

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH | 29. März 2018

Technologiebericht

4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Peter Viebahn (WI)

Juri Horst (IZES)

Alexander Scholz (WI)

Ole Zelt (WI)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Viebahn, P.; Horst, J.; Scholz, A.; Zelt O. (2018): Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Dr. Peter Viebahn

Tel.: +49 202 / 2492-306

E-Mail: peter.viebahn@wupperinst.org

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

Review durch:

Michael Haendel (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	4
Tabellenverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	7
Zusammenfassung (Steckbrief)	8
1 Beschreibung des Technologiefeldes	10
1.1 CO ₂ -Abtrennung aus Faulgasen	11
1.1.1 Druckwechseladsorption („BM1“)	11
1.1.2 Druckwasserwäsche	13
1.1.3 Physikalische Absorption mit organischen Lösemitteln	13
1.1.4 Aminwäsche („BM2“)	14
1.1.5 Membranverfahren („BM3“)	14
1.1.6 Tieftemperaturrektifikation („BM4“)	15
1.1.7 CO ₂ -Hybrid-Verfahren („BM5“)	15
1.2 CO ₂ -Abtrennung aus Umgebungsluft	16
1.2.1 CO ₂ -Abtrennung zur Verwendung für Syntheseprozesse	16
1.2.2 Exkurs: CO ₂ -Abtrennung zum Erzielen „negativer Emissionen“	18
1.2.3 Darstellung der zentralen DAC-Verfahren	19
2 Stand F&E in Deutschland	24
2.1 CO ₂ -Abtrennung aus Faulgasen	24
2.2 CO ₂ -Abtrennung aus Umgebungsluft	24
3 Relevanz öffentlicher Förderung	26
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	26
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	27
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	31
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	31
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	35
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	36
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	41
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	43
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	43
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	45
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	45
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	46
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	47
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	48
5.1 Technischer Forschungsbedarf	48
5.2 Systemanalytischer Forschungsbedarf	49
6 Literaturverzeichnis	52

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

APS	American Physical Society (Amerikanische Physikalische Gesellschaft)
AR	Afforestation and Reforestation (Aufforstung und Wiederaufforstung)
BECCS	Bioenergy and CCS (biomassebasiertes CCS inkl. CO ₂ -Speicherung)
BM	Biomasse
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
C	Kohlenstoff
CaCO ₃	Calciumcarbonat
CaO	Calciumoxid
Ca(OH) ₂	Calciumhydroxid
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilisation (CO ₂ -Abscheidung und Nutzung)
CO ₂	Kohlen(stoff)dioxid
COP	Conference of the Parties (Weltklimakonferenz)
CORAL	Projekttitel: „CO ₂ -Rohstoff aus Luft“
CSP	Concentrated Solar Power (solarthermische Stromerzeugung)
D bzw. DE	Deutschland
DAC	Direct Air Capture (CO ₂ -Abtrennung aus der Luft)
DWA	Druckwechseladsorption
DWW	Druckwasserwäsche
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EP	Europäisches Patent
EW	Enhanced Weathering (verstärkte Verwitterung)
F&E	Forschung und Entwicklung
FLOX	FLuor OXigen (flammenlose Oxidation/Verbrennung)
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
H ₂ SO ₄	Schwefelsäure
IAM	Integrated Assessment Model (Integriertes Bewertungsmodell)
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Weltklimarat)
IPOC	Institut für Polymerchemie am Lehrstuhl für Makromolekulare Stoffe und Faserchemie der Universität Stuttgart
IZES	Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
K ₂ CO ₃	Kaliumkarbonat
KHCO ₃	Kaliumhydrogenkarbonat
KNV	Katalytische Nachverbrennung
KOH	Kaliumhydroxid
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Min	Minimum
Max	Maximum
MtO	Methanol-to-Olefin Pfad
MVA	Müllverbrennungsanlage
Na ₂ CO ₃	Natriumcarbonat
NaOH	Natriumhydroxid
NET	Negative Emission Technology (Technologie zur Erzielung negativer Emissionen)
NH ₃	Ammoniak
OCM	Oxidative-Coupling-of-Methane Pfad
PARC	Palo Alto Research Center
PtC	Power-to-Chemicals (strombasierte Herstellung von Chemikalien)
PtF	Power-to-Fuels (strombasierte Herstellung von Brenn- und Kraftstoffen)
PtG	Power-to-Gas (strombasierte Herstellung von Gas)
PtL	Power-to-Liquids (strombasierte Herstellung von Flüssigkraftstoffen)
PtX	Power-to-X (Oberbegriff für u. a. PtC, PtF, PtG und PtL)
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption, DWA)

RTO	Regenerativ thermische Oxidation
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Feststoff-Brennstoffzelle)
Tekes	(Finnische) Finanzierungsagentur für Technik und Innovation
THG	Treibhausgase
TRL	Technology Readiness Level (Reifegrad einer Technologie)
WIPO	World Intellectual Property Organization
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Einheiten und Symbole

%	Prozent
°C	Grad Celsius
€	Euro
a	Jahr
bbl	Barrel
d	Tag
CHF	Schweizer Franken
el	elektrisch
EUR	Euro
Gt	Gigatonnen
GW	Gigawatt
i. N.	Im Normalzustand
kJ	Kilojoule
km ²	Quadratkilometer
kt	Kilotonnen
kWh	Kilowattstunde
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
mbar	Millibar
Mio	Millionen
Mt	Megatonnen
MWh	Megawattstunde
ppm	parts per million
t	Tonne
th	thermisch
USD	US-Dollar



Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Derzeit bekannte DAC-Demonstrationsanlagen und -pläne mit Basisdaten -----	23
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe CO ₂ -Abtrennung aus Umgebungsluft-----	26
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiegruppen CO ₂ -Abtrennung aus Faulgasen-----	27
Tab. 3-3	Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiegruppen CO ₂ -Abtrennung aus Umgebungsluft -----	28
Tab. 3-4	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe CO ₂ -Abtrennung aus Faulgasen -----	29
Tab. 3-5	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe CO ₂ -Abtrennung aus Umgebungsluft-----	30
Tab. 4-1	Potenzial von CO ₂ aus Faulgasen in Deutschland bis 2050-----	34
Tab. 4-2	Spezifischer Energieverbrauch und Flächenbedarf der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO ₂ -Abtrennung aus Faulgasen -----	36
Tab. 4-3	Spezifischer Energieverbrauch der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO ₂ -Abtrennung aus der Umgebungsluft-----	37
Tab. 4-4	Spezifischer Flächenverbrauch der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO ₂ -Abtrennung aus der Umgebungsluft-----	39
Tab. 4-5	Beispielhafte Abschätzung von Flächen- und Energieverbrauch für die Abtrennung großer Mengen von CO ₂ aus der Atmosphäre im Jahr 2050-----	41
Tab. 4-6	Kosten der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO ₂ -Abtrennung aus Faulgasen (Preise 2015)-----	41
Tab. 4-7	Kosten der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO ₂ -Abtrennung aus der Umgebungsluft -----	42
Tab. 4-8	Abhängigkeit der Technologiegruppe CO ₂ -Abtrennung aus Faulgasen von Infrastrukturen -----	46
Tab. 4-9	Abhängigkeit der Technologiegruppe CO ₂ -Abtrennung aus der Umgebungsluft von Infrastrukturen -----	47

Abbildungsverzeichnis

Abb. 4-1	Bedarf an klimaneutralem CO ₂ zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe sowie Chemikalien in Deutschland bis 2050 in Mt CO ₂ /a -----	33
Abb. 4-2	Globaler Bedarf an klimaneutralem CO ₂ zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe sowie Chemikalien bis 2050 in Mt CO ₂ /a -----	34
Abb. 4-3	Globaler Bedarf an klimaneutralem CO ₂ zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe und Chemikalien bis 2050 in Gt CO ₂ /a plus Bedarf an DAC-CO ₂ zur Erzielung negativer Emissionen ab 2060 -----	35
Abb. 4-4	Climeworks DAC-18 Anlage in Hinwil, Schweiz (Abscheideleistung 0,9 kt CO ₂ /a) -----	38
Abb. 4-5	Carbon Engineering Konzeptentwurf (geplante Abscheideleistung 1 Mt CO ₂ /a) -----	39
Abb. 4-6	Auswertung wissenschaftlicher Artikel zu DAC -----	45
Abb. 5-1	Treibende und bremsende Kräfte bei der Implementierung von <i>Negative Emission Technologies</i> -----	49
Abb. 5-2	Bewertungskriterien im Hinblick auf die Implementierung von <i>Negative Emission Technologies</i> -----	50

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft	 izes GmbH Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme	 Wuppertal Institut
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf		
Beschreibung des Technologiefeldes		
<p>Technologiefeld bestehend aus zwei Technologiegruppen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - CO₂-Abtrennung aus Faulgasen: BM1: Druckwechseladsorption; BM2: Aminwäsche; BM3: Membranverfahren; BM4: Tieftemperaturrektifikation; BM5: CO₂-Hybrid-Verfahren - CO₂-Abtrennung aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture, DAC): DAC1: Absorption und Elektrodialyse; DAC2: Absorption und Kalzinierung; DAC3: Adsorption und Desorption 		
<p>Technologische Reife:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Faulgase: BM1: Kommerzialisierung (TRL 9), BM2: Kommerzialisierung (TRL 9); BM3: Demonstrator (TRL 6-8); BM4: Kommerzialisierung (TRL 9); BM5: Demonstrator (TRL 5-9) - DAC: DAC1: Ideen bis Demo (TRL 1-5); DAC2: Ideen bis Demo (TRL 1-5); DAC3: Ideen und Labor (TRL 1-4) und Demonstratoren (TRL 6) sowie Kommerzialisierung (TRL 9) 		
<p>Kritische Komponenten:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Faulgase: abhängig von vorgeschalteter Schwefelreinigung - DAC: Energie- und Flächenverbrauch, bei DAC2 Wasserverbrauch 		
Entwicklungsziele		
<p>Beide: Minimierung des Energiebedarfs</p> <ul style="list-style-type: none"> - DAC: zudem Steigerung des Verhältnisses von Wärme- zu Stromverbrauch; Nutzung von Niedertemperaturwärme; Kostensenkung auf < 100 €/t CO₂ 		
Bedarf & technische Potenziale		
<p>CO₂-Bedarf für PtL und PtC in D/global in 2030 bei 11 / 333 Mt/a, 2040 bei 55 / 2.246 Mt/a, 2050 bei 81 / 4.680 Mt/a; jeweils Maximalabschätzung für 95 %ige Substitution der fossilen Äquivalente. (Globaler) Bedarf an „negativen CO₂-Emissionen“ durch DAC für 1,5 °C-Szenario ansteigend von 3 Gt/a in 2060 bis 37 Gt/a in 2100</p> <ul style="list-style-type: none"> - Faulgase: Technische Verfügbarkeit in D Min/Max: 2020 5 / 13 Mt/a, 2030 3 / 7 Mt/a, 2040 1 / 6 Mt/a, 2050 1 / 7 Mt/a. Globale Werte derzeit nicht abschätzbar. - DAC: Ansteigende Installationen vermutlich erst nach 2030 und in kleinem Maßstab, da zunächst CO₂ aus Industrie und Kraftwerken verfügbar. 		
F&E-Bedarf		
<ul style="list-style-type: none"> - Faulgase: Verbesserung Lösungsmittel und Adsorbentien (JKU 2014,S8), Optimierung für kleine Durchsatzmengen, Effizienzverbesserungen - DAC: CO₂-Sorbent- und Verfahrensentwicklung, Minimierung des Energiebedarfs, Prozessintegration (Abwärmennutzung aus Elektrolyse und Methanisierung), Anlagen Scale-up <p>Beide: Frage nach Infrastrukturaufbau: Erzeugung von PtL/PtC vor Ort oder Transport von CO₂? Systemanalytische Studien und integrierte Technologiebewertung nötig</p>		

