem Nobelpreisträger George A. Olah, produziert die 2012 in Svartsengi, Island, in Betrieb genommene Anlage von etwa 4.000 Tonnen erneuerbarem Methanol (Vulcanol™) pro Jahr und nutzt dafür etwa 5.500 Tonnen CO₂. Die Anlage nutzt CO₂ aus geothermalen Quellen und erzeugt Wasserstoff durch Elektrolyse mit Islands nahezu CO₂-freiem Strom aus Geothermie und Wasserkraft. Das Projekt demonstriert die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der CCU-Technologie unter günstigen Standortbedingungen.

Liquid Wind (Schweden)

Liquid Wind entwickelt ein innovatives Konzept für dezentrale E-Methanol-Produktionsanlagen (FlagshipONE) in Schweden [80]. Das Unternehmen verfolgt einen modularen Ansatz, bei dem mehrere Produktionsstandorte ("E-Methanol Hubs") errichtet werden sollen, die jeweils mit lokalen CO₂-Quellen und erneuerbaren Energien, insbesondere Offshore-Windstrom, verbunden sind. Das erste Projekt wird in Zusammenarbeit mit Ørsted in Örnsköldsvik realisiert und soll jährlich etwa 50.000 Tonnen E-Methanol produzieren. Liquid Wind plant bis 2030 den Aufbau von zehn solcher Anlagen, um die wachsende Nachfrage nach grünen Kraftstoffen im Schifffahrtssektor zu bedienen.

MefCO₂-Initiative (Deutschland)

Das MefCO₂-Projekt (Methanol fuel from CO₂) ist eine EU-geförderte Initiative zur Demonstration der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit der Methanolproduktion aus abgeschiedenem CO₂ und Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen [81]. Am Standort des Mitsubishi Power Europe (ehemals Hitachi Power Europe) Kraftwerks in Essen wurde eine Pilotanlage mit einer Kapazität von einer Tonne Methanol pro Tag errichtet. Das Projekt verbindet die CO₂-Abscheidung aus Kraftwerksemissionen mit

der Wasserstofferzeugung durch PEM-Elektrolyse und nachgelagerter Methanolsynthese. Es demonstriert den Ansatz des "Carbon Capture and Utilization" (CCU) als möglichen Weg zur Reduzierung von CO₂-Emissionen im Energiesektor.

Die Demonstrationsanlage wurde erfolgreich betrieben und das Projekt im Mai 2019 abgeschlossen. Dabei konnte die technische Machbarkeit der Methanolherstellung aus CO₂ und grünem Wasserstoff unter realen Bedingungen nachgewiesen werden. Die Anlage zeigte stabile Betriebsfähigkeit und konnte auch bei schwankender Stromzufuhr aus erneuerbaren Energien betrieben werden. Zudem wurde die erfolgreiche Integration in bestehende Infrastrukturen demonstriert – ein zentraler Aspekt für die Dekarbonisierung der Industrie. Allerdings wurde auch deutlich, dass die wirtschaftliche Umsetzung aktuell noch Herausforderungen birgt, insbesondere aufgrund der hohen Produktionskosten im Vergleich zu fossilem Methanol. Die gewonnenen Erkenntnisse fließen in weiterführende Projekte wie LOTER.CO₂M und ECO₂ Fuel ein, mit dem Ziel, Effizienz und Skalierbarkeit der Technologie weiter zu verbessern.

5.3.1.2 Fischer-Tropsch

Kurzbeschreibung: Das Fischer-Tropsch-Verfahren ist eine etablierte Technologie zur Umwandlung von Synthesegas – einer Mischung aus Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂) – in flüssige Kohlenwasserstoffe wie synthetischen Diesel, Kerosin oder Wachse [82]. Es zeichnet sich besonders dadurch aus, dass hochreine Kraftstoffe aus verschiedenen Rohstoffquellen hergestellt werden können, einschließlich CO₂ und erneuerbarem Wasserstoff. Damit nimmt das Verfahren eine Schlüsselposition bei der Herstellung klimaneutraler E-Fuels ("Power-to-Liquid") ein – also synthetischer Kraftstoffe, die mithilfe von erneuerbarem Strom aus CO₂ und Wasser produziert werden.

Ein wesentlicher Vorteil des Fischer-Tropsch Verfahrens liegt in seiner Rohstoffflexibilität sowie der Fähigkeit, synthetische Kraftstoffe zu produzieren, die in der bestehenden Infrastruktur (z.B. Tankstellen, Fahrzeuge, Flugzeuge) ohne technische Modifikationen eingesetzt werden können. Darüber hinaus tragen die Produkte durch ihre hervorragende Qualität und Reinheit maßgeblich zur Verringerung lokaler Schadstoffemissionen bei.

Reaktionsgleichung:

$$\text{CO} + 2\text{H}_2 \rightarrow \text{-CH}_2\text{-} + \text{H}_2\text{O}$$
 (Kondensationsreaktion zur Bildung von Kohlenwasserstoffen)

Technische Umsetzung: Das Verfahren erfolgt in einer katalytischen Reaktion bei mittleren bis hohen Temperaturen (200–350 °C) und Drücken (20–40 bar). Typischerweise werden Eisen- oder Kobalt-basierte Katalysatoren verwendet. Die Umwandlung von CO₂ erfolgt dabei durch die Umwandlung von CO, das aus CO₂ durch Reformierung oder Elektrolyse gewonnen werden kann.

Technologischer Reifegrad: TRL 7–8 – Das Fischer-Tropsch-Verfahren ist technologisch weit fortgeschritten und wird weltweit kommerziell eingesetzt. Beispielsweise betreibt Sasol in Südafrika die weltweit größte kommerzielle Fischer-Tropsch-Anlage in Secunda mit einer Kapazität von 150.000 Barrel pro Tag. Royal Dutch Shell betreibt ebenfalls eine Fischer-Tropsch-Anlage in Bintulu, Malaysia, mit einer Kapazität von 14.700 Barrel pro Tag [83].

Pilotprojekte zur CO₂-basierten Fischer-Tropsch-Synthese befinden sich in der Entwicklung, wobei erneuerbarer Wasserstoff und CO₂ aus Direct Air Capture (DAC) als Ausgangsstoffe dienen.

Wirtschaftliche Reife (CRI): Mittelhoch (CRI 4-5) – Die Wirtschaftlichkeit des Fischer-Tropsch-Verfahrens hängt stark von den Kosten für erneuerbaren Wasserstoff und CO₂ ab. Derzeit liegen die Herstellungskosten für synthetische Kraftstoffe aus Power-to-Liquid-Verfahren in der EU zwischen 3,50 und 5 Euro pro Liter Dieselequivalent, wobei der Stromkostenanteil den größten Einfluss hat[84].

Langfristig könnten die Produktionskosten durch Importe aus Regionen mit günstigen erneuerbaren Energiequellen auf 0,80 bis 1,30 Euro pro Liter sinken. Zum Vergleich: Die Herstellungskosten für fossilen Diesel liegen aktuell bei etwa 0,40 Euro pro Liter [85].

Ökologische Nachhaltigkeit: Hoch - Das Fischer-Tropsch-Verfahren bietet ein hohes Potenzial zur CO₂-Nutzung, insbesondere wenn der benötigte Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen stammt. Durch die Verwendung von CO₂ aus DAC und grünem Wasserstoff können nahezu klimaneutrale Kraftstoffe hergestellt werden. Zudem sind die erzeugten Kraftstoffe nahezu frei von Schwefel- und Stickstoffverbindungen, was zu geringeren lokalen Schadstoffemissionen führt.

Systemintegration: Gut integrierbar - Das Fischer-Tropsch-Verfahren lässt sich gut in bestehende Infrastrukturen integrieren. Die erzeugten synthetischen Kraftstoffe können in der vorhandenen Infrastruktur (z. B. Tankstellen, Fahrzeuge, Flugzeuge) ohne technische Modifikationen eingesetzt werden. Zudem kann das Verfahren in bestehenden Raffinerien und Kraftwerksanlagen implementiert werden, wo Synthesegas und CO₂ verfügbar sind.

Pilot-/Demonstrationsprojekte

Sasol – Secunda (Südafrika)

Die Anlage in Secunda ist die weltweit größte kommerzielle Kohle-zu-Flüssigkraftstoff-Anlage (Coal-to-Liquids, CTL) und nutzt die Fischer-Tropsch-Technologie zur Umwandlung von Kohle in synthetische Kraftstoffe. Mit einer Kapazität von etwa 150.000 Barrel pro Tag produziert sie rund 28 % des südafrikanischen Bedarfs an flüssigen Kraftstoffen. Die Anlage verwendet 80 Sasol-Lurgi Fixed Bed Dry Bottom Gasifikatoren zur Synthesegaserzeugung [86].

INERATEC – Karlsruhe und Frankfurt (Deutschland)

INERATEC entwickelt modulare Fischer-Tropsch-Anlagen im Containerformat zur dezentralen Produktion von E-Fuels. Im Oktober 2021 wurde die erste industrielle 1-MW-Pilotanlage für nachhaltige E-Fuels in Werlte, Norddeutschland, installiert [87]. Seit Juni 2025 betreibt INERATEC darüber hinaus im Industriepark Höchst (Frankfurt) mit ERA ONE eine Power-to-Liquid-Anlage. Sie produziert jährlich bis zu 2.500 t CO₂-neutrale e-Fuels aus biogenem CO₂ und grünem Wasserstoff, finanziert mit 70 Mio. € von der Europäischen Investitionsbank und Breakthrough Energy Catalyst [88].

5.3.1.3 Elektrochemische Reduktion von CO₂

Kurzbeschreibung: Elektrochemische Verfahren bieten einen innovativen Ansatz zur Nutzung von CO₂ als Rohstoff, indem sie elektrische Energie – idealerweise aus erneuerbaren Quellen – einsetzen, um CO₂ direkt an einer Elektrode in energiereiche Produkte umzuwandeln. Im Mittelpunkt steht die elektrokatalytische CO₂-Reduktionsreaktion (CO₂RR), bei der CO₂ in wertvolle chemische Verbindungen wie Kohlenmonoxid (CO), Methan (CH₄), Ethylen (C₂H₄) oder Alkohole umgewandelt

wird. Dies geschieht in einer elektrochemischen Zelle, in der geeignete Katalysatoren (z. B. auf Basis von Kupfer, Silber oder Zinn) eine selektive Reaktion ermöglichen [89].

Das Verfahren gilt als vielversprechender Bestandteil von Power-to-X-Technologien, da es die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom zur Bindung und stofflichen Verwertung von CO₂ erlaubt – ohne den Umweg über wasserstoffbasierte Zwischenprodukte. Je nach gewähltem Katalysator und Prozessbedingungen lassen sich unterschiedliche Zielprodukte herstellen, die z. B. als Plattformchemikalien, synthetische Kraftstoffe oder Ausgangsstoffe für die chemische Industrie genutzt werden können.

Neben der klassischen CO₂RR rückt auch die mikrobielle Elektrolyse zunehmend in den Fokus. Dabei kommen spezialisierte Mikroorganismen zum Einsatz, die – unterstützt durch elektrischen Strom – CO₂ und organische Substrate in Wasserstoff, Methan oder organische Säuren umwandeln. Diese Kombination aus biologischen und elektrochemischen Prozessen bietet interessante Potenziale für die dezentrale Nutzung von Reststoffen und CO₂, z. B. in Verbindung mit Abwasserreinigungsanlagen oder Biomassevergärung [90].

Reaktionsgleichung:

$\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{Elektrizität} \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{O}_2$ (Reduktion zu Methan)

$\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH}$ (Reduktion zu Methanol)

Technische Umsetzung: Die elektrochemische CO₂-Reduktion findet in einer elektrochemischen Zelle statt, in der CO₂ an einer mit einem geeigneten Katalysator beschichteten Elektrode in chemische Produkte umgewandelt wird. Häufig eingesetzte Katalysatoren bestehen aus Metallen wie Kupfer, Silber oder Zinn, wobei die Wahl des Materials maßgeblich die Produktselektivität beeinflusst. Die Prozesse laufen typischerweise bei niedrigen bis mittleren Temperaturen (ca. 25–150 °C) und unter atmosphärischem Druck ab. Art des Katalysators, Zellarchitektur und elektrochemische Betriebsparameter bestimmen, ob eher einfache Produkte wie Kohlenmonoxid (CO) oder komplexere Kohlenwasserstoffe entstehen.

Technologischer Reifegrad: TRL 3-6. Der Reifegrad variiert stark je nach Zielmolekül:

CO oder Formiat (HCOO⁻): Labortechnisch gut erforscht, erste Demonstrationsanlagen existieren → TRL 4–6

Ethanol, Ethylen oder mehrkohlenstoffhaltige Produkte: Noch in der Grundlagen- bzw. frühen Entwicklungsphase → TRL 3–4

Zentrale Herausforderungen: Geringe Energieeffizienz, unzureichende Langzeitstabilität der Katalysatoren sowie begrenzte Selektivität bei der Produktbildung

Wirtschaftliche Reife: CRI 2–3 (niedrig bis mittel). Die elektrokatalytische Reduktion von CO₂ ist im industriellen Maßstab noch nicht wirtschaftlich einsetzbar. Der Strombedarf ist hoch: Für die Herstellung von einer Tonne Methanol werden etwa 10.000–12.000 kWh benötigt. Bei einem aktuellen Industriestrompreis von etwa 18,31 ct/kWh in Deutschland für 2025 [91] ergeben sich allein Stromkosten von etwa 1.800–2.100 € pro Tonne Methanol. Zum Vergleich: Der aktuelle Marktpreis für Methanol liegt bei rund 700 € pro Tonne [92]. Damit übersteigen die Stromkosten die Marktpreise für konventionell hergestelltes Methanol deutlich, was die Wettbewerbsfähigkeit der Technologie stark einschränkt.

Katalysatoren aus teuren Metallen wie Silber oder Kupfer sind notwendig, wobei etwa 1–10 mg Metall pro cm² Elektrodenfläche eingesetzt werden. Pilotanlagen im Bereich von 100 kW benötigen bereits mehrere Kilogramm dieser Materialien, was die Investitionskosten zusätzlich erhöht. Aufgrund der Skalierbarkeit kleiner Elektrolysezellen wird der Einsatz in dezentralen Anwendungen diskutiert, etwa in Verbindung mit lokal verfügbarer erneuerbarer Energie. Die Wirtschaftlichkeit bleibt jedoch stark von niedrigen Strompreisen und einer hohen Katalysatorlebensdauer abhängig.

Ökologische Nachhaltigkeit: Hoch – bei Einsatz erneuerbarer Energien

Die elektrochemische CO₂-Reduktion bietet ein hohes ökologisches Potenzial, insbesondere wenn der Prozess mit Strom aus erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik oder Windkraft betrieben wird. In diesem Fall kann die Umwandlung CO₂-neutral oder sogar CO₂-negativ gestaltet werden.

Bei einer Stromemission von < 100 g CO₂e/kWh können Produkte wie Kohlenmonoxid (CO) oder Ameisensäure mit über 70 % geringeren Treibhausgasemissionen im Vergleich zu fossilen Prozessen hergestellt werden. Für die Produktion von Ethylen (C₂H₄) ist eine Stromemission von <50 g CO₂e/kWh erforderlich, um eine vergleichbare Emissionsreduktion zu erzielen [93].

Die Umweltbilanz verschlechtert sich jedoch signifikant, wenn fossiler Strom verwendet wird. In diesem Fall können die durch den Strommix verursachten Emissionen den Klimaeffekt der CO₂-Nutzung mehr als ausgleichen.

Die so gewonnenen Produkte – insbesondere Kohlenmonoxid (CO), Methanol und Ethanol – ermöglichen eine stoffliche Nutzung von CO₂ und können zur Schließung von Kohlenstoffkreisläufen in der Chemie- und Energiewirtschaft beitragen. Moderne Systeme erreichen bereits Faraday-Wirkungsgrade bis zu 96 % für CO (bei Silberkatalysatoren) [94] und zeigen in Pilotanlagen Langzeitstabilität über 400 Stunden bei kontinuierlichem Betrieb [95].

Systemintegration & Infrastruktur: Gut für modulare Anwendungen

1. Kompakte und dezentrale Bauweise: Elektrochemische CO₂-Systeme sind vergleichsweise kompakt und modular, was ihren Einsatz in dezentrale Lagen – z.B. an Biogasanlagen oder Klärwerken – ideal macht. Dort können sie direkt CO₂-Ströme vor Ort nutzen und so die Infrastruktur effizient ergänzen.
2. Integration in bestehende Industrieprozesse: Technisch ist die Einbindung elektrochemischer Module in industrielle Prozesse möglich – etwa in bestehende Synthesegasherstellungsprozesse (z. B. CO/H₂-Gas-Make-up). Allerdings sind solche Anwendungen derzeit meist noch Pilot- oder Demonstrationsanlagen und nicht flächendeckend umgesetzt [96].
3. Infrastruktur-Anforderungen: Der Betrieb setzt folgende Voraussetzungen voraus:
 - Stabile, bedarfsgerechte Stromversorgung (idealerweise erneuerbar),
 - Wasseraufbereitung zur Herstellung der Elektrolytlösung,
 - Gasmanagement für die Zufuhr von CO₂ und die Abfuhr von Produkten und eventuellen Nebenströmen (z. B. H₂ oder O₂).

Pilot-/Demonstrationsprojekte

OCOchem – Richland, Washington (USA)

OCOchem betreibt die weltweit erste industrielle CO₂RR-Pilotanlage mit CO₂-Elektrolyse-Technologie unter Verwendung von Gas-Diffusionselektroden in großflächigen Zellen (1,5 m²/Akkumuliert 4-Zellen-Stapel). Die Anlage produziert Ameisensäure mit einer Kapazität von ca. 60 t/Jahr unter Ambientbedingungen (normaler Druck und Temperatur) und stellt die erste industrielle Pilotanlage für CO₂-Elektrolyse mit kommerziell relevanter Zellgröße dar [97].

GIG Karasek (Deutschland/Österreich)

GIG Karasek hat mit ihrer ECO2CELL Lab Plant ein patentiertes CO₂-Elektroreduktionssystem entwickelt, das CO₂ in Chemikalien und Kraftstoffe umwandelt. Die modular aufgebaute Lab-Pilot-Anlage dient als Test- und Demonstrationsplattform für industrielle Anwendungen und zeichnet sich durch modulare Skalierbarkeit, direkte CO₂-Nutzung aus Industrieabgasen und Betrieb unter milden Bedingungen aus [98].

BASF / Linde / Siemens Energy – Ludwigshafen (Deutschland)

Das Konsortium aus BASF, Linde und Siemens Energy arbeitet an der Entwicklung und Implementierung einer großtechnischen Power-to-Methanol-Anlage in Deutschland [99]. Das Projekt kombiniert die Expertise von Siemens Energy in der Elektrolysetechnologie, Lindes Verfahrenstechnik zur Synthesegasherstellung und Methanolsynthese sowie BASFs Know-how in der Katalysatorentwicklung und Chemikalienproduktion. Ziel ist die Errichtung einer Demonstrationsanlage im industriellen Maßstab, die einen integrierten Prozess von der Wasserstofferzeugung bis zur Methanolsynthese umfasst. Die Anlage zielt auf die Produktion chemischer Grundstoffe wie Methanol, Formiate und Kohlenmonoxid ab und befindet sich auf Technology Readiness Level 4-5. Eine Besonderheit stellt die Integration von Prozessabwärme mit erneuerbarem Strom dar, wodurch eine energieeffiziente Gesamtlösung für die industrielle CO₂-Utilisation entwickelt wird [100].

Ein bedeutender Meilenstein in diesem Zusammenhang ist die Inbetriebnahme eines 54-Megawatt-Protonenaustausch-Membran-Elektrolyseurs (PEM) durch BASF und Siemens Energy am Standort Ludwigshafen im März 2025. Die Anlage kann jährlich bis zu 8.000 Tonnen grünen Wasserstoff erzeugen, der als Ausgangsstoff für verschiedene chemische Prozesse – einschließlich der Methanolproduktion – dient.

Fazit: Elektrochemische CO₂-Umwandlungsverfahren zeigen erhebliches Potenzial für nachhaltige und dezentrale Produktionskonzepte, befinden sich jedoch noch in der frühen Entwicklungsphase mit begrenzter kommerzieller Reife. Die erfolgreiche Demonstration erster Pilotanlagen wie OCOchem und GIG Karasek markiert wichtige Meilensteine auf dem Weg zur industriellen Umsetzung. Mit fortschreitender Kostenreduktion erneuerbarer Energien, Verbesserungen in der Katalysatorentwicklung und der Skalierung von Ambientbedingungen zu größeren Produktionskapazitäten können elektrochemische Verfahren zu einer zentralen Säule der CO₂-Utilisation und Kreislaufwirtschaft werden.

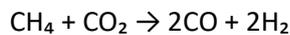
5.3.1.4 Thermochemische Umwandlungsverfahren

Kurzbeschreibung: Thermochemische Verfahren wandeln CO₂ bei hohen Temperaturen – teilweise unter erhöhtem Druck – in Synthesegas (CO + H₂) um. Dieses dient als Ausgangsstoff für die Herstellung von Plattformchemikalien wie Methanol oder synthetischen Kraftstoffen. Zwei zentrale Verfahren sind das **Dry Reforming of Methane (DRM)** und die **Biomassevergasung mit CO₂**. Beide Ansätze ermöglichen eine stoffliche CO₂-Verwertung durch bewährte Hochtemperaturprozesse und tragen zur Schließung von Kohlenstoffkreisläufen bei.

Dry Reforming of Methane (DRM)

Bei der Dry Reforming of Methane wird Methan (CH₄) mit CO₂ umgesetzt. Das entstehende Synthesegas weist ein hohes CO/H₂-Verhältnis auf, das insbesondere für die Fischer-Tropsch- oder Methanolsynthese geeignet ist [101].

Reaktionsgleichung:



Technische Umsetzung: Die Reaktion erfolgt bei Temperaturen von 700–1000 °C unter moderatem Druck, meist in Gegenwart von Nickel- oder Edelmetallkatalysatoren. Eine große Herausforderung stellt die Rußbildung dar, die zu Katalysatordeaktivierung führen kann.

Technologischer Reifegrad: TRL 6–7 – DRM ist im Technikums- und Pilotmaßstab gut untersucht, jedoch bislang nur selten industriell umgesetzt [75].

Wirtschaftliche Reife: CRI 3–4 – Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von der Verfügbarkeit günstiger CO₂- und CH₄-Quellen ab, insbesondere aus biogenen Prozessen [102].

Ökologische Nachhaltigkeit: Mittel – Besonders bei Einsatz von Biogas als Methanquelle und erneuerbarer Prozesswärme ist die CO₂-Bilanz vorteilhaft. Bei fossilem Methan sinkt die Klimawirkung [103].

Systemintegration: Begrenzt – Für den Einsatz ist eine zuverlässige Versorgung mit Methan sowie eine effiziente Wärmerückgewinnung erforderlich. Ein Vorteil ist die Nutzung vorhandener Synthesegasanwendungen [103].

Biomassevergasung mit CO₂ als Reaktionsmedium

Verfahren: Hierbei dient CO₂ als Vergasungsmittel für kohlenstoffhaltige Biomasse. Der Prozess basiert u. a. auf der Boudouard-Reaktion, bei der fester Kohlenstoff mit CO₂ zu CO umgesetzt wird. Es entsteht ebenfalls ein CO-reiches Synthesegas, das chemisch weiterverwertet werden kann.

Reaktionsgleichung: C + CO₂ → 2CO

Technische Umsetzung: Die Umsetzung erfolgt bei Temperaturen von 800–1000 °C in Festbett-, Wirbelschicht- oder Flugstromvergasern. Als Rohstoffe dienen z. B. Holzreste, Stroh oder Klärschlamm. CO₂ kann extern zugeführt oder aus biogenen Quellen stammen [104].

Technologischer Reifegrad: TRL 7–8 – Das Verfahren ist gut erforscht und in mehreren Pilot- und Demonstrationsanlagen erprobt. Es gilt als technologisch robuster als DRM.

Wirtschaftliche Reife: CRI 4–5 – Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von Biomasseverfügbarkeit und CO₂-Quelle ab. Die Kopplung mit CCS oder CCU kann die Rentabilität verbessern [105].

Ökologische Nachhaltigkeit: Hoch – Bei Nutzung von Restbiomasse und erneuerbarem CO₂ ist das Verfahren potenziell CO₂-negativ. Die LCA fällt in vielen Szenarien günstig aus [106].

Systemintegration: Gut – Bestehende Biomassekraftwerke können angepasst werden. Zudem ermöglicht das Verfahren eine dezentrale Umsetzung in ländlichen Regionen mit hohem Biomasseaufkommen [106].

Pilot-/Demonstrationsprojekte:

KIT – bioliq®-Pilotanlage (Karlsruhe, Deutschland)

Die Anlage verarbeitet ligninreiche Biomasse wie Stroh oder Holzreste zu synthetischen Kraftstoffen. Zunächst wird die Biomasse dezentral per Schnellpyrolyse in energiereiches Biosyncrude™ umgewandelt und dann zentral bei hoher Temperatur und bis zu 80 bar Druck zu Synthesegas vergast. Die thermische Leistung der Flugstromvergasung liegt bei 5 MW und ermöglicht die Produktion von etwa einer Tonne Synthesegas pro Stunde, das anschließend gereinigt und zu Kraftstoffen wie Dimethylether und Benzin synthetisiert wird. Die gesamte Prozesskette befindet sich auf TRL 6–7 und produziert aktuell ca. eine Tonne flüssigen Kraftstoff pro Tag. Die Investitionskosten der Anlage betragen insgesamt rund 64 Millionen Euro, wovon der Flugstromvergaser allein etwa 28 Millionen Euro ausmacht. Das Projekt wurde u. a. vom BMEL und der EU unterstützt und zeigt, dass sich auch schwer transportierbare Restbiomasse effizient nutzen lässt – mit einer Reduktion der CO₂-Emissionen um mehr als 85 Prozent gegenüber fossilen Kraftstoffen [107].

Fazit: Thermochemische CO₂-Umwandlungsverfahren sind technologisch fortgeschritten und gut in bestehende Industrieprozesse integrierbar. Ihre Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit hängen jedoch stark von der Energiequelle ab. Auch der hohe Wärmebedarf ist derzeit eine Herausforderung, bietet aber auch Chancen zur Sektorenkopplung und Effizienzsteigerung in energieintensiven Industrien.

5.3.2 Biologische Umwandlung

Kurzbeschreibung: Biologische CCU-Technologien nutzen Mikroorganismen, Enzyme oder Algen zur Umwandlung von CO₂ (oder CO, beispielsweise aus Synthesegas) in organische Verbindungen. Diese Verfahren basieren auf natürlichen oder biotechnologisch optimierten Stoffwechselwegen, bei denen CO₂ als Kohlenstoffquelle für die Synthese von Zielprodukten wie Alkoholen (Ethanol, Butanol), organischen Säuren (Essigsäure, Milchsäure) oder Biomasse dient.

Zu den wichtigsten Technologien gehören:

- **Gasfermentation:** Bei der Gasfermentation wird CO₂ oder CO (z. B. aus Industrieabgasen oder Synthesegas) durch anaerobe, acetogene Bakterien in Produkte wie Ethanol, Acetat oder Butanol umgewandelt. Die Mikroorganismen nutzen dabei den Wood-Ljungdahl-Weg, einen natürlich vorkommenden Stoffwechselweg zur Fixierung von C1-Verbindungen. Als Elektronendonator dient in der Regel Wasserstoff (H₂) oder CO [108].
Produkte: Alkohole (v. a. Ethanol), organische Säuren (z. B. Acetat), Vorprodukte für Biochemikalien und Biokunststoffe.

- **Algenkultivierung:** Bei der Algenkultivierung wird CO₂ mittels Photosynthese in organische Biomasse umgewandelt. Mikroalgen können in offenen Teichsystemen oder Photobioreaktoren gezüchtet werden. Sie fixieren CO₂ aus der Luft oder aus Punktquellen (z. B. Abgasen) und erzeugen Lipide, Kohlenhydrate und Proteine [108].

Verwendungszwecke:

- Lipide für die Produktion von Biodiesel oder Biokerosin,
- Proteine und Kohlenhydrate als Tierfutter oder in der Lebensmittelindustrie,
- Hochwertige Stoffe wie Omega-3-Fettsäuren, Pigmente, Antioxidantien.

Herausforderungen: Hoher Energie- und Wasserbedarf, begrenzte Flächeneffizienz und Erntekosten.

Technische Umsetzung: Die Umsetzung erfolgt typischerweise in Bioreaktoren unter kontrollierten Bedingungen. Die Mikroorganismen benötigen neben CO₂ auch weitere Nährstoffe sowie Energiequellen (H₂, Elektronen über Elektroden oder Licht bei Algen). Die Integration solcher Systeme in industrielle Prozesse ist besonders attraktiv, wenn CO₂ aus Abgasen als Rohstoff genutzt wird.

Technologischer Reifegrad:

- Gasfermentation: TRL 6–7 – Diese Technologie ist im Pilot- und Demonstrationsmaßstab erprobt. Beispiele sind Anlagen von LanzaTech, die aus Industrieabgasen Ethanol produzieren [109].
- Algenkultivierung: TRL 5–6 – Zahlreiche Pilotanlagen existieren zur Produktion von Biotreibstoffen oder Nahrungsergänzungsmitteln (Spirulina). Die Herausforderungen liegen in der Skalierung und Wirtschaftlichkeit [109].

Wirtschaftliche Reife (CRI): CRI 2–3 (Mittel bis niedrig) – Während erste Anwendungen wie die Gasfermentation wirtschaftlich erprobt werden, sind viele Prozesse derzeit noch nicht wettbewerbsfähig gegenüber fossilen Alternativen. Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von CO₂-Quellen, Energiepreisen und Zielmärkten (Spezialchemikalien versus Bulkprodukte) ab. So liegen die Produktionskosten für biobasierten Ethanol aus Gasfermentation derzeit bei etwa 0,51–0,86 €/Liter (bzw. 85,8–141,9 €/MWh), während fossiles Ethanol bei ca. 0,40 €/Liter liegt. Die CO₂-Vermeidungskosten betragen rund 269 €/Tonne CO₂ – ein Wert, der zwar im mittleren Bereich liegt, jedoch ohne gezielte Förderung noch nicht konkurrenzfähig ist.

Ökologische Nachhaltigkeit: Hoch – Biologische Verfahren haben ein hohes Potenzial zur CO₂-Reduktion, insbesondere wenn sie mit erneuerbarer Energie betrieben werden und CO₂ aus Punktquellen (Industrieabgase) oder aus Direct Air Capture (DAC) stammt. Neben der CO₂-Fixierung liefern viele Prozesse wertvolle Nebenprodukte wie Sauerstoff, Nährstoffe oder Wasseraufbereitungseffekte.

Systemintegration & Infrastruktur: Moderat – Biologische CCU-Verfahren können prinzipiell gut in bestehende industrielle Infrastrukturen eingebunden werden, insbesondere wenn CO₂ punktuell anfällt (bei Stahl-, Zement- oder Ethanolproduktion). Für die Algenkultivierung sind größere Flächen mit ausreichender Lichtversorgung notwendig, was die Standortanforderungen erhöht.

Pilot-/Demonstrationsprojekte:

LanzaTech (USA, China, Europa)

Kommerzialisierte Gasfermentation zur Produktion von Ethanol aus Industrieabgasen, z.B. in Kooperation mit ArcelorMittal in Belgien. Die dortige Anlage („Steelanol“) in Gent nutzt CO- und CO₂-haltige Abgase aus der Stahlproduktion zur Herstellung von jährlich rund 80 Millionen Litern Ethanol. Dabei kommen anaerobe, acetogene Bakterien zum Einsatz, die CO oder CO₂ mit Wasserstoff umwandeln. Die Investitionskosten betragen etwa 200 Mio. Euro, und durch die Produktion können rund 125.000 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart werden. Das Projekt gilt als eines der weltweit ersten industriellen Beispiele für die Integration von CCU in die Stahlindustrie. [110].

CO₂BioClean (Deutschland)

Patentiertes Fermentationsverfahren, das CO₂-Emissionen aus Industrieanlagen direkt vor Ort mithilfe von Bakterien in biologisch abbaubare Polyhydroxyalkanoate (PHA) umwandelt [111]. Die PHA dienen als Rohstoff für kompostierbare Kunststoffe in Verpackungen, Textilien, Folien oder Kosmetik. Seit 2024 ist im Industriepark Höchst eine Pilotanlage in Betrieb. In Kooperation mit den Bayerischen Staatsforsten werden in einem Feldversuch CO₂-basierte, biologisch abbaubare Baumhülsen getestet, die sich innerhalb von 3–5 Jahren zersetzen [112].

Algoliner (Deutschland)

Entwicklung und Einsatz containerbasierter Photobioreaktoren zur Züchtung von Mikroalgen unter Nutzung von CO₂. Die modularen Reaktoren bestehen aus flexiblen, lichtdurchlässigen Schläuchen, die in Containern installiert sind und kontinuierlich mit Nährstoffen und CO₂ versorgt werden. Ziel ist die dezentrale Algenproduktion zur Erzeugung von Biomasse für verschiedene Anwendungsbereiche wie Lebensmittel, Futtermittel oder Kosmetik. Der CO₂-Ausstoß industrieller Prozesse oder Biogasanlagen kann direkt als Rohstoffquelle dienen. Die Produktionskapazität liegt aktuell im Pilotmaßstab mit mehreren Kilogramm Biomasse pro Tag, wobei die Skalierbarkeit durch das Containerdesign erleichtert wird. Das System ermöglicht einen vergleichsweise niedrigen Flächenverbrauch und eine kontrollierte Kultivierung unabhängig von Standortbedingungen wie Wetter oder Jahreszeit [113].