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
Indirekte Reduzierung von THG-Emissionen im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor durch Ermöglichung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe sowie Chemikalien, basierend auf Strom aus erneuerbaren Energien.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
- Faulgase: Bei Verstromung von Biogas prinzipiell autarke Systeme. Falls keine Eigenstromerzeugung: BM1: 200 kWh _{el} /t CO ₂ , BM2: 11 kWh _{el} + 631 kWh _{th} /t CO ₂ , BM3: 337 kWh _{el} /t CO ₂ , BM4: 789 kWh _{el} /t CO ₂ - DAC: Energiebedarf: DAC1: 1,9–2,7 MWh _{el} /t CO ₂ , DAC2: 2,78 MWh _{Erdgas} /t CO ₂ , DAC3: 2,5 MWh _{th} /t CO ₂ + 0,5 MWh _{el} /t CO ₂ ; Flächenbedarf nicht vergleichbar, da unterschiedliche Berechnungsmethoden
Kosteneffizienz
- Faulgase: Falls aus EEG-geförderten Biomethananlagen gewonnen, nur Kosten für Lagerung und Infrastruktur. Ansonsten 71 (BM2) – 101 (BM1) €/t CO ₂ , für BM3 95 €/t CO ₂ , für BM4-5 keine Angaben verfügbar. - DAC: Literatur: 16–800 €/t CO ₂ . Unternehmen: derzeit 480 €/t CO ₂ , langfristig 80 – 160 €/t CO ₂
Inländische Wertschöpfung
Für DAC und Faulgase derzeit nicht abschätzbar.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
- Faulgase: Großtechnisch bereits in Industrie lange verbreitet, für geringe Volumenströme durch EEG initiiert und damit abhängig von dessen Ausgestaltung. 9 deutsche Hersteller. - DAC: In <i>Deutschland</i> keine Patente, keine Hersteller, 8 ref. Artikel; ein F&E-Projekt bekannt (CORAL im Rahmen von BMBF-CO ₂ Plus) sowie Sunfire/Climeworks im BMBF-Kopernikus-Projekt P2X. <i>Weltweit</i> 20 Patente, Unternehmen aus Kanada, USA und der Schweiz, rund 184 ref. Artikel (7 aus 2018, 26 aus 2017)
Gesellschaftliche Akzeptanz
- Faulgase: Nur zu Biogas Studien: Marktakzeptanz korreliert zu langfristiger Ausrichtung des regulatorischen Rahmens. Lokale Akzeptanz abhängig von Anbaubiomassen (indirekt mit Technologien korreliert). - DAC: Keine Studien oder öffentliche Diskussionen zum Thema bekannt, ausstehender Forschungsbedarf.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
- Faulgase: kleinskalige Anlagen unterliegen sehr kurzen Planungs- und Umsetzungszeiten (< 3 Monate); Mittel- und großskalige Anlagen beanspruchen 12 bis 36 Monate. - DAC: Für stoffliche Nutzung des CO ₂ keine bis geringe Pfadabhängigkeit, bei Einsatz für „negative Emissionen“ jedoch sehr hoch aufgrund des Flächenverbrauchs, Energiebedarfs und benötigter Infrastruktur
Abhängigkeit von Infrastrukturen
- DAC: Strombedarf (Netzanschluss/Kopplung mit Erzeugungsanlagen); Wärmebedarf (Hochtemperatur für DAC2, Abwärme z. B. aus Synthese für DAC3), hoher Flächenbedarf, Wasserbedarf (DAC2) Beide: Bedarf an Gastankwagen oder Pipelines, falls gewonnenes CO ₂ nicht vor Ort weiterverarbeitet wird.
Systemkompatibilität
- Faulgase: Bei Verstromung der Gase vor Ort mittels KWK energieseitig autark (BM1-3). - DAC: Hoher Energiebedarf erfordert Anpassungen bei Erzeugung. Einsatz für „negative Emissionen“ ab 2050 steht ggf. in negativer Wechselwirkung (Konkurrenz) zu kurz- und mittelfristiger Klimapolitik („overshooting“).

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Eine langfristig weitgehend auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung erfordert einen strukturellen Wandel in allen Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr. Biomasse ist aufgrund begrenzter Ressourcen und Nutzungskonkurrenzen für eine flächendeckende alternative Kraft- und Brennstoffversorgung nur begrenzt nutzbar. Auch die (lokal) begrenzten Potenziale an Tiefen-Geothermie (vgl. Huenges et al. (2016:85) reichen für eine alternative Wärmeversorgung aus heutiger Sicht nicht aus. Daher unterstellen aktuelle Ziel-Szenarien wie bspw. Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) auch für die Sektoren Wärme und Verkehr in der Zukunft zunehmend eine strombasierte Energieversorgung auf Basis fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien. Aus heutiger Sicht bedarf es für einige Einsatzfälle allerdings einer hohen Energiedichte, die nach heutigem Wissen und verfügbarer Technik nicht durch gespeicherten Wasserstoff oder Batteriespeicher erfolgen kann. Hierzu gehören insbesondere der Flugverkehr und die Schifffahrt, aber auch bedingt mobile Kraftmaschinen. Synthetische Kraft- und Brennstoffe auf Basis von mit fluktuierenden erneuerbaren Energien erzeugtem Wasserstoff und Kohlestoffdioxid können hierfür eine Lösung sein. Zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele, die eine durchschnittliche globale Temperaturerhöhung auf deutlich weniger als 2 °C begrenzen, bedarf es zudem einer Substitution fossiler Energieträger auch in der stofflichen Nutzung, wie bspw. der Herstellung von chemischen Grundstoffen. (Siehe die weiteren *Technologieberichte¹ im Technologiebereich 4*).

Mittel- und insbesondere langfristig muss das für diese alternative Energieträger bzw. chemischen Prozesse erforderliche CO₂ klimaneutral gewonnen werden, um die Klimaziele erreichen zu können. Daher scheiden mittelfristig Industrieabgase und mit fossilen Energieträgern betriebene Kraftwerke als CO₂-Quellen aus. Auch das prozessbedingte weiterhin frei werdende CO₂ (z. B. aus der Zementproduktion) ist nicht klimaneutral und muss vermutlich eingelagert werden. Als klimaneutrale Quellen für CO₂ bietet sich daher die Entnahme von Kohlenstoffdioxid aus der Luft und aus Biomasse an. Die Abscheidung von CO₂ aus der Luft bietet den Vorteil einer hohen Flexibilität, da der Bezug meist direkt am Ort der weiteren Prozessschritte erfolgen kann. Allerdings gestalten sich die Verfahren für eine Abtrennung aus der Luft dahingehend als schwierig, als dass die Luft im Schnitt nur einen Anteil von 0,04 % CO₂ aufweist und die Prozesse entsprechend energieintensiv sind. Biomasse hat dagegen das CO₂ bereits aus der Luft gefiltert und stofflich konzentriert. Allerdings fallen hohe CO₂-Konzentration in Prozessen, die eine Abtrennung mit geringem Aufwand erlauben, derzeit eher dezentral verteilt an, was die Logistik des CO₂-Transports erschwert.

Im Folgenden werden die beiden unterschiedlichen Technologien zur CO₂-Abtrennung beschrieben und anschließend bewertet.

¹ Technologieberichte 4.1: Power-to-gas (Wasserstoff), 4.2a: Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch), 4.2b: Power-to-gas (Methanisierung biologisch) und 4.3: Power-to-liquids/chemical

1.1 CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Die Abtrennung aus den Rauchgasen thermisch eingesetzter Biomasse wäre daher ein erster Ansatzpunkt zur Nutzung von Biomasse (Post-Combustion-Verfahren). Der Anteil an CO₂ im Abgas aus Biomasse ist stöchiometrisch auf etwa 20 % begrenzt. Weiterhin entstehen in Biogas- und Kläranlagen sowie in Deponien Faulgase, die ebenfalls über hohe CO₂-Anteile zwischen 25 % und 55 % verfügen und damit eine gute Quelle für klimaneutrales CO₂ darstellen (Pre-Combustion-Verfahren). In einigen Prozessen wie der Methan-Erzeugung aus Faulgasen (vgl. EEG 2009 Anlage 1 Nr. 1.1a) wird CO₂ sogar gezielt in hoher Reinheit abgeschieden und in die Umgebung entlassen, da es als ungewünschtes Nebenprodukt anfällt. Diese Quellen können erschlossen werden.

Zur Abtrennung von CO₂ aus Faulgasen bieten sich mehrere Verfahren an, die technologisch bereits weitestgehend ausgereift und am Markt verfügbar sind. U. a. finden sie zur Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in das Erdgasnetz auch bereits für geringe Volumenströme Anwendung. Der Entwicklungsbedarf bezieht sich daher auf eine Weiterentwicklung der Prozesse hinsichtlich Effizienzsteigerung und Kostenminimierung, Restkonzentration und Speicherung des CO₂ sowie der Abtrennung der je nach Verfahren mitgeführten Begleitstoffe, die für die weiteren Verfahren unter Umständen schädlich sein können.

Als Technologien werden im Folgenden betrachtet:

- Druckwechselabsorption (DWA)
- Druckwasserwäsche (DWW)
- Physikalische Absorption mit organischen Lösemitteln
- Aminwäsche
- Membranverfahren
- CO₂-Hybrid-Verfahren
- Tieftemperaturrektifikation

1.1.1 Druckwechseladsorption („BM1“)

Die Druckwechseladsorption (DWA, engl. Pressure Swing Adsorption, PSA) setzt Aktivkohlen, Molekularsiebe sowie Kohlenstoffmolekularsiebe zur Gastrennung bzw. Gasaufbereitung ein und beruht auf einem unterschiedlichen Adsorptionsverhalten der Gasbestandteile gegenüber dem Adsorbens². Da CO₂ leichter als Methan an das Adsorbens gebunden werden kann, wird es aus dem Gasstrom gefiltert. Die Adsorption wird dabei durch niedrige Temperaturen, etwa 5 °C, und hohe Drücke, etwa 2-7 bar, begünstigt. Zur CO₂-Abtrennung muss das Faulgas zunächst aufbereitet und von Verunreinigungen (bspw. Staub und Schwefel) und Wasser befreit werden. Hierzu wird das Rohgas zunächst verdichtet und einer Feinentschwefelung unterzogen. Das durch den Verdichtungsprozess erwärmte Gas wird im Anschluss auf etwa 5 °C heruntergekühlt, und das anfallende Kondensat wird abgeführt. Die anfallende Abwärme kann u. a. für andere Prozessschritte genutzt werden. Das Gas wird dann direkt in

² Als Adsorbens wird im Falle der DWA die feste und stationäre Phase, auf der das Adsorptiv (Gasbestandteile) gebunden wird, bezeichnet. Als Adsorptiv wird ein durch Adsorption an ein Adsorbens anlagerbarer Stoff bezeichnet.

den Adsorber geleitet, der die vergleichsweise großen CO₂-Moleküle, teils aber auch Methan, Stickstoff und Sauerstoff, im Molekularsieb zurückhält. Als Adsorber kommt vorwiegend aufbereitete Steinkohle zum Einsatz, die fein zermahlen, geformt und zur Erweiterung des Porensystems nachträglich thermisch behandelt wird. Bei entsprechender Vorreinigung des Rohbiogases kann das Adsorbens eine Standzeit von bis zu 20 Jahren erreichen. Weiterhin werden Molekularsiebzeolithe eingesetzt. Dabei handelt es sich um eine Gruppe von natürlichen oder synthetischen, hydratisierten Aluminiumsilikaten ein- oder mehrwertiger Basen. Sie können ihr Wasser ohne Änderung der Kristallstruktur abgeben und an dessen Stelle andere Verbindungen in das Gitter aufnehmen. Bedingt durch ihren Gitterbau besitzen Zeolithe Porenöffnungen, welche untereinander völlig gleiche Querschnitte aufweisen. (Knoblauch und Reichenberger 1982)