5.3.3 Mineralische Umwandlung

Mineralische CCU-Verfahren – auch Carbonation oder Carbon Mineralization genannt – beruhen auf der Reaktion von CO₂ mit metallhaltigen Oxiden oder Silikaten. Dabei entstehen stabile, wasserunlösliche Karbonate wie Calciumcarbonat (CaCO₃) oder Magnesiumcarbonat (MgCO₃). Diese Reaktion fixiert CO₂ dauerhaft und irreversibel, sodass sie zu den wenigen wirklich dauerhaften CCU-Strategien zählt – mit einer Nähe zu CCS, jedoch mit stofflicher Nutzung.

Ausgangsstoffe:

- Industrielle Reststoffe: z. B. Stahlwerkschlacke, Flugasche, Zementstaub, Bauxitrückstände.
- Natürliche Mineralien: Olivin, Serpentin, Basalt oder andere silikatische Gesteine mit hohem Mg- oder Ca-Gehalt.

Technologien:

- Direkte Karbonatisierung: Feststoff-CO₂-Reaktion ohne vorherige Aufbereitung. Reaktion erfolgt bei erhöhtem Druck/Temperatur oder durch Aktivierung (z. B. mechanisch, chemisch).

- Indirekte Karbonatisierung: CO₂ reagiert mit zuvor gelösten Metallionen aus den Ausgangsmaterialien; dadurch bessere Prozesskontrolle, aber höherer Aufwand.
- In-situ-Mineralisierung: CO₂ wird direkt in geeignete Gesteinsformationen injiziert (Sonderfall, meist als CCS betrachtet, z. B. Projekt CarbFix in Island) [114].

Produkte:

- Kalzium-/Magnesiumkarbonate (als Füllstoffe, z. B. in Baustoffen, Papier, Farben).
- Karbonisierte Gesteinskörnungen zur Nutzung in Beton oder Straßenbau.
- Bindemittel oder Zementersatzstoffe für CO₂-arme Baumaterialien.

Technologischer Reifegrad:

TRL 6–7: Direkte Karbonatisierung industrieller Reststoffe – Pilotanlagen existieren, teils semi-industrielle Anwendungen.

TRL 3–5: Nutzung natürlicher Mineralien – energetisch aufwendiger, oft noch Laborskalierung.

Wirtschaftliche Reife (CRI), 2–4 (niedrig bis mittel). Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von der Verfügbarkeit und Logistik der Ausgangsmaterialien sowie von Produktmärkten ab. Einnahmen entstehen v. a. durch Abfallverwertung und die Substitution CO₂-intensiver Produkte (z. B. Zement).

Produktionskosten stark abhängig vom Prozess:

- Bei Nutzung industrieller Reststoffe können CO₂-Vermeidungskosten zwischen 50–150 €/t CO₂ liegen.
- Bei natürlichem Gestein liegt der Aufwand deutlich höher (z. T. >200 €/t CO₂).

Ökologische Nachhaltigkeit: Sehr hoch – besonders bei Abfallverwertung. Die gebildeten Karbonate sind langfristig stabil und nicht rücklösbar. Besonders positiv ist, dass industrielle Abfälle verwertet und gleichzeitig CO₂ gebunden wird. Bei Einsatz erneuerbarer Energien ist das Verfahren nahezu klimaneutral bis -positiv.

Systemintegration & Infrastruktur: Gut bei industriellen Nebenprodukten, begrenzt bei Naturmineralien

- Standortnahe Integration in Zement-, Stahl- oder Kraftwerksindustrie ist möglich und sinnvoll.
- Transport und Aufbereitung von natürlichen Silikaten ist logistisch aufwendig und energieintensiv.
- Anwendungen im Bausektor erleichtern Akzeptanz und Markteintritt.

Pilot-/Demonstrationsprojekte:

CarbonCure Technologies (Kanada & weltweit)

CarbonCure entwickelt und lizenziert CO₂-Mineralisierungslösungen für Betonwerke. Die Technologie injiziert CO₂ in frischen Beton, wo es sofort zu Calciumcarbonat reagiert und dauerhaft gebunden wird [115].

TRL: 8–9 – weit verbreitet in kommerziellen Betonanlagen.

Aufbau: Retrofit-fähige Module, die CO₂ in Betonmischer einspeisen

Wirkung: Über 540.000 t CO₂ dauerhaft gebunden (Stand 2024) carboncure.com

Pilotbeispiel: Mehrere gewerbliche Betonwerke (ca. 100 weltweit) nutzen die Technologie; Langzeitanwendungen in Bauten wie „725 Ponce“ (Atlanta).

CarbonCure zeigt, wie mineralische CCU in bestehende Betonstrukturen integriert wird – mit dauerhafter CO₂-Speicherung und Verbesserung der Betonfestigkeit (bis zu +20 % Kompressibilität).

CO₂MIN Project (Deutschland)

CO₂MIN (2017–2020) ist ein deutsches Forschungsprojekt zur Nutzung von Stahlwerkschlacken als CO₂-Senke [116].

TRL: 6–7 – Pilotphase abgeschlossen.

Ziel: Maximierung der Karbonatisierung von CaO/Mg-Silikaten aus Schlacke, gefolgt von Nutzung als Rohstoff in der Zement- oder Betonproduktion

Materialien: Stahlwerkschlacke, Flugasche, filterbeladene Asche – natürliche Abfallquellen mit hohem CaO-Gehalt ccuszen.eu

Prozess: Direkte Carbonatisierung – Hochdruck-/Temperaturbedingungen in Pilotanlage

Ergebnisse: Identifizierung geeigneter Materialtypen (z. B. Olivin, Schlacken) und Prozessbedingungen für maximale CO₂-Fixierung ccuszen.eu

CO₂MIN demonstriert die Umwandlung industrieller Reststoffe in gebrauchsfähige Karbonatprodukte – mit starkem CCU-Potenzial durch Schlackennutzung und C-Speicherung.

5.3.4 Zusammenfassung

Die stoffliche Nutzung von CO₂ lässt sich in drei zentrale Kategorien unterteilen: chemische, biologische und mineralische Umwandlungsverfahren. Diese Technologien zielen darauf ab, CO₂ in wertvolle Produkte zu überführen, Kohlenstoffkreisläufe zu schließen und so die industrielle Dekarbonisierung voranzutreiben.

Chemische Verfahren (z. B. Methanolsynthese, Fischer-Tropsch, elektrochemische Reduktion, thermochemische Prozesse) nutzen Katalysatoren, Wärme oder elektrischen Strom zur CO₂-Umwandlung. Sie weisen bereits hohe technologische Reife auf und sind teilweise kommerziell verfügbar. Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von günstigen erneuerbaren Energien und der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff ab.

Biologische Verfahren (z. B. Gasfermentation, Algenkultivierung) machen sich Mikroorganismen oder die Photosynthese zunutze, um CO₂ zu binden. Diese Ansätze bieten eine hohe ökologische Nachhaltigkeit, befinden sich aber häufig noch in frühen bis mittleren Entwicklungsphasen.

Mineralische Verfahren führen zu einer dauerhaften Bindung von CO₂ in stabilen Karbonaten. Sie punkten mit sehr hoher Nachhaltigkeit, liegen aber bei der Wirtschaftlichkeit bislang nur im unteren bis mittleren Bereich.

Die folgende Tabelle gibt dazu einen kompakten Überblick:

Verfahren	TRL	CRI	Ökologische Nachhaltigkeit	Systemintegration & Infrastruktur
Chemische Umwandlung	5–8	3–6	Mittel bis hoch	Gut, v. a. bei vorhandener Industrie
Methanolsynthese	7–9	5–6	Hoch (bei grünem H ₂)	Sehr gut integriert in Industrie
Fischer-Tropsch-Verfahren	6–8	4–6	Mittel bis hoch	Gute Integration bei Nutzung von H ₂
Elektrokatalytische Reduktion	3–5	2–3	Hoch (bei EE-Strom)	Noch limitiert, Bedarf an Infrastruktur
Thermochemische Prozesse	5–7	3–5	Mittel	Hohe Anforderungen, aber möglich
Biologische Umwandlung	4–6	3–5	Hoch (bei Abfallnutzung)	Mittel – abhängig von Standort & Technik
Mineralische Umwandlung	4–7	2–4	Sehr hoch (dauerhafte Bindung)	Gut bei Reststoffnutzung

Tabelle 7: Überblick über CO₂-Nutzungsverfahren.

Fazit:

Die Reife der verschiedenen CO₂-Nutzungsverfahren reicht von marktnahen Prozessen (z.B. Methanolsynthese, Fischer-Tropsch) bis zu sehr frühen Entwicklungsstadien (z. B. elektrochemische Reduktion, Algenkultivierung). Ihre Wirtschaftlichkeit hängt stark von der Verfügbarkeit günstiger erneuerbarer Energien, der Preisgestaltung für CO₂ sowie der politischen Förderung ab. Langfristig bieten sie große Potenziale zur Dekarbonisierung der Industrie – insbesondere bei der direkten Integration in bestehende energieintensive Sektoren und der Entwicklung modularer, dezentraler Anwendungen.

6. CCU in der Umsetzung

Deutschlandweit ist eine wachsende Anzahl an Aktivitäten im Bereich CCU zu verzeichnen. Neben politischen Strategien und Förderprogrammen entsteht derzeit ein vielfältiges Projektportfolio, das sowohl Pilot- und Demonstrationsanlagen als auch großtechnische Vorhaben umfasst. Dabei reicht die Bandbreite von Grundlagenforschung über industrielle Demonstrationen bis hin zu ersten Infrastrukturplanungen.

Laut einer Übersicht der Internationalen Energieagentur befinden sich derzeit 16 großtechnische Vorhaben zur CO₂-Abscheidung, -Nutzung und zum Transport in Deutschland in Planung [117]. Der Schwerpunkt liegt in der Zement- und Chemieindustrie sowie im Aufbau von Transportinfrastruktur. Die meisten Projekte befinden sich noch in der Konzept- oder Genehmigungsphase; vereinzelt sind bereits Bauvorhaben angelaufen [118]. Geplant ist eine jährliche Abscheidekapazität von rund 10,3 Mio. t CO₂ sowie Transportkapazitäten von etwa 25,8 Mio. t CO₂. Die Inbetriebnahme der meisten Anlagen ist bis 2030 vorgesehen [117].

CO₂ Value Europe, ein internationaler gemeinnütziger Verband zur Förderung und Markteinführung von CCU-Technologien, listet zudem 69 Forschungs- und Entwicklungsprojekte in Deutschland, wovon 49 bereits abgeschlossen wurden. 24 der gelisteten Projekte werden einem TRL von 7 oder 8 zugeordnet. Keines der gelisteten Vorhaben weist aktuell einen TRL von 9 auf [119].

Die nachfolgende Übersicht umfasst ausgewählte bayerische, deutsche und europäische Vorhaben – von laufenden und abgeschlossenen Projekten über großtechnische Demonstrationen bis hin zu Studien und Machbarkeitsanalysen – die beispielhaft für Technologietransfer, Infrastrukturaufbau und die vernetzte Entwicklung regionaler CCU-Hubs stehen.

6.1 Bayern

AVA Augsburg – CO₂-Abscheidung & Verwertung

Die AVA betreibt seit 2013 eine Bioabfall-Vergärungsanlage, in der neben Biomethan auch CO₂ abgeschieden wird. Das Verfahren basiert auf einem zweistufigen Membran- und Kryosystem von Pentair Haffmans, das 99 % des CO₂ aus dem Biogas entfernt und gleichzeitig methanschlupffrei arbeitet. Das CO₂ wird auf –25 °C abgekühlt, verflüssigt und in zwei 50 m³-Tanks gespeichert. Methanreste werden vollständig in den Kesseln des Müllheizkraftwerks verbrannt. Seit Februar 2020 verfügt die Anlage über eine CO₂-Tankanlage mit LKW-Verladung. Jährlich werden rund 4.500–5.000 t CO₂ vermarktet – u. a. für Trockeneisproduktion, CO₂-Schneestrahlen, Feuerlöschmittel und Abwasserneutralisation. Hauptabnehmer ist ein Anbieter technischer Gase aus der Region [120].

E.ON Bioerdgas – CO₂-Abscheidung Aiterhofen

Die Biogasaufbereitungsanlage der E.ON Bioerdgas GmbH in Aiterhofen (Lkr. Straubing-Bogen) speist seit 2009 aufbereitetes Biomethan direkt ins Gasnetz ein. Seit 2023 wird zusätzlich CO₂ in Lebensmittelqualität verflüssigt (LCO₂). Das Verfahren ermöglicht die gleichzeitige Nutzung beider Produkte: Biomethan für Strom-, Wärme- und Kraftstoffanwendungen sowie LCO₂ für industrielle und lebensmitteltechnische Zwecke [121].

Heidelberg Materials – CAP2U

Im Zementwerk Lengfurt der Firma Heidelberg Materials entsteht mit CAP2U die weltweit erste großtechnische CCU-Anlage der Zementindustrie. Ab 2025 sollen hier jährlich rund 70.000 t CO₂, rund 10 % der jährlichen Emissionen des Werks, mittels Aminwäsche abgeschieden, gereinigt und verflüssigt werden. Linde plant den Großteil des hochreinen CO₂ für Lebensmittel- und Chemieanwendungen zu vermarkten; ein Teil fließt in Forschungsprojekte von Heidelberg Materials. Das Joint Venture wird vom BMWF mit 15 Mio. € gefördert [122].

M2SAF – Nachhaltiges Kerosin aus Methanol

Unter Leitung der OMV Deutschland wurde in Burghausen an einem alternativen Herstellungsweg für Sustainable Aviation Fuel (SAF) auf Basis von Methanol geforscht. Das Projekt adressierte eine bislang fehlende ASTM-zertifizierte Methanolroute, die Vorteile bei Logistik, dezentraler Produktion und Effizienz verspricht. In einer Pilotanlage wurden Katalysatoren, Prozesse und Produkte iterativ entwickelt, begleitet von KI-gestützter Analyse und Anwendungstests. Ziel war ein 100% einsatzfähiges, zertifizierbares SAF aus Methanol, das aus erneuerbarem Strom und CO₂ erzeugt wird. Das Vorhaben (01.08.2022–31.01.2025) hatte ein Volumen von 4,79 Mio. €, wovon 3,10 Mio. € (64,7 %) durch das BMDV gefördert werden. Partner sind u. a. BASF, DLR und thyssenkrupp Uhde [123].

H2-Reallabor Burghausen / ChemDelta Bavaria

Das vom Bayerischen Chemiedreieck ausgehende Großvorhaben zielt auf die Transformation der regionalen chemischen Industrie hin zu einer nachhaltigen, wasserstoffbasierten Produktion. Unter

Koordination der Reallabor Burghausen – ChemDelta Bavaria gGmbH werden Forschungs- und Pilotprojekte in den Bereichen Power-to-Methanol, SAF, CO₂-Absorption an Silica-Adsorbentien, CO₂-Direktelektrolyse zu grünem Ethylen, Kreislaufwirtschaft und Reststoffnutzung sowie CO₂-negative Biogas-Wasserstoffproduktion durchgeführt.

Kern des Projekts ist eine systemische Analyse der Stoff- und Energieflüsse im ChemDelta Bavaria, um Bedarfe, Synergien und Integrationspotenziale zu identifizieren. Ziel ist es, Technologien zur klimaneutralen Erzeugung von Grundchemikalien und zur Schließung von Kohlenstoffkreisläufen zur Einsatzreife zu bringen und im Bayerischen Chemiedreieck als Modellregion umzusetzen. Mit dem Aufbau des Wasserstoff-Technikums „H2ChemDelta“ am Campus Burghausen, entsteht eine Forschungs-, Lehr- und Transferplattform, um den Wandel der chemischen Industrie langfristig zu begleiten [124].

Machbarkeitsstudie co₂peline (Bayern/Österreich)

Das Infrastrukturprojekt co₂peline unter Leitung der bayernets GmbH zielt auf den Aufbau eines leitungsgebundenen CO₂-Transportnetzes in Bayern und Oberösterreich. Es verbindet unvermeidbare CO₂-Quellen aus Zement-, Kalk- und Abfallverwertung mit Standorten zur stofflichen Nutzung und Zwischenspeichern sowie perspektivisch mit dauerhaften Lagerstätten.

Die Machbarkeitsstudie sieht als ersten Schritt ein Inselnetz zwischen Rohrdorf und dem Bayerischen Chemiedreieck vor, mit Anbindung an die Industrie- und Chemieregion Linz in Österreich. In weiteren Ausbaustufen ist die Ausweitung auf ganz Bayern und der Anschluss an ein nationales CO₂-Kernnetz sowie internationale Netze geplant. Ziel ist die Schaffung der Grundlage für eine CO₂-Kreislaufwirtschaft in Sektoren mit unvermeidbaren Emissionen und die Sicherstellung eines sicheren, effizienten und wirtschaftlichen Transports als Beitrag zur Klimaneutralität bis 2045 [125].

6.2 Deutschland

Carbon2Chem®

Seit 2016 entwickelt ein vom BMBF mit bislang rund 135 Mio. € gefördertes Konsortium aus Forschung und Industrie unter Leitung von thyssenkrupp Lösungen zur Nutzung von unvermeidbaren CO₂-Emissionen aus der Stahlproduktion. In Duisburg und Oberhausen (Nordrhein-Westfalen) wurden Labor- und Technikumsanlagen aufgebaut, in denen reale Hüttengase gereinigt, konditioniert und mithilfe von grünem Wasserstoff zu Methanol, Harnstoff, höheren Alkoholen und Polymeren umgesetzt werden.

In den ersten beiden Phasen gelang u.a. die weltweit erste Methanolproduktion aus Stahlwerksgas im Technikumsmaßstab. Die aktuelle dritte Phase (2025–2028, Volumen 49,8 Mio. €) fokussiert auf die technische und wirtschaftliche Optimierung der Methanolherstellung und die Erschließung neuer Anwendungen wie SAF. Ziel ist ein wirtschaftlich tragfähiges Modell für die großtechnische Umsetzung vor 2030, übertragbar auch auf andere energieintensive Branchen wie Zement, Kalk und Abfallwirtschaft [126].

Carbon2Business (C2B)

Am Holcim-Standort Lägerdorf (Schleswig-Holstein) entsteht mit C2B eine großtechnische CO₂-Abscheideanlagen basierend auf einem neuen Zementofen mit Oxyfuel-Technologie der 2. Generation sowie einer nachgelagerten CO₂-Kompressions- und Reinigungseinheit, um nahezu alle

prozessbedingten Emissionen aus der Klinkerproduktion abzuscheiden. Das CO₂ soll in einer regionalen Wertschöpfungskette stofflich genutzt werden und so den Aufbau eines Wasserstoff-Hubs in Norddeutschland unterstützen. Das Vorhaben wird mit 109,8 Mio. € aus dem EU Innovation Fund gefördert, bei geplanten Investitionskosten von rund 410 Mio. €. Der Betrieb soll im April 2028 starten und in den ersten zehn Jahren rund 13 Mio. t CO₂-Äquivalente vermeiden [127].

Leuna100

Im Chemiapark Leuna (Sachsen-Anhalt) realisieren C1 Green Chemicals und Partner die weltweit erste Pilotanlage zur Herstellung von grünem Methanol auf Basis homogener Katalyse. Das Verfahren kombiniert strombasierte Synthesegaserzeugung mit einem neu entwickelten Reaktor und ermöglicht so eine kosteneffiziente, skalierbare Produktion aus nicht-fossilen Kohlenstoffquellen wie Biomasse oder CO₂. Der seit September 2024 produzierte grüne Methanol soll als klimaneutraler Treibstoff in Schifffahrt und Flugverkehr eingesetzt werden. Das dreijährige Projekt (Start 2023) wird mit 10,4 Mio. € vom BMDV gefördert. Partner sind u. a. Fraunhofer UMSICHT, Fraunhofer IWES, DBI-Gastechnologisches Institut, TU Berlin und das Leibniz-Institut für Katalyse [128].

DAC-2-e-Methanol

Im Chemiapark Marl (Nordrhein-Westfalen) errichtet die Firma Greenlyte Carbon Technologies GmbH eine erste Anlage zur Umwandlung von per DAC abgetrenntem CO₂ und grünem Wasserstoff in e-Methanol – gefördert im Rahmen von Produktives.NRW. Die modulare Anlage soll jährlich bis zu 1.000 t produzieren und potenzielle Abnehmer wie den Flughafen Düsseldorf, Klöckner & Co und IFM versorgen [129].

Dream Reaction / Dream Production

In den vom BMBF mit 7,5 Mio. € geförderten Projekten *Dream Reaction* und *Dream Production* entwickelten Covestro, die RWTH Aachen, das CAT Catalytic Center und das MPI CEC ein Katalysatorsystem, das bis zu 20 % fossiler Rohstoffe in Polyolen durch CO₂ ersetzt. 2016 ging in Dormagen eine 5.000 t/a-Anlage in Betrieb, die CO₂-basierte Polyole für Matratzen, Sportböden, Schuhpolster und Autoinnenausstattungen produziert. Die Technologie, Finalist beim European Inventor Award 2021, wurde seitdem in Folgeprojekten auf weitere Kunststoffanwendungen ausgeweitet [130].

6.3 Europäische Union

C2PAT+ – Carbon2ProductAustria Plus (Österreich)

Mit C2PAT+ entwickelt Holcim Österreich gemeinsam mit den Partnern OMV, Borealis und VERBUND am Standort Mannersdorf eine großtechnische CO₂-Abscheide- und -Nutzungslösung, aufbauend auf dem 2023 abgeschlossenen Demonstrationsprojekt C2PAT. Ziel ist es, bis 2030 jährlich 750.000 Tonnen CO₂ aus der Zementproduktion mittels einer Kombination aus Pressure Swing Adsorption und kryogener Gastrennung abzuscheiden. Das Investitionsvolumen beträgt rund 400 Mio. €. Kurzfristig liegt der Fokus auf der temporären Speicherung, mittelfristig auf der stofflichen Nutzung zur Herstellung von Kunststoffen und Chemikalien. Die geplante Logistiklösung sieht den Transport von bis zu 2.000 Tonnen LCO₂ pro Tag per Bahn und Schiff zu Offshore-CCS-Standorten im Adriatischen Meer vor [131].

Kassø Power-to-X e-Methanol (Dänemark)

Die von European Energy entwickelte und mit Mitsui & Co. betriebene Kassø Power-to-X-Anlage in Dänemark ist seit 2025 die weltweit größte kommerzielle e-Methanol-Produktionsanlage. Sie erzeugt jährlich 42.000 t e-Methanol aus grünem Wasserstoff, produziert aus Solarstrom aus einem angrenzenden Solarpark, und rund 60.000 t biogenem CO₂ aus einer nahegelegenen Biogasanlage. Dadurch lässt sich ein CO₂-Fußabdruck realisieren, der im Vergleich zu fossilem Methanol um bis zu 97% geringer ist. Zu den Erstabnehmern zählen Lego und Novo Nordisk für die Herstellung von Kunststoffen sowie Maersk für den Betrieb methanolfähiger Containerschiffe [132], [133].

CCU-Hub Aalborg Portland (Dänemark)

Aalborg Portland plant in Aalborg einen integrierten CCUS-Hub für die großtechnische CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung in der Zementindustrie. Ziel ist es, bis 2030 jährlich bis zu 1,4 Mio. t CO₂ abzuscheiden und in integrierte Wertschöpfungsketten einzubinden – von Power-to-X-Anwendungen (z. B. e-Methanol) bis zur dauerhaften geologischen Speicherung. Der Hub dient zugleich als Test- und Demonstrationsplattform für innovative Technologien wie energieeffiziente elektrochemische Abscheidungsverfahren und nutzt Synergien zwischen Strom-, Wärme-, Gas- und Transportsektor [134], [135].

Zentrale Projekte für die Umsetzung sind das EU-Innovationsfonds-geförderte ACCSION-Projekt (220 Mio. €, Bau einer Aminwäsche zur CO₂-Abscheidung), das GreenCem-Konsortium (CCU- und PtX-Anwendungen), ConsenCUS (Pilotanlage zur CO₂-Umwandlung in Formiat) und Gate2GreenFuels (Produktion nachhaltiger Kraftstoffe aus CO₂). Die Infrastruktur umfasst Pipelines zum Hafen von Aalborg, CO₂-Terminals sowie Anbindung an geologische Speicher im Rahmen von Greenport Scandinavia. Wesentliche Partner sind Aalborg Portland, Universität Aalborg, Port of Aalborg, European Energy, Green Hydrogen Systems und Blue World Technologies. Finanziert wird die Entwicklung eines integrierten CCUS-Hubs durch den EU Innovation Fund, INNO-CCUS (Dänemark), EU Connecting Europe Facility sowie ergänzend durch REACT-EU, Horizon 2020 und Eigenmittel der Industrie [134], [136], [137], [138], [139], [140].

Technology Centre Mongstad – TCM (Norwegen)

Das Technology Centre Mongstad (TCM) ist ein flexibles Testzentrum für die Erprobung, Validierung und Skalierung von CO₂-Abscheidungstechnologien im Post-Combustion-Bereich und wird von Gassnova (34%), Equinor (22%), Shell (22%) und TotalEnergies (22%) betrieben. Das TCM verfügt über eine 12-MW-Aminwäsche sowie eine Mehrzweck-Testplattform für neuartige Abscheideverfahren wie Membranen oder feste Sorbentien. Zwei industrielle Rauchgasquellen ermöglichen dabei praxisnahe Tests unter variablen CO₂-Gehalten (1–20%) [141].

ECCSEL ERIC – European Research Infrastructure for CCUS & CDR (Europäische Union)

ECCSEL ERIC ist die weltweit größte verteilte Forschungsinfrastruktur für CO₂-Abscheidung, -Nutzung, -Transport und -Speicherung sowie CO₂-Entnahme (BECCS, DAC) und bietet in Norwegen, Frankreich, Italien, den Niederlanden, Spanien, Deutschland und dem Vereinigten Königreich offenen Zugang zu über 110 Forschungsanlagen. Ziel ist es, die Entwicklung und Umsetzung großangelegter CCUS- und CDR-Anwendungen zu beschleunigen, Investitionskosten in der Demonstrationsphase zu senken und den Wissensaustausch zwischen Industrie, Wissenschaft und Politik zu fördern [142].

7. CO₂-Emissionsquellen und Potenziale

Die Recherchen fokussieren auf Industriesektoren, die prozessbedingtes CO₂ emittieren und einen nennenswerten Anteil an den gesamten prozessbedingten CO₂-Emissionen in Bayern besitzen (> 5%) bzw. aufgrund ihrer beträchtlichen Größe für die CO₂-Abscheidung von großer Bedeutung sind. Dies umfasst die Herstellung von Glas (5,4%), Ziegeln (ca. 8,8%), Kalk (ca. 14,5%) und Zementklinker (ca. 71,1%) [143] sowie die Metall- und Chemie-Industrie.

Zudem wurden Müllverbrennungsanlagen (MVA) sowie folgende relevante Punktquellen von biogenem CO₂ in Bayern betrachtet: Biomethananlagen, Biomethan- und Biogas-Heiz(kraft)werke, sowie Biomasse- und Altholzheiz(kraft)werke.

7.1 Industriequellen mit relevanten prozessbedingten Emissionen

7.1.1 Annahmen und Methodik

Schwellenwerte:

- Zementwerke, Kalkwerke, Glaswerke, Metallindustrie, Chemieindustrie: Alle Anlagen, die ihre Emissionen an das PRTR melden müssen, wurden berücksichtigt (d.h. ab 100 kt_{CO₂}/a = ab einer Produktionsmenge von 50 t/d für Kalkwerke, 500 t/d für Zementwerke, 20 t/d für Glaswerke/Hersteller von Mineralfasern bzw. 2,5 t/d für Eisen-/Stahlhersteller).
- Ziegelwerke: Alle Mitglieder des BZV (Bayerischer Ziegelindustrie-Verband e.V.) wurden berücksichtigt. Zur Gegenprüfung und Ergänzung der Dateneinträge wurde als weitere Quelle die „Anlagenliste 2023“ der DEHSt, benutzt.

Methodik:

- Bei den betrachteten Branchen wurden ausschließlich prozessbedingte und somit schwer bzw. nicht vermeidbare Emissionen berücksichtigt.
- Zementwerke, Kalkwerke, Glaswerke, Metallindustrie, Chemieindustrie: Die Daten zum theoretischen Potenzial wurden dem „PRTR-Gesamtbestand 2007-2023“ entnommen.
- Ziegelwerke: Die Daten zum theoretischen Potenzial wurden der „Anlagenliste 2023“ der DEHSt entnommen. Die Daten entsprechen nur dem fossilen Anteil an den gesamten THG-Emissionen. Biogene Emissionen pro Anlage konnten daher nicht berechnet werden. Es wurde außerdem angenommen, dass die THG-Emissionen einer guten Schätzung für die CO₂-Emissionen der Branche entsprechen.
- Insgesamt: Die zur Berechnung des Anteils der prozessbedingten Emissionen an den gesamten Emissionen pro Sektor herangezogenen Faktoren stammen aus aktuellen Fachberichten zum Thema (s. **Kapitel 10.3** im Anhang). Das technische Potenzial wurde unter Berücksichtigung einer CO₂-Abscheidungsrate von 90% berechnet.

Datenquellen:

- Zementwerke, Kalkwerke, Glaswerke, Metallindustrie, Chemieindustrie: [144]
- Ziegelwerke: [145], [146]

7.1.2 Ergebnisse

Das technische Potenzial aus industriellen Emissionsquellen (prozessbedingte Emissionen) pro Regierungsbezirk und Industriebranche ist in **Tabelle 8** dargestellt. Eine detaillierte Darstellung findet sich im Anhang (s. **Tabelle 20**). Die berechneten Sektorenanteile an den gesamten prozessbedingten Emissionen stehen i. d. R. in Übereinstimmung mit der aktuellen offiziellen bayerischen Statistik aus dem Jahr 2022 [143]. Die einzige Ausnahme ist die Ziegelindustrie, bei der der geschätzte Anteil (3%) deutlich niedriger ist als die veröffentlichte Zahl (8,8%). Als Grund dafür wird der fehlende biogene Anteil angenommen (s.o.) sowie erhebliche Emissionsreduzierungen zwischen 2022 und 2023 [145].

Ein Viertel des Potenzials liegt in Unterfranken, je ein Fünftel in der Oberpfalz, in Schwaben (19%) und in Oberbayern (18%) (vgl. **Abbildung 3**). Wie in **Abbildung 4** dargestellt, stammt fast ein Viertel des gesamten Potenzials aus Zementwerken, gefolgt von Kalkwerken (12%) und der Chemie- sowie der Glasindustrie mit 5% bzw. 4%.

Regierungsbezirke	Zement		Kalk		Glas		Ziegel		Metall		Chemie	
	An-lagen	kt _{CO2} /a	An-lagen	kt _{CO2} /a	An-lagen	kt _{CO2} /a	An-lagen	kt _{CO2} /a	An-lagen	kt _{CO2} /a	An-lagen	kt _{CO2} /a
Mittelfranken	1	180,58	-	-	-	-	2	4,47	-	-	-	-
Niederbayern	-	-	1	190,26	-	-	8	33,17	1	50,49	1	12,87
Oberbayern	1	387,29	-	-	1	24,75	8	15,77	-	-	2	124,25
Oberfranken	-	-	-	-	1	26,33	-	-	-	-	-	-
Oberpfalz	1	437,18	1	100,17	2	77,63	2	6,21	-	-	-	-
Schwaben	1	424,12	1	86,31	-	-	11	30,34	1	33,48	-	-
Unterfranken	2	796,55	-	-	-	-	3	4,48	-	-	-	-
Gesamtergebnis	6	2225,7	3	376,74	4	128,71	34	94,44	2	83,97	3	137,12
Anteil an prozessbedingten Emissionen in Bayern¹	-	71,5%	-	12,1%	-	4,1%	-	3,0%	-	2,7%	-	4,4%

Tabelle 8: Technisches prozessbedingtes CO₂-Potenzial (kt_{CO2}/a) aus industriellen Emissionsquellen pro Emissionsquellenkategorie und Regierungsbezirk.

Notizen: 1) Prozessbedingte Emissionen in Bayern (2023): 3,11 Mt CO₂. [147]

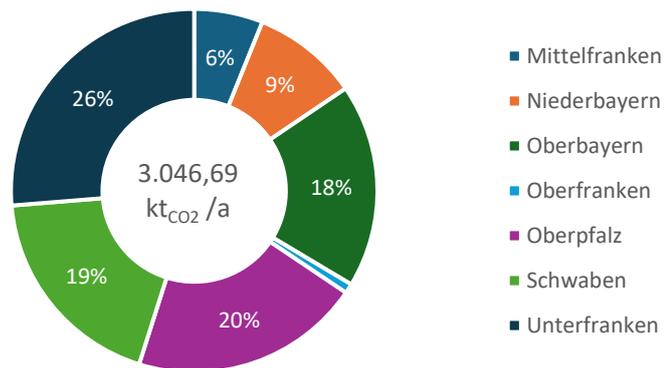


Abbildung 3: Technisches prozessbedingtes CO₂-Potenzial aus industriellen Emissionsquellen pro Regierungsbezirk.

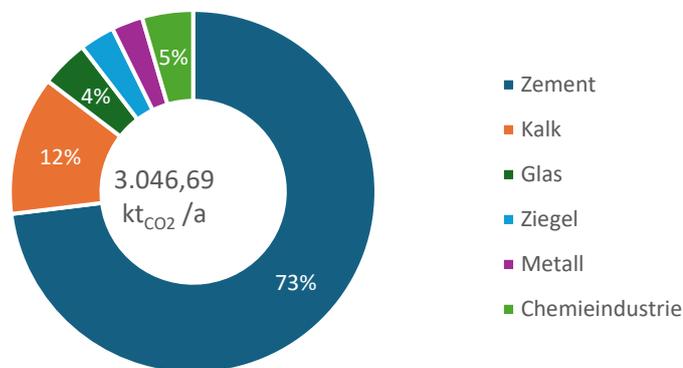


Abbildung 4: Technisches prozessbedingtes CO₂-Potenzial aus industriellen Emissionsquellen pro Emissionsquellenkategorie.

Eine grafische Darstellung der berücksichtigten Emissionsquellen zeigt **Abbildung 5**. Insgesamt umfasst sie sechs Zementwerke, drei Kalkwerke, vier Glas-/Mineralfaserwerke, 34 Ziegelwerke, zwei Metallhersteller und drei Chemieanlagen (vgl. **Tabelle 8**).

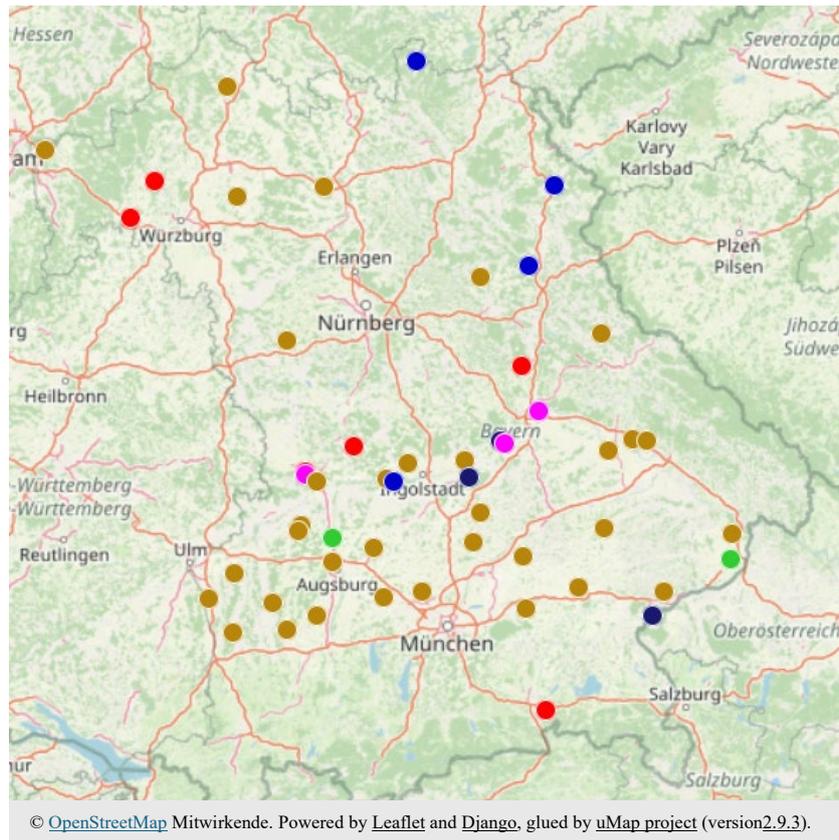


Abbildung 5: Industrielle Quellen mit relevanten prozessbedingten CO₂-Emissionen in Bayern.

Legende:

● Ziegelwerke	● Zementwerke	● Chemieindustrie
● Kalkwerke	● Glaswerke	● Metallindustrie

Datenquellen: [144], [145], [146]

7.2 Müllverbrennungsanlagen

7.2.1 Annahmen und Methodik

Schwellenwerte:

Alle Anlagen, die ihre Emissionen an das PRTR melden müssen, wurden berücksichtigt (d.h. ab 100 kt_{CO₂}/a = ab 3 t Müll/h für die Kategorie „Verbrennung nicht gefährlicher Abfälle“ bzw. ab 50 MW für die Kategorie „Verbrennungsanlagen“²).

Methodik:

Die Daten zum theoretischen Potenzial wurden aus dem „PRTR-Gesamtbestand 2007-2023“ entnommen [144]. Zur Gegenprüfung der Dateneinträge wurden weitere Quellen benutzt. Das technische Potenzial wurde unter Berücksichtigung einer CO₂-Abscheidungsrate von 90% berechnet.

Datenquellen: [144], [148], [149]

² Der Unterschied zwischen den o.g. Anlagentypen besteht darin, dass Verbrennungsanlagen nicht ausschließlich Abfälle verbrennen. Die Kategorie „Verbrennung nicht gefährlicher Abfälle“ gehört nämlich zur Branche „Abfall- und Abwasserbewirtschaftung“, während sich die Kategorie „Verbrennungsanlagen“ auf den „Energiesektor“ bezieht.

7.2.2 Ergebnisse

Das technische Potenzial aus Restmüllverbrennungsanlagen pro Regierungsbezirk ist in **Tabelle 9** dargestellt. Eine detaillierte Darstellung findet sich im Anhang (s. **Tabelle 21**).

Mehr als 60% des Potenzials liegt in Oberbayern (61%) (vgl. **Abbildung 6**). Der Grund dafür ist die im Durchschnitt höhere Anlagengröße der Anlagen in Oberbayern, insbesondere der Anlage in Unterföhring (vgl. **Tabelle 21** im Anhang). Die Regierungsbezirke Schwaben (11%) und Unterfranken (10%) folgen auf dem zweiten und dritten Platz. Eine Übersicht der berücksichtigten Emissionsquellen zeigt

Abbildung 7. Insgesamt umfasst sie 14 Müllverbrennungsanlagen (vgl. **Tabelle 9**).

Regierungsbezirke	Anlagen	kt _{CO2} /a
Mittelfranken	1	200,70
Niederbayern	-	-
Oberbayern	5	2.539,80
Oberfranken	2	222,30
Oberpfalz	1	338,40
Schwaben	3	438,30
Unterfranken	2	409,50
Gesamtergebnis	14	4.149,00
Anteil an gesamten Emissionen in Bayern¹	-	6%

Tabelle 9: Technisches CO₂-Potenzial (kt_{CO2}/a) aus Müllverbrennungsanlagen pro Regierungsbezirk.

Notizen: 1) Gesamte Emissionen in Bayern (2023): 69,626 Mt CO₂. [147]

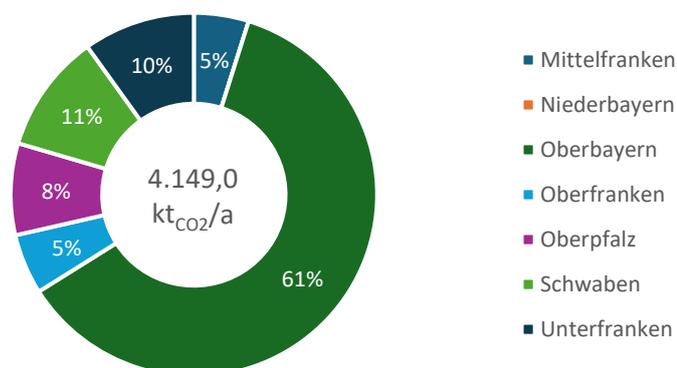


Abbildung 6: Technisches CO₂-Potenzial aus Müllverbrennungsanlagen pro Regierungsbezirk.

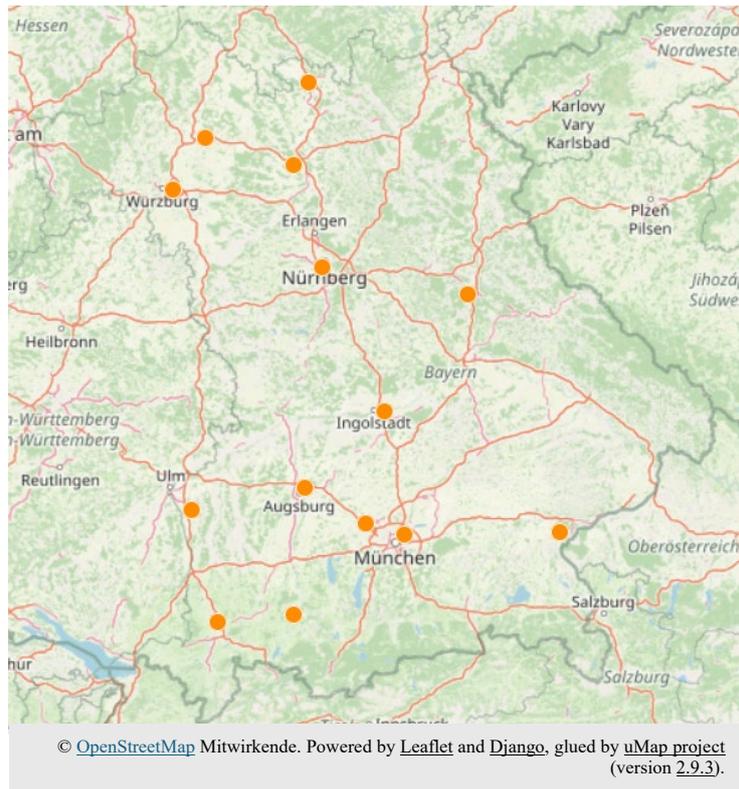


Abbildung 7: Müllverbrennungsanlagen in Bayern.

Legende: ● Müllverbrennungsanlagen

Datenquelle: [144]

7.3 Biomethan und Biogas

7.3.1 Annahmen und Methodologie

Schwellenwerte:

- Biogas- und Biomethan-BHKW: ab 1 MW_{el}. Im Cluster-Szenario wurden auch kleinere Biogas-BHKW berücksichtigt (s. unten).
Begründung: Auf Wunsch des Auftraggebers.
- Biomethananlagen: ab 500 m³ Biogas/h = ca. 3 kt_{CO₂}/a bzw. ca. 2,7 MW_{el}.
Begründung: Der Wert stammt aus internen Quellen zu aktuellen Aufbereitungs- und CO₂-Verflüssigungsprojekten im Rahmen des Förderprogramms „BioMeth Bayern“.

Methodik:

Die gesamten CO₂-Emissionen (d.h. das theoretische Potenzial) wurden auf Basis öffentlicher Daten zur Stromerzeugung/Erzeugungsleistung pro Anlage (2023) umgerechnet (s. **Kapitel 10.5, 10.6** und **10.7** im Anhang für eine detaillierte Erklärung der Umrechnungsschritte und der verwendeten Parameter). Das technische Potenzial wurde unter Berücksichtigung einer CO₂-Abscheidungsrate von 90% berechnet. Die Erstellung eines Cluster-Szenarios erfolgte durch atlas.co.

Datenquellen:

- Biogas- und Biomethan-BHKW: [150]
- Biomethananlagen: interne Quellen, [150], [151], [152]

7.3.2 Ergebnisse

Biomethan- und Biogasanlagen gehören zu den wichtigsten Emissionsquellen von biogenem Kohlendioxid in Bayern. Für die Abtrennung von CO₂ aus ihren Prozessen eignen sich grundsätzlich zwei technische Ansätze:

- Pre-Combustion (CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung): Biogas besteht im Durchschnitt aus 45% CO₂ und 55% CH₄ (*interne Quelle*)³. Bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan wird das Kohlendioxid abgetrennt und in den meisten Biomethananlagen ungenutzt in die Atmosphäre abgegeben. Aufgrund der hohen CO₂-Konzentration im Biogas erfordert die Abtrennung deutlich weniger Energie als bei anderen CO₂-Punktquellen. Um das Kohlendioxid nutzen und/oder transportieren zu können, ist eine Aufreinigung und in der Regel eine Verflüssigung oder zumindest eine Komprimierung notwendig. Aufgrund der hohen Investitionskosten ist die CO₂-Verflüssigung nur für große Biomethananlagen wirtschaftlich umsetzbar. Da die wirtschaftliche Machbarkeit aber auch von der eingesetzten Abscheidungs- und Verflüssigungstechnologie abhängt, wurden vorerst alle Biomethananlagen (ab 500 m³ Biogas/h = ca. 3 kt_{CO₂}/a bzw. ca. 2,7 MW_{el})⁴ betrachtet.
- Post-Combustion (CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung): Auch bei Biogas- und Biomethan-Blockheizkraftwerken (BHKW) ist eine CO₂-Abtrennung möglich. Ein wichtiger Vorteil gegenüber Pre-Combustion-Verfahren ist, dass nicht nur das im Biogas enthaltene CO₂ abgetrennt wird, sondern auch das bei der Verbrennung von Methan entstehende CO₂. Eine Einspeisung in das geplante CO₂-Netz wird für den Großteil der (Biogas)-BHKW aufgrund ihres dezentralen Charakters und der kleinen Kohlendioxid-Emissionsmengen voraussichtlich nicht umsetzbar sein bzw. derzeit bei der Planung der Pipelines auch nicht berücksichtigt. Hauptnachteil der Post-Combustion-Verfahren ist die geringe CO₂-Konzentration (< 15%), die einen höheren Energie- und Investitionsaufwand erfordert, sodass die Kosten erst bei größeren BHKW effektiv kompensiert werden können. Daher wurden in dieser Studie auf Wunsch des Auftraggebers nur Biogas-/Biomethan-BHKW ab 1 MW elektrischer Leistung (1 MW_{el}) betrachtet.

Für alle Arten biogener CO₂-Emissionsquellen (Biomethananlagen, Biogas-BHKW und Biomethan-BHKW) wurde das theoretische und das technische CO₂-Potenzial (kt_{CO₂}/a) berechnet. Das technische Potenzial wurde aus dem theoretischen Potenzial unter Berücksichtigung einer CO₂-Abscheidungsrate von 90% berechnet (*interne Quelle*)⁵.

Eine Zusammenfassung des technischen Potenzials aus den verschiedenen Quellen pro Regierungsbezirk und insgesamt ist in **Tabelle 10** dargestellt. Eine detailliertere Darstellung des theoretischen und technischen CO₂-Potenzials pro Anlage/BHKW findet sich im Anhang (s. **Tabelle 22**, **Tabelle 23** und **Tabelle 24**).

³ Durchschnittswert unter Berücksichtigung des CO₂-CH₄-Verhältnisses in bayerischen Biogasanlagen.

⁴ Der Wert stammt aus internen Quellen zu aktuellen Aufbereitungs- und CO₂-Verflüssigungsprojekte im Rahmen des Förderprogramms „BioMeth Bayern“.

⁵ Durchschnittswert unter Berücksichtigung von Rechercheergebnisse zu CO₂-Abscheidungstechnologien (s. **Tabelle 18** im Anhang). Höhere (bei Biomethananlagen) bzw. niedrigere Abscheidungsraten (bei Biomethan-/Biogas-BHKW) sind ebenfalls möglich.

Regierungsbezirke	Biomethananlagen ^I		Biogas – BHKW ^{II}		Biomethan – BHKW ^{II}	
	Anlagen	kt _{CO2} /a	Anlagen	kt _{CO2} /a	Anlagen	kt _{CO2} /a
Mittelfranken	2	15,91	85	277,17	3	8,77
Niederbayern	3	26,06	56	211,12	1	2,75
Oberbayern	6	44,83	67	254,59	11	30,12
Oberfranken	2	8,51	22	75,70	0	0,00
Oberpfalz	5	45,86	41	147,70	3	6,40
Schwaben	6	36,11	82	327,77	3	9,47
Unterfranken	1	4,03	36	130,34	2	0,28
Gesamtergebnis	25	181,31	389	1424,39	23	57,79
Anteil an gesamten Emissionen in Bayern^{III}	-	0,26%	-	2,05%	-	0,08%

Tabelle 10: Technisches CO₂-Potenzial (kt_{CO2}/a) aus Biomethan/Biogasanlagen pro Emissionsquellenkategorie und Regierungsbezirk.

Notizen: I) Ab 500 m³ Biogas / h = ca. 2,7 MW_{el}. II) Ab 1 MW_{el}. III) Gesamte Emissionen in Bayern (2023): 69,626 Mt_{CO2}. [147]

Das CO₂-Potenzial ergibt sich aufgrund der hohen Anlagenzahl vor allem aus Biogas-BHKW (1424,39 kt_{CO2}/a), gefolgt von Biomethananlagen (181,31 kt_{CO2}/a) und Biomethan-BHKW (57,79 kt_{CO2}/a). Diese Zahlen entsprechen 2,05%, 0,26% bzw. 0,08% der Gesamtemissionen in Bayern im Jahr 2023. Je ein Viertel des Potenzials aus Biomethananlagen liegt in Oberbayern und der Oberpfalz, 20% in Schwaben und 14% in Niederbayern (vgl. **Abbildung 8**). Beim Potenzial aus Biogas-BHKW sind Schwaben (23%), Mittelfranken (19%), Oberbayern (18%) und Niederbayern (15%) mit hohen Anteilen vertreten (vgl. **Abbildung 9**). Oberbayern nimmt zudem beim Potenzial aus Biomethan-BHKW mit 52% die führende Rolle ein (vgl. **Abbildung 10**).

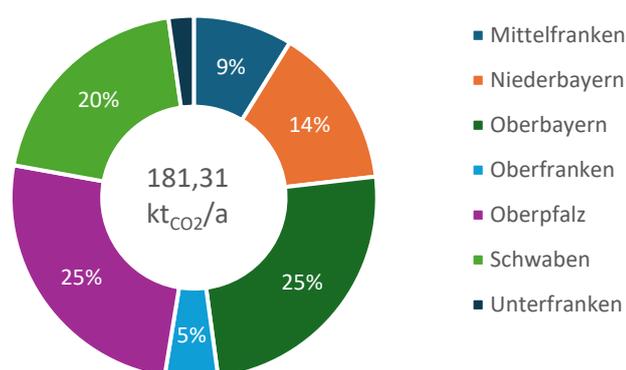


Abbildung 8: Technisches CO₂-Potenzial aus Biomethananlagen (ab 500 m³ Biogas/a = ca. 2,7 MW_{el}) pro Regierungsbezirk.

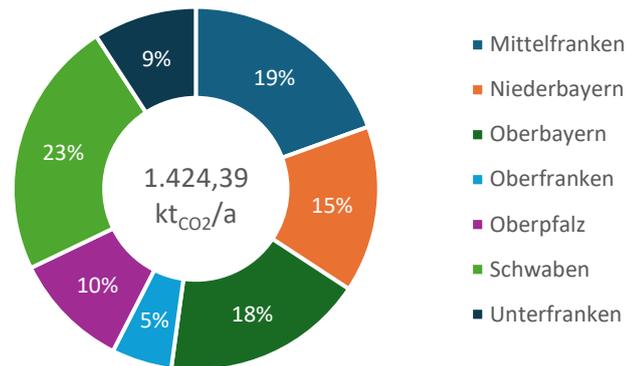


Abbildung 9: Technisches CO₂-Potenzial aus Biogas-BHKW (ab 1 MW_{el}) pro Regierungsbezirk.

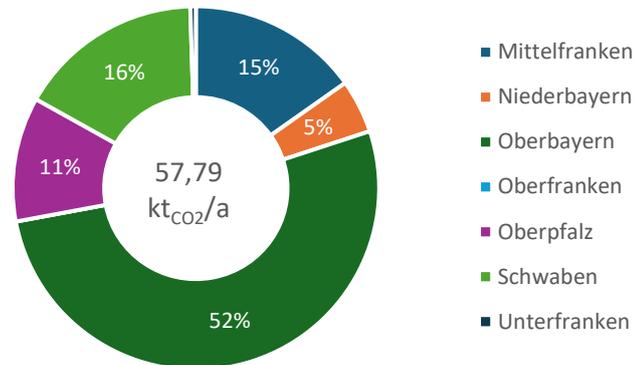


Abbildung 10: Technisches CO₂-Potenzial aus Biomethan-BHKW (ab 1 MW_{el}) pro Regierungsbezirk.

Eine grafische Darstellung der oben genannten biogenen CO₂-Emissionsquellen in Bayern zeigt **Abbildung 11**. Insgesamt umfasst sie 25 Biomethananlagen, 389 Biogas-BHKW und 23 Biomethan-BHKW (vgl. **Tabelle 10**).

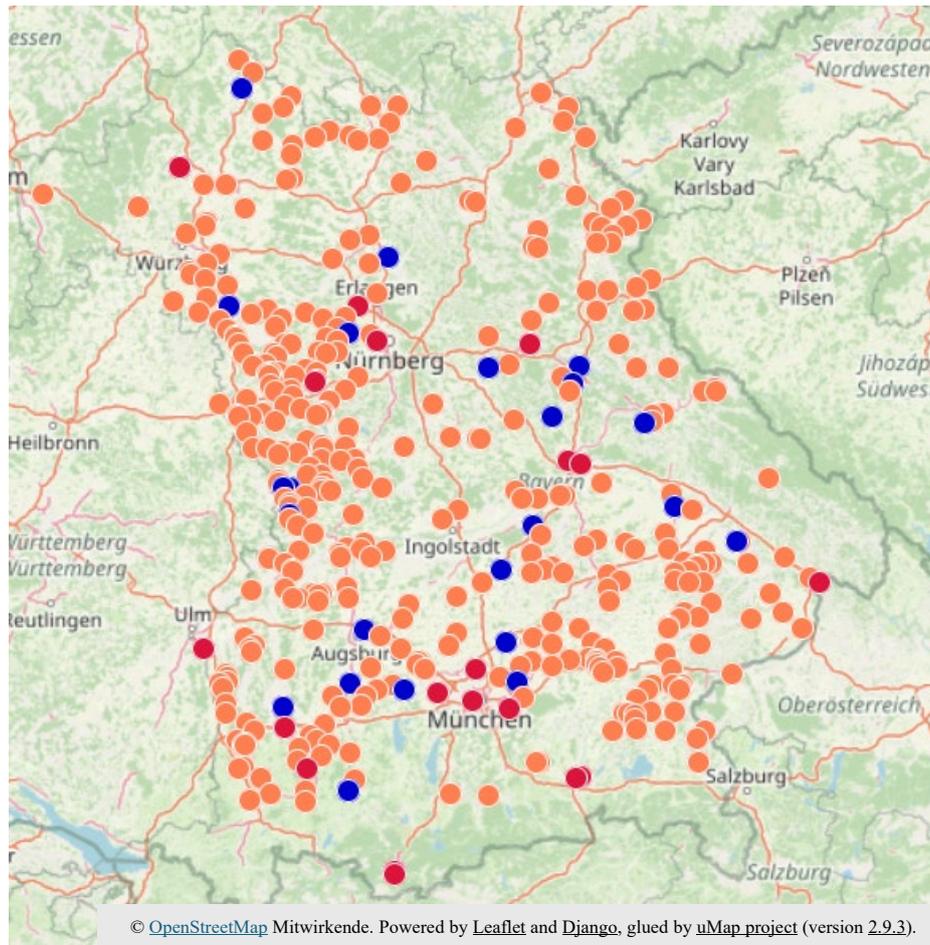


Abbildung 11: Biomethananlagen, Biogas-BHKW und Biomethan-BHKW in Bayern.

Legende: ● Biomethananlagen ● Biogas-BHKW ● Biomethan-BHKW

Datenquellen: [150], [151], [152]

Bisher wurden nur BHKW ab 1 MW_{el} berücksichtigt. Der Einsatz von CO₂-Abscheidungstechnologien für alle Biogas-BHKW (insgesamt ca. 3000 in Bayern)⁶ erscheint aufgrund der geringen CO₂-Konzentration im Abgasstrom und der geringen abscheidbaren Mengen pro Anlage wirtschaftlich nicht darstellbar.

Somit würde ein erheblicher Teil (ca. 70%) des CO₂-Potenzials aus Biogas-BHKW nicht abgeschieden⁷. Daher wurde folgende alternative Option betrachtet: Würde das Biogas aus mehreren Biogasanlagen gesammelt und lägen diese Anlagencluster in der Nähe des geplanten CO₂-Netzes und des aktuellen Erdgas-Netzes, wäre eine zentrale Aufbereitung des Biogases in Methan und CO₂ sowie CO₂-Aufreinigung, Abscheidung und eine anschließende CO₂-Verflüssigung wirtschaftlich denkbar. Unter Berücksichtigung dieses Szenarios wurden die folgenden Karten erstellt, um die Verteilung des aufzubereitenden Biogases und der „CO₂-Hotspots“ grafisch darzustellen.

⁶ Datenquelle: [150].

⁷ Für das technische CO₂-Gesamtpotenzial aus Biogas-BHKW wurden 4.832,163 kt_{CO2}/a berechnet (Abscheidungsrate = 90%; Anlagenzahl = 2.978 Biogas-BHKW). Datenquelle: [150].

In **Abbildung 12** sind nur Flächen mit einer Biogasproduktion von mindestens 500 m³ Biogas/h (d.h. ca. 7 kt_{CO₂}/a technisches Potential) hervorgehoben, da dies eine angemessene Grenze für die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Aufbereitung darstellt⁴. Die hervorgehobenen Flächen entsprechen einem technischen Gesamtpotenzial von ca. 3,21 Mt_{CO₂}/a. Das technische Potenzial reduziert sich auf ca. 1,53 Mt_{CO₂}/a, wenn nur Flächen in der Nähe des geplanten CO₂-Netzes und des Erdgasnetzes berücksichtigt werden (s. **Abbildung 13**). Zusätzlich steht das Potenzial aus Biogas-BHKW (ab 1 MW_{el}) zur Verfügung, die aufgrund ihres großen Abstands vom CO₂-/Erdgas-Netz nicht in die betrachteten Cluster aufgenommen wurden (ca. 901,78 kt_{CO₂}/a technisches Potenzial)⁸. Deshalb läge das technische Potenzial in diesem Cluster-Szenario bei ca. 2,4 Mt_{CO₂}/a, d. h., ca. 50 % des gesamten technischen CO₂-Potenzials aus Biogas-BHKW würde abgeschieden.

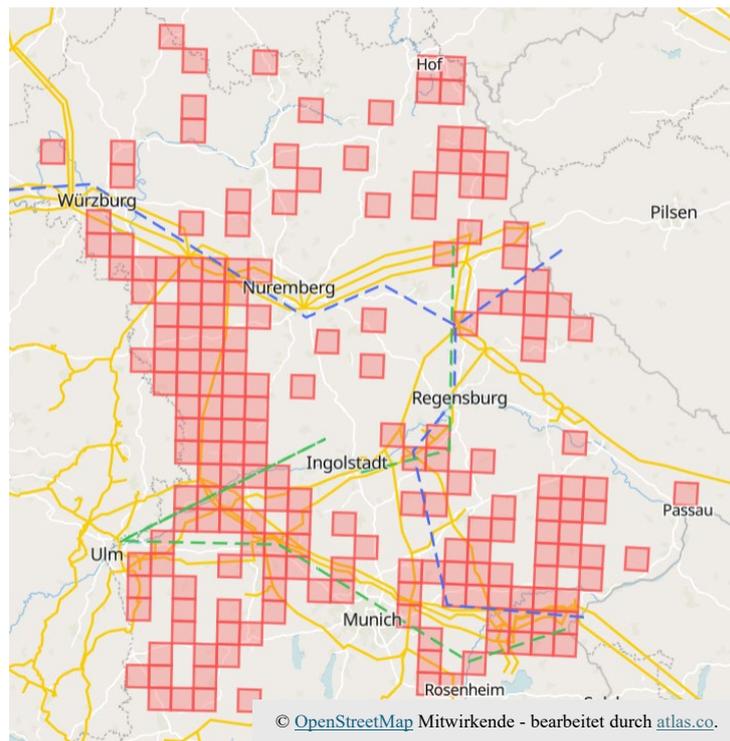


Abbildung 12: Schematische Darstellung des Biogasaufbereitungspotenzials.

Legende:

 geplante CO ₂ -Pipelines (oge)	 Netzflächen mit ≥ 500 m ³ Biogas/h (d.h. ≥ ca. 7 kt _{CO₂} /a)
 geplante CO ₂ -Pipelines (bayernets)	 Erdgasnetz (Stand: 2015)

Datenquellen: [150], [153], [125], [154]

Notizen: Die Karte wurde in Netzflächen bzw. Quadrate von 10 km*10 km unterteilt. Dies entspricht einem maximalen Abstand von ca. 7 km zum Zentrum jedes Clusters, was aufgrund interner Quellen zu aktuellen Cluster-Projekten für die Biogassammlung realistisch sein dürfte. Die Biogas- und CO₂-Mengen wurden auf Basis der Angaben zu Biogas-BHKW im Energieatlas Bayern berechnet. Die Zeichnung des CO₂-Netzes basiert auf einer schematischen Darstellung der geplanten CO₂-Pipelines der Firmen OGE und der bayernets. Die Daten zur Darstellung des Erdgasnetzes wurden im Rahmen des Projekts „LKD-EU“ (2017) [154] in einer öffentlichen Datenbank gesammelt. Die Daten enthalten die Koordinaten der Erdgas-Pipelines mit einem Durchmesser ab 110 mm in Deutschland. Da genauere Informationen i. d. R. von Betreibern nicht veröffentlicht werden, enthält die Datenbank nur eine Schätzung des Erdgasnetzes. Deshalb kann nicht garantiert werden, dass alle kleinen Erdgas-Pipelines in Bayern in die Datenbank aufgenommen wurden. Die Aggregation der CO₂- und Biogasmengen pro Netzfläche sowie die Hervorhebung von Flächen mit hohem Potenzial erfolgte mit dem Geoinformationssystem (GIS) „Atlas.co“.

⁸ Datenquelle: <https://www.energieatlas.bayern.de/> [150], berechnet durch atlas.co.

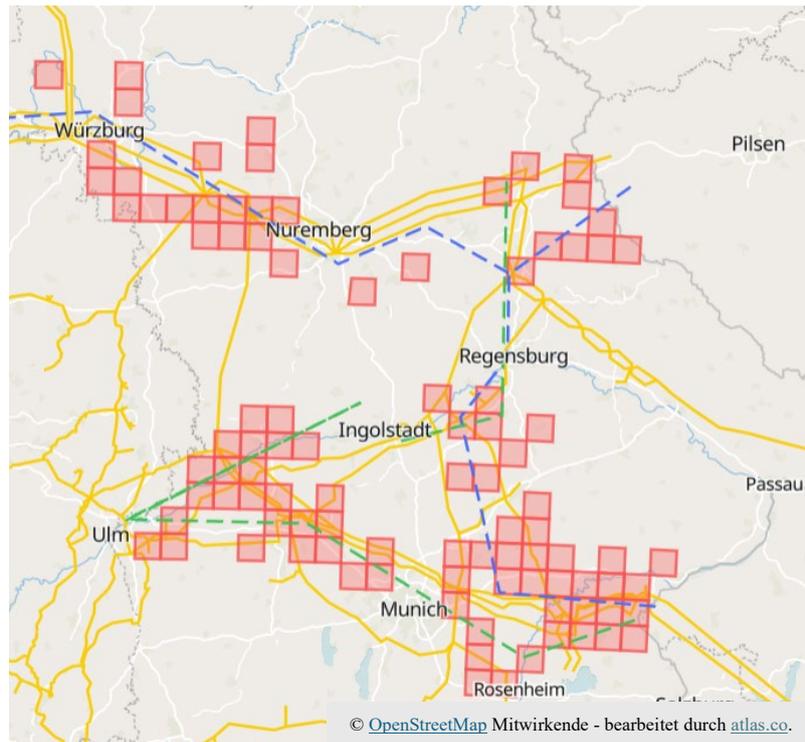


Abbildung 13: Schematische Darstellung des Biogasaufbereitungspotenzials in der Nähe der geplanten CO₂-Pipelines und des Erdgasnetzes.

Legende:

 geplante CO ₂ -Pipelines (OGE)	 Netzflächen mit ≥ 500 m ³ Biogas/h (d.h. ≥ ca. 7 kt _{CO₂} /a)
 geplante CO ₂ -Pipelines (bayernets)	 Erdgasnetz (Stand: 2015)

Datenquellen: [150], [153], [125], [154]

Notizen: s. oben (**Abbildung 12**)

Die relevantesten CO₂-Hotspots (mit einem technischen Potenzial von mindestens 30 kt_{CO₂}/a) befinden sich in den Regierungsbezirken Schwaben und Oberbayern (s. **Abbildung 14**). Diese Regierungsbezirke könnten bei der Umsetzung einer CO₂-Cluster-Strategie priorisiert werden.

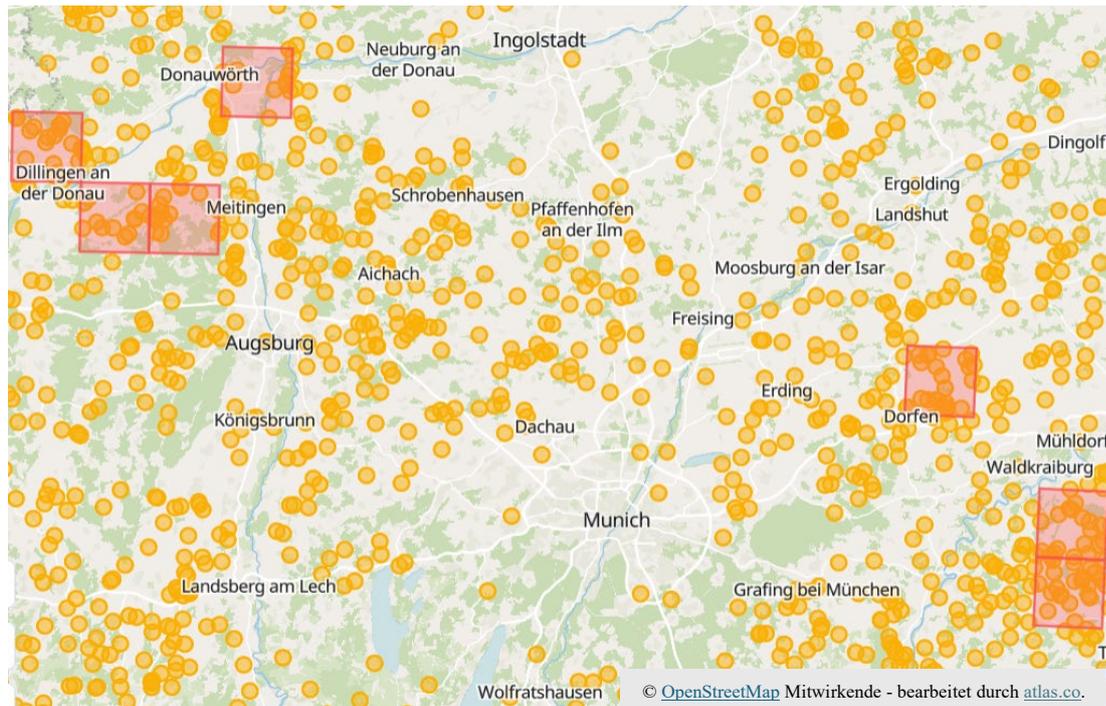


Abbildung 14: CO₂-Hotspots in Schwaben und Oberbayern.