Der Volumenstrom ändert sich auch während der Beladung des Adsorbens nur geringfügig. Um einen kontinuierlichen Prozess zu sichern, sind mehrere Absorber im Einsatz. Der Gasstrom wird nach Sättigung eines Absorbers auf einen anderen umgeleitet und kann regeneriert werden. Hierzu wird er auf nahezu Umgebungsdruck entspannt. Dabei lösen sich zunächst die Methanmoleküle. Das entweichende Gas wird dem Prozess wieder zugeführt, schon allein um den Methanschlupf zu minimieren. Um eine weitgehende Regeneration zu erreichen, bedarf es allerdings einer Evakuierung mittels Vakuumpumpe auf etwa 100 mbar. Das so entstandene Abgas enthält noch Methan und muss zur Erreichung der Anforderungen im EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) 2012 (Anlage 1 Gasaufbereitungs-Bonus, Nr. 1a) bzw. Minderung der Methanemissionen einer Schwachgasnachbehandlung zugeführt werden. (FNR 2014:22)

Die Nachbehandlung von Schwachgasen mit sehr geringem Methangehalt erfolgt mittels regenerativer thermischer Oxidation (RTO) oder, wenn keine Katalysatorgifte wie Schwefel enthalten sind, mittels einer katalytischen Nachverbrennung (KNV). Bei der KNV werden als Katalysatormaterial zumeist Palladium, Platin oder Kobalt-Molybdän eingesetzt, was die Investitionen erhöht. Dafür oxidiert das Methan hier zu CO₂ und H₂O bereits bei einer Temperatur von 300 °C. Günstiger ist RTO mit einer keramischen Speichermasse, die unempfindlich gegenüber Schwefelbelastungen ist. Allerdings benötigt die Reaktion eine Temperatur von etwa 800 °C. Bei höheren Methangehalten ab 4 Vol.-% kann auch ein FLOX-Brenner (flammenlose Verbrennung) eingesetzt werden. Er benötigt eine Schwachgasvorwärmung auf 450 bis 500 °C und ist ebenfalls unempfindlich gegenüber Schwefelbelastungen. (FNR 2014:34f)

Das Verfahren der Druckwechseladsorption gilt als technisch ausgereift und befindet sich bereits an vielen Standorten zur Biogasaufbereitung im Einsatz. Ein Vorteil der DWA ist die sehr hohe Standzeit der Kohlestoffmolekularsiebe von bis zu 20 Jahren, insofern das Gas keine schädigende Inhaltsstoffe enthält. Für die Aufbereitung von Faulgasen stehen handelsübliche Anlagen mit einem Rohbiogas-Input zwischen 400 – 2.800 m³_{i.N.}/h zur Verfügung.

Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 87 - 99,9 %. (FNR 2014:33; Friedl. et al. 2016:62; Hartmann 2014:57)

Anbieter: bspw. Schmack Carbotech GmbH (Viessmann) oder ETW Energietechnik GmbH

1.1.2 Druckwasserwäsche

Das häufigste derzeit in Europa eingesetzte Verfahren zur Abtrennung von CO₂ aus Faulgasen ist die Druckwasserwäsche (DWW), bei der es sich um ein Absorptionsverfahren handelt. Absorption nutzt ein Lösungsmittel, durch welches das Rohgas durchgeleitet wird und Gasbestandteile entsprechend ihrer Löslichkeit in die Flüssigkeit übertreten und absorbiert werden. In diesem Fall dient Wasser als Lösungsmittel, das aufgrund seines amphoteren Charakters neben CO₂ auch Schwefelwasserstoff (H₂S) und Ammoniak (NH₃) weit besser als Kohlenwasserstoff löst. (FNR 2014:25) Um den Anteil von H₂S im Abluftstrom zu verringern, ist dem Prozess zudem eine Entschwefelung vorgeschaltet. Eine spätere Abtrennung aus der Abluft wäre vergleichsweise aufwendig und teuer. Zudem schützt die vorgeschaltete Entschwefelung die nachfolgenden Komponenten vor Korrosion. Auch wird bei DWW das Rohgas auf 5 bis 10 bar verdichtet und heruntergekühlt. Zur Herauslösung des CO₂ wird dieses im Gegenstrom durch einen Rieselbettreaktor geführt, der mit einer ungeordneten Schüttung gefüllt ist, an der das Wasser herabrieselt. Zur Regeneration des Absorptionsmittels wird dieses zunächst teilentspannt. Das sich hier herauslösende Gas besteht größtenteils aus Methan und etwas CO₂ und wird dem Prozess erneut zugeführt. Mit vollständiger Entspannung auf Umgebungsdruck wird das Wasser in einer Gegenstromkolonne einem Luftstrom ausgesetzt (Strippung) und die Gase gelöst. Bei der so entstehenden Abluft handelt es sich demnach um mit CO₂ und etwas Methan angereicherte Luft. Diese muss ebenfalls einer Schwachgasnachbehandlung zugeführt werden.

Der Vorteil des Verfahrens ist der Einsatz von Wasser als sehr preiswertes Waschmedium. Allerdings benötigt der Prozess hohe Drücke und hat dadurch einen vergleichsweise hohen Strombedarf. Der technische Reifegrad kann mit 9 angesetzt werden.

Aufgrund der Strippung entsteht ein Gas mit einem Volumenanteil von nur etwa 14 - 22 % CO₂. (FNR 2014:33)

Anbieter: bspw. Malmberg Bioerdgastech GmbH, Greenlane Biogas GmbH, Ros Roca Envirotec

1.1.3 Physikalische Absorption mit organischen Lösemitteln

Der Prozessablauf entspricht der DWW. Als Waschmittel werden hier jedoch organische Lösungsmittel wie Polyethylenglykol-Dimethylether (Handelsname beispielsweise Genosorb® oder Seloxol®) eingesetzt. Sie binden CO₂ ebenfalls nur physorptiv (van der Waals-Kräfte) an das Waschmittel. Im Vergleich zu Wasser weisen die organischen Lösungsmittel eine deutlich höhere CO₂- und H₂S-Löslichkeit auf, so dass eine geringere Waschmittelmenge nötig ist und auch die Absorber kleiner ausfallen können. Die Löslichkeit von H₂S ist aber nicht immer wünschenswert. Um Korrosion von Anlagenteilen vorzubeugen, ist es sogar ratsam auch hier eine Feinentschwefelung vorzuschalten. Auch wird dadurch die Beladungskapazität für CO₂ im Waschmittel erhöht. Das Verfahren entzieht zudem dem Rohgas viel Wasser, so dass der Trocknungsaufwand deutlich verringert werden kann. Demgegenüber ist der Regenerationsaufwand größer und Bedarf einer Erwärmung des Lösungsmittels zum Austreiben der Gase. Da auch in diesem Prozess Schwachgase anfallen, die mit-

tels RTO nachbehandelt werden, kann die dabei erzeugte Wärme für den Austrieb genutzt werden. (FNR 2014:26) Auch dieses Verfahren kann mit einem TRL (Technology Readiness Level) von 9 eingestuft werden.

Aufgrund der Strippung entsteht ein Gas mit einem Volumenanteil von nur etwa 26 – 33 % CO₂. (FNR 2014:33)

Anbieter: bspw. Haase Energietechnik GmbH, Schelm Anlagentechnik GmbH

1.1.4 Aminwäsche („BM2“)

Hierbei handelt es sich ebenfalls um einen Absorptionsprozess, wobei die chemische Reaktion zwischen Gaskomponenten und Lösung die physikalische Absorption überlagert und nochmals mehr CO₂ aufgenommen werden kann. Als Waschmittel dient eine Aminlösung. Durch die höhere Selektivität der chemischen Bindung fallen die Methanverluste in der Abluft deutlich geringer aus als in den anderen Verfahren. Je nach Verfahren kann auf eine Druckerhöhung verzichtet werden. Die hohe Aufnahmefähigkeit und chemische Bindung von CO₂ führt zu einem geringen Waschmitteleinsatz, bedarf im Gegenzug aber einen höheren Energiebedarf bei der Regeneration des Waschmittels, das auf 120 bis 140 °C erhitzt werden muss. Nach einer Abkühlung auf 40 °C kann die Lösung wieder dem Prozess zugeführt werden. Aufgrund des geringen Methangehalts von unter 0,1 % im Abluftstrom kann auf eine Nachbehandlung verzichtet werden. (FNR 2014:27)

Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 90 – 99,9 %. (FNR 2014:33; Friedl. et al. 2016:62; Hartmann 2014:56)

Anbieter: bspw. Haase Energietechnik GmbH, Wolf Power Systems GmbH, Cirmac International by, Dr.-Ing. Günther Eng., BIS E.M.S, Hitachi Zosen Inova AG

1.1.5 Membranverfahren („BM3“)

Vergleichsweise neu für die Aufbereitung von Faulgasen ist der Einsatz von Diffusionsmembranen, welche die unterschiedliche Löslichkeit der Gaskomponenten in der Membran ausnutzen. (FNR 2014:28)

Zum Schutz der Membran wird diesem Verfahren ebenfalls eine Feinentschwefelung und Trocknung vorgeschaltet. Aufgrund der deutlich höheren Permeabilität von CO₂, Ammoniak und Wasser wandern diese schneller durch die Membran, so dass ein methanreiches Produktgas und eine CO₂-reiche Abluft entstehen. Der Prozess benötigt einerseits eine hohe Partialdruckdifferenz und andererseits sehr dünne und zugleich stabile Membrane, um technisch interessante Flussleistungen zu erzielen. Für einen geringen Methanschlupf bedarf es einer zwei- oder dreistufigen Kaskade aus Membranen. Das Permeat enthält dann immer noch vergleichsweise viel Methan und muss mittel RTO oder Schwachgasverbrennung nachbehandelt werden. (FNR 2014:28)

Einige der Membrantechnologien befinden sich bereits in der Markteinführungsphase. Das Spektrum des TRL wird zwischen 6 bis 8 gesehen. Standzeiten von 10 Jahren sind möglich. Gegenüber den zuvor vorgestellten Verfahren zeichnet sich das Membranverfahren durch einen sehr einfachen technischen Aufbau und spezifisch geringe Investitionen, eine nahezu wartungsfreie und unkomplizierte Handhabung sowie die damit verbundene hohe Betriebssicherheit aus. Durch die Modulbauweise kann sich

jedem Volumenstrom angepasst werden. Demgegenüber stehen der hohe Stromeinsatz für die Druckerzeugung und ein vergleichsweise hoher Methanschlupf ($\leq 5\%$) in die Abluft. (FNR 2014:31)

Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 75 %. (Friedl. et al. 2016:32)

Anbieter: bspw. EnviTec Biogas, Axiom, BORSIG Membrane Technology GmbH, MT Biomethan

1.1.6 Tieftemperaturrektifikation („BM4“)

Die kryogene Gasaufbereitung arbeitet wie die Luftzerlegung mit Verflüssigung des Rohgases und Ausfrieren von CO_2 bei erhöhtem Druck. Durch das Verfahren entstehen sehr reine Produktgase, insbesondere Methan und CO_2 . Aufgrund des hohen Energieeinsatzes besitzt die Tieftemperaturrektifikation bisher keine Marktrelevanz. (FNR 2014:31)

Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 99,9 %.

Anbieter: bspw. Pentair Haffmans, Linde AG

1.1.7 CO_2 -Hybrid-Verfahren („BM5“)

Die Hybrid-Verfahren führen mehrere der zuvor genannten Verfahren zusammen, um hierdurch die Effizienz zu erhöhen und Kosten einzusparen, denn gerade für kleine Biogasanlagen mit weniger als $1.000\text{ m}^3/\text{h}$ sind DWA, DWW und Aminwäsche unwirtschaftlich (Groß und Clemens 2010:72). Diese kleinen Biogasanlagen machen aber mit rund 80 % einen Großteil der Anlagen aus (DBFZ et al. 2015:49). Im Fokus steht auch hier die Aufkonzentration von Methan bspw. auf Erdgasqualität zur Einspeisung in ein Erdgasnetz.

Das Optistrahler-Verfahren, welches von IZES und STEAG gemeinschaftlich entwickelt wurde, ist auf Anlagen mit Rohbiogasmengen von bis zu $100\text{ m}^3/\text{h}$ ausgelegt und soll „eine möglichst kompakte, sichere und kostengünstige Aufbereitungsanlage“ darstellen (Groß und Clemens 2010:73). Hierzu wird das Rohbiogas zunächst verdichtet und durch Abkühlung auskondensiert. Mittels Permeationsmembran erfolgt eine erste Kohlendioxid-Abtrennung. Das CO_2 -reiche Schwachgas wird mittels FLOX-Brenner oxidiert und die Wärme wird der Fermenterheizung zugeführt. Das methanreiche Gas wird mittels eines Strahlwäschers auf Erdgasqualität angehoben. Der Strahlwäscher besitzt den Vorteil, dass er keinen explosionsgeschützten Gasverdichter benötigt und damit die Investitionen gesenkt werden können. Eine kostengünstige Rekuperationseinheit soll die Betriebskosten des Wäschers auf einem niedrigen Niveau halten.

Das Unternehmen Pentair Haffmans entwickelte ein Verfahren, welches ebenfalls den Einsatz von Membranen als ersten Schritt vorsieht. Im folgenden Prozess wird das Methan allerdings durch kryogene Verfahren gewonnen. Das dabei entstehende hochreine CO_2 steht dann anderen Prozessen zur Verfügung (FNR 2014:31).

Aufgrund der benötigten hohen CO_2 -Qualität bzw. -Reinheit werden nachfolgend nur noch die folgenden Technologien betrachtet:

- Druckwechseladsorption (BM₁),
- Aminwäsche (BM₂),
- Membranverfahren (BM₃),
- Tieftemperaturrektifikation (BM₄) und
- CO₂-Hybrid-Verfahren (BM₅).

1.2 CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

1.2.1 CO₂-Abtrennung zur Verwendung für Syntheseprozesse

Die CO₂-Abtrennung aus der Umgebungsluft (*Direct Air Capture*, DAC) kann einerseits dazu eingesetzt werden, um CO₂ für die Weiterverarbeitung in chemischen Prozessen bereitzustellen, andererseits um CO₂-Emissionen aus der Luft zu filtern und nachfolgend einzulagern und so *negative Emissionen* zu erzielen. Letzteres könnte z. B. durch die im Zusammenhang mit CCS diskutierte unterirdische Lagerung in salinen Aquiferen oder ausgeförderten Erdöl- und Erdgasfeldern oder auch durch Einleitung in Basalte und nachfolgende Karbonatbildung geschehen. Eine Alternative ist, CO₂ zu Baumaterialien umzuwandeln und es damit indirekt auf lange Zeit zu lagern³. Auf die Frage der negativen Emissionen wird in einem Exkurs im nachfolgenden Kapitel eingegangen.

Im Gegensatz zur Lagerung des abgetrennten CO₂ wird bei der *Nutzung des CO₂* in Prozessen davon ausgegangen, dass es früher oder später wieder in die Atmosphäre gelangt. Dies kann einerseits nach Jahren oder Jahrzehnten geschehen, wenn es z. B. in Produkten wie Kunststoffen gebunden wird (siehe auch *Technologiebericht 2.4: CO₂-Nutzung*). Eine andere Nutzungsmöglichkeit sind Syntheseprozesse, die mittels vorzugsweise regenerativ hergestelltem Wasserstoff über die Reaktion mit CO₂ und anderen Chemikalien strombasierte Flüssigkeiten, Gase oder Chemikalien erzeugen. Der großskalige Einsatz von CO₂ ist damit ein Schlüsselement zur Kopplung des Stromsektors mit den Sektoren Wärme, Verkehr oder Chemie.

Andere Wege zur Erzeugung großer Mengen von CO₂ sind Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Kraftwerken oder Industrieprozessen (siehe *Technologiebericht 2.3: CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS)*). Im Gegensatz zu diesen Verfahren, die auf die Reduktion von CO₂-Emissionen aus großen Punktquellen (z. B. Kohlekraftwerke) abzielen, sind DAC-Technologien in der Lage, CO₂ direkt aus der Umgebungsluft und damit auch aus verteilten Quellen abzutrennen. Der Einsatz solcher Systeme ist also theoretisch an jedem Standort weltweit denkbar und bietet daher auch Regionen ohne konzentrierte CO₂-Quellen entsprechendes Potenzial. Dies setzt allerdings auch voraus, den – je nach DAC-Verfahren – unterschiedlichen Bedarf an Strom oder Wärme – aus erneuerbaren Quellen zu decken und auch genügend Fläche zur Verfügung zu haben. Zudem benötigen einige Verfahren nicht unerhebliche Mengen an Wasser (siehe Kapitel 4). DAC-Verfahren sind jedoch die einzige Alternative zur großskaligen Bereitstellung von CO₂, wenn im Zuge der massiven Dekarbonisierung in den nächsten Jahrzehnten keine CO₂-Emissionen mehr aus fossilen Kraftwerken

³ Unternehmen in dem Bereich sind z. B. Calera, Calix, Carbon8, CarbonCure oder Solidia Technologies.

und nur noch wenige, nicht vermeidbare CO₂-Emissionen aus konventionellen Industrieprozessen (z. B. der Zementproduktion) zur Verfügung stehen werden.

Prinzipiell ergeben sich durch DAC je nach zugrundeliegendem Systempfad vielfältige Anwendungsoptionen. So können CO₂-Quellen, für die bislang keine attraktiven Dekarbonisierungsoptionen vorhanden sind (z. B. der Flugverkehr), indirekt über DAC adressiert werden. Ebenso könnte DAC auf dem Wege der indirekten Elektrifizierung helfen, Prozesse zu dekarbonisieren, die bisher auf fossilen Rohstoffen basieren. So erfolgt die Herstellung von Basischemikalien bisher in Raffinerien durch das „Cracken“ des Erdölderivats Naphtha. Die in den hierfür benötigten Steam Crackern entstehenden prozessbedingten CO₂-Emissionen könnten nur durch eine nachgelagerte CO₂-Abscheidung und -lagerung eliminiert werden (siehe *Technologiebericht 6.4: Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie*). Alternativ könnten strombasierte Grundstoffe wie z. B. Methanol erzeugt und zu Olefinen weiter verarbeitet werden (siehe *Technologiebericht 4.3: Power-to-liquids/chemicals*), so dass im weiteren Verlauf nur klimaneutrales CO₂ freigesetzt werden würde.

Auch kann die Technologie Bedarfe für CO₂ als Rohstoff direkt an den jeweiligen Produktionsstätten bedienen, ohne dass weitere Logistik für Aufbereitung, Speicherung und Transport benötigt wird. In Kombination mit Power-to-Gas (PtG) / Power-to-Liquids (PtL) können auf diese Weise Brenn- und Kraftstoffe nicht nur ortsunabhängig von CO₂-Punktquellen, sondern durch die vorangegangene Abtrennung aus der Umgebungsluft auch klimaneutral hergestellt werden (Eisaman et al. 2011).

Allerdings stehen dem Einsatz dieser Technologie eine ganze Reihe technisch-ökonomischer Restriktionen gegenüber. CO₂ kommt in der Umgebungsluft nur in sehr verdünnter Form von rund 400 ppm vor (im Vergleich dazu beträgt die Konzentration in den Abgasen aus einem Kohlekraftwerk bis zu 150.000 ppm), weshalb entsprechend große Volumina an Luft benötigt werden (Broehm et al. 2015). Der damit einhergehende Energiebedarf, welcher sich je nach Verfahren aus einem elektrischen und einem thermischen Anteil zusammensetzt, liegt mit dem 2 – 4-fachen 2 – 4-fachen deutlich über jenem von CCS (Goepfert et al. 2012). Ähnlich verhält es sich mit den Kosten, welche in der Literatur zwischen 20 USD/t CO₂ und 1.000 USD/t CO₂ (16 EUR/t CO₂ – 800 EUR/t CO₂)⁴ schwanken, von Herstellern aber mit derzeit rund 600 USD/t CO₂ (480 EUR/t CO₂) und perspektivisch mit 100-200 USD/t CO₂ (80-160 EUR/t CO₂) beziffert werden (Climeworks 2018a; Evens 2017; Goepfert et al. 2012; Vidal 2018). Das Unternehmen *Global Thermostat* will sogar für 50 USD/t CO₂ (40 EUR/t CO₂) produzieren können (Evens 2017).

Grundsätzlich ist die CO₂-Abtrennung aus der Luft ein innovatives Themenfeld in einem frühen Technologiestadium. Zwar handelt es sich um kein grundsätzlich neues Konzept; vielmehr wurde es bereits in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts beschrieben und findet beispielsweise in der Raumfahrt seit Jahrzehnten Anwendung. (Goepfert et al. 2012) Allerdings sind diese Verfahren nicht auf eine möglichst effiziente und kostengünstige Abtrennung großer Mengen CO₂ aus der Erdatmosphäre ausgelegt. Broehm et al. (2015) Arbeiten zu diesem Fokus finden erst seit etwa 15 Jahren statt und sind u. a. in den Reviews von Broehm et al. (2015); Goepfert et al.

4

Bei einem derzeitigem Wechselkurs von 100 USD zu 81 EUR (Stand: 27.03.2018).

(2012); Jones (2011); Koytsoumpa et al. (2018); Lackner et al. (2012) und Sanz-Pérez et al. (2016) beschrieben. Broehm et al. (2015) verweisen insbesondere auf einen fehlenden Forschungskonsens hinsichtlich grundsätzlicher Entwicklungspotenziale von DAC-Systemen und konstatieren, dass Prognosen über zukünftige Energiebedarfe und mögliche Kostendegressionen mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind.

Trotz des ausstehenden Forschungsbedarfs haben sich in den letzten Jahren einige Start-Ups mit kommerziellem Interesse auf dem internationalen Markt etabliert, darunter *Climeworks* (Schweiz mit Deutscher Tochtergesellschaft), *Carbon Engineering* (Kanada) und *Global Thermostat* (USA). Die Akteure unterscheiden sich hinsichtlich der eingesetzten Verfahren, der angebotenen Nutzungskonzepte und der Reifegrade ihrer Technologien, betreiben aber alle Pilot- und Demonstrationsanlagen, zum Teil auch in kommerziellen Maßstäben, und bewerben ihre Produkte aktiv als marktreif (siehe Abschnitt 1.2.3).