Legende: ● Biogas-BHKW

■ Netzflächen in der Nähe von Erdgas- und CO₂-Netzen mit einer Biogasproduktion von mindestens 500 m³ Biogas/h und einem technischen CO₂-Potenzial von mindestens 30 kt_{CO2}/a.

Datenquellen: [150]

7.4 Biomasse- und Altholz-Heiz(kraft)werke

7.4.1 Annahmen und Methodik

Schwellenwerte:

- Holzheizkraftwerke (Holz-HKW): ab 1 MW Feuerungswärmeleistung (FWL)
- *Begründung*: Auf Wunsch des Auftraggebers
- Holzheizwerke (Holz-HW): ab 1 MW FWL bzw. ab 0,9 MW Nennwärmeleistung (NWL) (unter Berücksichtigung eines idealen thermischen Wirkungsgrads von 90%), wenn die FWL nicht verfügbar ist.
- *Begründung*: Auf Wunsch des Auftraggebers

Methodik:

Die gesamten CO₂-Emissionen (d.h. das theoretische Potenzial) wurden auf Basis öffentlicher Daten zur Stromerzeugung (bei Holz-HKW) bzw. zur NWL (bei Holz-HW) pro Anlage umgerechnet (s. **Tabelle 25** und **Tabelle 26** im Anhang für eine detaillierte Erklärung der Umrechnungsschritte und der verwendeten Parameter). Zur Ergänzung der Dateneinträge zur FWL der Holz-HKW wurden zusätzlich interne Quellen herangezogen, da die entsprechenden Daten aus dem Energie-Atlas Bayern nicht vollständig waren. Das technische Potenzial wurde unter Berücksichtigung einer CO₂-Abscheidungsrate von 90 % berechnet.

Datenquellen: Interne Quellen, [150]

7.4.2 Ergebnisse

Das geschätzte technische Potenzial von HKW und HW pro Regierungsbezirk ist in **Tabelle 11** aufgeführt. Eine detaillierte Darstellung pro Anlage ist im Anhang zu finden (s. **Tabelle 25** und **Tabelle 26**).

Obwohl die Anzahl der Anlagen in beiden Kategorien ähnlich ist, ergibt sich das größte Potenzial aufgrund der höheren Anlagegröße aus HKW. Mehr als 60% des Potenzials aus HKW liegt in Oberbayern (40%) und der Oberpfalz (22%) (vgl. **Abbildung 15**). Beim Potenzial aus HW sind Niederbayern (22%), Mittelfranken (21%) und Oberbayern (21%) mit hohen Anteilen vertreten (vgl. **Abbildung 16**).

Regierungsbezirke	Biomasse- und Altholz-HKW		Biomasse- und Altholz-HW	
	Anlagen	kt _{CO2} /a	Anlagen	kt _{CO2} /a
Mittelfranken	5	160,95	9	33,71
Niederbayern	9	132,03	15	35,62
Oberbayern	20	675,07	18	35,02
Oberfranken	14	83,44	8	13,99
Oberpfalz	17	370,54	11	20,79
Schwaben	11	216,09	7	13,33
Unterfranken	3	44,76	8	10,92
Gesamtergebnis	79	1.682,87	76	163,38
Anteil an gesamten Emissionen in Bayern¹	-	2,42%	-	0,23%

Tabelle 11: Technisches CO₂-Potenzial (kt_{CO2}/a) aus Biomasse- und Altholz-HKW / HW pro Emissionsquellenkategorie und Regierungsbezirk.

Notizen: 1) Gesamte Emissionen in Bayern (2023): 69,626 Mt CO₂. [147]

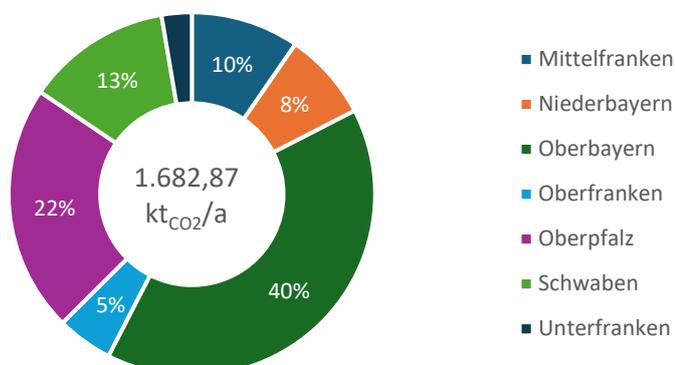


Abbildung 15: Technisches CO₂-Potenzial aus Biomasse- und Altholz-HKW (ab 1 MW_{FWL}) pro Regierungsbezirk.

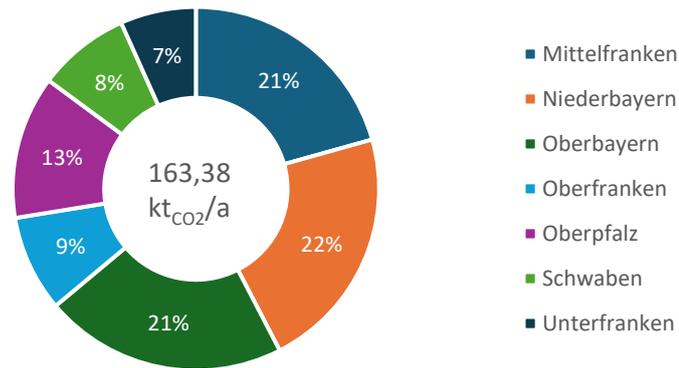


Abbildung 16: Technisches CO₂-Potenzial aus Biomasse- und Altholz-HW (ab 1 MW_{FWL} bzw. 0,9 MW_{NWL}) pro Regierungsbezirk.

Eine grafische Darstellung der berücksichtigten Emissionsquellen zeigt **Abbildung 17**. Insgesamt umfasst sie 79 Holz-HKW und 76 Holz-HW (vgl. **Tabelle 11**).

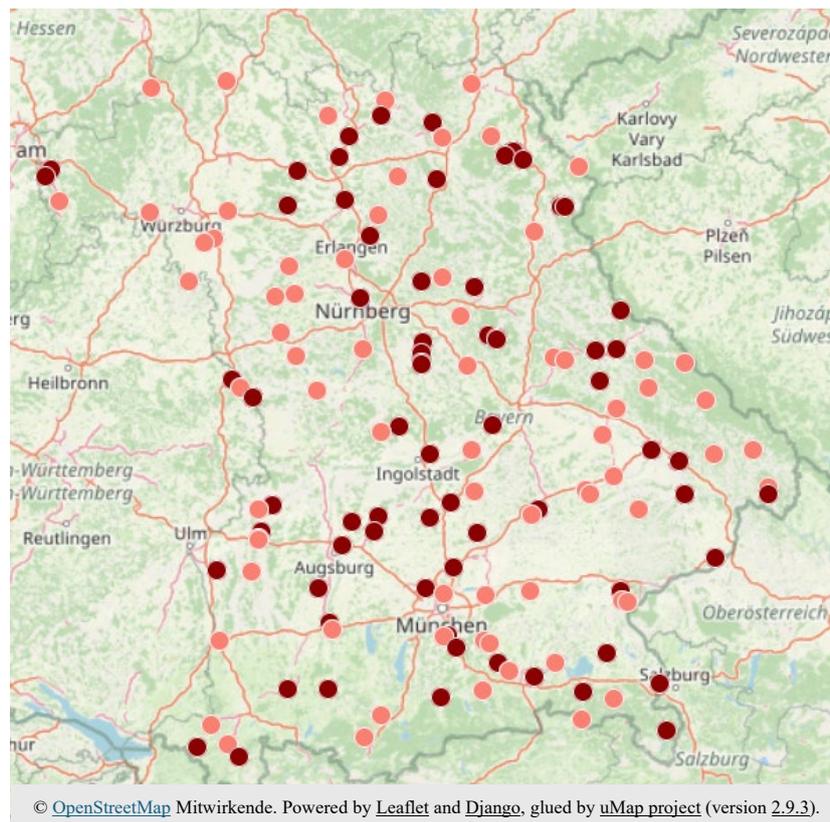


Abbildung 17: Biomasse- und Altholz-Heiz(kraft)werke in Bayern.

Legende: ● Biomasse- und Altholz-Heizwerke ● Biomasse- und Altholz-Heizkraftwerke

Datenquelle: [150]

7.5 Zusammenfassende Bewertung der CO₂-Emissionsquellen

Die Rechercheergebnisse wurden in **Tabelle 12** und **Tabelle 13** zusammengefasst.

Branche	Relevanz und Vorteile	Herausforderungen und Nachteile	Anteil am Gesamtpotenzial (Bayern 2023) ^I	Anbindung an CO ₂ -Netz ^{II}
Biomethan-anlagen	<ul style="list-style-type: none"> - hohe CO₂-Konzentration (Abscheidung mit niedrigem energetischem Aufwand) - Hoher CO₂-Reinheitsgrad - CO₂-Abscheidung in die Biogasaufbereitung integriert (niedrigere Kosten) 	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Kosten für die Verflüssigung und Einspeisung ins CO₂-Netz (und Erdgasnetz) 	0,26%	teilweise möglich / Anbindung an ein kleines Sammelnetz
Biogas- und Biomethan-BHKW	<ul style="list-style-type: none"> - beachtliches gesamtes CO₂-Potenzial aufgrund der hohen Anlagenzahl - niedriger Verunreinigungsgehalt 	<ul style="list-style-type: none"> - niedrige CO₂-Konzentration - geringe CO₂-Emissionen pro Anlage (deshalb: Clustering für wirtschaftliche Machbarkeit) 	2,13%	unmöglich (i.d.R.)
Biomasse- und Altholzheizkraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> - erhebliche CO₂-Menge pro Anlage 	<ul style="list-style-type: none"> - niedrige CO₂-Konzentration - hoher Verunreinigungsgehalt 	2,42%	teilweise möglich / Anbindung an ein kleines Sammelnetz
Biomasse- und Altholzheizwerke	-	<ul style="list-style-type: none"> - niedrige CO₂-Konzentration - geringe CO₂-Emissionen pro Anlage - hoher Verunreinigungsgehalt 	0,23%	unmöglich (i.d.R.)
Müllverbrennungsanlagen^{III}	<ul style="list-style-type: none"> - erhebliche CO₂-Menge pro Anlage 	<ul style="list-style-type: none"> - niedrige CO₂-Konzentration - hoher Verunreinigungsgehalt 	6,00%	teilweise möglich / Anbindung an ein kleines Sammelnetz

Tabelle 12: Übersichtstabelle der berücksichtigten biogenen Emissionsquellen (inkl. Müllverbrennungsanlagen).

Datenquelle: [147]

Weitere Quellen: [9], [47], [125], [153], [155]

Notizen: I) Gesamte Emissionen in Bayern (2023): 69,626 Mt_{CO₂}. II) Die Einschätzung der Machbarkeit der Anbindung basiert auf aktuellen fachlichen Studien zum Thema CO₂-Abscheidung sowie auf der Anlagengröße und dem Abstand zum geplanten CO₂-Netz. III) Aufgrund des 50-prozentigen biogenen Anteils der Emissionen wurden Müllverbrennungsanlagen in die Tabelle aufgenommen [120].

Branche	Relevanz und Vorteile	Herausforderungen und Nachteile	Anteil am Gesamtpotenzial (Bayern 2023) ^I	Anbindung an CO ₂ -Netz ^{II}
Zementwerke	<ul style="list-style-type: none"> - beträchtlicher Anteil der gesamten prozessbedingten Emissionen - erhebliche CO₂-Menge pro Anlage 	<ul style="list-style-type: none"> - bei Kalkwerken: kleinere Anlagen (d.h. geringere Emissionen pro Anlage und höhere Kosten) - hoher energetischer Aufwand 	71,5%	möglich
Kalkwerke	<ul style="list-style-type: none"> - aktuell keine überzeugende alternative CO₂-Verminderungsmaßnahme für prozessbedingten Emissionen - Vor-Ort-Nutzung (z.B. CO₂-Mineralisierung) - hoher CO₂-Reinheitsgrad möglich 	<ul style="list-style-type: none"> - logistische Schwierigkeiten: großer Abstand zu anderen Industrie-Clustern und Infrastruktur 	12,1%	möglich
Glaswerke	<ul style="list-style-type: none"> - relevanter Anteil an den gesamten prozessbedingten Emissionen (bei Ziegelwerken: aufgrund der hohen Anlagenzahl) 	<ul style="list-style-type: none"> - bei Ziegelwerken: geringe CO₂-Emissionen pro Anlage - niedrige CO₂-Konzentration - günstigere Optionen zur Verminderung der prozessbedingten Emissionen zur Verfügung (z.B. Einsatz von Scherben und recycelten Materialien bei Glaswerken bzw. Einsetzung von biogenen Porosierungsmitteln und zukünftig kalkfreien Tonen bei Ziegelwerken) 	4,1%	teilweise möglich / Anbindung an ein kleines Sammelnetz
Ziegelwerke			3,0%	unmöglich (i.d.R.)
Metallindustrie	<ul style="list-style-type: none"> - erhebliche CO₂-Menge pro Anlage - relevanter Anteil an den gesamten prozessbedingten Emissionen 	<ul style="list-style-type: none"> - niedrige CO₂-Konzentration (d.h. hoher energetischer Aufwand) möglich (stark vom spezifischen Prozess abhängig) - hoher Energiebedarf 	2,7%	möglich (i.d.R.)
Chemieindustrie	<ul style="list-style-type: none"> - hoher CO₂-Reinheitsgrad möglich 	<ul style="list-style-type: none"> - alternative Verminderungsstrategien verfügbar (z.B. Erhöhung des Schrottanteils/ des Recyclingmaterials und Direkt-Reduktion-Strategien in der Metallindustrie) 	4,4%	möglich

Tabelle 13: Übersichtstabelle der berücksichtigten industriellen prozessbedingten Emissionsquellen.

Datenquelle: [147]

Weitere Quellen: [9], [125], [146], [153], [156], [157], [158], [159], [160], [161], [162]

Notizen: I) Prozessbedingte Emissionen in Bayern (2023): 3,111 Mt_{CO₂}. II) Die Einschätzung der Machbarkeit der Anbindung basiert auf aktuellen fachlichen Studien zum Thema CO₂-Abscheidung sowie auf der Anlagengröße und dem Abstand zum geplanten CO₂-Netz.

8. Zeitplanung

Tabelle 14 zeigt zusammenfassend den Zeitplan der Arbeitspakete des beantragten Cross-Cluster-Projekts unter Angabe der Meilensteine.

Zeitplanung	2025			
	Q1	Q2	Q3	Q4
AP1: Recherche zur Datenerhebung und Wissensaufbau				
Projekt-Lead CCB				
AP1.1 Recherche/Datenerhebung (Emissionen, Technologien, Potenziale)				
AP1.2 Stakeholder-Engagement durch Online-Befragung				
AP1.3 Überblick zu Studien, Projekten, Regularien und Standards				
AP1.4 Aufbereitung der erhobenen Daten als Kurzstudie				
M1: Kurzstudie wurde erstellt und veröffentlicht.			M1	
AP2: Wissenstransfer und Vernetzung				
Projekt-Lead C.A.R.M.E.N.				
AP2.1 Workshops/Diskussionsrunden				
AP2.2 Überregionale Vernetzung mit Nachbarregionen				
AP2.3 Erarbeitung von Handlungsempfehlungen für Fördergeber				
AP2.4 Abfrage zu Interessen an Netzwerk/Dialogplattform				
M2: Workshops/Diskussionsrunden wurden durchgeführt.				M2
AP3: Projektmanagement & Dissemination				
Projekt-Lead CCB				
AP3.1 Etablierung internes Projektmanagement				
AP3.2 Abstimmung der Projektpartner				
AP3.3 Erstellung des Abschlussberichts				
AP3.4 Dissemination der Projektergebnisse				
M3: Abschlussbericht wurde verfasst und übermittelt.				M3

Tabelle 14: Zeitplan der Arbeitspakete und Meilensteine

9. Literaturverzeichnis

- [1] Bayerisches Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, „Aktionsplan CCU/CCS zum Carbon Management in Bayern“, Juli 2025. Zugegriffen: 5. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/publikationen/pdf/2025-07-16_AktionsplanCCUCCS_Layout.pdf
- [2] F. Kähler, M. Carus, O. Porc, und C. Vom Berg, „Turning off the Tap for Fossil Carbon: Future Prospects for a Global Chemical and Derived Material Sector Based on Renewable Carbon“, *Ind. Biotechnol.*, Bd. 17, Nr. 5, S. 245–258, Okt. 2021, doi: 10.1089/ind.2021.29261.fka.
- [3] cefic, „The Carbon Managers. Modelling possible pathways for the EU chemical sector’s transition towards climate-neutrality and circularity with iC2050“, Dez. 2024. Zugegriffen: 9. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://cefic.org/resources/the-carbon-managers-ic-2050/>
- [4] OECD, *Carbon Management: Bioeconomy and Beyond*. Paris: OECD Publishing, 2023. Zugegriffen: 5. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.1787/b5ace135-en>
- [5] VCI und VDI, „Chemistry4Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023.“, 2023. Zugegriffen: 15. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp>
- [6] CO2 Value Europe, „The contribution of carbon capture & utilisation towards climate neutrality in Europe“, 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://co2value.eu/wp-content/uploads/2024/01/FINAL-LAYOUT_CVEs-EU-Roadmap-for-CCU-by-2050.pdf
- [7] *Verordnung (EU) 2021/119*. 2021.
- [8] J. Harrandt, M. Carus, und C. Vom Berg, *Evaluation of Recent Reports on the Future of a Net-Zero Chemical Industry in 2050*. Renewable Carbon Initiative (RCI), 2024. doi: 10.52548/SXWV6083.
- [9] Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (VBW), „Analyse CO2-Infrastrukturbedarf in Bayern“, Nov. 2024. Zugegriffen: 22. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/projekte/analyse-co%E2%82%82-infrastrukturbedarf-in-bayern/>
- [10] M. Sairanen, L. Aarikka-Stenroos, und E. Nykänen, *Business model innovations for carbon capture and utilization*, Bd. Local Innovation Ecosystems for Global Impact. in Proceedings of XXXV ISPIM Innovation Conference, vol. Local Innovation Ecosystems for Global Impact. Tallinn: International Society for Professional Innovation Management ISPIM, 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://researchportal.tuni.fi/en/publications/business-model-innovations-for-carbon-capture-and-utilization>
- [11] IEA, *CCUS Policies and Business Models: Building a Commercial Market*. Paris: IEA, 2023. doi: 10.1787/6ef05538-en.
- [12] *COM(2021) 800*. 2021.
- [13] *COM(2024) 62*. 2024.
- [14] *Verordnung (EU) 2024/1735*. 2024. Zugegriffen: 3. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1735/oj>
- [15] *Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid*. 2012. Zugegriffen: 30. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hl f=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F%5B%40node_id%3D%271042874%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1&sinst=ABEEA160
- [16] *BT-Drs. 19/14337*.
- [17] *BT-Drs. 20/1185*. 2024.

- [18] *Energiewirtschaftsgesetz EnWG*. 2005. Zugegriffen: 1. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/
- [19] *UVPG - Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung*. Zugegriffen: 17. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/uvpg/BJNR102050990.html>
- [20] DIP, *Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes*. 2025.
- [21] *Gesetz über die Beförderung gefährlicher Güter*.
- [22] Drescher, Michael, van der Meer, Rob, und Neele, Filip, „Towards EU-wide CO2 specifications“, ICM Forum Working Group on CO2 Standards, 2025. Zugegriffen: 1. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://circabc.europa.eu/ui/group/75b4ad48-262d-455d-997a-7d5b1f4cf69c/library/c5cd0d90-d0a6-4fc6-b259-ad7124f83a22/details?download=true>
- [23] „ISO/TR 27921:2020“, ISO. Zugegriffen: 4. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iso.org/standard/67273.html>
- [24] „ISO 27913:2024“, ISO. Zugegriffen: 4. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iso.org/standard/84840.html>
- [25] „ISO/TR 27925:2023“, ISO. Zugegriffen: 4. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iso.org/standard/67277.html>
- [26] „CEN/TC 474 Published Standards“. Zugegriffen: 4. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://standards.cencenelec.eu/dyn/www/f?p=205:32:0:::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:3356655,25&cs=1651C557B4AA7843031F06698827C0ED2
- [27] *EIGA Doc 70/17*, 2017. Zugegriffen: 21. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC070.pdf>
- [28] M. Becker, „Markthochlauf der CO₂-Verflüssigung für Biomethan-Anlagen sowie CO₂-Qualitäten/-Vermarktung“, gehalten auf der C.A.R.M.E.N.-Symposium, Würzburg, 8. Juli 2025.
- [29] *DVGW C463 - Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren - Planung und Errichtung*, 2022. Zugegriffen: 24. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://shop.wvgw.de/media/9c/50/c8/1649926821/511740-lp-dvgw-regelwerk-c_463-2022.pdf
- [30] *DVGW C 466: Sicherheit von CO₂-Leitungen aus Stahlrohren*, 2023. Zugegriffen: 24. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://shop.wvgw.de/C-466-Arbeitsblatt-06-2023-PDF-Datei/512042>
- [31] *DVGW C 491: Anlagen in CO₂-Transportsystemen*, 2023. Zugegriffen: 24. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://shop.wvgw.de/C-491-Arbeitsblatt-09-2023-PDF-Datei/511898>
- [32] *DVGW C 260(A) - Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen*, 2024.
- [33] *BImSchG*. 2021. Zugegriffen: 21. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/BImSchG.pdf>
- [34] *4. BImSchV*. Zugegriffen: 21. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_4_2013/4_BImSchV.pdf
- [35] Bellona und BBH, „Rechtliche Rahmenbedingungen für Carbon Capture and Storage (CCS) in Deutschland“, https://network.bellona.org/content/uploads/sites/5/2023/02/202204_CCS-Gutachten.pdf.
- [36] J. A. Garcia, M. Villen-Guzman, J. M. Rodriguez-Maroto, und J. M. Paz-Garcia, „Technical analysis of CO₂ capture pathways and technologies“, *J. Environ. Chem. Eng.*, Bd. 10, Nr. 5, S. 108470, Okt. 2022, doi: 10.1016/j.jece.2022.108470.
- [37] JRC, „Carbon Capture Utilisation and Storage in the European Union“, Joint Research Centre, Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains & Markets, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC139285/JRC139285_01.pdf&ved=2ahUKewjn7NyluPeLAXWJBdsEHXwnDdMQFnoECBMQAQ&usq=AOvVaw0k2SDTuQWd08V9UoaYGf7R
- [38] Fröhlich, Blömer, Münter, und Brischke, „CO₂ Quellen für die PtX Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit“, ifeu (Institut für Energie- und

- Umweltforschung Heidelberg), März 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_paper_03_2019_CO2-Quellen-f%C3%BCr-PtX.pdf
- [39] H. Hekmatmehr *u. a.*, „Carbon capture technologies: A review on technology readiness level“, *Fuel*, Bd. 363, S. 130898, Mai 2024, doi: 10.1016/j.fuel.2024.130898.
- [40] P. Madejski, K. Chmiel, N. Subramanian, und T. Kuś, „Methods and Techniques for CO2 Capture: Review of Potential Solutions and Applications in Modern Energy Technologies“, *Energies*, Bd. 15, Nr. 3, S. 887, Jan. 2022, doi: 10.3390/en15030887.
- [41] A. Gautam und M. K. Mondal, „Review of recent trends and various techniques for CO2 capture: Special emphasis on biphasic amine solvents“, *Fuel*, Bd. 334, S. 126616, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.fuel.2022.126616.
- [42] W. Y. Hong, „A techno-economic review on carbon capture, utilisation and storage systems for achieving a net-zero CO2 emissions future“, *Carbon Capture Sci. Technol.*, Bd. 3, S. 100044, Juni 2022, doi: 10.1016/j.ccst.2022.100044.
- [43] A. Dubey und A. Arora, „Advancements in carbon capture technologies: A review“, *J. Clean. Prod.*, Bd. 373, S. 133932, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.133932.
- [44] Y. Chang, S. Gao, Q. Ma, Y. Wei, und G. Li, „Techno-economic analysis of carbon capture and utilization technologies and implications for China“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 199, S. 114550, Juli 2024, doi: 10.1016/j.rser.2024.114550.
- [45] B. Dziejarski, R. Krzyżyńska, und K. Andersson, „Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment“, *Fuel*, Bd. 342, S. 127776, Juni 2023, doi: 10.1016/j.fuel.2023.127776.
- [46] S. C. Gowd *u. a.*, „Economic perspectives and policy insights on carbon capture, storage, and utilization for sustainable development“, *Sci. Total Environ.*, Bd. 883, S. 163656, Juli 2023, doi: 10.1016/j.scitotenv.2023.163656.
- [47] EBA, „Biogenic CO2 from the Biogas Industry“, European Biogas Association, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/10/Biogenic-CO2-from-the-biogas-industry_Sept2022-1.pdf
- [48] T. M. Gür, „Carbon Dioxide Emissions, Capture, Storage and Utilization: Review of Materials, Processes and Technologies“, *Prog. Energy Combust. Sci.*, Bd. 89, S. 100965, März 2022, doi: 10.1016/j.pecs.2021.100965.
- [49] IEA, „CCS on Waste to Energy“, International Energy Agency, IEAGHG Technical Report, Juni 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://publications.ieaghg.org/technicalreports/2020-06%20CCS%20on%20Waste%20to%20Energy.pdf>
- [50] S. Roussanaly *u. a.*, „Towards improved cost evaluation of Carbon Capture and Storage from industry“, *Int. J. Greenh. Gas Control*, Bd. 106, S. 103263, März 2021, doi: 10.1016/j.ijggc.2021.103263.
- [51] VDI, „Industrielle CO2-Kreisläufe“, Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Statusreport, Mai 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/ueber-uns/presse/publikationen/details/industrielle-co2-kreislaeufe>
- [52] D. Berstad, A. Arasto, K. Jordal, und G. Haugen, „Parametric study and benchmarking of NGCC, coal and biomass power cycles integrated with MEA-based post-combustion CO2 capture“, *Energy Procedia*, Bd. 4, S. 1737–1744, 2011, doi: 10.1016/j.egypro.2011.02.048.
- [53] W. Nookuea, B. Dong, K. Gustafsson, H. Li, J. Yan, und E. Thorin, „Differences on Capturing CO2 from the Combustion of Biomass and Coal by using Chemical Absorption“, 2. März 2021. doi: 10.46855/energy-proceedings-7511.
- [54] EUROPEAN COMMISSION, „Fit for 55“: delivering the EU’s 2030 Climate Target on the way to climate neutrality. 2021. Zugegriffen: 15. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021DC0550>

- [55] EUROPEAN COMMISSION, „2050 long-term strategy“. Zugegriffen: 29. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en
- [56] „(PDF) Technology Readiness Level – A White Paper“, ResearchGate. Zugegriffen: 29. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/247705707_Technology_Readiness_Level_-_A_White_Paper
- [57] „HORIZON 2020-WORK PROGRAMME 2018-2020 -annex-ga.pdf“. Zugegriffen: 29. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.kowi.de/Portaldata/2/Resources/horizon2020/wp/h2020-wp1820-annex-ga.pdf>
- [58] IEA, „Energy Technology Perspectives 2020 – Analysis“, IEA. Zugegriffen: 29. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>
- [59] „Commercial-Readiness-Index.pdf“. Zugegriffen: 29. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://arena.gov.au/assets/2014/02/Commercial-Readiness-Index.pdf>
- [60] „Industrial carbon management“. Zugegriffen: 29. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/industrial-carbon-management_en
- [61] T. Langhorst u. a., „Techno-Economic Assessment & Life Cycle Assessment Guidelines for CO₂ Utilization (Version 2.0)“, Global CO₂ Initiative, Technical Report, März 2022. doi: 10.7302/4190.
- [62] R. Geres, A. Kohn, S. C. Lenz, F. Ausfelder, A. Bazzanella, und A. Möller, *Roadmap Chemie 2050: auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI*. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V, 2019.
- [63] T. Bernier und A. Perimenis, „POSITION PAPER: CCU EU POLICY LANDSCAPE“.
- [64] „The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels“.
- [65] IEA, „CCUS – Analysis“, IEA. Zugegriffen: 30. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/ccus>
- [66] „EU 2050 strategic vision “A Clean Planet for All”“.
- [67] E. S. Sanz-Pérez, C. R. Murdock, S. A. Didas, und C. W. Jones, „Direct Capture of CO₂ from Ambient Air“, *Chem. Rev.*, Bd. 116, Nr. 19, S. 11840–11876, Okt. 2016, doi: 10.1021/acs.chemrev.6b00173.
- [68] S. Kang, F. Boshell, A. Goeppert, S. G. Prakash, I. Landälv, und D. Saygin, *Innovation outlook: renewable methanol*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021.
- [69] G. Introzzi und M. Rosskoth, „Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry“.
- [70] „Haru Oni hydrogen plant“. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/haru-oni.html>
- [71] „Making renewable hydrogen cost-competitive (Study)“. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.org/publications/making-renewable-hydrogen-cost-competitive-study>
- [72] „Making the breakthrough Green hydrogen policies a.pdf“. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6
- [73] „Frontier-Economics-Study-for-NGVA-Carbon-abatement-costs-260421-stc.pdf“. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/Frontier-Economics-Study-for-NGVA-Carbon-abatement-costs-260421-stc.pdf>

- [74] R. M. Cuéllar-Franca und A. Azapagic, „Carbon capture, storage and utilisation technologies: A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts“, *J. CO2 Util.*, Bd. 9, S. 82–102, März 2015, doi: 10.1016/j.jcou.2014.12.001.
- [75] „9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf“. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf
- [76] A. E. Torkayesh und S. Venghaus, „Germany’s Power-to-X policy for climate-neutral transport“, *Energy*, Bd. 313, S. 134020, Dez. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.134020.
- [77] „Marine_Methanol_Report_Methanol_Institute_May_2023.pdf“. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2023/05/Marine_Methanol_Report_Methanol_Institute_May_2023.pdf
- [78] „Nachhaltige Methanolproduktion - Fraunhofer UMSICHT“, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/carbonmanagement/kohlenstoffkreislauf/archiv/nachhaltige-methanolproduktionsystemintegration.html>
- [79] „George Olah - Industrial Scale Renewable Methanol Plant“, CRI - Carbon Recycling International. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://carbonrecycling.com/projects/george-olah>
- [80] „Örnsköldsvik eFuel project — Liquid Wind“, Liquid Wind - eMPowering our Future. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.liquidwind.com/ornskoldsvik>
- [81] RWE, „Niederaussem becomes the setting for important technological progress““. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.rwe.com/en/press/rwe-power/2019-05-28-niederaussem-becomes-the-setting-for-important-technological-progress/>
- [82] „(PDF) Development of the Fischer-Tropsch Process: From the Reaction Concept to the Process Book“, *ResearchGate*, Feb. 2025, doi: 10.2516/ogst/2015032.
- [83] „Fischer-Tropsch-Synthese“, *Wikipedia*. 6. Mai 2025. Zugegriffen: 9. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Fischer-Tropsch-Synthese&oldid=255772350>
- [84] „E-Fuels: Kraftstoffe aus Power-to-Liquid-Verfahren“, CHEMIE TECHNIK. Zugegriffen: 9. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/kraftstoffe-aus-power-to-liquid-verfahren-249.html>
- [85] „Produktionskosten - Biokraftstoffe und Biokraftstoffe“, économie, écologie, énergies, innovations et société. Zugegriffen: 9. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.econologie.de/Cost-Produktion/>
- [86] „Sasol produces 1,5 billion barrels of synthetic fuel from coal in fifty years |“. Zugegriffen: 9. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.sasol.com/sasol-produces-15-billion-barrels-synthetic-fuel-coal-fifty-years?utm_source=chatgpt.com
- [87] A. Lovelace, „INERATEC, Sunfire successfully couple co-electrolysis with fuel synthesis technology; project aims to produce synthetic aviation fuels at Europe’s largest Fischer-Tropsch plant near Frankfurt“. Zugegriffen: 9. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.industryintel.com/news/ineratec-sunfire-successfully-couple-co-electrolysis-with-fuel-synthesis-technology-project-aims-to-produce-synthetic-aviation-fuels-at-europe-s-largest-fischer-tropsch-plant-near-frankfurt-169348507272>
- [88] „INERATEC eröffnet ERA ONE: Europas größte Produktionsanlage für e-Fuels geht in Frankfurt in Betrieb | INERATEC“. Zugegriffen: 11. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ineratec.de/de/news/ineratec-eroeffnet-era-one-europas-groesste-produktionsanlage-fuer-e-fuels-geht-frankfurt>
- [89] „Erfolgsfaktoren elektrochemischer CO₂-Reduktion - Fraunhofer UMSICHT“, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT. Zugegriffen: 9. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/pressemitteilungen/2022/elektrochemische-co2-reduktion.html>

- [90] „biobz_schlussbericht.pdf“. Zugegriffen: 9. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fona.de/medien/pdf/ERWAS-Abschlussberichte/biobz_schlussbericht.pdf?m=1668084028&utm_source=chatgpt.com
- [91] BDEW, „Dossier: Strompreise“. Zugegriffen: 5. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/strompreise-dossier/>
- [92] „Aktuelle Preise für Methanol im ersten Quartal 2025 | PENPET“. Zugegriffen: 5. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.penpet.de/news/methanol-1quartal-2025>
- [93] R. J. Detz u. a., „Electrochemical CO₂ conversion technologies: state-of-the-art and future perspectives“, *Sustain. Energy Fuels*, Bd. 7, Nr. 23, S. 5445–5472, 2023, doi: 10.1039/D3SE00775H.
- [94] P. De Luna, C. Hahn, D. Higgins, S. A. Jaffer, T. F. Jaramillo, und E. H. Sargent, „What would it take for renewably powered electrosynthesis to displace petrochemical processes?“, *Science*, Bd. 364, Nr. 6438, S. eaav3506, Apr. 2019, doi: 10.1126/science.aav3506.
- [95] C. P. O’Brien u. a., „Scalability and stability in CO₂ reduction via tomography-guided system design“, *Joule*, Bd. 8, Nr. 10, S. 2903–2919, Okt. 2024, doi: 10.1016/j.joule.2024.07.004.
- [96] „Electrochemical system design for CO₂ conversion: A comprehensive review | Request PDF“, *ResearchGate*, doi: 10.1016/j.jece.2023.110467.
- [97] „Converting Carbon. Storing Energy.“, OCOchem. Zugegriffen: 10. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://ocochem.com/>
- [98] „CO₂-Nutzungstechnologien“. Zugegriffen: 10. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gigkarasek.com/de-at/erneuerbare-kohlenstoff-loesungen>
- [99] „BASF and Siemens Energy to cooperate in the field of Carbon Management“. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.basf.com/basf/www/global/en/media/news-releases/2021/02/p-21-123>
- [100] A. Lohse, „BASF integriert neuen 54-MW-Elektrolyseur in den chemischen Produktionsprozess“, Power-to-X. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://power-to-x.de/basf-integriert-neuen-54-mw-elektrolyseur-in-den-chemischen-produktionsprozess/>
- [101] „Hydrogen and Fuel Cells – Analysis“, IEA. Zugegriffen: 12. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-and-fuel-cells>
- [102] „Studie: »Power-to-X-Länderanalyse«“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Zugegriffen: 12. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/power-to-x-laenderanalysen.html>
- [103] „CO₂ Capture and Utilisation - Energy System“, IEA. Zugegriffen: 12. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/co2-capture-and-utilisation>
- [104] A. V. Bridgwater, „Review of fast pyrolysis of biomass and product upgrading“, *Biomass Bioenergy*, Bd. 38, S. 68–94, März 2012, doi: 10.1016/j.biombioe.2011.01.048.
- [105] M. R. F. <https://www.marketresearchfuture.com>, „Biomass Gasification Market Size, Share, Trends Report 2032 - Industry Growth Analysis“. Zugegriffen: 12. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.marketresearchfuture.com/reports/biomass-gasification-market-7313>
- [106] „Status report on thermal gasification of biomass and waste – Bioenergy“. Zugegriffen: 12. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/status-report-on-thermal-gasification-of-biomass-and-waste/>
- [107] F. (SEK) Mescoli, „Forschungsoffensive zu regenerativen Kraftstoffen“.
- [108] B. Hüsing, „Übersicht über Technologien zur bioinspirierten CO₂-Fixierung und -Nutzung sowie der Akteure in Baden-Württemberg“.