1.2.2 Exkurs: CO₂-Abtrennung zum Erzielen „negativer Emissionen“

DAC ist eine von verschiedenen Methoden zur dauerhaften Bindung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre und wird in der Klimawissenschaft zunehmend vor dem Hintergrund der Erzielung negativer Emissionen betrachtet. Diese ergeben sich, wenn das „eingefangene“ CO₂ komprimiert und auf Dauer der Atmosphäre entzogen wird. DAC gehört damit zur Gruppe der *Negative Emission Technologies* (NET). Hierunter fallen nach (Smith et al. 2016) auch

- biomassebasiertes CCS (BECCS)
- (Wieder)Aufforstung von Wäldern (AR, afforestation and reforestation)
- verstärkte Verwitterung von Gesteinen durch Aufnahme von CO₂ (EW, enhanced weathering)
- ökologischere Bewirtschaftungsformen in der Landwirtschaft (die z. B. durch Humusaufbau eine stärkere Bindung von CO₂ im Boden ermöglichen)
- Erhöhung der Aufnahmekapazität von CO₂ in den Ozeanen (z. B. durch Eisendüngung) oder
- Umwandlung von Biomasse in schwer abbaubare Biokohle.

Im Gegensatz zur Nutzung von DAC im Zusammenhang mit Syntheseprozessen wird die Erzielung negativer Emissionen meistens erst für Zeiträume nach 2050 betrachtet. Während einige Klimamodellierer schon länger negative Emissionen als unvermeidlich zum Erreichen des 2 °C-Ziels ansehen und auch die Mehrzahl der Szenarien aus dem 5. IPCC-Bericht diese vorsehen, verschärft sich die Situation durch die Pariser Beschlüsse auf der Klimakonferenz COP21 nochmals. Klimamodellierer gehen inzwischen davon aus, dass das Erreichen des 1,5 °C-Ziels nicht mehr ohne DAC möglich sei, da die Nutzung von BECCS und damit des Biomasse-Anbaus aus verschiedenen Gründen (Flächenverbrauch, Konkurrenz zu Ernährungsfragen u. a.) nicht beliebig ausgedehnt werden könne (Heck et al. 2018). Entsprechend werden DAC im Zeitraum von 2060 – 2100 erhebliche Einsatzmengen zugeschrieben (Chen und Tavoni 2013; Marcucci et al. 2017), auf die in Kapitel 4.1 eingegangen wird. Es wird jedoch auch zunehmend Kritik daran geäußert, sich auf NET zu verlassen, für deren Einsatz es noch große Unsicherheiten und Risiken gäbe (Anderson und Peters 2016; Fuss et al. 2014; Smith et al. 2016). Gleichzeitig müssen diese Technologien jedoch

sehr wohl erforscht und unter technischen, ökologischen, ökonomischen und sozialen Gesichtspunkten bewertet werden (Anderson und Peters 2016; Rogelj et al. 2015).

Diese Diskussion soll hier nicht weiter vertieft werden, sie könnte jedoch die Technikentwicklung und die Kommerzialisierung dieser Technologien über die Nutzung für Syntheseprozesse hinaus in den nächsten zwei bis drei Jahrzehnten entscheidend beeinflussen.

1.2.3 Darstellung der zentralen DAC-Verfahren

Die in Frage kommenden DAC-Konzepte bestehen in der Regel aus drei Schritten (Goepfert et al. 2012):

- 1 | Zunächst muss die Umgebungsluft in geeigneter Weise zu dem Sorbent hingeleitet werden („contacting“). Dies kann z. B. mittels Ventilatoren beschleunigt werden, es kann aber auch der normale Luftzug genutzt werden (Lackner 2009).
- 2 | Anschließend muss das CO₂ aus der Umgebungsluft mittels absorbierender oder adsorbierender Substanzen gebunden werden.
- 3 | Im letzten Schritt folgt die Abtrennung des CO₂ vom Sorbent, was meist durch Zufuhr thermischer oder elektrischer Energie geschieht. Nach dieser Phase der Regeneration steht das Sorptionsmittel wieder für einen erneuten Zyklus in seiner Ausgangsform bereit.

Ansätze zur Gastrennung unterscheiden sich generell hinsichtlich der Wahl des Sorbents und der Art der Regeneration, aber auch der Einbindung in einen übergeordneten Systempfad (CO₂-Lagerung oder -Nutzung) und weiterer Kriterien. Generell kann die Gastrennung durch folgende physikalische oder chemische Verfahren erfolgen:

- *Physikalische Absorption* in flüssige Medien: Dies können einerseits *organische* Verbindungen wie Polyethylenglykol-Dimethylether (Handelsname beispielsweise Genosorb®, Seloxol® oder Rectisol®) sein, die einen geringen Aufwand bei der Regeneration erfordern, jedoch für die Absorption einen hohen Druck erfordern. Sie werden daher z. B. bei der Entfernung von Schwefelverbindungen von Erdgas eingesetzt, sind aber nicht für geringe Konzentration sinnvoll, wie sie bei CO₂ in der Luft vorliegen. Als Alternativen können anorganische Verbindungen wie Natriumhydroxid (NaOH) oder Kaliumhydroxid (KOH) verwendet werden, die bei geringem Druck arbeiten;
- *Adsorption* auf flüssige oder auf feste Medien. Da die Bindungsenergie bei flüssigen Medien so stark ist, dass die Regeneration einen erheblichen Energieaufwand erfordert, wird hier meist auf Feststoffe gesetzt (Goepfert et al. 2012; Lackner 2009). Feststoffe, die physikalisch adsorbieren, sind wiederum bei geringen Konzentrationen des aufzunehmenden Gases nicht geeignet. Stattdessen steht die chemische Adsorption bei DAC im Vordergrund, z. B. der Einsatz von festen (Poly)Aminen direkt als Sorbent oder die Verwendung von (Poly)Aminen chemisch auf Festkörpern gebunden;
- *Kryogene Trennung*, die wie in Kapitel 1.1.6 schon beschrieben durch Verflüssigung des Rohgases und Ausfrieren von CO₂ bei erhöhtem Druck erfolgt, was ebenfalls sehr energieaufwändig ist;

- Trennung mittels *Membranen*, die jedoch nicht für Gasströme mit geringer CO₂-Konzentration geeignet sind.

Die bisher verfolgten DAC-Ansätze lassen sich daher grundlegend in drei Technologiepfade unterteilen:

- DAC1: Absorption und Elektrodialyse – Nutzung gelöster anorganischer Verbindungen
- DAC2: Absorption und Kalzinierung – Nutzung gelöster anorganischer Verbindungen
- DAC3: Adsorption und Desorption – Bindung organischer Aminverbindungen an Feststoffen

Absorption und Elektrodialyse („DAC1“)

Specht et al. (1998) vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) beschreiben einen Prozess, bei dem die Absorption des in der zunächst angesaugten Luft enthaltenen CO₂ mithilfe einer Natriumhydroxidlösung (NaOH) erfolgt. Durch Versauerung der resultierenden Natriumcarbonatlösung (Na₂CO₃) mit Schwefelsäure (H₂SO₄) wird das CO₂ in nahezu reiner Form wieder abgeschieden. Anschließend folgt die Wiederherstellung des NaOH und der Schwefelsäure über einen elektrochemisch getriebenen Membranprozess, in dem mit bipolaren Membranen Stoffe aus Lösungsmitteln abgetrennt werden können (Elektrodialyse). Das Verfahren hat einen Strombedarf von 430 kJ/mol CO₂ (2,72 MWh_{el}/t CO₂), wovon 70 kJ/mol CO₂ (0,44 MWh_{el}/t CO₂) auf den Ventilator für das Ansaugen der Umgebungsluft entfallen. Es wird keine zusätzliche thermische Energie benötigt.

Auch die Prozesse, welche von Eisaman et al. (2011) am Palo Alto Research Center (PARC) beschrieben werden, folgen grundsätzlich diesem Schema, wenngleich hier insgesamt sechs verschiedene Mischungen aus Kaliumhydrogenkarbonat (KHCO₃), Kaliumkarbonat (K₂CO₃) und KOH als Absorptionsmittel erprobt werden. Die anschließende Wiederherstellung erfolgt wie zuvor mittels Elektrodialyse. Der Energiebedarf wird im besten Fall mit 300 kJ/mol CO₂ (1,89 MWh_{el}/t CO₂) beziffert, wenngleich Verbesserungen für großskalige Anlagen in Aussicht gestellt werden. Neben dem Strombedarf wird keine zusätzliche thermische Energie benötigt.

Absorption und Kalzinierung („DAC2“)

Bei diesem Prozess erfolgt die Absorption des CO₂ ähnlich wie im vorherigen Verfahren mithilfe von NaOH oder KOH als wässrige Lösung. Baciocchi et al. (2006) schlagen ein NaOH-basiertes Verfahren vor, welches die *Amerikanische Physikalische Gesellschaft* (engl. American Physical Society, APS) als Referenzsystem für ihre Technologiebewertung verwendet (APS 2011) und von Mazotti et al. (2005) sowie Zeman (2014) optimiert wurde.

Das kanadische Unternehmen *Carbon Engineering* verwendet hingegen KOH. Das aus der CO₂-Absorption resultierende wässrige K₂CO₃ wird in einem Pelletreaktor zu Calciumcarbonat (CaCO₃) ausgefällt und per Kalzinierung in CO₂ und Calciumoxid (CaO) zersetzt. Letzteres wird zu Calciumhydroxid (Ca(OH)₂) hydratisiert und steht anschließend für einen erneuten Durchgang zur Verfügung (Carbon Engineering 2018) (siehe Tab. 1-1). Bei diesem Verfahren werden für die Kalzinierung sehr hohe

Temperaturen ($> 850\text{ °C}$) benötigt, welche das Unternehmen in seinem derzeitigen Pilotprojekt in Squamish (Kanada) über Erdgasbefeuerung erreicht. Der resultierende Energiebedarf beträgt $2,78\text{ MWh/t CO}_2$, wovon der überwiegende Teil als thermische Energie anfällt (FVV 2016:5-97). Angaben zum Strombedarf für das Luftgebläse und die Anlagenführung konnten nicht identifiziert werden. In der Pilotanlage erzeugt das Unternehmen seit Dezember 2017 in einem „Air-to-Fuels“ genannten Verfahren 1 Bbl Öl pro Tag, was umgerechnet $0,048\text{ kt Öl/a}$ entspricht.⁵ Hierfür werden $1\text{ t CO}_2/\text{Tag}$ aus der Atmosphäre abgetrennt.

Denkbar wäre, dieses Verfahren in Kombination mit Solartürmen (also solarthermischen Kraftwerken) zu nutzen, die solare Wärme von bis zu 1.000 °C erzeugen und speichern können. In Kombination mit solarthermischer Stromerzeugung und nachfolgender Elektrolyse könnten somit an ein- und demselben Standort Wasserstoff und CO_2 zur Herstellung strombasierter Produkte erzeugt werden. Sowohl für die Elektrolyse als auch die Absorption wäre allerdings die Verfügbarkeit des benötigten Wassers zu klären.

Adsorption und Desorption („DAC3“)

Bei diesem Prozess wird das CO_2 zunächst via organischer Chemiesorption an einen Sorbent gebunden, welcher anschließend vor allem durch Wärme- (Temperature Swing) oder Feuchtigkeitszufuhr (Humidity Swing) regeneriert wird.