- [109] B. Dziejarski, R. Krzyżyńska, und K. Andersson, „Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment“, *Fuel*, Bd. 342, S. 127776, Juni 2023, doi: 10.1016/j.fuel.2023.127776.
- [110] „LanzaTech – Recycling carbon with biology“. Zugegriffen: 13. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://lanzatech.com/>
- [111] „CO2BioClean - Use your emissions for a new mission.“ Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://co2bioclean.com/>
- [112] Chemie-Cluster Bayern, „Hot Seat: Fabiana Fantinel | CO2BioClean“. Zugegriffen: 18. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://chemiecluster-bayern.de/news/hot-seat-fabiana-fantinel-co2bioclean/>
- [113] „Algoliner“, Algoliner. Zugegriffen: 13. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.algoliner.de>
- [114] A. Sanna, M. Uibu, G. Caramanna, R. Kuusik, und M. M. Maroto-Valer, „A review of mineral carbonation technologies to sequester CO₂“, *Chem. Soc. Rev.*, Bd. 43, Nr. 23, S. 8049–8080, Nov. 2014, doi: 10.1039/C4CS00035H.
- [115] „CarbonCure’s Sustainable Concrete Solution EMEA“, CarbonCure Technologies Inc. Zugegriffen: 17. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.carboncure.com/emea/>
- [116] „Krämer - 4th Report of the Thematic Working Group on CO₂ c.pdf“. Zugegriffen: 17. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://ccuszen.eu/sites/default/files/TG2_Briefing-Carbonation-binding-CO2-permanently-into-products.pdf?utm_source=chatgpt.com
- [117] IEA, „CCUS Projects Explorer“, IEA. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ccus-projects-explorer>
- [118] A. Mönnig, L. Ronsiek, C. Schneemann, A. C. Schur, und J. Zenk, „CCS/CCU-Technologie : Stand, Potentiale und mögliche Kosten der Speicherung (CCS) und Nutzung (CCU) von Kohlendioxid in Deutschland. Version 1.0“, Bundesinstitut für Berufsbildung, Bonn, Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://res.bibb.de/vet-repository_783533
- [119] CO₂ Value Europe (CVE), „CCU Projects Database“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://database.co2value.eu/projects>
- [120] Energie & Management, „Die Augsburgener AVA gewinnt mit CO₂“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/energieerzeugung/detail/die-augsburger-ava-gewinnt-mit-co2-191899>
- [121] Bayerische Staatsregierung, „Wirtschaftsminister besichtigt Biogasanlage in Aiterhofen – Bayerisches Landesportal“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bayern.de/wirtschaftsminister-besichtigt-biogasanlage-in-aiterhofen/>
- [122] Heidelberg Materials, „CO₂ as raw material: Heidelberg Materials and Linde build world’s first large-scale CCU facility in a cement plant | Heidelberg Materials“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.heidelbergmaterials.com/en/pr-2023-04-12>
- [123] Gesamtkonzept Erneuerbare Kraftstoffe, „M2SAF – Erneuerbare Kraftstoffe“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://erneuerbarekraftstoffe.de/projects/m2saf/>
- [124] H₂ Reallabor Burghausen, „Das Projekt H₂-Reallabor“, Reallabor Burghausen. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.reallabor-burghausen.de/h2-reallabor/>
- [125] bayernets, „bayernets: CO₂ Transportation“, bayernets. Zugegriffen: 2. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bayernets.de/en/infrastructure/co2-transportation>
- [126] FONA | Forschung für Nachhaltigkeit, „Carbon2Chem: Schlüsselprojekt für klimafreundliche Industrie“, Forschung für Nachhaltigkeit | FONA. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/carbon2chem_phase3.php
- [127] Holcim, „Carbon2Business. Vom Klimagas zum Rohstoff für die Industrie.“, Carbon2Business. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://carbon2business.de>

- [128] C1 Green Chemicals AG, „Leuna100“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.leuna100.de/de>
- [129] Greenlyte Carbon Technologies GmbH, „Greenlyte secures multi-million Euro funding to reach commercial inflection point by building its FOAK 1 facility“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.greenlyte.tech/milestones/greenlyte-secures-multi-million-euro-funding-to-reach-commercial-inflection-point-by-building-its-foak-1-facility>
- [130] Covestro, „CO₂ technology in the finals of the European Inventor Award“, CO₂ technology in the finals of the European Inventor Award. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.covestro.com/press/co-technology-in-the-finals-of-the-european-inventor-award/>
- [131] Holcim, „Mit C2PAT plus zur Klimaneutralität“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.holcim.at/nachhaltigkeit/mit-c2pat-plus-zur-klimaneutralitaet>
- [132] K-Zeitung, „Lego nutzt E-Methanol aus erster kommerzieller Großanlage“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.k-zeitung.de/lego-nutzt-e-methanol-aus-erster-kommerzieller-grossanlage>
- [133] European Energy, „Kassø e-methanol facility“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://europeanenergy.com/kasso/>, <https://europeanenergy.com/kasso/>
- [134] Aalborg Portland, „ACCSION - Groundbreaking project towards CO₂-neutral cement“, Aalborg Portland. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.aalborgportland.dk/accsion/>
- [135] INNO-CCUS, „EU invests DKK 1.6 billion in CO₂ capture in Aalborg: INNO-CCUS plays a key role“, INNO-CCUS. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://inno-ccus.dk/2025/03/19/eu-invests-dkk-1-6-billion-in-co2-capture-in-aalborg-inno-ccus-plays-a-key-role/>
- [136] GreenCem, „GreenCem - The Project“, GreenCem. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://greencem.dk/the-project/>
- [137] Consensus, „ConsenCUS - Aalborg Portland establishes new pilot plant for carbon capture: Can significantly reduce energy consumption and ensure better CO₂ utilisation“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://consensus.eu/news/aalborg-portland-establishes-new-pilot-plant-for-carbon-capture-which-could-significantly-reduce-energy-consumption-and-ensure-better-co2-utilisation/>
- [138] Energy Cluster Denmark, „Gate2GreenFuels“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://energycluster.dk/en/projects/gate2greenfuels>
- [139] Greenport Scandinavia, „Gateway to the Danish CCUS infrastructure“, Greenport Scandinavia. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://greenportscandinavia.com/de/greenport-scandinavia-end-to-end-wertschopfungskette/>
- [140] Port of Aalborg, „Norne and Port of Aalborg Sign 30-Year Exclusive Agreement, Accept EU CEF Grant and Launch Construction of CO₂ Hub - Port of Aalborg“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://portofaalborg.dk/en/norne-and-port-of-aalborg-sign-30-year-exclusive-agreement-accept-eu-cef-grant-and-launch-construction-of-co2-hub/>
- [141] Technology Centre Mongstad (TCM), „Technology Centre Mongstad - A Brief Overview“, TCM. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://tcmda.com/a-brief-overview>
- [142] ECCSEL - ERIC, „Home | ECCSEL“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://eccsel.eu/>
- [143] Bayerisches Landesamt für Statistik, „Bayern in Zahlen - Statistik-Magazine“, 2024. Zugegriffen: 18. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.statistik.bayern.de/mam/produkte/biz/z1000g_202405.pdf
- [144] Umweltbundesamt, „PRTR-Gesamtbestand 2007-2023“. 28. April 2025. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://thru.de/downloads/>

- [145] Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), „Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2023 (Stand 02.05.2024)“. 17. Oktober 2024. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/anlagenlisten/2021-2030/2023.html>
- [146] Bayerischer Ziegelindustrie-Verband e.V., „Die Mitglieder des BZV“. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bzv.bayern/mitglieder/>
- [147] Bayerisches Landesamt für Statistik, „Treibhausgase: Bayern, Kohlendioxid-Emissionen (CO₂), Emissionsarten, Jahre“. Zugegriffen: 18. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.statistikdaten.bayern.de/genesis/online?operation=result&code=86431-003z#abreadcrumb>
- [148] ITAD e.V., „Unsere Mitgliedsanlagen“. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.itad.de/ueber-uns/anlagen>
- [149] Bayerisches Landesamt für Umwelt, „Thermische Behandlungsanlagen für Siedlungsabfälle“. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.lfu.bayern.de/abfall/ueberwachung_aba/siedlung/index.htm
- [150] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, „Energie-Atlas Bayern“, Energie-Atlas Bayern - das zentrale Informationsportal zur Energiewende in Bayern. Zugegriffen: 18. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.bayern.de/>
- [151] dena, „Einspeiseatlas“, biogaspartner. Zugegriffen: 2. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/biogaspartner/biomethan/einspeiseatlas/>
- [152] MaStR, „Öffentliche Daten | MaStR“. Zugegriffen: 2. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht#gaserzeugung>
- [153] OGE, „CO₂-Netz“, OGE. Zugegriffen: 2. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://oge.net/de/co2/co2-netz>
- [154] F. Kunz u. a., „Reference Data Set: Electricity, Heat, and Gas Sector Data for Modeling the German System“. Zenodo, 27. Dezember 2017. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://zenodo.org/records/1044463>
- [155] Fehrenbach et al., *Ansatz zur Neubewertung von CO₂-Emissionen aus der Holzverbrennung*. Umweltbundesamt, 2024. Zugegriffen: 18. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/ansatz-zur-neubewertung-von-co2-emissionen-aus-der>
- [156] dena, „Leitfaden - Systematisch Energieeffizienz steigern und CO₂-Emissionen senken in der Glasindustrie - Branchenspezifische Lösungen“, Mai 2023. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/LEITFADEN_Systematisch_Energieeffizienz_steigern_und_CO2-Emissionen_senken_in_der_Glasindustrie.pdf
- [157] Geres et al., „Roadmap für eine treibhausgasneutrale Ziegelindustrie in Deutschland“, FutureCamp Climate GmbH & Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V., 2021. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ziegel.de/sites/default/files/2021-03/Ziegel_24_110321_Web_200dpi_1.pdf
- [158] R. Geres, A. Kohn, S. C. Lenz, F. Ausfelder, A. Bazzanella, und A. Möller, *Roadmap Chemie 2050: auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI*. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V, 2019.
- [159] Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (kei), „Stahlindustrie - Auf dem Weg zur klimaneutralen Industrie“. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.klimaschutz-industrie.de/themen/branchen/stahlindustrie/>
- [160] Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (kei), „Nichteisenmetallindustrie -Auf dem Weg zur klimaneutralen Industrie“. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.klimaschutz-industrie.de/themen/branchen/nichteisenmetallindustrie/>

- [161] Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI), „Grundstoffchemische Industrie - Auf dem Weg zur klimaneutralen Industrie“. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.klimaschutz-industrie.de/themen/branchen/grundstoffchemische-industrie>
- [162] Umweltbundesamt, „Dekarbonisierung der Kalkindustrie“, Feb. 2020. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/factsheet_kalkindustrie.pdf
- [163] T. Geßwein, F. May, und A. Paetz, „ISO/TC 265 Carbon capture, transportation and geological storage (CCS)“, Nr. August 2022, S. 36–42.
- [164] Eurostat, „Glossary:Enterprise size“, Statistics explained. Zugegriffen: 23. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Enterprise_size
- [165] AB Energy, „Biomethan und Bio-LNG als Schlüssel-technologie und Alternative für Bestandsanlagen“. 1. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kompost-biogas.info/wp-content/uploads/2022/12/Tobias-Ziereis-AB-Energy-Biomethan-und-Bio-LNG-als-Schlüsseltechnologie-zur-Dekarbonisierung-und-Umsetzungsalternative-fuer-Bestandsanlagen_Wasserzeichen.pdf
- [166] Barlow, Shahi, und Loughrey, „State of the Art: CCS Technologies 2023“, Global CCS Institute, Technical Report, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2023/08/State-of-the-Art-CCS-Technologies-2023-Global-CCS-Institute.pdf>
- [167] BORSIG Membrane Technology, „Membrane technology for processes and environment“. 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.borsig.de/fileadmin/mediamanager/Downloads/BORSIG_Membrane_Technology_GmbH_-_E-_2023.pdf
- [168] S. Y. W. Chai, L. H. Ngu, und B. S. How, „Review of carbon capture absorbents for CO₂ utilization“, *Greenh. Gases Sci. Technol.*, Bd. 12, Nr. 3, S. 394–427, Juni 2022, doi: 10.1002/ghg.2151.
- [169] Chart Industries, „Cryogenic Carbon Capture - For a Cleaner World“. 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://files.chartindustries.com/CCCFAQ.pdf>
- [170] Chen und Anas, „Turning Energy Blue with Zero CO₂ Emissions“. BASF, 10. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://globalsyngas.org/wp-content/conference-presentations/2024/2024-D1-340pm-BASF.pdf>
- [171] EnviTec, „EnviThan Gasaufbereitung für Biomethan in Erdgasqualität“. k.A. [Online]. Verfügbar unter: https://www.envitec-biogas.de/fileadmin/ns_theme_envitec/downloads/brochures/ENV_folder_envithan_DE_2112_WEB.pdf
- [172] Evonik, „SEPURAN Green - Membrantechnologie zur effizienten Aufbereitung von Biogas“. k.A. [Online]. Verfügbar unter: https://products.evonik.com/assets/66/74/SEPURAN_Green_fuer_biogas_aufbereitung_de_DE_Asset_1196674.pdf
- [173] Honeywell, „Capturing Opportunity: More Sustainable Operations through Carbon Capture“. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.honeywell.com/content/dam/honeywellbt/en/documents/downloads/hon-capturing-opportunity-more-sustainable-operations-through-carbon-capture.pdf>
- [174] MEMBER / TECNALIA, „Workshop on “Advanced Membranes and Membrane assisted processes for pre- and post-combustion CO₂ capture” Booklet“. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://member-co2.com/sites/member.drupal.pulsartecnalia.com/files/documents/MEMBER-WP08-D0-DLR-TECNALIA-30062022-v11_final.pdf

- [175] NOV, „NOV CCUS Product Offerings“. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nov.com/-/media/nov/files/capabilities/carbon-capture-utilization-and-storage-solutions/nov-ccus-product-offerings-brochure.pdf>
- [176] SAIPEM, „CO2 Solutions by SAIPEM - Intro“. 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.saipem.com/sites/default/files/2024-09/Saipem_Simply_Better_Carbon_Capture_Technology_intro.pdf
- [177] Shell, „Shell Cansolv CO2 Capture System“. 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://catalysts.shell.com/hubfs/Shell%20Cansolv%20CO2%20Capture%20System%20Fact%20Sheet.pdf>
- [178] A. Singh und K. Stéphenne, „Shell Cansolv CO2 capture technology: Achievement from First Commercial Plant“, *Energy Procedia*, Bd. 63, S. 1678–1685, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.11.177.
- [179] TPI - Techno Project Industriale, „Biogas upgrading: Biomethane, BioCO2 e BioLNG“. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tecnoproject.com/documents/280659/1517908/Catalogue_biogas_ENG_2022.pdf/01bef34e-66f7-95c0-afc0-7e6f7a2842b3
- [180] Viebahn, Horst, Scholz, und Zelt, „Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende“, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH & Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH, März 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7062/file/7062_CO2-Abtrennung.pdf
- [181] Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), „Decarbonising Cement and Concrete: A CO2 Roadmap for the German cement industry“, Executive summary, 2020. Zugegriffen: 25. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/Executive_Summary_VDZ_Study_Decarbonising_Cement_and_Concrete_2020.pdf
- [182] dena, „Branchenbarometer Biomethan“, 2024. Zugegriffen: 2. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/infocenter/branchenbarometer-biomethan-2024/>
- [183] TU Delft, „Energy Supply Systems for Buildings. Summary table with heating values and CO2 emissions.“ TU Delft. [Online]. Verfügbar unter: https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/Summary_table_with_heating_values_and_CO2_emissions.pdf
- [184] Engineering ToolBox, „Density of Gases Data“, Engineering ToolBox. Zugegriffen: 2. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d_158.html
- [185] Cuellar & Webber, „Cow power: the energy and emissions benefits of converting manure to biogas“, *Environ. Res. Lett.*, Bd. 3, Nr. 034002, 2008, Zugegriffen: 30. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: 10.1088/1748-9326/3/3/034002
- [186] T. Gebreegzabher, A. O. Oyedun, und C. W. Hui, „Optimum biomass drying for combustion – A modeling approach“, *Energy*, Bd. 53, S. 67–73, Mai 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.03.004.
- [187] Engineering Toolbox, „Combustion of Fuels - Carbon Dioxide Emissions“, Engineering Toolbox. Zugegriffen: 22. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.engineeringtoolbox.com/co2-emission-fuels-d_1085.html

10. Anhang

10.1 Standards und Regularien

Dokumenten- Nummer	Titel	Bemerkung
ISO/TR 27912:2016	Carbon dioxide capture – Carbon dioxide capture systems, technologies and processes	Überblick über derzeit in Anwendung befindliche Abscheidungstechniken. Mögliche Grundlage, um spezifische Standards für Speichertechniken zu entwickeln.
ISO 27913:2024	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Pipeline transportation systems	Zusätzliche Anforderungen und Empfehlungen für den Transport von CO ₂ -Strömen von der Abscheidungsstelle zur Speichereinrichtung, die nicht in bestehenden Pipeline-Normen abgedeckt sind. Gilt für: Starre metallische Rohrleitungen, Rohrleitungssysteme, an Land und am Meeresboden, die Umnutzung bestehender Pipelines für den Transport von CO ₂ -Strömen, Pipelinetransport von CO ₂ -Strömen zur Speicherung oder Nutzung, Transport von CO ₂ in der gasförmigen und dichten Phase.
ISO/TR 27915:2017	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Quantification and verification	Überblick über Methoden zur Quantifizierung und Verifizierung von CO ₂ -Strömen und -Teilströmen in der Projektierung von CCS-Prozessen.
ISO 27919-1:2018	Carbon dioxide capture – Part 1: Performance evaluation methods for post-combustion CO ₂ capture integrated with a power plant	Festlegung von Verfahren zum Messen, Bewerten und Berichten der Leistung der CO ₂ -Abscheidung nach der Verbrennung (Post Combustion Capture, PCC), zur Vorbereitung für den anschließenden Transport und die geologische Speicherung. Ansatz zur Berechnung spezifischer Leistungsindikatoren, die Definition der Systemgrenzen eines typischen Systems und der dazu erforderlichen Messungen. Gilt für: Wärmekraftwerke, die kohlenstoffhaltige Brennstoffe wie Kohle, Öl und Erdgas verbrennen und aus Biomasse gewonnene Brennstoffe, die CO ₂ aus Kesseln oder Gasturbinen produzieren sowie Anlagen mit integrierter CO ₂ -Abscheidung.
ISO 27919-2:2021	Carbon dioxide capture – Part 2: Evaluation procedure to assure and maintain stable performance of post-combustion CO ₂ capture plant integrated with a power plant	Definitionen, Richtlinien und unterstützende Informationen für die Bewertung und Berichterstattung (in Bezug auf die grundlegenden Design-Kriterien und die Leistungsindikatoren einer Referenzanlage oder -einheit), um die (konzipierte) Leistung einer PCC-Anlage sicherzustellen, die in ein Kraftwerk integriert ist.
ISO/TR 27921:2020	Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage – Cross Cutting Issues – CO ₂ stream composition	Beschreibung wichtiger Zusammensetzungsmerkmale des CO ₂ -Stroms nach Abscheidung geeigneter Reinigungsoptionen. Identifizierung potenzieller Auswirkungen von Verunreinigungen auf alle Komponenten der CCS-Prozesskette, von Oberflächenanlagen (einschließlich Transport) bis zum unterirdischen Speicherkomplex; z.B. Phasenverhalten von CO ₂ -Strömen, Korrosion von Metallen, Dichte- oder Viskositätsänderungen, geochemische Reaktionen, Injektivität und Speicherkapazität, toxische und ökotoxische Wirkungen.
ISO/AWI TR 27925	Flow Assurance	Durchflusssicherung durch Festlegung von Betriebs- und Randbedingungen für Abscheidung, Transport und Lagerung bei CCS-Projekten.
ISO/AWI 27927	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Key performance	Definitionen, Anleitungen und ergänzende Informationen für Charakterisierungsmethoden und Schlüsselleistungsparameter

Dokumenten-Nummer	Titel	Bemerkung
	parameters and characterization methods of absorption liquids for post-combustion CO ₂ capture	von Absorptionsflüssigkeiten, die bei der CO ₂ -Abscheidung nach der Verbrennung verwendet werden.
ISO/AWI 27928	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Performance evaluation methods for CO ₂ capture plants connected with CO ₂ intensive industrial plants	Teil einer Reihe von Standards für die CO ₂ -Abscheidung. Festlegung von Methoden zum Messen, Bewerten und Berichten der Leistung einer CO ₂ -Abscheidungsanlage, die an eine Industrieanlage mit hohen CO ₂ -Emissionen angeschlossen ist. Definition der Grenzen eines typischen Systems und Festlegung der Messungen, die zur Bestimmung spezifischer Leistungskennzahlen (KPI) erforderlich sind.
ISO/AWI TR 27929	Transportation of CO ₂ by ship	Erstellung eines Technischen Berichts im TC265.

Tabelle 15: Internationale Normen und technische Berichte zu CO₂-Abscheidung und -Transport.

Quelle: in Teilen entnommen aus [163]

Dokumenten-Nummer	Titel	Bemerkung
DVGW C 260		
DVGW C 463 (A)-2022	Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren – Planung und Errichtung	Neuer Entwurf Juli 2024
DVGW C 466 (A)-2023	Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren; Betrieb und Instandhaltung	
DVGW C 491-2023	Anlagen in CO ₂ -Transportsystemen	
DVGW C 492	CO ₂ -Messung in CO ₂ -Transportleitungen	(in Arbeit)

Tabelle 16: Regelwerk des DVGW zu CO₂-Transportsystemen.

Bestandteile		Gehalt
CO ₂	≥	98 Mol-%
O ₂	≤	40 ppm-mol
H ₂ O	≤	30 ppm-mol
NO _x	≤	*
SO _x	≤	
Glykole		nicht zulässig, da sie die Bildung einer wässrigen Phase stark begünstigen
Amine	≤	1 mg/kg
H ₂	≤	0,5 Mol%
(Total) nicht kondensierbare Gase (z.B. N ₂ , Ar, CH ₄ , O ₂ , H ₂ , CO)	≤	2 Mol-%
H ₂ S	≤	5 ppm mol
CO	≤	750 ppm-mol

Tabelle 17: Grenzwerte für Begleitstoffe in CO₂-Strömen

Quelle: [32]

Notizen: * Grenzwerte für NO_x and SO_x werden weiter experimentell untersucht; diese sind voneinander abhängig. 2024 wurde für NO_x ein Grenzwert von bis zu 10 ppm – in Verbindung mit einem genügend niedrigem SO_x Grenzwert – in Betracht gezogen.

10.2 CO₂-Abscheidungstechnologien

Legende:

* = Literaturdaten

** = eigene Berechnungen

ohne Stern = Unternehmensdaten

+ = der minimale Konzentrationsbereich ist angegeben. Eine höhere CO₂-Konzentration ist möglich.

Klassifikationskriterien:

- **Klassifizierung nach Unternehmensgröße:**

- SME (Small and Medium-sized Enterprises): bis 249 Mitarbeitern
- Großunternehmen: ab 250 Mitarbeitern

Quelle: [164]

- **Klassifizierung nach Pre-/Post-Combustion:**

- Pre-Combustion: das CO₂ wird vor der Verbrennung aus dem Syngas/Biogas abgetrennt (z.B. bei der Biogasaufbereitung oder der Wasserstoffproduktion)
- Post-Combustion: das CO₂ wird nach der Verbrennung aus dem Rauchgas abgetrennt (z.B. in Kraftwerken)

Quelle: [36]

Quellen: [37], [38], [40], [41], [42], [44], [45], [46], [47], [48], [49], [50], [51], [52], [53], [165], [166], [167], [168], [169], [170], [171], [172], [173], [174], [175], [176], [177], [178], [179], [180]

Organisationsname	Organisationstyp	Land	Hauptsitz	Pre-/post-Combustion	Abscheidungs-verfahren	CO ₂ -Quellen / Branchen	CO ₂ -Konzentrationsbereich [Vol-%]	CO ₂ -Abscheidungsrate [Vol-%]	TRL	CO ₂ -Reinheitsgrad [Vol-%/ Trockengas]	Webseite
AB Energy Deutschland GmbH	Großunternehmen	Deutschland	Regensburg	Pre	Membran	Biogas	35-50 *	>90 *	9	>99	www.gruppoab.com/de/
agriKomp GmbH	Großunternehmen	Deutschland	Merkendorf	Pre	Membran	Biogas	35-50 *	>90 *	9	>99	www.agrikomp.com/de/
Air Products	Großunternehmen	USA	Allentown (Pennsylvania)	Beide	Adsorption, Oxyfuel	- Syngas (e.g. SMR) - Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kohle-/Erdgaskraftwerke, Stahlherstellung	10-20+	>90	9	>97	www.airproducts.de/
AIRCO Process Technology	SME	Dänemark	Fredericia	Beide	Absorption	- Biogas - Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kraftwerke, energetische Abfallverwertung, Zementherstellung	35-50 * 4-33 *	>85 *	9	>99	aircoprocess.com/
Ammongas	SME	Dänemark	Søborg	Beide	Absorption	- Biogas - Verschiedene Punktquellen, einschließlich energetische Abfallverwertung	35-50 * 6-25+ *	>90 *	9	>99	ammongas.europeanenergy.com/
Axens	Großunternehmen	Frankreich	Rueil-Malmaison	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kohlekraftwerke, Zementherstellung, Stahlherstellung	10-35 *	>90	6-7	>99.5	www.axens.net/
Babcock & Wilcox	Großunternehmen	USA	Akron (Ohio)	Post	Absorption, Oxyfuel, Chemical Looping Combustion	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kraftwerke	4-25+ *	>85 *	8-9	>99 *	www.babcock.com

Organisationsname	Organisationstyp	Land	Hauptsitz	Pre-/post-Combustion	Abscheidungs-verfahren	CO ₂ -Quellen / Branchen	CO ₂ -Konzentrationsbereich [Vol-%]	CO ₂ -Abscheidungsrate [Vol-%]	TRL	CO ₂ -Reinheitsgrad [Vol-%/Trockengas]	Webseite
Baker Hughes	Großunternehmen	USA	Houston (Texas)	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kohle-/Biomassekraftwerke, Zementherstellung, energetische Abfallverwertung	3,6-16	>90	7	>99.5	www.bakerhughes.com/
BASF SE	Großunternehmen	Deutschland	Ludwigshafen am Rhein	Beide	Absorption, Adsorption	- Syngas (e.g. SMR) - Kohle-/Erdgas-/Biomassekraftwerke, energetische Abfallverwertung, Zementherstellung, Stahlherstellung, Zellstoff und Papier	4-16+	85-97	9	99.9	www.basf.com/global/de
BORSIG Membrane Technology GmbH	SME	Deutschland	Rheinfelden (Baden)	Beide	Membran	- Biogas - Verschiedene Punktquellen, einschließlich Zementherstellung, energetische Abfallverwertung, Kraftwerke	35-50 * 4-33+ *	>90	9	>90	www.borsig.de/en/borsig-membrane-technology-gmbh
Capsol Technologies AS	Großunternehmen	Norwegen	Oslo	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Zementherstellung, energetische Abfallverwertung, Biomassekraftwerke	3-30	90-95	9	>99	www.capsoltechnologies.com
Carbon Clean	SME	Vereinigtes Königreich	London	Beide	Absorption	- Biogas - Zementherstellung, Kohlekraftwerke, Stahlherstellung, energetische Abfallverwertung	35-50 * 3-20	>90	9	>99.5	www.carbonclean.com/
Carbotech AC GmbH	Großunternehmen	Deutschland	Essen	Pre	Adsorption	Biogas	35-50 *	>90 *	9	bis zu 99.9999	www.carbotech.de/

Organisationsname	Organisationstyp	Land	Hauptsitz	Pre-/post-Combustion	Abscheidungsverfahren	CO ₂ -Quellen / Branchen	CO ₂ -Konzentrationsbereich [Vol-%]	CO ₂ -Abscheidungsrate [Vol-%]	TRL	CO ₂ -Reinheitsgrad [Vol-%/Trockengas]	Webseite
C-Capture	SME	Vereinigtes Königreich	Leeds	Beide	Absorption	- Biogas, Syngas (e.g. SMR) - Zementherstellung, Stahlherstellung, energetische Abfallverwertung, Kraftwerke	35-50+ * 4-15+	>85 *	8	>99 *	www.c-capture.co.uk
Chart Industries	Großunternehmen	USA	Ball Ground (Georgia)	Post	Kryogen	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kohle-/Biomassekraftwerke, Stahlherstellung, Zementherstellung	10-35 *	90-99	9	>99	de.chartindustries.com/
CryoPur	SME	Frankreich	Massy	Pre	Kryogen	Biogas	35-50 *	>90 *	9	>99,9	www.cryopur.com/en/
Envitec Biogas AG	Großunternehmen	Deutschland	Lohne	Pre	Membran	Biogas	40-50	94-99 **	9	>98	www.envitec-biogas.de/
ETW Energietechnik GmbH	SME	Deutschland	Moers	Pre	Adsorption	Biogas	35-50 *	>90 *	9	>99	etw-energie.de/
Evonik Fibres GmbH	Großunternehmen	Österreich	Schörfing am Attersee	Pre	Membran	Biogas	40-50	94-99 **	9	>98	www.evonik.com/de.html
Exxon Mobil	Großunternehmen	USA	Houston (Texas)	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kohle-/Biomassekraftwerke, Stahlherstellung, Zementherstellung, energetische Abfallverwertung	6-35 *	>90	9	>99,9	corporate.exxonmobil.de/
HAASE Umwelttechnik GmbH	SME	Deutschland	Neumünster	Pre	Absorption	Biogas	35-50 *	>90 *	9	>99 *	www.haase-umwelttechnik.de/
Heidelberg Materials AG	Großunternehmen	Deutschland	Heidelberg	Post	Absorption, (Oxyfuel)	Zementherstellung	14-33 *	>85 *	9	bis zu 99	www.heidelbergmaterials.de/de

Organisationsname	Organisationstyp	Land	Hauptsitz	Pre-/post-Combustion	Abscheidungsverfahren	CO ₂ -Quellen / Branchen	CO ₂ -Konzentrationsbereich [Vol-%]	CO ₂ -Abscheidungsrate [Vol-%]	TRL	CO ₂ -Reinheitsgrad [Vol-%/Trockengas]	Webseite
Honeywell	Großunternehmen	USA	Charlotte (North Carolina)	Beide	Absorption, Adsorption, Kryogen, Membran	- Syngas (e.g. SMR) - Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kraftwerke, Stahlherstellung, Zementherstellung	4-20+	>95	8-9	>99	www.honeywell.com/de/de
K2-CO2	SME	Italien	Padova	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Stahlherstellung, Zementherstellung, energetische Abfallverwertung	>6	>90	9	>99 *	www.k2-co2.com/
Kanadevia INOVA	Großunternehmen	Schweiz	Zürich	Beide	Absorption, Membran	- Biogas - Verschiedene Punktquellen, einschließlich energetische Abfallverwertung	35-50 * 6-25+ *	>90	8-9	>99	www.kanadevia-inova.com/de/
L'Air Liquide	Großunternehmen	Frankreich	Paris	Beide	Kryogen	- Syngas (e.g. SMR, Vergasung) - Zementherstellung, Kraftwerke, Eisen- und Stahlherstellung, Zellstoff und Papier, energetische Abfallverwertung	15-50	80-99	9	>99,9	www.airliquide.com/
Linde Engineering	Großunternehmen	Deutschland	Pullach im Isertal	Beide	Absorption, Adsorption, Kryogen, Membran	- Syngas (e.g. SMR) - Kraftwerke, Eisen- und Stahlherstellung, Zementherstellung	4-16+	95-99,9	9	95-99,9	www.engineering.linde.com/
Malmberg Bioerdgastech GmbH	SME	Deutschland	Zwenkau	Pre	Absorption	Biogas	35-50 *	>90 *	9	>99 *	www.malmberg.se/de/

Organisationsname	Organisationstyp	Land	Hauptsitz	Pre-/post-Combustion	Abscheidungsverfahren	CO ₂ -Quellen / Branchen	CO ₂ -Konzentrationsbereich [Vol-%]	CO ₂ -Abscheidungsrate [Vol-%]	TRL	CO ₂ -Reinheitsgrad [Vol-%/Trockengas]	Webseite
Mitsubishi Heavy Industries	Großunternehmen	Japan	Tokyo	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kohle/Biomassekraftwerke, Stahlherstellung, Zementherstellung, energetische Abfallverwertung	6-33 *	>90	9	>99,9	www.mhi.com/
NOV	Großunternehmen	USA	Houston (Texas)	Post	Absorption, Membran	Verschiedene Punktquellen	4-25	>90	9	>99 *	www.nov.com/
Novozymes	Großunternehmen	Dänemark	Bagsværd	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Zementherstellung und Kraftwerke	4-33 *	90-95	8	>99,95	www.novozymes.com/en
Nuada	SME	Vereinigtes Königreich	Belfast	Beide	Adsorption	- Syngas (e.g. SMR) - Verschiedene Punktquellen, einschließlich Zementherstellung, Stahlherstellung, energetische Abfallverwertung	6-35 *	>90 *	6-7	>99	nuadaco2.com/
Pentair	Großunternehmen	Niederlande	Venlo	Beide	Kryogen, Membran (Pre) Absorption (Post)	- Biogas - Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kraftwerke und Zementherstellung	35-50 * 3-30	>99 85-95 *	9	>99,9 >99,99	www.biogas.pentair.com
Polymem	SME	Frankreich	Castanet Tolosan	Beide	Membran	- Syngas (e.g. SMR) - Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kraftwerke	10-50 *	>90	7-8	95	www.polymem.fr/en/
RWE AG	Großunternehmen	Deutschland	Essen	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kraftwerke	4-16	85-97	9	99,9	www.rwe.com/

Organisationsname	Organisationstyp	Land	Hauptsitz	Pre-/post-Combustion	Abscheidungsverfahren	CO ₂ -Quellen / Branchen	CO ₂ -Konzentrationsbereich [Vol-%]	CO ₂ -Abscheidungsrate [Vol-%]	TRL	CO ₂ -Reinheitsgrad [Vol-%/Trockengas]	Webseite
SAIPEM	Großunternehmen	Italien	Milan	Beide	Absorption, Adsorption, Kryogen, Membran	- Syngas (e.g. SMR, Vergasung) - Verschiedene Punktquellen, einschließlich Zellstoff und Papier, Kraftwerke, Zementherstellung	4-33+ *	>95	8	>99	www.saipem.com/en
Schwelm Anlagentechnik GmbH	SME	Deutschland	Schwelm	Pre	Absorption	Biogas	35-50 *	>90 *	9	>99	www.schwelm-anlagentechnik.de
Shell plc	Großunternehmen	Vereinigtes Königreich	London	Beide	Absorption	- Syngas (e.g. SMR) - Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kraftwerke, Eisenherstellung, Zementherstellung	3,5-27	bis zu 95	9	99,8	www.shell.de/
SLB Capturi - joint venture SLB & Aker Carbon Capture	Großunternehmen	Norwegen	Oslo	Beide	Absorption	- Syngas (e.g. SMR) - Verschiedene Punktquellen, einschließlich Erdgas-/Kohlekraftwerke, Zementherstellung, energetische Abfallverwertung	4-33+	95	9	>99,9	capturi.slb.com/
Stirling Cryogenics	SME	Niederlande	Son	Pre	Kryogen	Biogas	35-50 *	90-99,9 *	9	>99,9 *	stirlingcryogenics.com/
Sulzer AG	Großunternehmen	Schweiz	Winterthur	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Erdgas-/Kohlekraftwerke	4-25+ *	>85 *	9	>99 *	www.sulzer.com/de-ch

Organisationsname	Organisationstyp	Land	Hauptsitz	Pre-/post-Combustion	Abscheidungs-verfahren	CO ₂ -Quellen / Branchen	CO ₂ -Konzentrationsbereich [Vol-%]	CO ₂ -Abscheidungsrate [Vol-%]	TRL	CO ₂ -Reinheitsgrad [Vol-%/Trockengas]	Webseite
Sumitomo SHI FW	Großunternehmen	Finnland	Espoo	Post	Absorption, Oxyfuel, Chemical Looping Combustion	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Biomassekraftwerke, energetische Abfallverwertung, Zellstoff und Papier, Zementherstellung, Stahlherstellung	6-35 *	>90	9	>99 *	www.shi-fw.com/
Thyssenkrupp AG	Großunternehmen	Deutschland	Essen	Post	Absorption, (Oxyfuel)	Zementherstellung	14-33 *	>90	6-7	>99 *	www.thyssenkrupp.com/
Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation	Großunternehmen	Japan	Minato (Tokyo)	Post	Absorption	Verschiedene Punktquellen, einschließlich Kohle-/Biomassekraftwerke, energetische Abfallverwertung	4-30	>90	9	>99,9	www.toshiba.de/
TPI (Techno Project Industriale) (SIAD Group)	SME	Italien	Bergamo	Beide	Absorption, Membran	- Biogas - Verschiedene Punktquellen, einschließlich Biomassekraftwerke, energetische Abfallverwertung	40-50 >=5	96-99 ** >85 *	9	>99,6 99,998	www.technoproject.com/

Tabelle 18: Datensammlung zu CO₂-Abscheidungstechnologien.

10.3 Industriequellen

Annahmen:

CO₂-Abscheidungsrate = 90% (*interne Quelle*, Durchschnittswert unter Berücksichtigung der Rechercheergebnisse zu CO₂-Abscheidungstechnologien, s. **Tabelle 18**)

Branche	Zement	Kalk	Glas	Ziegel	Metall	Chemie
Anteil prozessbedingter Emissionen (K)	66%	70%	25%	30%	30%	13%
Quelle	[181]	[162]	[156]	[158]	[159],[160]	[161]

Tabelle 19: Industriequellen: Anteil prozessbedingter Emissionen pro Sektor

Berechnungen (pro Anlage):

theoretisches Potenzial [kt/a]: s. Datenquellen unter der **Tabelle 20**

technisches Potenzial [kt/a] = theoretisches Potenzial * CO₂-Abscheidungsrate

technisches prozessbedingtes Potenzial [kt/a] = technisches Potenzial * K

Quellen: [156], [158], [159], [160], [161], [162], [181]

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Berichts-jahr	Betriebsname	PRTR Hauptaktivität¹	Branche	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches prozessbedingtes CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]
Mittelfranken	Ansbach	10,5800056	49,3198632	2023	Schlagmann Poroton GmbH & Co.KG	-	Ziegel	8,45	7,60	2,28
Mittelfranken	Langenzenn	10,8102870	49,4934476	2023	WALTHER DACHZIEGEL GmbH (Jacobi Dachziegel)	-	Ziegel	8,11	7,30	2,19
Mittelfranken	Solnhofen	10,9977242	48,8849030	2023	Solnhofer Portland-Zementwerke GmbH & Co. KG	3(c)(i)	Zement	304,00	200,64	180,58
Mittelfranken								320,56	215,54	185,05
Niederbayern	Bogen	12,7169492	48,9142407	2023	Wienerberger GmbH	-	Ziegel	7,44	6,70	2,01
Niederbayern	Buch am Erlbach - Vatersdorf	12,0449285	48,4272737	2023	LEIPFINGER-BADER GmbH Ziegelwerk Vatersdorf	-	Ziegel	12,33	11,10	3,33
Niederbayern	Fürstzell	13,3323166	48,5248072	2023	Erbersdobler Ziegel GmbH & Co. KG	-	Ziegel	15,18	13,66	4,10
Niederbayern	Kelheim	11,9032958	48,9060985	2023	Kelheim Fibres GmbH	4(a)(viii)	Chemie-industrie	110,00	14,30	12,87
Niederbayern	Marklkofen	12,5513060	48,5482251	2023	Girnghuber GmbH / GIMA Ziegel	-	Ziegel	31,60	28,44	8,53
Niederbayern	Pocking	13,3302442	48,4187251	2022	RW silicium GmbH, Werk Pocking	2(e)(i)	Metall-industrie	187,00	56,10	50,49
Niederbayern	Puttenhamen	11,7755659	48,6110461	2023	LEIPFINGER-BADER GmbH	-	Ziegel	18,24	16,42	4,93
Niederbayern	Saal a.d.Donau	11,9340386	48,8905911	2022	Fels-Werke GmbH, Kalkwerk Saal	3(c)(iii)	Kalk	302,00	211,40	190,26
Niederbayern	Schwarzach	12,8091397	48,9075560	2023	Tonwerk Venus GmbH & Co KG	-	Ziegel	7,37	6,63	1,99
Niederbayern	Straubing	12,5735169	48,8670630	2023	Wienerberger GmbH	-	Ziegel	9,76	8,78	2,64
Niederbayern	Zeilarn	12,9052200	48,2859959	2023	Schlagmann Poroton GmbH & Co.KG	-	Ziegel	20,92	18,83	5,65
Niederbayern								721,85	392,36	286,79
Oberbayern	Burghausen	12,8442430	48,1851505	2023	Wacker Chemie AG, Werk Burghausen	4(a)	Chemie-industrie	617,00	80,21	72,19

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Berichts-jahr	Betriebsname	PRTR Hauptaktivität ¹	Branche	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches prozessbedingtes CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]
Oberbayern	Dachau	11,4201673	48,2816983	2023	Hörl & Hartmann Ziegetechnik GmbH & Co. KG	-	Ziegel	19,26	17,33	5,20
Oberbayern	Eitensheim	11,3295270	48,8119841	2023	Ernst Ziegelwerk GmbH & Co. KG	-	Ziegel	0,42	0,38	0,11
Oberbayern	Isen	12,0602083	48,2154254	2023	Schlagmann Poroton GmbH & Co. KG	-	Ziegel	11,12	10,01	3,00
Oberbayern	Münchs-münster	11,7086400	48,7585514	2023	Basell Polyolefine GmbH, Standort Münchsmünster	4(a)	Chemie-industrie	445,00	57,85	52,07
Oberbayern	Neuburg a.d. Donau	11,2424798	48,7446570	2022	ROCKWOOL Operations GmbH & Co. KG	3(f)	Glas	110,00	99,00	24,75
Oberbayern	Neuburg-Ried	11,1937929	48,7505815	2023	Ziegelwerk Stengel GmbH	-	Ziegel	1,81	1,63	0,49
Oberbayern	Oberbergkirchen	12,3793474	48,3030045	2023	Ziegelwerk Aubenham Adam Holzner GmbH & Co. KG	-	Ziegel	2,64	2,37	0,71
Oberbayern	Oberweikertshofen (Egenhofen)	11,1836519	48,2622862	2023	Ziegelsysteme Michael Kellerer GmbH & Co. KG	-	Ziegel	12,18	10,96	3,29
Oberbayern	Pförring / Forchheim	11,6732754	48,8274477	2023	Ziegelwerk Turber GmbH	-	Ziegel	5,93	5,34	1,60
Oberbayern	Rohrdorf	12,1816257	47,7908208	2023	Zementwerk Rohrdorf	3(c)(i)	Zement	652,00	430,32	387,29
Oberbayern	Wolfersdorf	11,7319212	48,4871984	2023	Wöhrl Ziegelwerk-Deckensysteme GmbH	-	Ziegel	5,05	4,55	1,36
Oberbayern								1.882,42	719,96	552,06
Oberfranken	Steinbach a. Wald	11,3820936	50,4395477	2023	Wiegand-Glashüttenwerke GmbH, Werk Steinbach a. Wald	3(e)	Glas	117,00	29,25	26,33
Oberfranken								117,00	29,25	26,33
Oberpfalz	Burglengenfeld	12,0282828	49,2128292	2023	Heidelberg Materials AG, Zementwerk Burglengenfeld	3(c)(i)	Zement	736,00	485,76	437,18

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Berichts-jahr	Betriebsname	PRTR Hauptaktivität ¹	Branche	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches prozessbedingtes CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]
Oberpfalz	Mitterteich	12,2435785	49,9465768	2022	Schott-Rohrglas AG & Co. KG, Standort Mitterteich, Werk 1	3(e)	Glas	119,00	29,75	26,78
Oberpfalz	Regensburg	12,1387306	49,0299487	2022	Walhalla Kalk GmbH & Co. KG	3(c)(iii)	Kalk	159,00	111,30	100,17
Oberpfalz	Rötz	12,5263450	49,3484717	2023	Schlagmann Poroton GmbH & Co.KG	-	Ziegel	11,69	10,52	3,16
Oberpfalz	Vilseck	11,7732488	49,5751573	2023	LEIPFINGER BADER GmbH Ziegelwerk Schönwind	-	Ziegel	11,29	10,16	3,05
Oberpfalz	Weierhammer	12,0764689	49,6200882	2023	Pilkington Deutschland AG	3(e)	Glas	226,00	56,50	50,85
Oberpfalz								1.262,98	704,00	621,18
Schwaben	Aichach	11,1192010	48,4672134	2023	Schlagmann Poroton GmbH & Co.KG	-	Ziegel	7,44	6,69	2,01
Schwaben	Babenhausen	10,2509817	48,1111850	2023	Hörl & Hartmann Ziegeltechnik GmbH & Co KG	-	Ziegel	19,67	17,71	5,31
Schwaben	Balzhausen	10,4943666	48,2367046	2023	Ziegelwerk Otto Staudacher GmbH & Co. KG	-	Ziegel	22,96	20,67	6,20
Schwaben	Bellenberg	10,1016310	48,2524719	2023	Ziegelwerk Bellenberg Wiest GmbH & Co. KG	-	Ziegel	21,04	18,94	5,68
Schwaben	Donauwörth-Berg	10,7621695	48,7411255	2023	Ziegelwerk Stengel GmbH & Co.KG	-	Ziegel	11,66	10,50	3,15
Schwaben	Gersthofen	10,8696716	48,4101860	2023	Hörl & Hartmann Ziegeltechnik GmbH & Co. KG	-	Ziegel	5,74	5,17	1,55
Schwaben	Harburg (Schwaben)	10,6996186	48,7737919	2023	Märker Kalk GmbH	3(c)(iii)	Kalk	137,00	95,90	86,31
Schwaben	Harburg (Schwaben)	10,7003437	48,7767231	2023	Märker Zement GmbH	3(c)(i)	Zement	714,00	471,24	424,116

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Berichts-jahr	Betriebsname	PRTR Hauptaktivität ¹	Branche	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches prozessbedingtes CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]
Schwaben	Ichenhausen-Autenried	10,2588825	48,3668383	2023	CREATON GmbH	-	Ziegel	4,18	3,76	1,13
Schwaben	Markt Wald	10,5773422	48,1258047	2023	Ziegelwerk Markt Wald GmbH	-	Ziegel	4,42	3,98	1,19
Schwaben	Meitingen	10,8602042	48,5106566	2023	Lech-Stahlwerke GmbH	2(b)	Metall-industrie	124,00	37,20	33,48
Schwaben	Schwabmünchen	10,7613874	48,1867981	2023	RAPIS-Ziegel Schmid GmbH & Co. KG	-	Ziegel	4,72	4,25	1,27
Schwaben	Wertingen	10,6704354	48,5611765	2023	CREATON GmbH	-	Ziegel	6,50	5,85	1,75
Schwaben	Wertingen-Roggden	10,6528134	48,540582	2023	CREATON GmbH	-	Ziegel	4,05	3,65	1,09
Schwaben								1.087,39	705,49	574,25
Unterfranken	Alzenau	9,08420392	50,0863367	2023	Adolf Zeller GmbH & Co. POROTON Ziegelwerke KG	-	Ziegel	8,98	8,08	2,42
Unterfranken	Bad Neustadt	10,2155703	50,3355341	2023	Wienerberger GmbH	-	Ziegel	2,87	2,59	0,78
Unterfranken	Karlstadt	9,76852425	49,9549958	2023	SCHWENK Zement GmbH & Co. KG, Werk Karlstadt	3(c)(i)	Zement	656,00	432,96	389,66
Unterfranken	Triefenstein	9,61789116	49,8084520	2023	Heidelberg Materials AG, Zementwerk Lengfurt	3(c)(i)	Zement	685,00	452,10	406,89
Unterfranken	Zeilitzheim	10,2736973	49,8968867	2023	Ziegelwerk Englert GmbH	-	Ziegel	4,74	4,26	1,28
Unterfranken								1.357,58	899,98	801,03
Gesamtergebnis								6.749,78	3.666,58	3.046,69

Tabelle 20: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Anlage (Zement-, Kalk-, Glas- und Ziegelwerke, Metallindustrie, Chemieindustrie).

Legende: 1) PRTR-Hauptaktivität: 2(b) = Herstellung von Roheisen oder Stahl einschl. Stranggiessen > 2,5 t/h; 2(e)(i) = Gewinnung von Nichteisenrohmetallen aus Erzen; 3(c)(i) = Zementklinkernherstellung in Drehrohröfen > 500 t/d; 3(c)(iii) = Herstellung von Zementklinkern oder von Kalk > 50 t/d; 3(e) = Herstellung von Glas und Glasfasern > 20 t/d; 3(f) Schmelzen mineralischer Stoffe und Herstellung v. Mineralfasern > 20 t/d; 4(a) = Chemieanlagen zur industriellen Herstellung von organischen Grundchemikalien; 4(a)(viii) = Herstellung von Basiskunststoffen

Datenquellen:

Ziegel: [145],[146]; andere Branchen: [144]

10.4 Müllverbrennungsanlagen

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Berichtsjahr	Betriebsname	PRTR Hauptaktivität'	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [ktco ₂ /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [ktco ₂ /a]
Mittelfranken	Nürnberg	11,0554954	49,4355252	2023	Müllverbrennungsanlage Nürnberg	5(b)	223	200,7
Mittelfranken							223	200,7
Oberbayern	Altenstadt	10,8591672	47,7975076	2023	Heizkraftwerk Altenstadt GmbH & Co. KG	5(b)	122	109,8
Oberbayern	Burgkirchen a.d.Alz	12,7346892	48,1851585	2023	Müllheizkraftwerk Burgkirchen	5(b)	229	206,1
Oberbayern	Ingolstadt	11,4929794	48,7643393	2023	Müllverwertungsanlage Ingolstadt	5(b)	240	216,0
Oberbayern	Olching	11,3595322	48,2353275	2023	Abfallheizkraftwerk Geiselbullach	5(b)	141	126,9
Oberbayern	Unterföhring	11,6397996	48,1811997	2023	SWM Heizkraftwerk Nord	1(c)	2.090	1.881,0
Oberbayern							2.822	2.539,8
Oberfranken	Bamberg	10,8538142	49,9119452	2023	Müllheizkraftwerk Bamberg	5(b)	126	113,4
Oberfranken	Coburg	10,9548828	50,2852881	2023	MHKW Coburg	5(b)	121	108,9
Oberfranken							247	222,3
Oberpfalz	Schwandorf	12,0879081	49,3100377	2023	Müllkraftwerk Schwandorf	5(b)	376	338,4
Oberpfalz							376	338,4
Schwaben	Augsburg	10,9332461	48,4021265	2023	AVA Abfallverwertung Augsburg Kommunalunternehmen	5(b)	238	214,2
Schwaben	Kempten (Allgäu)	10,3191429	47,7588540	2023	Müllheizkraftwerk Kempten	5(b)	146	131,4
Schwaben	Weißenhorn	10,1339343	48,2989095	2021	MHKW Weißenhorn	5(b)	103	92,7
Schwaben							487	438,3

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Berichtsjahr	Betriebsname	PRTR Hauptaktivität ¹	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]
Unterfranken	Schweinfurt	10,2236292	50,0301035	2023	GKS, Müllheizkraftwerk Schweinfurt	1(c)	253	227,7
Unterfranken	Würzburg	9,99459264	49,7926812	2023	Müllheizkraftwerk Würzburg	5(b)	202	181,8
Unterfranken							455	409,5
Gesamtergebnis							4.610	4.149,0

Tabelle 21: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Müllverbrennungsanlage.

Notizen: I) PRTR-Hauptaktivität: 1(c) = Verbrennungsanlagen > 50 MW; 5(b) = Verbrennung nicht gefährlicher Abfälle > 3t/h.

Datenquellen: [144], [148], [149]

10.5 Biomethananlagen

Annahmen:

- Volllaststunden pro Jahr (S) = 7200 h/a [182] (Durchschnittswert unter Berücksichtigung der Volllaststunden in den Jahren 2021-2023)
- unterer Heizwert von Methan (LHV_{CH_4}) = 9,9 kWh/m³ [183]
- CO₂-CH₄-Volumenverhältnis im Biogas = 45/55 (h_{CO_2/CH_4}) (*interne Quelle*, Durchschnittswert unter Berücksichtigung des CO₂-CH₄-Verhältnisses in bayerischen Biogasanlagen)
- Dichte von gasförmigem Kohlendioxid (20°C, 1 atm) (ρ_{CO_2}) = 1,98 kg/m³ [183]
- CO₂-Abscheidungsrate = 90% (*interne Quelle*, Durchschnittswert unter Berücksichtigung der Rechercheergebnisse zu CO₂-Abscheidungstechnologien, s. **Tabelle 18**)

[In die Tabelle wurden nur Biomethananlagen ab 500 m³ Biogas/h = ca. 3 kt_{CO₂}/a bzw. ca. 2,7 MW_{el} aufgenommen.]

Berechnungen (pro Anlage):

theoretisches Potenzial [kt/a] = Erzeugungsleistung [kWh/h] * S / LHV_{CH_4} * h_{CO_2/CH_4} * ρ_{CO_2} / 1.000.000

technisches Potenzial [kt/a] = theoretisches Potenzial * CO₂-Abscheidungsrate

Quellen: [182], [183], [184]

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Erzeugungsleistung [kWh/h]	CO ₂ -Emissionen - theoretisches Potenzial [ktco ₂ /a]	CO ₂ -Emissionen - technisches Potenzial [ktco ₂ /a]	Aufbereitungsverfahren
Mittelfranken	Cadolzburg	10,847715	49,491384	7500	8,84	7,95	DWW
Mittelfranken	Gollhofen	10,180387	49,584595	7500	8,84	7,95	PSA
Mittelfranken					17,67	15,91	-
Niederbayern	Aiterhofen	12,643000	48,856000	11680	13,76	12,39	PSA
Niederbayern	Biburg	11,862358	48,782088	5400	6,36	5,73	DWW
Niederbayern	Osterhofen	12,983706	48,724277	7500	8,84	7,95	PSA
Niederbayern					28,96	26,06	-
Oberbayern	Altenstadt	10,843049	47,804338	6900	8,13	7,32	DWW
Oberbayern	Altenstadt	10,843049	47,804338	6540	7,71	6,93	(DWW)
Oberbayern	Freising	11,716122	48,357176	2750	3,24	2,92	Chemische Wäsche
Oberbayern	Mammendorf	11,153150	48,183664	4500	5,30	4,77	PSA
Oberbayern	Pliening	11,782087	48,209964	7590	8,94	8,05	PSA
Oberbayern	Wolnzach	11,691000	48,626000	14000	16,49	14,85	DWW
Oberbayern					49,81	44,83	-
Oberfranken	Eggolsheim	11,061864	49,757973	3780	4,45	4,01	PSA
Oberfranken	Eggolsheim	11,061864	49,757976	4250	5,01	4,51	(PSA)
Oberfranken					9,46	8,51	-
Oberpfalz	Arnschwang	12,475920	49,161840	7590	8,94	8,05	DWW
Oberpfalz	Kallmünz	11,964660	49,180076	6750	7,95	7,16	keine Angabe
Oberpfalz	Lauterhofen	11,608814	49,359903	4500	5,30	4,77	PSA
Oberpfalz	Schwandorf	12,080000	49,303000	11650	13,73	12,35	PSA
Oberpfalz	Schwarzenfeld	12,117207	49,371019	12760	15,03	13,53	keine Angabe
Oberpfalz					50,96	45,86	-

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Erzeugungsleistung [kWh/h]	CO ₂ -Emissionen - theoretisches Potenzial [ktco ₂ /a]	CO ₂ -Emissionen - technisches Potenzial [ktco ₂ /a]	Aufbereitungsverfahren
Schwaben	Augsburg	10,933528	48,401679	5000	5,89	5,30	Membran
Schwaben	Graben	10,851538	48,200363	5900	6,95	6,26	PSA
Schwaben	Maihingen	10,519125	48,919910	7000	8,25	7,42	DWW
Schwaben	Marktoffingen	10,482556	48,921293	3500	4,12	3,71	DWW
Schwaben	Reimlingen	10,514000	48,830000	7400	8,72	7,85	Membran
Schwaben	Salgen	10,478849	48,115221	5250	6,19	5,57	keine Angabe
Schwaben					40,12	36,11	-
Unterfranken	Unleben	10,252573	50,368113	3800	4,48	4,03	Chemische Wäsche
Unterfranken					4,48	4,03	-
Gesamtergebnis					201,46	181,31	-

Tabelle 22: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Biomethananlage.

Datenquellen: Interne Quellen, [150], [151], [152]

10.6 Biogas-BHKW

Annahmen:

- elektrischer Wirkungsgrad (η_{el}) = 0,4 (*interne Quelle*, durchschnittlicher Wirkungsgrad von Biogas-/Biomethan-BHKW in Bayern)
- unterer Heizwert von Methan (LHV_{CH_4}) = 9,9 kWh/m³ [183]
- CO₂-CH₄-Verhältnis im Biogas = 45/55 (h_{CO_2/CH_4}) (*interne Quelle*, Durchschnittswert unter Berücksichtigung des CO₂-CH₄-Verhältnisses in bayerischen Biogasanlagen)
- Dichte von gasförmigem Kohlendioxid (20°C, 1 atm) (ρ_{CO_2}) = 1,84 kg/m³ [184]
- Dichte von gasförmigem Methan (20°C, 1 atm) (ρ_{CH_4}) = 0,67 kg/m³ [184]
- CO₂/CH₄-Massenverhältnis bei der Verbrennung von Methan zu CO₂ (k_{CO_2/CH_4}) = 2,75 [185]
- CO₂-Abscheidungsrate = 90% (*interne Quelle*, Durchschnittswert unter Berücksichtigung der Rechercheergebnisse zu CO₂-Abscheidungstechnologien, s. **Tabelle 18**)

[In die Tabelle wurden nur Biogas-BHKW mit einer elektrischen Leistung ≥ 1 MW_{el} aufgenommen.]

Berechnungen (pro Anlage):

theoretisches Potenzial [kt/a] = CO₂ im Biogas + CO₂ aus der Verbrennung

CO₂ im Biogas = jährliche Stromproduktion [kWh/a] / (η_{el} * LHV_{CH_4}) * h_{CO_2/CH_4} * ρ_{CO_2} / 1.000.000

CO₂ aus der Verbrennung = jährliche Stromproduktion [kWh/a] / (η_{el} * LHV_{CH_4}) * ρ_{CH_4} * k_{CO_2/CH_4} / 1.000.000

technisches Potenzial [kt/a] = theoretisches Potenzial * CO₂-Abscheidungsrate

Quellen: [183], [184], [185]

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Mittelfranken	Alesheim	49,03008155	10,87535269	1.305,0	4.555.724,0	3,85	3,47
Mittelfranken	Ansbach	49,33413149	10,55055668	1.715,0	4.050.604,0	3,42	3,08
Mittelfranken	Ansbach	49,28070244	10,52722410	1.000,0	5.534.366,0	4,68	4,21
Mittelfranken	Bad Windsheim	49,50936042	10,43578231	2.301,0	4.563.202,0	3,86	3,47
Mittelfranken	Bergen	49,07345494	11,15393193	1.410,0	4.060.183,0	3,43	3,09
Mittelfranken	Burgoberbach	49,20797382	10,58321088	1.350,0	6.420.949,0	5,43	4,89
Mittelfranken	Colmberg	49,34632626	10,45749411	1.030,0	3.796.434,0	3,21	2,89
Mittelfranken	Colmberg	49,34222540	10,39694897	1.500,0	3.019.077,0	2,55	2,3
Mittelfranken	Colmberg	49,35012974	10,41565126	1.070,0	2.576.254,0	2,18	1,96
Mittelfranken	Colmberg	49,37874649	10,38577734	1.300,0	3.588.748,0	3,03	2,73
Mittelfranken	Dentlein a.Forst	49,16933797	10,43153365	1.270,0	4.716.860,0	3,99	3,59
Mittelfranken	Dietenhofen	49,41873565	10,67429990	1.040,0	2.769.747,0	2,34	2,11
Mittelfranken	Dietenhofen	49,41132121	10,72220472	1.000,0	4.670.712,0	3,95	3,55
Mittelfranken	Dinkelsbühl	49,06887743	10,32020901	2.339,0	4.098.790,0	3,47	3,12
Mittelfranken	Dinkelsbühl	49,06714310	10,39424445	2.373,0	7.816.767,0	6,61	5,95
Mittelfranken	Dombühl	49,24858732	10,28730354	2.287,0	4.442.379,0	3,76	3,38
Mittelfranken	Emskirchen	49,53958572	10,69863517	1.390,0	4.409.321,0	3,73	3,36
Mittelfranken	Feuchtwangen	49,12171185	10,28656523	1.129,0	4.021.098,0	3,4	3,06
Mittelfranken	Feuchtwangen	49,18382095	10,30873197	1.210,0	2.788.979,0	2,36	2,12
Mittelfranken	Fürth	49,48322239	10,96008167	1.025,0	4.516.910,0	3,82	3,44
Mittelfranken	Geslau	49,36796815	10,31193352	1.300,0	3.796.639,0	3,21	2,89
Mittelfranken	Gnotzheim	49,06805763	10,70222856	1.100,0	3.218.121,0	2,72	2,45
Mittelfranken	Großhabersdorf	49,41518172	10,78030407	1.800,0	5.611.038,0	4,74	4,27

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Mittelfranken	Gunzenhausen	49,07903066	10,68767666	1.030,0	4.148.374,0	3,51	3,16
Mittelfranken	Haundorf	49,14594665	10,84554993	1.064,0	4.054.953,0	3,43	3,09
Mittelfranken	Herrieden	49,26060061	10,53375071	5.707,0	16.592.222,0	14,03	12,63
Mittelfranken	Herrieden	49,22210821	10,48975057	1.001,0	4.585.014,0	3,88	3,49
Mittelfranken	Herzogenaurach	49,54711888	10,82363951	1.500,0	3.593.012,0	3,04	2,73
Mittelfranken	Ipsheim	49,53834467	10,46578249	1.485,0	3.927.443,0	3,32	2,99
Mittelfranken	Langenzenn	49,45903480	10,77858058	1.141,0	4.148.345,0	3,51	3,16
Mittelfranken	Langenzenn	49,50283846	10,77770965	1.079,0	4.013.284,0	3,39	3,05
Mittelfranken	Leutershausen	49,32871812	10,40108107	1.240,0	4.633.015,0	3,92	3,53
Mittelfranken	Leutershausen	49,29993262	10,41362113	1.302,0	6.171.854,0	5,22	4,7
Mittelfranken	Leutershausen	49,27460399	10,43960999	1.140,0	4.382.564,0	3,71	3,33
Mittelfranken	Markt Nordheim	49,55299225	10,30232415	1.999,0	3.977.532,0	3,36	3,03
Mittelfranken	Markt Nordheim	49,55303752	10,30229770	1.030,0	3.913.634,0	3,31	2,98
Mittelfranken	Meinheim	49,02647563	10,80245231	1.300,0	2.694.344,0	2,28	2,05
Mittelfranken	Meinheim	49,02433570	10,80122592	1.450,0	5.388.052,0	4,56	4,1
Mittelfranken	Merkendorf	49,19673310	10,68710771	1.035,0	3.562.531,0	3,01	2,71
Mittelfranken	Merkendorf	49,20360274	10,70142727	1.802,0	2.594.334,0	2,19	1,97
Mittelfranken	Merkendorf	49,18777037	10,66997669	1.280,0	3.771.197,0	3,19	2,87
Mittelfranken	Möhrendorf	49,63244502	11,00240644	1.002,0	2.993.818,0	2,53	2,28
Mittelfranken	Mühlhausen	49,75089563	10,75753843	1.165,0	4.344.703,0	3,67	3,31
Mittelfranken	Neuendettelsau	49,28370316	10,82394124	1.325,0	4.320.225,0	3,65	3,29
Mittelfranken	Neustadt a.d.Aisch	49,56108240	10,60166643	2.636,0	4.199.859,0	3,55	3,2
Mittelfranken	Oberdachstetten	49,40076882	10,44515611	1.140,0	2.858.009,0	2,42	2,17