Das schweizerische Unternehmen *Climeworks* verwendet als Filtermaterial u. a. trockene Zellulose, an deren Oberfläche Aminverbindungen angelagert werden. Die Regenerierung des Adsorbens erfolgt unter Vakuum mittels *Temperature Swing* im Niedertemperaturbereich (ca. 100 °C) und liefert CO_2 mit einer Reinheit von $99,9\%$. Da hier im Gegensatz zum vorherigen Verfahren keine hohen Temperaturen benötigt werden, fällt der thermische Energiebedarf mit derzeit $2,5\text{ MWh}_{\text{th}}/\text{t CO}_2$ deutlich geringer aus und lässt die Einbindung von Abwärme aus vorhandenen Anlagen wie Elektrolyseuren oder Synthesenanlagen (z. B. Methanisierung) zu (als Zielwert werden $1,5\text{ MWh}_{\text{th}}/\text{t CO}_2$ angestrebt). Neben der thermischen Energie fallen $0,5\text{ MWh}_{\text{el}}/\text{t CO}_2$ Strom für das Gebläse an. Ein weiterer Vorteil dieses Verfahrens ist es, dass die in der Luft enthaltene Feuchtigkeit nach Durchlaufen des Prozesses als Wasser zur Verfügung steht und so für andere Prozesse, z. B. die Elektrolyse, genutzt werden kann. Das Unternehmen bietet ein Standardmodul „DAC-1“ an, das je nach Bedarf zu großen Einheiten kombiniert werden kann (z. B. „DAC-36“ mit 36 Einheiten a 5 m^2 und einer CO_2 -Abscheidekapazität von 4.920 kg/Tag). (Climeworks 2018a,b)

Climeworks betreibt Demonstrationsprojekte in Zürich, Rapperswil, Hinwil (Schweiz) und Hellisheidi (Island) (siehe Tab. 1-1). Je nach Standort wird das abgeschiedene CO_2 einerseits zur Weiternutzung als Pflanzendünger für Gewächshäuser (Hinwil) oder als Grundstoff für die Produktion synthetischer Kraftstoffe (Rapperswil) verkauft. In Hellisheidi (Standort des zweitgrößten Geothermalkraftwerks der Welt) wird es zur langfristigen Sequestrierung mit Wasser versetzt und als Kohlensäure in 700 m tiefe Basaltgesteine eingeleitet, wo es sich mit den dort vorhandenen Mineralien Magnesium, Kalzium und Eisen verbindet. Aufgrund der hohen im Basalt

⁵ $365\text{ bbl/a} = 58\text{ m}^3/\text{a} = 48.343\text{ kg/a}$ (bei einer angenommenen Dichte für Diesel von 833 kg/m^3).

vorherrschenden Temperaturen (ca. 400 °C) tritt innerhalb von zwei Jahren die Karbonatbildung ein, wodurch das CO₂ dauerhaft eingelagert bleibt (Climeworks 2018b; Diermann 2017)⁶. Aufgrund des hohen Wasserbedarfes (27 m³/t CO₂), der nicht über das aus der Feuchtigkeit der Luft gebildete Wasser ausgeglichen werden kann, bietet sich das Verfahren allerdings nur dort an, wo sowohl Basaltvorkommen als auch ausreichend Wasser verfügbar sind. Neben reinem Trinkwasser kann jedoch auch Salzwasser (in diesem Fall 31 m³/t CO₂) verwendet werden (Reykjavik Energy 2018).

Weitere Anlagen werden zum Zwecke von Power-to-Gas und Power-to-Chemicals in EU-Forschungsprojekten getestet. Mit einem Projekt in Norwegen steigt Climeworks zusammen mit Partnern in die großtechnische Produktion von BlueCrude ein, innerhalb dessen 8.000 t Öl pro Jahr produziert werden sollen (Industrieanzeiger 2017)⁷.

Das US-Unternehmen *Global Thermostat* arbeitet ebenfalls nach dem Prinzip der Adsorption und Desorption und betreibt eine Pilotanlage in Kalifornien (USA) mit einer CO₂ Aufnahmekapazität von 2.000 kg/Tag (siehe Tab. 1-1). Die Firma plant, DAC-Module mit einer CO₂-Aufnahmekapazität von 50 kt/a – 2.000 kt/a (137 t/d bzw. 5.480 t/d) zu Kosten von 50 USD/t CO₂ (40 EUR/t CO₂) anzubieten. Nähere Informationen sind nicht verfügbar. (Global Thermostat 2018)

Im Rahmen des finnischen Forschungsprojekts *SOLETAIR* wurde vom *Finnischen Technologieforschungszentrum VTT* und der *Lappeenranta Universität* eine Kompaktanlage zur Gewinnung synthetischer Kraftstoffe entwickelt, die im Sommer 2017 die ersten 200 Liter Kraftstoff produzierte. (KIT 2017; VTT und LUT 2018) Die integrierte DAC-Anlage arbeitet ebenfalls nach dem Adsorption/Desorption Prozess, setzt als Feststoff jedoch ein Harz mit angelagerten Aminen ein („amine-functionalized polystyrene spherical beads“). An den Aminen werden sowohl das CO₂ als auch das Wasser adsorbiert und nach Sättigung des Adsorbents im Vakuum unter Wärmezufuhr zurück gewonnen. Die Anlage ist auf eine Produktion von 80 l Benzin pro Tag ausgelegt, was umgerechnet 0,022 kt Benzin/a entspricht.⁸ Hierfür werden 3,8 kg CO₂/Tag aus der Atmosphäre abgetrennt. An dem Projekt ist auch die deutsche Firma INERATEC, ein Spin-off des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), beteiligt, die einen kompakten Fischer-Tropsch-Reaktor entwickelte. Das Fernziel des Projektes ist es, aromatische Kohlenwasserstoffe wie Benzene, Toluene und Xylene als Basis für strombasierte Polymere (z. B. Polyurethan) zu produzieren.

Lackner (2009) vom *Center for Negative Emission of Arizona State University* beschreibt ebenfalls einen feststoffbasierten Adsorptionsprozess, bei welchem jedoch ein Ionenaustauscherharz zum Einsatz kommt und die Desorption mittels Humidity Swing erfolgt. Der Energiebedarf wird mit sehr geringen 50 kJ/mol CO₂ (0,32 MWh/t CO₂) angegeben, das Verfahren beschränkt sich bislang jedoch auf theoretische Konzeptualisierung und Prototypen im Labormaßstab. Im Gegensatz zu CO₂ mit einer hohen Reinheit liefert dieses Verfahren „CO₂ enriched air“ (McLaren 2014).

⁶ Am *CarbFix2-Projekt* in Island sind neben Climeworks auch Reykjavik Energy, University of Iceland, CNRS und Columbia University beteiligt (<https://www.or.is/carbfix>)

⁷ Am Projekt in Heroya sind neben Climeworks die Firmen Sunfire, Nordic Blue Crude AS EDL Anlagenbau und weitere Partner beteiligt (Industrieanzeiger 2017).

⁸ 80 l/Tag = 29.200 l/a = 0,022 kt/a (bei einer angenommenen Dichte für Benzin von 0,76 kg/l).

Tab. 1-1 Derzeit bekannte DAC-Demonstrationsanlagen und -pläne mit Basisdaten

		DAC2	DAC3						VTT und LUT	Fa. Global Thermostat
		Absorption und Kalzinierung	Adsorption und Desorption							
		Fa. Carbon Engineering	Fa. Climeworks							
Details Demoanlage	Ort	Squamish (Kanada)	Hinwil (Schweiz)	Rapperswil (Schweiz)	Hellisheidi (Island) <i>CarbFix2</i>	Troia (Italien) EU Projekt <i>STORE&GO</i>	EU Projekt <i>CELBICON</i>	Heroya (Norwegen)	Finnland	Menlo Park (USA, Kalifornien)
	Nutzung für	„Air-to-Fuels“ (A2F) (mit Greyrock Energy)	Gewächshäuser (mit Gärtnerei)	PtMethan	Mineralisierung (mit Reykjavik Energy)	Ab 2018 PtG (mit DVGW)	Ab 2018 PtC	Ab 2020 PtL (mit Sunfire et al.)	PtL, später PtC	
	Energie	Erdgas	Abwärme von MVA	Abwärme Elektrolyse/Methan.	Wärme Geothermie	Methan-synthese		BlueCrude-Synthese	Vermutlich Synthese	
CO ₂ -Aufnahme	kg/d	1.000	2.460 („DAC-18“) ¹⁾		135 („DAC-1“)	419 („DAC-3“)	16	-	3,8	2.000
	kt/a	0,365	0,9		0,050	0,15	0,0058	350	0,0014	0,730 Pilot
	kt/(a,m ²)	-	0,01		-	0,0075	-	-	-	0,08
Erzeugung Kraftstoff	kt/a	0,048	-		-	-	-	8	0,022	-
Wissenschaftliche Artikel		Holmes et al. (2013) Holmes und Keith (2012)	Nikulshina et al. (2009) Gebald et al. (2011, 2013, 2014) Wurzbacher et al. (2011, 2012, 2016)							Eisenberger (2016); Eisenberger et al. (2009); Realf und Eisenberger (2012)

PtC = Power-to-Chemicals; PtG = Power-to-Gas; PtL = Power-to-Liquids; MVA = Müllverbrennungsanlage

¹⁾ Die Bezeichnungen der Fa. Climeworks sind nicht zu verwechseln mit den in diesem Bericht verwendeten Bezeichnungen der drei grundlegenden Verfahren.

Quelle: Carbon Engineering (2018); Climeworks (2018b); Friedl (2015); Global Thermostat (2018); Industrieanzeiger (2017); VTT und LUT (2018)

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Gaswäschen zur Abtrennung von CO₂ sind in verschiedenen industriellen Prozessen notwendig und hier auch bereits seit vielen Jahrzehnten großtechnisch im Einsatz, bspw. in der Ammoniakproduktion. Im Zusammenhang mit Faulgasen wurde die Entwicklung von Anlagen kleiner Leistungsgrößen durch das EEG ab 2009 vorangetrieben, welches die Aufbereitung von Bio-, Klär- und Deponiegas auf Erdgasqualität (nachfolgend als Biomethan bezeichnet) förderte und die Wirtschaftlichkeit sicherstellte. Die zuvor genannten Verfahren gelten daher prinzipiell als technisch entwickelt und größtenteils marktreif. Allerdings wurde mit dem EEG 2014 die Förderung von Biomethan wieder eingestellt, so dass die Wirtschaftlichkeit für neue Anlagen nur noch in wenigen Fällen gegeben ist. Forschungsbedarf besteht daher einerseits in der Verbesserung der Gesamteffizienz, der Kostenminderung bei der Membrantechnologie und dem Einsatz alternativer Waschlösungen. Mit Blick auf die künftige Verwendung des CO₂ als Einsatzstoff für die Herstellung von Synthesegasen, Kraftstoffen und Chemikalien besteht andererseits Forschungsbedarf hinsichtlich der Nutzbarmachung von günstigen klimaneutralen CO₂-Quellen mit teils Erzeugungskosten gegen null und der Entwicklung von PtL-Erzeugungsanlagen in kleinem zur Faulgasmenge passendem Maßstab. Da CO₂ als unerwünschtes Nebenprodukt abgetrennt wird, können die Kosten bei der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen mit null angesetzt werden. Allerdings ist der Transport aufgrund der Gasverflüssigung und geringer Mengen sehr teuer, weshalb die Erzeugung eines Fluids mit hoher Energiedichte vor Ort vorteilhaft wäre. Spezifische PtL-Pilotanlagen vor Ort mit direkter Verwendung von CO₂ aus Faulgasen sind nicht bekannt. Allerdings begann das vom BMBF geförderte Projekt „SunFire“ der Sunfire GmbH zunächst mit CO₂ aus einer Biogasanlage, bevor entschieden wurde, ein DAC-Verfahren zu nutzen (Ingenieur.de 2015). In dem derzeit laufenden Kopernikus-Projekt „Power-to-X“, gefördert durch das BMBF, wird im Forschungscluster „B2: Methan, Kohlenwasserstoffe und länger-kettige Alkohole“ ebenfalls CO₂ aus Biogas als eine Option vorgesehen.