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Mittelfranken	Oberdachstetten	49,40070460	10,44813146	1.480,0	5.157.528,0	4,36	3,92
Mittelfranken	Oberdachstetten	49,40891643	10,42431682	1.325,0	4.868.346,0	4,12	3,7
Mittelfranken	Obernzen	49,44598798	10,49891070	1.248,0	k.A.	-	-
Mittelfranken	Obernzen	49,44816069	10,49297532	1.530,0	7.105.210,0	6,01	5,41
Mittelfranken	Obernzen	49,44954878	10,52310931	1.030,0	4.414.400,0	3,73	3,36
Mittelfranken	Ohrenbach	49,46664957	10,21279218	1.175,0	4.230.575,0	3,58	3,22
Mittelfranken	Ohrenbach	49,47630025	10,21547390	1.230,0	3.811.269,0	3,22	2,9
Mittelfranken	Pappenheim	48,91895237	11,02877306	1.698,0	5.099.673,0	4,31	3,88
Mittelfranken	Petersaurach	49,31857710	10,66879568	1.300,0	3.414.891,0	2,89	2,6
Mittelfranken	Polsingen	48,94147154	10,71324111	1.095,0	4.380.957,0	3,7	3,33
Mittelfranken	Polsingen	48,91222802	10,68492948	2.090,0	4.129.826,0	3,49	3,14
Mittelfranken	Polsingen	48,92121232	10,69556573	2.000,0	4.635.571,0	3,92	3,53
Mittelfranken	Polsingen	48,92126430	10,69508970	2.245,0	4.020.754,0	3,4	3,06
Mittelfranken	Raitenbuch	49,01844608	11,13142174	1.590,0	4.832.368,0	4,09	3,68
Mittelfranken	Röckingen	49,05334479	10,56330597	1.180,0	3.134.879,0	2,65	2,39
Mittelfranken	Rohr	49,32576908	10,89922350	1.030,0	2.749.178,0	2,32	2,09
Mittelfranken	Schnelldorf	49,23211603	10,13278130	1.900,0	4.530.325,0	3,83	3,45
Mittelfranken	Schnelldorf	49,18868040	10,22916293	1.060,0	5.362.692,0	4,53	4,08
Mittelfranken	Schnelldorf	49,18377843	10,23668518	1.000,0	4.869.224,0	4,12	3,7
Mittelfranken	Simmershofen	49,53427621	10,12544502	1.015,0	4.889.711,0	4,13	3,72
Mittelfranken	Steinsfeld	49,44928207	10,24056457	1.264,0	5.160.066,0	4,36	3,93
Mittelfranken	Sugenheim	49,57198818	10,38760351	1.135,0	3.405.133,0	2,88	2,59
Mittelfranken	Theilenhofen	49,07519969	10,82528944	1.160,0	4.617.123,0	3,9	3,51

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Mittelfranken	Treuchtlingen	48,99416458	10,90141474	1.050,0	3.427.678,0	2,9	2,61
Mittelfranken	Treuchtlingen	48,95754674	10,91517250	1.200,0	5.209.738,0	4,4	3,96
Mittelfranken	Uffenheim	49,49799745	10,17800444	1.460,0	4.411.730,0	3,73	3,36
Mittelfranken	Unterschwaningen	49,09337515	10,60989056	1.110,0	4.603.335,0	3,89	3,5
Mittelfranken	Weihenzell	49,34891674	10,66274455	1.250,0	4.583.101,0	3,87	3,49
Mittelfranken	Weihenzell	49,35170441	10,62550807	1.520,0	4.802.858,0	4,06	3,65
Mittelfranken	Weihenzell	49,35186906	10,60082386	2.741,0	4.255.263,0	3,6	3,24
Mittelfranken	Weihenzell	49,35199631	10,60137879	1.580,0	k.A.	-	-
Mittelfranken	Weiltingen	49,04426924	10,45807318	1.030,0	4.423.662,0	3,74	3,37
Mittelfranken	Westheim	48,96961178	10,69374963	1.160,0	4.382.102,0	3,7	3,33
Mittelfranken	Westheim	49,02732501	10,69232917	2.411,0	5.989.815,0	5,06	4,56
Mittelfranken	Wilhermsdorf	49,46784257	10,72265367	1.190,0	3.338.366,0	2,82	2,54
Mittelfranken	Windelsbach	49,41356941	10,25569837	1.151,0	2.531.329,0	2,14	1,93
Mittelfranken	Windelsbach	49,41174801	10,26435114	1.151,0	2.718.217,0	2,3	2,07
Mittelfranken	Wittelshofen	49,05872867	10,47623669	1.030,0	3.167.763,0	2,68	2,41
Mittelfranken	Wolframs-Eschenbach	49,23670509	10,73843441	1.070,0	3.693.229,0	3,12	2,81
Mittelfranken						307,97	277,17
Niederbayern	Adlkofen	48,54969438	12,27558848	1.335,0	4.888.134,0	4,13	3,72
Niederbayern	Adlkofen	48,50736568	12,28383898	1.150,0	5.017.523,0	4,24	3,82
Niederbayern	Arnstorf	48,57141112	12,79692074	1.310,0	4.099.381,0	3,47	3,12
Niederbayern	Bad Birnbach	48,44288785	13,06655362	1.154,0	2.972.190,0	2,51	2,26
Niederbayern	Bad Griesbach i.Rottal	48,46927305	13,23495938	1.300,0	4.431.285,0	3,75	3,37
Niederbayern	Biburg	48,78344916	11,86255172	2.992,0	11.471.581,0	9,7	8,73

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Niederbayern	Eichendorf	48,64845425	12,84121045	1.100,0	4.024.040,0	3,4	3,06
Niederbayern	Eichendorf	48,63172917	12,76380501	2.204,0	4.422.082,0	3,74	3,36
Niederbayern	Eichendorf	48,64673795	12,81436799	1.590,0	4.011.885,0	3,39	3,05
Niederbayern	Eichendorf	48,64672897	12,81436731	1.250,0	5.080.381,0	4,3	3,87
Niederbayern	Eichendorf	48,63836587	12,76586085	1.704,0	4.512.792,0	3,82	3,43
Niederbayern	Elsendorf	48,68496177	11,85969256	1.407,0	8.099.261,0	6,85	6,16
Niederbayern	Essenbach	48,60338550	12,27307950	1.150,0	5.755.484,0	4,87	4,38
Niederbayern	Falkenberg	48,46519018	12,70564088	1.237,0	4.815.701,0	4,07	3,66
Niederbayern	Falkenberg	48,45436204	12,77265549	1.648,0	4.839.951,0	4,09	3,68
Niederbayern	Irlbach	48,84660872	12,74715628	1.136,0	4.048.445,0	3,42	3,08
Niederbayern	Kelheim	48,88399576	11,88200136	1.120,0	4.497.459,0	3,8	3,42
Niederbayern	Kelheim	48,88480665	11,79985033	1.025,0	5.098.326,0	4,31	3,88
Niederbayern	Kelheim	48,91188925	11,76177937	2.360,0	6.702.664,0	5,67	5,1
Niederbayern	Kirchdorf a.Inn	48,24266251	12,95998755	1.020,0	4.355.522,0	3,68	3,31
Niederbayern	Künzing	48,64487143	13,04645414	1.137,0	4.325.417,0	3,66	3,29
Niederbayern	Landau a.d.Isar	48,65427806	12,70090377	1.200,0	4.304.383,0	3,64	3,28
Niederbayern	Landau a.d.Isar	48,61938195	12,72208675	1.129,0	4.440.088,0	3,75	3,38
Niederbayern	Leiblfing	48,75649616	12,58824641	1.049,0	2.401.544,0	2,03	1,83
Niederbayern	Massing	48,41460889	12,60978256	1.137,0	4.191.680,0	3,54	3,19
Niederbayern	Massing	48,40516953	12,61292486	1.700,0	3.698.988,0	3,13	2,81
Niederbayern	Mengkofen	48,71928202	12,36628533	1.116,0	6.264.440,0	5,3	4,77
Niederbayern	Moosthenning	48,69796877	12,42563675	1.187,5	6.256.826,0	5,29	4,76
Niederbayern	Neufahrn i.NB	48,73503503	12,21240168	1.511,0	4.316.554,0	3,65	3,28

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Niederbayern	Neufahrn i.NB	48,71542221	12,14222651	1.050,0	3.743.072,0	3,16	2,85
Niederbayern	Niederaichbach	48,57951029	12,34513160	1.137,0	4.916.001,0	4,16	3,74
Niederbayern	Ortenburg	48,53509960	13,17258063	1.160,0	4.496.381,0	3,8	3,42
Niederbayern	Osterhofen	48,72507211	13,00293630	1.344,0	7.218.333,0	6,1	5,49
Niederbayern	Passau	48,59972153	13,39032216	2.984,0	11.446.075,0	9,68	8,71
Niederbayern	Pfeffenhausen	48,62721861	11,91479022	1.457,0	5.061.961,0	4,28	3,85
Niederbayern	Pfeffenhausen	48,63460434	11,95891451	1.490,0	5.074.321,0	4,29	3,86
Niederbayern	Pfeffenhausen	48,62721861	11,91479022	1.237,0	4.427.951,0	3,74	3,37
Niederbayern	Pilsting	48,70046615	12,61432699	1.145,0	4.427.217,0	3,74	3,37
Niederbayern	Pocking	48,40914587	13,34416333	1.030,0	4.163.232,0	3,52	3,17
Niederbayern	Regen	48,95648831	13,15927393	1.624,0	5.159.235,0	4,36	3,93
Niederbayern	Reisbach	48,58183460	12,64073184	1.400,0	5.009.981,0	4,24	3,81
Niederbayern	Reisbach	48,60831139	12,64602962	1.650,0	3.572.581,0	3,02	2,72
Niederbayern	Rimbach	48,44223532	12,67056191	1.237,0	4.366.611,0	3,69	3,32
Niederbayern	Rimbach	48,44055399	12,66995373	1.174,0	3.412.192,0	2,88	2,6
Niederbayern	Schönau	48,50510461	12,84413534	1.080,0	4.318.200,0	3,65	3,29
Niederbayern	Simbach	48,57187978	12,72259416	1.789,0	5.036.640,0	4,26	3,83
Niederbayern	Straubing	48,90117915	12,62415588	1.320,0	3.891.326,0	3,29	2,96
Niederbayern	Teugn	48,89547423	12,03896150	1.030,0	4.198.043,0	3,55	3,19
Niederbayern	Teugn	48,89292866	12,01255353	1.060,0	3.714.867,0	3,14	2,83
Niederbayern	Velden	48,33686249	12,26407660	1.460,0	3.525.102,0	2,98	2,68
Niederbayern	Volkenschwand	48,61335874	11,85499196	4.397,0	9.990.346,0	8,45	7,6
Niederbayern	Wallersdorf	48,69403063	12,80798103	1.240,0	4.801.141,0	4,06	3,65

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Niederbayern	Weihmichl	48,60833095	12,03321057	1.049,0	4.037.893,0	3,41	3,07
Niederbayern	Wildenberg	48,75038273	11,90818466	1.365,5	6.412.141,0	5,42	4,88
Niederbayern	Windorf	48,66925064	13,25097445	1.513,0	3.168.335,0	2,68	2,41
Niederbayern	Wurmannsquick	48,35001177	12,78330988	1.099,0	4.531.995,0	3,83	3,45
Niederbayern						234,58	211,12
Oberbayern	Adelshofen	48,19467236	11,08772079	1.160,0	4.374.742,0	3,7	3,33
Oberbayern	Altenstadt	47,84322922	10,87170744	2.291,0	5.921.712,0	5,01	4,51
Oberbayern	Altenstadt	47,80341604	10,84375197	1.150,0	293.236,0	0,25	0,22
Oberbayern	Amerang	48,02805207	12,30586998	1.045,0	3.581.613,0	3,03	2,73
Oberbayern	Burgheim	48,69289651	11,04030028	1.040,0	3.880.502,0	3,28	2,95
Oberbayern	Dorfen	48,28469928	12,21684923	1.000,0	3.716.363,0	3,14	2,83
Oberbayern	Dorfen	48,29525587	12,17050381	1.200,0	3.385.918,0	2,86	2,58
Oberbayern	Dorfen	48,28406182	12,21519129	2.226,0	8.168.152,0	6,91	6,22
Oberbayern	Dorfen	48,27662667	12,21785168	1.570,0	4.245.590,0	3,59	3,23
Oberbayern	Dorfen	48,28330936	12,22149405	1.966,0	4.029.734,0	3,41	3,07
Oberbayern	Dorfen	48,28967761	12,21837574	1.060,0	4.560.678,0	3,86	3,47
Oberbayern	Egenhofen	48,27529722	11,21752815	1.610,0	4.145.410,0	3,5	3,15
Oberbayern	Egling a.d.Paar	48,18293876	10,99611874	1.438,0	6.148.113,0	5,2	4,68
Oberbayern	Eitting	48,37142619	11,86225523	3.041,0	11.102.879,0	9,39	8,45
Oberbayern	Eurasburg	47,79468920	11,40328068	1.437,0	3.971.527,0	3,36	3,02
Oberbayern	Feldkirchen-Westerham	47,91035913	11,88524858	1.631,0	4.098.939,0	3,47	3,12
Oberbayern	Feldkirchen-Westerham	47,91108890	11,89485901	1.694,0	3.181.277,0	2,69	2,42
Oberbayern	Feldkirchen-Westerham	47,91159886	11,87744747	4.523,0	13.650.702,0	11,54	10,39

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Oberbayern	Fraunberg	48,35117879	11,96736140	1.295,0	4.418.505,0	3,74	3,36
Oberbayern	Freising	48,36266685	11,71785555	1.140,0	3.805.239,0	3,22	2,9
Oberbayern	Fridolfing	48,02479178	12,81193525	1.210,0	3.883.230,0	3,28	2,95
Oberbayern	Fuchstal	47,94511963	10,84956414	1.000,0	5.865.010,0	4,96	4,46
Oberbayern	Gaimersheim	48,81002536	11,35842736	1.050,0	4.251.076,0	3,59	3,23
Oberbayern	Hohenpolding	48,40790073	12,11370285	1.075,0	4.016.510,0	3,4	3,06
Oberbayern	Hurlach	48,11738341	10,80173793	1.220,0	7.555.617,0	6,39	5,75
Oberbayern	Ismaning	48,22590510	11,67426988	1.000,0	4.587.398,0	3,88	3,49
Oberbayern	Kastl	48,18332978	12,66832347	1.082,0	2.932.864,0	2,48	2,23
Oberbayern	Kastl	48,18684364	12,67550509	1.057,0	4.351.908,0	3,68	3,31
Oberbayern	Kastl	48,19797300	12,68708387	1.023,0	3.846.637,0	3,25	2,93
Oberbayern	Kienberg	48,03703859	12,44127983	1.474,0	4.815.344,0	4,07	3,66
Oberbayern	Kirchweidach	48,09735115	12,64013636	1.026,0	3.825.579,0	3,23	2,91
Oberbayern	Langenpreising	48,42968210	11,96542991	1.096,0	4.423.228,0	3,74	3,37
Oberbayern	Lengdorf	48,29298480	12,06383610	1.240,0	6.531.866,0	5,52	4,97
Oberbayern	Maisach	48,25758160	11,25725089	1.470,0	3.498.519,0	2,96	2,66
Oberbayern	Markt Indersdorf	48,34316872	11,39151501	1.999,0	5.351.496,0	4,52	4,07
Oberbayern	Moosinning	48,27172547	11,79068797	2.639,0	10.566.903,0	8,93	8,04
Oberbayern	Moosinning	48,28325219	11,85550147	1.060,0	4.324.419,0	3,66	3,29
Oberbayern	Oberneukirchen	48,18316675	12,49617966	1.700,0	3.894.069,0	3,29	2,96
Oberbayern	Obertaufkirchen	48,24901028	12,25300606	1.227,0	4.191.100,0	3,54	3,19
Oberbayern	Pleiskirchen	48,31067755	12,58495383	1.660,0	5.664.624,0	4,79	4,31
Oberbayern	Polling	48,19790465	12,52274406	1.526,0	4.606.459,0	3,89	3,51

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Oberbayern	Rattenkirchen	48,26070217	12,32611563	1.934,0	7.919.737,0	6,7	6,03
Oberbayern	Reichersbeuern	47,78004753	11,60966730	1.200,0	6.171.363,0	5,22	4,7
Oberbayern	Scheyern	48,52371493	11,43466884	1.480,0	4.142.511,0	3,5	3,15
Oberbayern	Schnaitsee	48,08901329	12,42300467	1.972,0	4.597.720,0	3,89	3,5
Oberbayern	Schnaitsee	48,09144497	12,36327335	1.294,0	4.778.917,0	4,04	3,64
Oberbayern	Schnaitsee	48,10272953	12,36848405	1.100,0	4.438.266,0	3,75	3,38
Oberbayern	Schnaitsee	48,09029856	12,39457471	1.837,0	4.816.301,0	4,07	3,66
Oberbayern	Schnaitsee	48,06709698	12,42977936	1.262,0	4.712.459,0	3,98	3,59
Oberbayern	Schwindegg	48,27992106	12,31528523	2.264,0	7.746.988,0	6,55	5,89
Oberbayern	Schwindegg	48,26203715	12,22534420	1.700,0	6.444.750,0	5,45	4,9
Oberbayern	Stammham	48,84077469	11,44993950	1.274,0	5.202.210,0	4,4	3,96
Oberbayern	Sulzemoos	48,28007404	11,23198324	1.595,0	5.592.053,0	4,73	4,25
Oberbayern	Tacherting	48,10300838	12,51699944	1.800,0	4.449.908,0	3,76	3,39
Oberbayern	Taufkirchen	48,14338951	12,43846827	1.237,0	5.059.723,0	4,28	3,85
Oberbayern	Taufkirchen (Vils)	48,35301197	12,18430877	1.082,0	4.087.166,0	3,46	3,11
Oberbayern	Tittmoning	47,99477015	12,76150747	1.321,0	4.797.265,0	4,06	3,65
Oberbayern	Trostberg	48,02975532	12,58769959	1.292,0	3.389.969,0	2,87	2,58
Oberbayern	Tüßling	48,19653846	12,63357201	1.130,0	4.330.819,0	3,66	3,3
Oberbayern	Vaterstetten	48,15194677	11,80753944	1.520,0	4.427.077,0	3,74	3,37
Oberbayern	Waging a.See	47,91034183	12,78194652	1.140,0	5.098.701,0	4,31	3,88
Oberbayern	Walpertskirchen	48,26721276	11,96580863	1.220,0	3.166.988,0	2,68	2,41
Oberbayern	Weichs	48,39386407	11,43890715	1.680,0	6.302.303,0	5,33	4,8
Oberbayern	Weil	48,15556568	10,93793360	1.401,0	3.101.841,0	2,62	2,36

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Oberbayern	Weil	48,12162679	10,91217210	1.050,0	4.472.567,0	3,78	3,4
Oberbayern	Winhöring	48,25734767	12,62005619	2.623,0	5.079.989,0	4,29	3,87
Oberbayern	Wolnzach	48,57183476	11,58233198	1.661,0	6.596.458,0	5,58	5,02
Oberbayern						282,88	254,59
Oberfranken	Altenkunstadt	50,10954530	11,26765280	1.625,0	4.429.552,0	3,74	3,37
Oberfranken	Ebersdorf b.Coburg	50,24232281	11,07054649	2.151,0	6.744.087,0	5,7	5,13
Oberfranken	Frensdorf	49,82305874	10,85870085	1.582,0	2.803.813,0	2,37	2,13
Oberfranken	Großheirath	50,17675015	10,90123075	1.049,0	4.561.803,0	3,86	3,47
Oberfranken	Hallerndorf	49,73717965	10,95870613	2.415,0	4.452.979,0	3,76	3,39
Oberfranken	Heinersreuth	49,96317715	11,51401844	1.890,0	4.971.748,0	4,2	3,78
Oberfranken	Heinersreuth	49,96122155	11,54264226	2.092,0	8.308.201,0	7,02	6,32
Oberfranken	Hof	50,34766279	11,91251730	1.050,0	3.260.391,0	2,76	2,48
Oberfranken	Hof	50,34766279	11,91251730	1.160,0	4.015.022,0	3,39	3,06
Oberfranken	Hof	50,34766279	11,91251730	1.200,0	5.453.645,0	4,61	4,15
Oberfranken	Lichtenfels	50,18467338	11,00712816	1.265,0	3.430.386,0	2,9	2,61
Oberfranken	Marktredwitz	49,97753672	12,09308395	1.310,0	4.792.016,0	4,05	3,65
Oberfranken	Meeder	50,30628802	10,96036440	2.438,0	4.924.173,0	4,16	3,75
Oberfranken	Münchberg	50,22303789	11,76186791	1.364,0	5.058.934,0	4,28	3,85
Oberfranken	Neustadt b.Coburg	50,30048226	11,11303711	1.514,0	3.917.552,0	3,31	2,98
Oberfranken	Pettstadt	49,83476088	10,95547002	1.110,0	3.846.678,0	3,25	2,93
Oberfranken	Regnitzlosau	50,29367571	12,05142679	1.661,0	6.333.292,0	5,35	4,82
Oberfranken	Rehau	50,24586731	12,02544746	1.274,0	121.876,0	0,1	0,09
Oberfranken	Röslau	50,07817159	11,95850656	1.200,0	4.249.557,0	3,59	3,23

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Oberfranken	Selb	50,19160942	12,14801795	1.000,0	4.365.785,0	3,69	3,32
Oberfranken	Seßlach	50,19465065	10,85161278	1.050,0	4.187.115,0	3,54	3,19
Oberfranken	Wattendorf	50,03007270	11,12661345	1.101,0	5.256.802,0	4,44	4,0
Oberfranken						84,11	75,7
Oberpfalz	Arnschwang	49,27417997	12,80183241	1.100,0	8.415.919,0	7,12	6,4
Oberpfalz	Arnschwang	49,27167621	12,79998955	4.786,0	7.418.239,0	6,27	5,64
Oberpfalz	Berching	49,11215241	11,40121550	1.127,9	5.310.049,0	4,49	4,04
Oberpfalz	Birgland	49,47287429	11,60737542	1.210,0	5.385.918,0	4,55	4,1
Oberpfalz	Breitenbrunn	49,10515304	11,55940325	1.520,0	4.768.562,0	4,03	3,63
Oberpfalz	Breitenbrunn	49,10376581	11,57282869	1.545,0	5.034.250,0	4,26	3,83
Oberpfalz	Eslarn	49,57383666	12,48541598	2.095,0	7.115.219,0	6,02	5,41
Oberpfalz	Falkenberg	49,86830495	12,23782732	2.440,0	4.723.382,0	3,99	3,59
Oberpfalz	Freystadt	49,23274534	11,30027505	1.325,0	3.002.764,0	2,54	2,28
Oberpfalz	Furth im Wald	49,27230753	12,88023759	1.370,0	4.023.027,0	3,4	3,06
Oberpfalz	Furth im Wald	49,28821852	12,87026299	1.020,0	2.802.151,0	2,37	2,13
Oberpfalz	Hahnbach	49,53450786	11,85457374	1.150,0	2.811.108,0	2,38	2,14
Oberpfalz	Hirschau	49,59783852	11,95082748	1.050,0	4.627.783,0	3,91	3,52
Oberpfalz	Kastl	49,37694401	11,73431874	1.010,0	4.492.270,0	3,8	3,42
Oberpfalz	Kemnath	49,85633541	11,88430054	1.210,0	3.515.616,0	2,97	2,68
Oberpfalz	Leonberg	49,93566634	12,28849457	1.130,0	4.423.324,0	3,74	3,37
Oberpfalz	Lupburg	49,17432207	11,75052228	1.138,0	4.910.925,0	4,15	3,74
Oberpfalz	Mähring	49,89550901	12,45614894	1.385,0	5.582.247,0	4,72	4,25
Oberpfalz	Mintraching	48,94453078	12,24032007	2.095,0	4.866.932,0	4,11	3,7

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Oberpfalz	Moosbach	49,57059995	12,41327302	2.003,0	4.779.685,0	4,04	3,64
Oberpfalz	Neualbenreuth	49,96583081	12,36314857	1.145,0	569.894,0	0,48	0,43
Oberpfalz	Neunburg vorm Wald	49,35835844	12,43278783	1.269,9	2.758.421,0	2,33	2,1
Oberpfalz	Niedermurach	49,44539432	12,33748571	1.175,0	4.631.224,0	3,92	3,52
Oberpfalz	Pirk	49,64055002	12,16701865	2.308,0	5.109.159,0	4,32	3,89
Oberpfalz	Pleystein	49,65360804	12,44121277	2.070,0	3.696.068,0	3,12	2,81
Oberpfalz	Plößberg	49,81227623	12,29575820	1.560,0	3.832.120,0	3,24	2,92
Oberpfalz	Plößberg	49,80654613	12,21866042	1.310,0	5.112.368,0	4,32	3,89
Oberpfalz	Roding	49,16652000	12,52852097	1.999,0	5.370.253,0	4,54	4,09
Oberpfalz	Roding	49,18807327	12,52987689	1.950,0	7.023.741,0	5,94	5,34
Oberpfalz	Schönthal	49,36172632	12,61114478	1.540,0	3.691.265,0	3,12	2,81
Oberpfalz	Schorndorf	49,19705419	12,57715763	1.090,0	3.980.360,0	3,37	3,03
Oberpfalz	Schwandorf	49,27832293	12,06461067	1.250,0	4.199.921,0	3,55	3,2
Oberpfalz	Schwandorf	49,32671111	12,01394565	1.381,0	5.258.792,0	4,45	4,0
Oberpfalz	Tirschenreuth	49,83504785	12,30583393	1.060,0	4.571.292,0	3,86	3,48
Oberpfalz	Tirschenreuth	49,87487554	12,37789719	2.170,0	5.986.461,0	5,06	4,56
Oberpfalz	Traritz	49,79673528	11,88827467	1.800,0	5.910.758,0	5,0	4,5
Oberpfalz	Traritz	49,80277169	11,86764573	1.149,0	3.936.965,0	3,33	3,0
Oberpfalz	Vohenstrauß	49,64216869	12,27463391	1.660,0	7.009.217,0	5,93	5,33
Oberpfalz	Waidhaus	49,67978490	12,51320860	1.172,0	3.516.512,0	2,97	2,68
Oberpfalz	Wernberg-Köblitz	49,56702435	12,21764222	1.470,0	5.570.671,0	4,71	4,24
Oberpfalz	Wiesau	49,88846499	12,19935178	2.218,0	4.367.995,0	3,69	3,32
Oberpfalz						164,11	147,7

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Schwaben	Aichach	48,44085463	11,14079494	1.610,0	4.444.379,0	3,76	3,38
Schwaben	Alerheim	48,85377625	10,61536132	1.053,0	4.308.197,0	3,64	3,28
Schwaben	Altenstadt	48,18641464	10,14986953	1.150,0	5.001.610,0	4,23	3,81
Schwaben	Asbach-Bäumenheim	48,70373230	10,82736337	2.238,0	7.583.171,0	6,41	5,77
Schwaben	Auhausen	49,00421178	10,63572880	1.381,0	5.229.969,0	4,42	3,98
Schwaben	Bächingen a.d.Brenz	48,54237028	10,30305739	1.400,0	10.067.858,0	8,51	7,66
Schwaben	Bad Grönenbach	47,88822515	10,23564798	1.184,0	6.742.280,0	5,7	5,13
Schwaben	Bad Wörishofen	48,00856909	10,63881155	1.355,0	5.454.221,0	4,61	4,15
Schwaben	Baisweil	47,96076802	10,56967566	1.484,0	5.909.647,0	5,0	4,5
Schwaben	Bissingen	48,68905103	10,56918383	1.030,0	4.194.429,0	3,55	3,19
Schwaben	Buch	48,23800308	10,16601515	1.848,0	4.538.426,0	3,84	3,45
Schwaben	Buch	48,21282145	10,17121819	1.456,0	5.348.904,0	4,52	4,07
Schwaben	Buch	48,22388739	10,17214387	1.516,0	4.824.652,0	4,08	3,67
Schwaben	Buchloe	48,04702327	10,71651650	1.052,0	8.943.524,0	7,56	6,81
Schwaben	Dasing	48,38069337	11,02280432	2.105,0	9.670.734,0	8,18	7,36
Schwaben	Dillingen a.d.Donau	48,55482481	10,49593864	2.125,0	4.677.513,0	3,95	3,56
Schwaben	Donauwörth	48,68491724	10,78510520	1.170,0	4.289.116,0	3,63	3,26
Schwaben	Ellzee	48,34356063	10,32502692	1.174,0	3.671.671,0	3,1	2,79
Schwaben	Ellzee	48,33380388	10,29457603	1.170,0	4.394.031,0	3,71	3,34
Schwaben	Ellzee	48,32170927	10,30912253	1.174,0	3.199.612,0	2,71	2,43
Schwaben	Erkheim	48,02336524	10,32929874	2.564,0	8.215.816,0	6,95	6,25
Schwaben	Eurasburg	48,33335149	11,13225421	1.180,0	4.799.793,0	4,06	3,65
Schwaben	Finningen	48,64669787	10,48833628	1.960,0	4.315.990,0	3,65	3,28

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Schwaben	Germaringen	47,93445870	10,68706579	1.100,0	4.133.063,0	3,49	3,14
Schwaben	Hawangen	47,97320155	10,26666970	1.055,0	3.177.489,0	2,69	2,42
Schwaben	Hawangen	47,97885482	10,26804084	1.035,0	4.054.000,0	3,43	3,08
Schwaben	Höchstädt a.d.Donau	48,62235761	10,53190003	1.701,0	6.409.945,0	5,42	4,88
Schwaben	Höchstädt a.d.Donau	48,61961839	10,53086726	1.468,0	4.976.022,0	4,21	3,79
Schwaben	Holzheim	48,51852990	10,57170950	1.350,0	5.208.916,0	4,4	3,96
Schwaben	Holzheim	48,51857198	10,53459079	4.474,0	10.871.337,0	9,19	8,27
Schwaben	Horgau	48,39893426	10,65073387	1.262,0	4.648.503,0	3,93	3,54
Schwaben	Ichenhausen	48,36856226	10,26924859	1.360,0	4.002.081,0	3,38	3,05
Schwaben	Illertissen	48,20305993	10,13075370	2.689,0	10.677.722,0	9,03	8,12
Schwaben	Irsee	47,91962737	10,56069373	1.040,0	2.542.605,0	2,15	1,93
Schwaben	Jengen	47,98869985	10,66959955	1.250,0	4.549.492,0	3,85	3,46
Schwaben	Jengen	47,97318641	10,73286652	1.055,0	4.373.098,0	3,7	3,33
Schwaben	Kempten (Allgäu)	47,77117279	10,28898312	1.020,0	5.036.092,0	4,26	3,83
Schwaben	Kühbach	48,49316518	11,17671613	1.894,0	8.553.987,0	7,23	6,51
Schwaben	Langerringen	48,16002308	10,75988816	1.060,0	4.685.442,0	3,96	3,57
Schwaben	Lauben	48,05279325	10,28201358	1.170,0	4.690.581,0	3,97	3,57
Schwaben	Laugna	48,51242797	10,67579939	1.401,0	3.100.772,0	2,62	2,36
Schwaben	Laugna	48,53612803	10,70321566	1.110,0	4.661.621,0	3,94	3,55
Schwaben	Maihingen	48,92024323	10,51852192	3.080,0	2.002.623,0	1,69	1,52
Schwaben	Marktoberdorf	47,76460003	10,60089055	1.460,0	3.984.376,0	3,37	3,03
Schwaben	Marktoffingen	48,94496973	10,45889226	1.100,0	4.319.325,0	3,65	3,29
Schwaben	Marktoffingen	48,92154960	10,48312316	1.160,0	4.458.509,0	3,77	3,39

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Schwaben	Marktoffingen	48,95459161	10,45706921	2.134,0	6.282.427,0	5,31	4,78
Schwaben	Meitingen	48,51434059	10,83922774	1.160,0	2.960.977,0	2,5	2,25
Schwaben	Memmingerberg	47,98848805	10,22605745	1.498,0	4.526.760,0	3,83	3,44
Schwaben	Mering	48,26366814	10,96873965	1.194,0	5.235.578,0	4,43	3,98
Schwaben	Mertingen	48,66926999	10,79795876	1.590,0	8.773.921,0	7,42	6,68
Schwaben	Mertingen	48,66926999	10,79795876	2.024,0	7.567.697,0	6,4	5,76
Schwaben	Mönchsdeggingen	48,78244540	10,55842605	1.030,0	3.828.962,0	3,24	2,91
Schwaben	Mönchsdeggingen	48,75459609	10,64299579	2.658,0	8.595.642,0	7,27	6,54
Schwaben	Monheim	48,82690891	10,86026259	1.140,0	3.598.466,0	3,04	2,74
Schwaben	Niederschönenfeld	48,71675417	10,93563746	1.077,0	7.844.542,0	6,63	5,97
Schwaben	Nördlingen	48,86818070	10,52136383	1.435,0	3.458.385,0	2,92	2,63
Schwaben	Nördlingen	48,86408209	10,51288099	2.111,0	4.709.075,0	3,98	3,58
Schwaben	Nördlingen	48,85990496	10,51035542	1.471,0	4.259.705,0	3,6	3,24
Schwaben	Nördlingen	48,80356398	10,51082795	1.025,0	3.461.345,0	2,93	2,63
Schwaben	Oettingen i.Bay.	48,97380118	10,61234924	1.350,0	3.804.876,0	3,22	2,9
Schwaben	Osterberg	48,13297462	10,16476404	1.746,0	5.219.907,0	4,41	3,97
Schwaben	Pleß	48,09105499	10,16225914	1.065,0	3.874.059,0	3,28	2,95
Schwaben	Rain	48,66641463	10,96026185	2.111,0	4.351.758,0	3,68	3,31
Schwaben	Rain	48,69782062	10,90786530	1.364,0	3.593.009,0	3,04	2,73
Schwaben	Reimlingen	48,83039929	10,51362423	2.128,0	3.784.010,0	3,2	2,88
Schwaben	Ruderatshofen	47,80782331	10,59783770	1.504,0	3.844.166,0	3,25	2,93
Schwaben	Salgen	48,11559758	10,47872129	1.520,0	5.280.340,0	4,46	4,02
Schwaben	Thannhausen	48,25429634	10,49283492	1.486,0	5.923.432,0	5,01	4,51