2.2 CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Deutschland

Derzeit sind in Deutschland weder DAC-Patente angemeldet, noch sind den Autoren deutsche Hersteller bekannt. Climeworks betreibt in Dresden die Tochtergesellschaft Climeworks Deutschland GmbH.

Im Rahmen des BMBF-Forschungsprojektes *CORAL (CO₂-Rohstoff aus Luft)* wird jedoch von einem deutschen Konsortium ein DAC-Verfahren zur hocheffizienten und kostengünstigen CO₂-Bereitstellung mittels DAC entwickelt, welches als Basis für die Erzeugung regenerativer Rohstoffe dienen soll. Beteiligte Partner sind das Zentrum für Sonnenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW), das Institut für Polymerchemie am Lehrstuhl für Makromolekulare Stoffe und Faserchemie der Universität Stuttgart (IPOC) sowie das Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu). Während das ZSW für die Projektkoordinierung sowie den Bau und Betrieb einer entsprechenden Versuchsanlage verantwortlich ist, entwickelt das

IPOC neue Materialien für die reversible Adsorption auf Basis monolithischer Polymere bzw. Zellulosefasergewebe. Das ifeu führt Lebenszyklusanalysen durch, um die Umweltauswirkungen der Technologie zu untersuchen und mit anderen Verfahren zu vergleichen.

Darüber hinaus ist die Firma *Climeworks* (Schweiz) in dem derzeit laufenden Kopernikus-Projekt „Power-to-X“, gefördert durch das BMBF, als Partner der Firma Sunfire (Dresden) vertreten. Im Forschungscluster „A2: Niedertemperatur Co-Elektrolyse“ wird eine integrierte Anlage zur Herstellung von Flüssigkraftstoffen entwickelt, wobei die für die CO₂-Abtrennung benötigte Wärme aus der Syntheseanlage kommen wird.

Die Firma INERATEC, ein Spin-off des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), ist wie oben dargestellt an dem finnischen Forschungsprojekt SOLETAIR beteiligt, für das sie einen kompakten Fischer-Tropsch-Reaktor entwickelte.

International

Weltweit sind derzeit 20 Patente zum Thema angemeldet, entsprechende Hersteller (*Climeworks, Carbon Engineering, Global Thermostat*) stammen aus der Schweiz, Kanada und den USA. Eine Publikationsanalyse via Scopus ergab rund 184 referierte Artikel mit einem deutschen Anteil von 3 % (siehe Kapitel 4.6).

Insbesondere in den letzten 15 Jahren wird an der Material- und Verfahrensentwicklung gearbeitet – zentrale Themen hier sind:

- Entwicklung und Test von CO₂-Sorbents in den verschiedenen oben dargestellten Entwicklungsrichtungen
- Techno-ökonomische Analysen der einzelnen Verfahren
- Anlagenskalierung von Laborentwicklungen hin zu Demo- und Pilotverfahren
- Generell Minimierung des Energiebedarfs
- Reduktion der Kosten in Richtung 100 USD/t CO₂ (80 EUR/t CO₂)
- Prozessintegration der entwickelten Verfahren

Eine Vielzahl von Reviews beschäftigt sich in den letzten Jahren mit der Aufarbeitung des Standes der Wissenschaft, z. B. APS (2011); Broehm et al. (2015); Goepfert et al. (2012); Jones (2011); Koytsoumpa et al. (2018); Lackner et al. (2012); Sanz-Pérez et al. (2016), baut aber oft auf dem Stand von vor einigen Jahren auf und berücksichtigt nicht die oben dargestellten aktuellen Entwicklungen insb. bei den auf Adsorption/Desorption basierenden Verfahren.

Zudem werden in den letzten Jahren auch verstärkt übergreifende Analysen zum Einsatz von DAC erstellt:

- Einsatz von DAC als Negative Emission Technology (Szenarien, Politikansätze)
- Kopplung von DAC mit Syntheseverfahren und Analyse von deren Kosten und Ökobilanzen
- Szenarienanalysen wie von Psarras et al. (2017), die am Beispiel der USA zeigen, dass mögliche Standorte von DAC-Anlagen dort geplant werden sollten, wo sowohl Wind- und Concentrated Solar Power (CSP)-Anlagen zur Stromerzeugung als auch ausreichende CO₂-Lagerstätten vorhanden sind.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Mit diesem Kriterium wird die Dauer bis zur Inbetriebnahme der ersten kommerziellen DAC-Anlage eingestuft. Eine kommerzielle Anlage ist dabei eine Anlage, die einen TRL von 9 erreicht hat, auf dem Markt erworben werden kann und konkurrenzfähig ist (was in diesem Fall bedeutet, dass ausreichende Marktanreize vorhanden sind).

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Die CO₂-Abtrennung aus Faulgasen hat in den meisten der in Kapitel 1.1 genannten Verfahren die Marktreife erlangt – Ausnahmen bilden das Membranverfahren sowie je nach Zusammenstellung CO₂-Hybrid-Verfahren – und es sind bereits Anlagen im Betrieb und können bei Herstellern erworben werden. Aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen im EEG – Wegfall des Bonus’ zur Aufbereitung von Biogas auf Biomethan sowie Reduktion der vergütungssätze für Strom aus Biomethan – ist derzeit nicht mit oder nur wenigen Neubauten zu rechnen. Der weitere Ausbau ist daher von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Wie oben dargestellt, befinden sich die beschriebenen DAC-Verfahren einerseits noch zwischen frühem F&E- und Demonstrationsstadium, werden andererseits durch die Entwickler aber als marktreif eingestuft⁹. Die Anlagen sind insbesondere aus Kostengründen noch weit davon entfernt, großmaßstäblich zum Zwecke der Herstellung strombasierter Kraft- und Brennstoffe sowie Chemikalien eingesetzt zu werden. Erst mit Hilfe von Marktanreizprogrammen dürfte es gelingen, sie zu einem konkurrenzfähigen Produkt weiterzuentwickeln. Es wird daher konservativ eine Zeitspanne bis 2030 abgeschätzt, bis zu der die Kommerzialisierung im obigen Sinne gegeben ist. Dabei wird nicht zwischen den in diesem Projekt angesetzten Szenarienwelten (80 %ige und 95 %ige THG-Reduktion) unterschieden, da auch in einer 80 %igen Reduktionswelt ausreichend Handlungsdruck besteht, nicht nur den Stromsektor, sondern auch Verkehrs- und Industriesektor zu dekarbonisieren.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 (<input checked="" type="checkbox"/>)	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 (<input checked="" type="checkbox"/>)	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

⁹ So bietet *Climeworks* z. B. ausgereifte Anlagen (TRL=9) mit einer Abtrennleistung zwischen 135 und 13.120 kg CO₂/Tag bzw. 0,05 – 4,8 kt CO₂/a zum Preis von 600 CHF/t CO₂ auf dem Markt an, geht aber davon aus, dass bei entsprechenden Marktanreizmechanismen innerhalb von ca. 10 Jahren durch konkrete geplante technische Verbesserungen eine Kostenreduktion auf unter 100 CHF/t CO₂ erreicht werden könnte (Climeworks 2018a; Evens 2017).

Weitere Verfahren, die bisher erst im Konzeptstadium oder im Labor existieren, werden vermutlich erst in 10 Jahren kommerziell verfügbar sein, so dass diese Vorlaufzeit ebenfalls mit angegeben wird.

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Weitere Forschungs- und Entwicklungsrisiken zeigen sich derzeit nur beim Membranverfahren (TRL 6-8) und bei innovativen CO₂-Hybrid-Verfahren (TRL 5-9). Die restlichen Verfahren können mit TRL=9 eingeordnet werden (Tab. 3-2).

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiegruppen CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	BM1	BM2	BM3	BM4	BM5
Grundlagenforschung						
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung						
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration						
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Kommerzialisierung						
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

TRL= Technology Readiness Level

BM1: Druckwechseladsorption, BM2: Aminwäsche, BM3: Membranverfahren, BM4: Tieftemperaturrektifikation, BM5: CO₂-Hybrid-Verfahren

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Tab. 3-3 zeigt die Ergebnisse einer Literaturrecherche zum aktuellen Entwicklungsstadium der Technologiegruppen, für DAC unterteilt nach Verfahren und Quellen. Laut Napp et al. (2017) befinden sich sämtliche NET-Technologien (inkl. DAC, exkl. BECCS) in einem sehr frühen Technologiestadium von TRL 1-3. Lomax et al. (2015) unterscheiden hier je nach Sorptionsmittel und befinden Hydroxidlösungen, welche bei DAC1 und DAC2 zum Einsatz kommen, mit einem TRL-Level von 3-5 für weiter fortgeschritten als Amine mit TRL 2-4, auf denen DAC3-Systeme basieren. UBA (2016) sieht die DAC3-Technologiegruppe hingegen bereits bei TRL 6. Für letztgenannte Klassifizierung sprechen die in Abschnitt 1.2.1 aufgeführten Demonstrationsanlagen, die zum Teil weit über Konzeptbeschreibungen und kleinmaßstäbliche Laboranwendungen hinausgehen. Dementsprechend stuft Climeworks – bei den gegebenen Kosten – ihre Technologie bereits mit TRL=9 ein (Climeworks 2018a). Angaben für die beiden anderen genannten Unternehmen waren nicht verfügbar.

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiegruppen CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	DAC1	DAC2	DAC3
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Technologieentwicklung				
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Demonstration				
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

TRL= Technology Readiness Level

DAC1: Absorption und Elektrodialyse, DAC2: Absorption und Kalzinierung, DAC3: Adsorption und Desorption

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Aufgrund der bereits zuvor genannten Veränderung des wirtschaftlichen Rahmens mit dem EEG 2014 bestehen für dezentrale Kleinanlagen insbesondere wirtschaftliche F&E-Risiken, da der Absatzmarkt derzeit nicht mehr gegeben ist. Die Prozesse selbst gelten als weitestgehend ausgereift, mit Ausnahme der Membran- und Hybridverfahren.

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Druckwechseladsorption						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Aminwäsche						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Membranverfahren						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Tiefentemperaturrektifikation						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Hybrid-Verfahren						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Aufgrund der unterschiedlich ausgereiften Konzepte ist eine allgemeine Einschätzung des Risikos schwierig. Legt man jedoch die Angaben der drei genannten Unternehmen zugrunde, dürfte das rein technische Risiko gering sein, da deren Anlagen bereits auf dem Markt angeboten werden. Lernprozesse (technisches Lernen, up-scaling und Massenproduktion), die Kostenreduktionen auslösen, sind jedoch von einem entsprechenden Absatzmarkt abhängig. Dieser wird sich – über Einzelanwendungen hinaus – erst entwickeln, wenn geeignete CO₂-Steuerungsinstrumente existieren. In diesem Fall dürften auch CO₂-Vermeidungskosten um die 80 Euro/t CO₂

realistisch sein. Im Gegensatz zur Erzielung reiner negativer Emissionen sind die Kosten der CO₂-Abtrennung im Rahmen von Syntheseprozessen jedoch nur ein Kostenbestandteil unter mehreren. In diesem Fall hängen die Absatzchancen auch von zu schaffenden Marktanreizinstrumenten für die regenerativ hergestellten Syntheseprodukte ab. Daher wird das marktwirtschaftliche F&E-Risiko allgemein als „hoch“ eingestuft und das technische F&E-Risiko als „eher gering“ (in der Summe jedoch nicht als „gering“, da technisches Lernen von der Marktentwicklung abhängt).