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Schwaben	Ungerhauser Wald	47,98546929	10,27442149	1.055,0	2.762.530,0	2,34	2,1
Schwaben	Untrasried	47,84806598	10,36080914	1.030,0	4.837.742,0	4,09	3,68
Schwaben	Wallerstein	48,88445105	10,48648619	2.874,0	10.029.304,0	8,48	7,63
Schwaben	Wechingen	48,89197554	10,60691889	1.953,0	8.208.581,0	6,94	6,25
Schwaben	Wertingen	48,53307827	10,67809297	1.049,0	4.163.799,0	3,52	3,17
Schwaben	Wertingen	48,53921658	10,64928941	1.050,0	4.161.795,0	3,52	3,17
Schwaben	Wertingen	48,53800152	10,68657408	1.315,0	5.300.617,0	4,48	4,03
Schwaben	Westendorf	48,56155615	10,83755093	1.701,0	5.647.543,0	4,77	4,3
Schwaben	Wildpoldsried	47,79455209	10,41402520	1.335,0	2.716.813,0	2,3	2,07
Schwaben	Wolfersstadt	48,91281312	10,74359872	1.701,0	6.331.303,0	5,35	4,82
Schwaben	Wolfertschwenden	47,89147874	10,26407320	1.315,0	5.303.124,0	4,48	4,04
Schwaben	Ziertheim	48,66093350	10,40427088	1.136,0	4.582.734,0	3,87	3,49
Schwaben	Ziertheim	48,66147652	10,40548107	1.136,0	6.997.895,0	5,92	5,32
Schwaben						364,19	327,77
Unterfranken	Aschaffenburg	49,98889239	9,153507977	1.059,0	4.710.110,0	3,98	3,58
Unterfranken	Bad Königshofen i.Grabfeld	50,29343811	10,48008224	1.526,0	5.330.146,0	4,51	4,06
Unterfranken	Bad Königshofen i.Grabfeld	50,29329111	10,47891237	1.514,0	7.486.147,0	6,33	5,7
Unterfranken	Bergheimfeld	50,02480802	10,15857546	1.410,0	4.953.644,0	4,19	3,77
Unterfranken	Biebelried	49,74207141	10,06800810	1.030,0	3.987.121,0	3,37	3,03
Unterfranken	Bütthard	49,60425441	9,879656718	2.530,0	4.892.284,0	4,14	3,72
Unterfranken	Bütthard	49,60483346	9,881577134	1.060,0	1.811.877,0	1,53	1,38
Unterfranken	Gelchsheim	49,55999902	10,02000302	1.438,0	4.661.032,0	3,94	3,55
Unterfranken	Großbardorf	50,27497291	10,37464448	1.538,0	5.724.758,0	4,84	4,36

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{CO2} /a]
Unterfranken	Haßfurt	50,04135290	10,53214693	1.351,0	3.884.077,0	3,28	2,96
Unterfranken	Haßfurt	50,03684097	10,50439464	1.401,0	4.259.138,0	3,6	3,24
Unterfranken	Herbstadt	50,33827128	10,52069747	1.464,0	5.095.364,0	4,31	3,88
Unterfranken	Hofheim i.UFr.	50,12939937	10,52467279	2.560,0	6.902.354,0	5,84	5,25
Unterfranken	Hofheim i.UFr.	50,15979498	10,53804422	1.265,0	4.338.101,0	3,67	3,3
Unterfranken	Kolitzheim	49,93920058	10,27422768	2.274,0	7.425.128,0	6,28	5,65
Unterfranken	Mainstockheim	49,77105418	10,12946040	1.002,0	2.097.203,0	1,77	1,6
Unterfranken	Maroldsweisach	50,19299867	10,65730380	1.140,0	4.177.899,0	3,53	3,18
Unterfranken	Maroldsweisach	50,21162474	10,73500972	1.060,0	4.505.561,0	3,81	3,43
Unterfranken	Mellrichstadt	50,42193829	10,31361624	1.520,0	5.231.650,0	4,42	3,98
Unterfranken	Mellrichstadt	50,42194744	10,31360241	1.860,0	4.824.236,0	4,08	3,67
Unterfranken	Obernreit	49,66264824	10,17208131	1.500,0	3.333.039,0	2,82	2,54
Unterfranken	Ochsenfurt	49,61364150	10,06334377	1.099,0	5.036.045,0	4,26	3,83
Unterfranken	Ochsenfurt	49,61381720	10,06282155	1.030,0	4.421.524,0	3,74	3,36
Unterfranken	Ochsenfurt	49,68257930	10,05435252	1.030,0	4.147.460,0	3,51	3,16
Unterfranken	Ostheim v.d.Rhön	50,46682571	10,24158653	1.538,0	5.518.472,0	4,67	4,2
Unterfranken	Reichenberg	49,69938139	9,979595891	4.296,0	9.817.918,0	8,3	7,47
Unterfranken	Reichenberg	49,71035859	9,961992960	1.255,0	5.344.008,0	4,52	4,07
Unterfranken	Rimpar	49,84168641	9,938157132	1.000,0	3.256.903,0	2,75	2,48
Unterfranken	Stadtlauringen	50,17366095	10,36945237	1.257,0	4.875.615,0	4,12	3,71
Unterfranken	Steinfeld	49,94477094	9,677348773	1.702,0	4.158.659,0	3,52	3,16
Unterfranken	Steinfeld	49,94445633	9,677316486	1.703,0	4.353.232,0	3,68	3,31
Unterfranken	Unsleben	50,36839458	10,25276829	1.790,0	5.875.881,0	4,97	4,47

Regierungsbezirk	Ort	Breitengrad (WGS84)	Längengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [kt _{co2} /a]	Technisches CO ₂ -Potential [kt _{co2} /a]
Unterfranken	Unterpleichfeld	49,88611384	10,06280271	1.265,0	4.441.172,0	3,75	3,38
Unterfranken	Unterpleichfeld	49,87059026	10,05679798	1.172,0	1.956.779,0	1,65	1,49
Unterfranken	Unterpleichfeld	49,88591977	10,06336921	1.178,0	4.500.673,0	3,81	3,42
Unterfranken	Werneck	50,01954689	10,04583749	1.703,0	3.968.423,0	3,36	3,02
Unterfranken						144,83	130,34
Gesamtergebnis						1.582,66	1.424,4

Tabelle 23: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Biogas-BHKW (≥ 1 MW_{el}).

Datenquelle: [150]

10.7 Biomethan-BHKW

Annahmen:

- elektrischer Wirkungsgrad (η_{el}) = 0,4 (*interne Quelle*, durchschnittlicher Wirkungsgrad von Biogas-/Biomethan-BHKW in Bayern)
- unterer Heizwert von Methan (LHV_{CH_4}) = 9,9 kWh/m³ [183]
- Dichte von gasförmigem Methan (20°C, 1 atm) (ρ_{CH_4}) = 0,67 kg/m³ [184]
- CO₂/CH₄-Massenverhältnis bei der Verbrennung von Methan zu CO₂ (k_{CO_2/CH_4}) = 2,75 [185]
- CO₂-Abscheidungsrate = 90% (*interne Quelle*, Durchschnittswert unter Berücksichtigung der Rechercheergebnisse zu CO₂-Abscheidungstechnologien, s. **Tabelle 18**)

[In die Tabelle wurden nur Biogas-BHKW mit einer elektrischen Leistung ≥ 1 MW_{el} aufgenommen.]

Berechnungen (pro Anlage):

theoretisches Potenzial [kt/a] = jährliche Stromproduktion [kWh/a] / (η_{el} * LHV_{CH_4}) * ρ_{CH_4} * k_{CO_2/CH_4} / 1.000.000

technisches Potenzial [kt/a] = theoretisches Potenzial * CO₂-Abscheidungsrate

Quellen: [183], [184], [185]

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [ktco ₂ /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [ktco ₂ /a]
Mittelfranken	Ansbach	10,653319139445708	49,312952396279780	1.191,0	5.799.207,0	2,7	2,43
Mittelfranken	Fürth	11,000080359578424	49,458797738799404	1.999,0	11.526.643,0	5,36	4,83
Mittelfranken	Herzogenaurach	10,902484770000000	49,579510293055590	1.200,0	3.621.987,0	1,69	1,52
Mittelfranken						9,75	8,77
Niederbayern	Passau	13,450787031550632	48,574779762168326	1.800,0	6.566.311,0	3,06	2,75
Niederbayern						3,06	2,75
Oberbayern	Garmisch-Partenkirchen	11,097770069409219	47,501740853775180	1.999,0	9.389.581,0	4,37	3,93
Oberbayern	Garmisch-Partenkirchen	11,096021888702499	47,488850988136890	1.999,0	6.044.908,0	2,81	2,53
Oberbayern	Garmisch-Partenkirchen	11,097770069409219	47,501740853775180	1.999,0	9.626.651,0	4,48	4,03
Oberbayern	Haar	11,731601293165204	48,107050840865440	2.004,0	6.700.830,0	3,12	2,81
Oberbayern	Haar	11,729253331877160	48,114971017117680	1.604,0	6.084.545,0	2,83	2,55
Oberbayern	Markt Indersdorf	11,391605606709170	48,343085861837990	1.562,0	k.A.	-	-
Oberbayern	München	11,522996051363520	48,135289758556645	1.189,0	3.955.992,0	1,84	1,66
Oberbayern	Oberschleißheim	11,549549552192513	48,254941893056760	1.189,0	3.817.157,0	1,78	1,6
Oberbayern	Puchheim	11,338626110980886	48,162846486936260	1.054,0	4.124.138,0	1,92	1,73
Oberbayern	Rosenheim	12,091665610394450	47,851359357187440	4.399,0	12.693.338,0	5,91	5,32
Oberbayern	Rosenheim	12,133491882926185	47,856136502418410	3.285,0	9.498.063,0	4,42	3,98
Oberbayern						33,47	30,12
Oberpfalz	Amberg	11,846843768464742	49,443320204652140	1.999,0	5.451.644,0	2,54	2,28
Oberpfalz	Regensburg	12,055194933193220	49,024122115385985	1.548,0	4.964.300,0	2,31	2,08
Oberpfalz	Regensburg	12,125117695073223	49,011639858366710	1.200,0	4.876.299,0	2,27	2,04
Oberpfalz						7,12	6,4
Schwaben	Kaufbeuren	10,611712787061297	47,88538808802525	2.679,0	7.254.162,0	3,38	3,04

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh/a]	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [kt _{co2} /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [kt _{co2} /a]
Schwaben	Mindelheim	10,497413994448719	48,04029925607728	2.400,0	11.854.623,0	5,52	4,96
Schwaben	Senden	10,044773831276554	48,33106319222444	1.248,0	3.500.041,0	1,63	1,47
Schwaben						10,52	9,47
Unterfranken	Hammelburg	9,905991458857308	50,08702800885687	1.190,0	419.019,0	0,19	0,18
Unterfranken	Hammelburg	9,905991458857308	50,08702800885687	1.191,0	260.051,0	0,12	0,11
Unterfranken						0,32	0,28
Gesamtergebnis						64,22	57,8

Tabelle 24: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Biomethan-BHKW (≥ 1 MW_{el}).

Datenquelle: [150]

10.8 Biomasse- und Holzheizkraftwerke

Annahmen:

- Unterer Heizwert von trockenem Holz (LHV_{Holz}) = 5,18 kWh/kg [186]
- elektrischer Wirkungsgrad (η_{el}) = elektrische Leistung / Feuerungswärmeleistung (berechnet mit Daten aus *Energie-Atlas Bayern* oder aus internen Quellen)
- durchschnittlicher Kohlenstoffgehalt von trockenem Holz ($h_{\text{C}/\text{Holz}}$) = 0,5 kg_C/kg_{Holz} [155]
- CO₂/C-Massenverhältnis bei der Verbrennung ($k_{\text{CO}_2/\text{C}}$): 3,67 kg_{CO₂}/kg_C [187]
- CO₂-Abscheidungsrate = 90% (*interne Quelle*, Durchschnittswert unter Berücksichtigung der Rechercheergebnisse zu CO₂-Abscheidungstechnologien, s. **Tabelle 18**)

[In die Tabelle wurden nur Holz-HKW mit einer Feuerungswärmeleistung $\geq 1 \text{ MW}_{\text{FWL}}$ aufgenommen.]

Berechnungen (pro Anlage):

theoretisches Potenzial [kt/a] = jährliche Stromproduktion [kWh/a] / (η_{el} * LHV_{Holz}) * $h_{\text{C}/\text{Holz}}$ * $k_{\text{CO}_2/\text{C}}$ / 1.000.000

technisches Potenzial [kt/a] = theoretisches Potenzial * CO₂-Abscheidungsrate

Quellen: Interne Quellen, [150], [155], [186], [187]

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh]	Feuerungswärmeleistung [MW]	Elektrischer Wirkungsgrad (berechnet)	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [ktco ₂ /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [ktco ₂ /a]
Mittelfranken	Dinkelsbühl	10,2500521	49,0998665	9.680	34.585.099	32,00	0,30	40,50	36,45
Mittelfranken	Hersbruck	11,4466372	49,5132091	360	3.828.001	1,00	0,36	3,77	3,39
Mittelfranken	Nürnberg	11,0607471	49,4380675	6.025	42.680.738	23,50*	0,26	58,97	53,08
Mittelfranken	Wilburgstetten	10,3800423	49,0338491	5.000	28.705.420	22,00	0,23	44,74	40,27
Mittelfranken	Wilburgstetten	10,3783752	49,0329334	1.800	11.197.685	14,00*	0,13	30,85	27,77
Mittelfranken								178,84	160,95
Niederbayern	Bad Füssing	13,3092516	48,3596675	450	1.975.920	2,00*	0,23	3,11	2,80
Niederbayern	Deggendorf	12,9015046	48,8076373	600	1.304.046	10,00	0,06	7,70	6,93
Niederbayern	Hauzenberg	13,6377526	48,6247334	710	1.179.612	4,00	0,18	2,35	2,12
Niederbayern	Hengersberg	13,0642200	48,7657764	1.600	7.253.584	11,00	0,15	17,67	15,90
Niederbayern	Hengersberg	13,0691569	48,7625243	2.800	11.323.296	19,10*	0,15	27,36	24,63
Niederbayern	Kelheim	11,8972811	48,9186751	600	2.009.656	3,80*	0,16	4,51	4,06
Niederbayern	Landshut	12,1872784	48,5589690	4.750	9.510.695	19,00	0,25	13,48	12,13
Niederbayern	Vilshofen an der Donau	13,1100860	48,6291340	1.670	13.306.535	11,00	0,15	31,05	27,94
Niederbayern	Vilshofen an der Donau	13,1100860	48,6291340	2.600	20.693.728	14,00	0,19	39,47	35,53
Niederbayern								146,70	132,03
Oberbayern	Ainring	12,9536496	47,8196482	943	2.364.694	5,00	0,19	4,44	4,00
Oberbayern	Altenstadt	10,8590797	47,7973021	10.800	60.862.965	53,00	0,20	105,81	95,23
Oberbayern	Altötting	12,6956276	48,2201597	930	5.431.712	34,00	0,03	70,35	63,31
Oberbayern	Bad Tölz	11,5732905	47,7592822	355	1.695.766	2,45*	0,14	4,15	3,73
Oberbayern	Bruckmühl	11,9259690	47,9118835	1.650	3.560.771	10,00*	0,17	7,64	6,88
Oberbayern	Grassau	12,4717145	47,7810272	535	3.378.265	7,00	0,08	15,66	14,09
Oberbayern	Großmehring	11,5069326	48,7911806	15.130	111.049.777	49,00	0,31	127,40	114,66
Oberbayern	Karlsfeld	11,4667394	48,2246723	617	2.032.489	18,00	0,03	21,00	18,90

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh]	Feuerungswärmeleistung [MW]	Elektrischer Wirkungsgrad (berechnet)	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [ktco ₂ /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [ktco ₂ /a]
Oberbayern	Kaufering	10,8619950	48,0807384	950	3.903.561	16,00	0,06	23,29	20,96
Oberbayern	Neufahrn b.Freising	11,6499557	48,3100000	5.600	17.079.950	28,00	0,20	30,25	27,23
Oberbayern	Pfaffenhofen a.d.Ilm	11,5056938	48,5222620	6.100	40.286.785	49,00	0,12	114,64	103,18
Oberbayern	Sauerlach	11,6670213	47,9722739	506	2.705.406,0	5,00	0,10	9,47	8,52
Oberbayern	Schönau a.Königssee	12,9927639	47,6222429	1.250	4.139.608	28,00	0,04	32,85	29,56
Oberbayern	Stephanskirchen	12,1607060	47,8472099	6.136	6.990.882	50,00	0,12	20,18	18,16
Oberbayern	Stephanskirchen	12,1607060	47,8472099	5.128	9.157.098	22,70*	0,23	14,36	12,92
Oberbayern	Taufkirchen	11,6169812	48,0278105	5.500	19.691.596	21,00	0,26	26,63	23,97
Oberbayern	Traunreut	12,6069300	47,9560531	5.500	29.423.326	6,00	0,92	11,37	10,23
Oberbayern	Walting	11,2999328	48,9107935	400	538.000	1,33*	0,30	0,64	0,57
Oberbayern	Wolnzach	11,6337239	48,5912831	472	1.938.217	5,00	0,09	7,27	6,55
Oberbayern	Zolling	11,7999114	48,4561823	19.975	87.718.614	66,00	0,30	102,67	92,41
Oberbayern								750,08	675,07
Oberfranken	Bad Staffelstein	10,9836939	50,1069204	529	1.214.211	4,00	0,13	3,25	2,93
Oberfranken	Bayreuth	11,5491486	49,9283794	450	1.798.171	3,00	0,15	4,25	3,82
Oberfranken	Burgwindheim	10,6034291	49,8246415	600	1.086.495	2,00	0,30	1,28	1,15
Oberfranken	Marktgraitz	11,1900632	50,1882124	312	2.672	1,04*	0,30	0,00	0,00
Oberfranken	Marktrechwitz	12,0883374	50,0073062	440	342.598	1,47*	0,30	0,40	0,36
Oberfranken	Pinzberg	11,1169136	49,6927644	300	1.867.924	1,00*	0,30	2,21	1,99
Oberfranken	Stadtsteinach	11,5099545	50,1653933	364	1.898.160	2,00	0,18	3,69	3,33
Oberfranken	Strullendorf	10,9603036	49,8445829	450	1.070.158	4,00	0,11	3,37	3,03
Oberfranken	Wunsiedel	12,0296812	50,0414561	760	4.682.304	4,00	0,19	8,73	7,86
Oberfranken	Wunsiedel	12,0297404	50,0415086	420	3.473.570	1,40*	0,30	4,10	3,69
Oberfranken	Wunsiedel	12,0298247	50,0415154	390	3.148.595	1,30*	0,30	3,72	3,35

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh]	Feuerungswärmeleistung [MW]	Elektrischer Wirkungsgrad (berechnet)	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [ktco ₂ /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [ktco ₂ /a]
Oberfranken	Wunsiedel	12,0296439	50,0408634	390	3.117.109	1,30*	0,30	3,68	3,31
Oberfranken	Wunsiedel	11,9769480	50,0283472	360	3.344.808	1,20*	0,30	3,95	3,55
Oberfranken	Zapfendorf	10,9300000	50,0206207	6.250	32.715.636	27,00*	0,23	50,07	45,06
Oberfranken								92,71	83,44
Oberpfalz	Cham	12,6807130	49,2292303	2.800	15.791.837	16,00	0,18	31,97	28,77
Oberpfalz	Hohenburg	11,8669773	49,2906875	350	1.176.818	1,17*	0,30	1,39	1,25
Oberpfalz	Michelsneukirchen	12,5652486	49,0957917	300	1.275.322	1,00*	0,30	1,51	1,36
Oberpfalz	Mühlhausen	11,4532435	49,1714069	552	2.769.460	1,84*	0,30	3,27	2,94
Oberpfalz	Mühlhausen	11,4532435	49,1714069	500	2.979.673	1,67*	0,30	3,52	3,17
Oberpfalz	Mühlhausen	11,4476762	49,1695279	500	2.845.220	1,67*	0,30	3,36	3,02
Oberpfalz	Neumarkt i.d.OPf.	11,4630134	49,2622973	19.900	104.114.397	100,00	0,20	185,34	166,80
Oberpfalz	Plößberg	12,3238069	49,8139845	1.800	4.574.240	11,00	0,16	9,90	8,91
Oberpfalz	Plößberg	12,3255085	49,8252087	1.250	6.836.627	25,00	0,05	48,44	43,59
Oberpfalz	Plößberg	12,3255085	49,8252087	2.100	12.702.896	16,90*	0,12	36,21	32,59
Oberpfalz	Plößberg	12,3517373	49,8169669	320	5.296	1,07*	0,30	0,01	0,01
Oberpfalz	Pöding	12,5510875	49,2279304	1.670	2.457.994	13,00	0,13	6,78	6,10
Oberpfalz	Schmidmühlen	11,9210462	49,2757829	350	1.767.102	1,17*	0,30	2,09	1,88
Oberpfalz	Schmidmühlen	11,9249141	49,2653924	320	1.790.910	1,07*	0,30	2,11	1,90
Oberpfalz	Sengenthal	11,4528050	49,2124853	390	807.384	16,00	0,02	11,73	10,56
Oberpfalz	Sulzbach-Rosenberg	11,7733157	49,4865371	4.540	33.275.893	22,00	0,21	57,12	51,41
Oberpfalz	Waldmünchen	12,6987007	49,3862269	718	3.529.583	4,00	0,18	6,97	6,27
Oberpfalz								411,71	370,54
Schwaben	Aichach	11,1462661	48,4676724	897	3.943.456	5,00	0,18	7,79	7,01
Schwaben	Augsburg	10,9378411	48,4039295	7.660	35.997.690	27,00	0,28	44,95	40,45

Regierungsbezirk	Ort	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Elektrische Leistung [kW]	Stromproduktion 2023 [kWh]	Feuerungswärmeleistung [MW]	Elektrischer Wirkungsgrad (berechnet)	Theoretisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ -Potenzial [kt _{CO2} /a]
Schwaben	Dillingen a.d.Donau	10,5059648	48,5725435	950	4.336.334	8,00	0,12	12,94	11,64
Schwaben	Dürrlauingen	10,4339140	48,4681030	315	1.554.021	8,00	0,04	13,98	12,58
Schwaben	Großaitingen	10,8041180	48,2251530	5.400	15.199.512	20,00	0,27	19,94	17,95
Schwaben	Kühbach	11,1733254	48,5294069	12.200	11.661.574	49,00	0,25	16,59	14,93
Schwaben	Oberstaufen	10,0307853	47,5485570	742	4.717.982	13,00	0,06	29,28	26,35
Schwaben	Petersdorf	11,0129606	48,5121075	300	205.625	1,00*	0,30	0,24	0,22
Schwaben	Ruderatshofen	10,5969447	47,8000436	1.940	15.265.235	20,00	0,10	55,75	50,17
Schwaben	Sonthofen	10,2912841	47,5115468	700	2.829.881	14,00	0,05	20,05	18,04
Schwaben	Weißenhorn	10,1489841	48,3055888	680	3.568.572	10,00	0,07	18,59	16,73
Schwaben								240,10	216,09
Unterfranken	Aschaffenburg	9,11041371	49,9696941	1.363	8.193.790	12,00	0,11	25,56	23,00
Unterfranken	Eltmann	10,6730974	49,9626273	45	164.376	1,00	0,05	1,29	1,16
Unterfranken	Großostheim	9,07000000	49,9428443	2.300	9.903.463	15,00	0,15	22,88	20,59
Unterfranken								49,73	44,76
Gesamtergebnis								1.869,86	1.682,87

Tabelle 25: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Holz-HKW (≥ 1 MW_{FWL}).

Legende: * = aus internen Quellen

Datenquellen: Interne Quellen, [150]

10.9 Biomasse- und Holzheizwerke

Annahmen:

- Volllaststunden pro Jahr (S) = 3000 h/a (*interne Quelle*, Durchschnittswert in bayerischen Anlagen)
- Unterer Heizwert von trockenem Holz (LHV_{Holz}) = 5,18 MWh/t [186]
- thermischer Nutzungsgrad (η_{th}): 90% (*interne Quelle*, Durchschnittswert in bayerischen Anlagen)
- durchschnittlicher Kohlenstoffgehalt von trockenem Holz ($h_{\text{C}/\text{Holz}}$) = 0,5 t_C/t_{Holz} [155]
- CO₂/C-Massenverhältnis bei der Verbrennung ($k_{\text{CO}_2/\text{C}}$): 3,67 t_{CO₂}/t_C [187]
- CO₂-Abscheidungsrate = 90% (*interne Quelle*, Durchschnittswert unter Berücksichtigung der Rechercheergebnisse zu CO₂-Abscheidungstechnologien, **Tabelle 18**)

[In die Tabelle wurden nur Holz-HW ab 1 MW_{FWL} bzw. ab 0,9 MW_{NWL} aufgenommen.]

Berechnungen (pro Anlage):

theoretisches Potenzial [kt/a] = Nennwärmeleistung-Biomasse [MW] * S / (η_{th} * LHV_{Holz}) * $h_{\text{C}/\text{Holz}}$ * $k_{\text{CO}_2/\text{C}}$ / 1.000

technisches Potenzial [kt/a] = theoretisches Potenzial * CO₂-Abscheidungsrate

Quellen: Interne Quellen, [155], [186], [187]

Regierungsbezirk	Name	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Nennwärmeleistung Biomasse [MW]	Theoretisches CO ₂ - Potenzial [ktco ₂ /a]	Technisches CO ₂ - Potenzial [ktco ₂ /a]
Mittelfranken	Ansbach	10,5526147	49,2949639	3,50	4,48	4,03
Mittelfranken	Dinkelsbühl	10,3094535	49,0654556	2,54	3,25	2,93
Mittelfranken	Dittenheim	10,7890562	49,0588005	1,75	2,24	2,02
Mittelfranken	Erlangen	10,9663979	49,6069935	4,00	5,12	4,61
Mittelfranken	Neuhof a.d.Zenn	10,6408184	49,4587599	12,00	15,36	13,83
Mittelfranken	Neustadt a.d.Aisch	10,6153730	49,5741419	1,40	1,79	1,61
Mittelfranken	Oberzenn	10,5229903	49,4492715	0,91	1,17	1,05
Mittelfranken	Roth	11,0745173	49,2351509	1,00	1,28	1,15
Mittelfranken	Weidenbach	10,6563626	49,1997061	2,15	2,75	2,48
Mittelfranken					37,45	33,71
Niederbayern	Arnstorf	12,8163777	48,5602384	0,95	1,22	1,09
Niederbayern	Dingolfing	12,5084017	48,6273491	3,00	3,84	3,46
Niederbayern	Dingolfing	12,4763341	48,6393095	2,00	2,56	2,30
Niederbayern	Freyung	13,5379953	48,8086470	2,10	2,69	2,42
Niederbayern	Hauzenberg	13,6295404	48,6522892	1,65	2,11	1,90
Niederbayern	Landshut	12,1355596	48,5360870	2,00	2,56	2,30
Niederbayern	Mainburg	11,7806331	48,6323828	5,25	6,72	6,05
Niederbayern	Mitterfels	12,6796981	48,9812301	1,64	2,10	1,89
Niederbayern	Mitterfels	12,6795718	48,9810001	2,02	2,59	2,33
Niederbayern	Neustadt a.d.Donau	11,7666131	48,8083321	1,23	1,57	1,42
Niederbayern	Pilsting	12,6533616	48,7003582	2,50	3,20	2,88
Niederbayern	Straubing	12,5878587	48,8713889	2,50	3,20	2,88
Niederbayern	Thurmansbang	13,2926302	48,7922087	1,72	2,20	1,98

Regierungsbezirk	Name	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Nennwärmeleistung Biomasse [MW]	Theoretisches CO ₂ - Potenzial [ktco ₂ /a]	Technisches CO ₂ - Potenzial [ktco ₂ /a]
Niederbayern	Viechtach	12,8775689	49,0668392	0,90	1,15	1,04
Niederbayern	Zwiesel	13,2358597	49,0167889	1,45	1,86	1,67
Niederbayern					39,58	35,62
Oberbayern	Bad Aibling	11,9991621	47,8696169	0,90	1,15	1,04
Oberbayern	Bad Endorf	12,2928371	47,9056026	2,00	2,56	2,30
Oberbayern	Burgkirchen a.d.Alz	12,7401406	48,1674419	2,50	3,20	2,88
Oberbayern	Burgkirchen a.d.Alz	12,7151010	48,1714676	0,90	1,15	1,04
Oberbayern	Eichstätt	11,1979807	48,8844881	2,50	3,20	2,88
Oberbayern	Glonn	11,8796871	47,9906928	1,50	1,92	1,73
Oberbayern	Glonn	11,8452520	48,0065698	0,99	1,27	1,14
Oberbayern	Landsberg am Lech	10,8832482	48,0516176	1,65	2,11	1,90
Oberbayern	Markt Schwaben	11,8544205	48,1956289	2,50	3,20	2,88
Oberbayern	Miesbach	11,8364114	47,7910867	0,90	1,15	1,04
Oberbayern	München	11,5877571	48,1998758	0,75	0,96	0,86
Oberbayern	Murnau a.Staffelsee	11,2001998	47,6855929	0,90	1,15	1,04
Oberbayern	Oberammergau	11,0809164	47,5936430	1,70	2,18	1,96
Oberbayern	Oberammergau	11,0811501	47,5918211	2,00	2,56	2,30
Oberbayern	Oberhaching	11,5911096	48,0220177	0,90	1,15	1,04
Oberbayern	Reit im Winkl	12,4564095	47,6686041	4,00	5,12	4,61
Oberbayern	Ruhpolding	12,6513856	47,7562225	2,00	2,56	2,30
Oberbayern	Sankt Wolfgang	12,1321397	48,2205604	1,80	2,30	2,07
Oberbayern					38,91	35,02
Oberfranken	Ebermannstadt	11,1784427	49,7839170	1,60	2,05	1,84

Regierungsbezirk	Name	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Nennwärmeleistung Biomasse [MW]	Theoretisches CO ₂ - Potenzial [ktco ₂ /a]	Technisches CO ₂ - Potenzial [ktco ₂ /a]
Oberfranken	Hollfeld	11,2900957	49,9435738	1,00	1,28	1,15
Oberfranken	Mitwitz	11,2137967	50,2518062	2,00	2,56	2,30
Oberfranken	Mitwitz	11,2140758	50,2517739	2,00	2,56	2,30
Oberfranken	Neuenmarkt	11,5831369	50,0978061	1,84	2,36	2,12
Oberfranken	Selbitz	11,7633737	50,3200639	1,20	1,54	1,38
Oberfranken	Seßlach	10,8514525	50,1930432	1,10	1,41	1,27
Oberfranken	Weißensstadt	11,8881400	50,1049897	1,40	1,79	1,61
Oberfranken					15,54	13,99
Oberpfalz	Altenstadt a.d.Waldnaab	12,1586376	49,7145437	1,20	1,54	1,38
Oberpfalz	Bad Kötzing	12,8583084	49,1841042	0,90	1,15	1,04
Oberpfalz	Bad Kötzing	12,8583639	49,1841113	1,35	1,73	1,56
Oberpfalz	Etzeltwang	11,5813580	49,5259874	0,99	1,27	1,14
Oberpfalz	Kastl	11,6869775	49,3694001	0,90	1,15	1,04
Oberpfalz	Lohberg	13,1066705	49,1744011	2,00	2,56	2,30
Oberpfalz	Neualbenreuth	12,4337440	49,9827527	3,60	4,61	4,15
Oberpfalz	Neualbenreuth	12,4337421	49,9827258	2,80	3,59	3,23
Oberpfalz	Nittenau	12,2793293	49,1966013	0,90	1,15	1,04
Oberpfalz	Parsberg	11,7304370	49,1604311	1,40	1,79	1,61
Oberpfalz	Reichenbach	12,3481054	49,1794110	2,00	2,56	2,30
Oberpfalz					23,10	20,79
Schwaben	Burgau	10,4177365	48,4317854	1,95	2,50	2,25
Schwaben	Burgau	10,4177508	48,4337555	1,50	1,92	1,73
Schwaben	Immenstadt i.Allgäu	10,2260620	47,5611764	1,20	1,54	1,38

Regierungsbezirk	Name	Längengrad (WGS84)	Breitengrad (WGS84)	Nennwärmeleistung Biomasse [MW]	Theoretisches CO ₂ - Potenzial [kt _{CO2} /a]	Technisches CO ₂ - Potenzial [kt _{CO2} /a]
Schwaben	Lauingen (Donau)	10,4189822	48,5632754	0,90	1,15	1,04
Schwaben	Memmingen	10,1704781	48,0016463	3,30	4,23	3,80
Schwaben	Neuburg a.d.Kammel	10,3662458	48,2976886	1,00	1,28	1,15
Schwaben	Weitnau	10,1143067	47,6421467	1,72	2,20	1,98
Schwaben					14,81	13,33
Unterfranken	Bad Brückenau	9,74682675	50,3016309	0,90	1,15	1,04
Unterfranken	Bad Neustadt a.d.Saale	10,2192327	50,3289441	2,00	2,56	2,30
Unterfranken	Elsfeld	9,16474124	49,8345006	1,00	1,28	1,15
Unterfranken	Marktsteft	10,1433624	49,6901358	0,90	1,15	1,04
Unterfranken	Ochsenfurt	10,0712729	49,6652709	0,90	1,15	1,04
Unterfranken	Röttingen	9,97321901	49,5103808	0,98	1,25	1,13
Unterfranken	Schwarzach a.Main	10,2329308	49,8046110	1,20	1,54	1,38
Unterfranken	Uettingen	9,73020273	49,7935605	1,60	2,05	1,84
Unterfranken					12,14	10,92
Gesamtergebnis					181,54	163,38

Tabelle 26: Theoretisches und technisches CO₂-Potenzial pro Holz-HW ($\geq 1 \text{ MW}_{\text{FWL}}$).

Datenquelle: [150]