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Rohstoffrisiken werden derzeit nicht gesehen, können aber erst realistisch eingeschätzt werden, wenn Szenariostudien zum Bedarf an Materialien für Herstellung und Betrieb der Anlagen vorliegen.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Eine Abschätzung von Marktpotenzialen (Deutschland und international) wäre zum jetzigen Zeitpunkt spekulativ, da mindestens die folgenden Faktoren berücksichtigt werden müssen:

- 1 | Das aus Faulgasen oder aus der Luft abgetrennte CO₂ könnte für verschiedene Zwecke benötigt werden, deren Mengen und Qualität (z. B. Reinheit) abgeschätzt werden müssen:
 - für Syntheseprozesse zur Herstellung von Kraft- oder Brennstoffen sowie Chemikalien (Methanisierung, Methanolherstellung und nachfolgende Prozesse) für den Verkehrs- und Industriesektor;
 - zum direkten Einsatz in der Chemieindustrie (CCU – Carbon Capture and Utilisation);
 - mit nachfolgender Einlagerung.
- 2 | Für die genannten Zwecke könnte in einer Übergangszeit (z. B. abnehmend bis 2050) ebenfalls fossiles CO₂ aus der Abtrennung aus Kraftwerken oder Industrieanlagen verwendet werden, so dass das Verhältnis von fossilem zu klimaneutralem CO₂ geklärt werden müsste. Auch wenn zunächst noch genügend fossiles CO₂ zur Verfügung stehen würde, wäre es dennoch angebracht, parallel hierzu Strukturen zur Nutzung von DAC aufzubauen, da Anlagen in der Größenordnung mehrerer Gigawatt nicht auf einmal errichtet werden können. Selbst wenn einige CO₂-intensive Prozesse (z. B. aus der Zementherstellung) weiter existieren werden, müsste dieses CO₂ ab 2050 vermutlich eingelagert und stattdessen komplett auf klimaneutrales CO₂ umgestellt werden. Gleiches gilt für die Pre-Combustion CO₂-Abtrennung aus Faulgasen, die aufgrund des hohen CO₂-Gehalts einen vergleichsweise geringen Energie- und Stoffeinsatz aufweisen, jedoch dezentral verteilt sind.
- 3 | Zur Abschätzung der benötigten Mengen an CO₂ werden Szenarien oder Roadmaps benötigt, aus denen hervorgeht, ab wann in den drei genannten Bereichen in welchem Umfang CO₂ benötigt würde. Dies bedarf Entscheidungen über die zukünftigen Antriebskonzepte (elektrisch, Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe) und der Aus- oder Umgestaltung von Industrieprozessen.
- 4 | Das Verhältnis von fossilem und klimaneutralem CO₂ hängt auch von Infrastrukturaspekten ab, denn für die CO₂-Abtrennung ist teilweise ein erheblicher Energieeinsatz nötig. Dieser kann vermindert werden, wenn die benötigte thermische Energie aus der Abwärme z. B. einer Syntheseanlage verwendet werden kann. Wenn in der Übergangszeit zunächst CO₂ aus Industrieprozessen eingesetzt würde und die Syntheseanlagen entsprechend platziert werden, ist jedoch zu berücksichtigen, dass das CO₂ bei Wegfall dieser CO₂-Quellen von extern gelegenen DAC-Anlagen und Faulgasquellen zu den errichteten Anlagen nahe den Industriestandorten transportiert werden müsste. Abhängig vom künftigen Gesamtbedarf an CO₂ als Rohstoff, mittel- und langfristig verfügbaren Quellen, den Absatzorten (Industrie, Kraftstofferzeugung und –verbrauch) und den CO₂-

Bereitstellungskosten sind daher zunächst die verschiedenen Bereitstellungspfade eingängig zu prüfen.

- 5 | Schließlich würden zur Abschätzung in TF_Energiewende auch Angaben benötigt, wie viele Anlagen in Deutschland installiert werden könnten im Vergleich zu weltweiten Zahlen. Der weltweite Ausbau würde benötigt, um Lernraten abschätzen zu können.

Aufgrund dieser unsicheren Faktoren werden zu Illustrationszwecken nur die in TF_Energiewende im *Technologiebericht 4.3: Power-to-liquids/chemicals* ermittelten Potenziale an (flüssigen) strombasierten Kraft- und Treibstoffen sowie Chemikalien aufgezeigt und aus ihnen der Bedarf an CO₂ abgeleitet – sowohl für Deutschland als auch international. Einerseits wurde für beide Technologien ein schrittweiser Aufbau angenommen, der in etwa den Ausbauzielen der erneuerbaren Energien entspricht. Andererseits könnte wie oben dargestellt zunächst auch fossiles CO₂ verwendet werden, so dass der im Folgenden gezeigte Bedarf an klimaneutralem CO₂ eher eine Obergrenze darstellt. Hinzu käme jedoch auch noch ein möglicher Bedarf an CO₂ für Power-to-Gas zur Nutzung im Wärmesektor, der hier nicht berücksichtigt worden ist.

Im *Technologiebericht 4.3: Power-to-liquids/chemicals* wurden folgende Ausbauszenarien verwendet (die angegebenen Seitenzahlen beziehen sich auf diesen Bericht):

■ *Power-to-Liquids*

■ *Deutschland* (S. 35)

Ausbaupfad im Rahmen des KS 95-Klimaschutzszenarios aus Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015), wo ab 2040 ein erheblicher Bedarf an strombasierten (flüssigen) Kraft- und Treibstoffen, insb. für den Schwerlast- und den Flugverkehr, angenommen wird (95 % Reduktionsziel). Der PKW-Verkehr wird, wie auch schon beim KS 80-Klimaschutzszenario, durch andere Optionen abgedeckt.

■ *International* (S. 30)

Ausbaupfad im Rahmen des „Sustainable World Energy Outlook“ von Teske et al. (2012), wo ab 2020 ein langsamer Hochlauf strombasierter Kraft- und Treibstoffe beginnt, die ab 2040 massiv anwachsen.

■ *Power-to-Chemicals*

■ *Deutschland* (S. 36)

Deckung des Naphthabedarfes als Grundstoff der Chemikalienherstellung über die Erzeugung regenerativen Methanols und nachfolgendem MtO (Methanol-to-Olefin) oder OCM (Oxidative-Coupling-of-Methan)-Pfad. Dabei wird angenommen, dass der Bedarf an Basischemikalien (in Ethylenäquivalenten) der dreifachen Menge des benötigten Ethylens entspricht. Die Umstellung der Methanolproduktion auf erneuerbaren Strom erfolgt in Analogie zu den 80 % bzw. 95 %-Klimaschutzszenarien aus Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015).

■ *International* (S. 31)

Erheblicher Anstieg des Chemikalienbedarfs bis 2050 nach verschiedenen Szenarien, dabei ebenfalls die Annahme, dass der Bedarf an Basischemikalien (in Ethylenäquivalenten) der dreifachen Menge des benötigten Ethylens ent-

spricht. Eine Umstellung der Methanolproduktion auf erneuerbaren Strom erfolgt in Analogie zum „450 ppm“-Szenario des „World Energy Outlook 2016“ (2 °C-Ziel) bzw. einem schnelleren Umstieg für den Fall eines 1,5 °C-Ziels.

Deutschland

Abb. 4-1 zeigt den resultierenden CO₂-Bedarf nur für den Ausbau in Deutschland. Bei einer weitgehend vollständigen Substitution der Basischemikalien würden diese mit ca. 55 Mt CO₂/a etwa die doppelte Menge an CO₂ wie der Verkehrssektor benötigen. (Dabei ist zu berücksichtigen, dass der PKW-Verkehr nach dem verwendeten Szenario weitgehend aus anderen Optionen versorgt wird.)

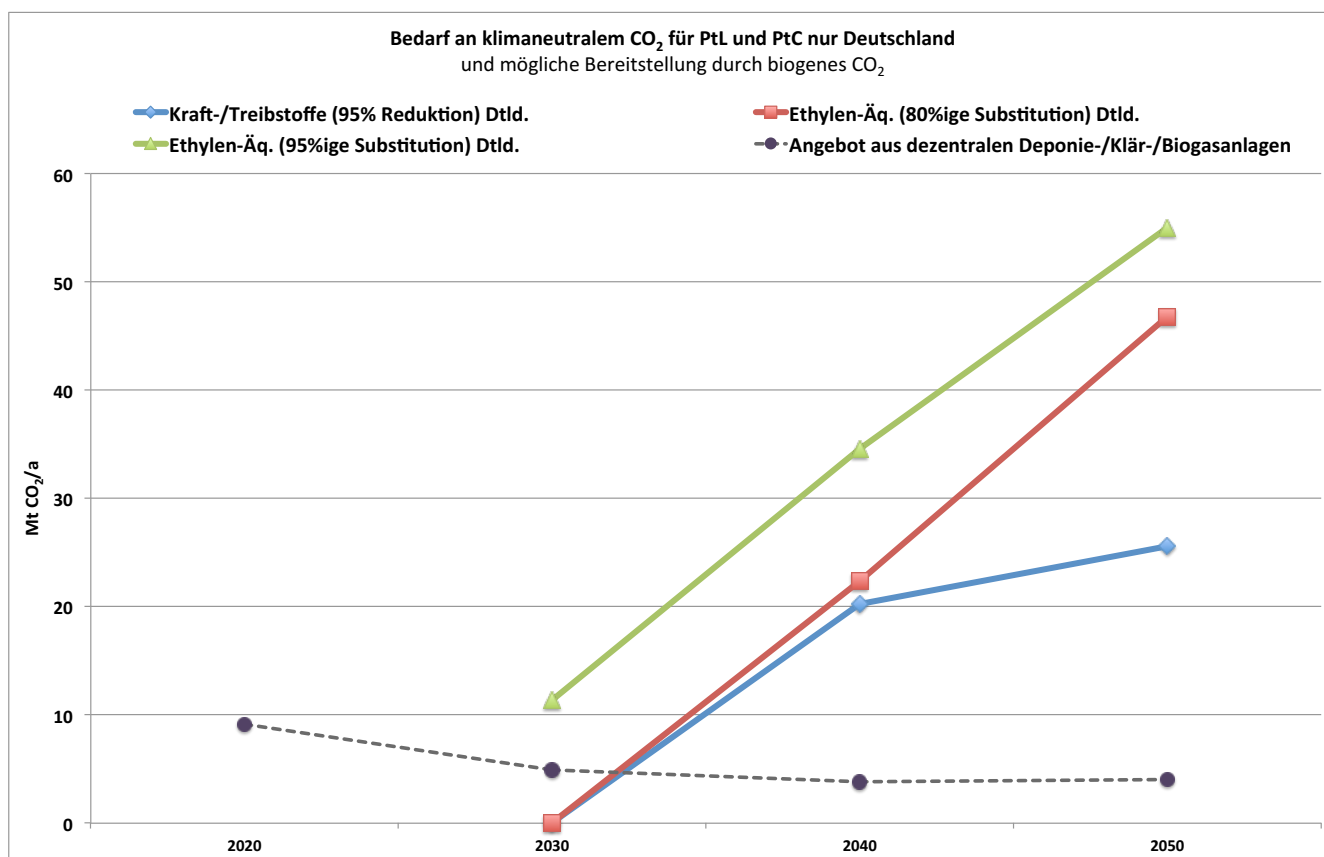


Abb. 4-1 Bedarf an klimaneutralem CO₂ zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe sowie Chemikalien in Deutschland bis 2050 in Mt CO₂/a

Das Potenzial von CO₂ aus Faulgasen wird insbesondere durch die Erzeugungsmengen von Biogas geprägt. Aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen ist jedoch nicht mit einem weiteren Ausbau dieser Anlagen zu rechnen, so dass die Verfügbarkeit in Zukunft eher abnehmend eingeschätzt wird. Tab. 4-1 fasst die aus den Faulgasen abtrennbaren CO₂-Mengen entsprechend den in den nationalen Zielszenarien unterstellten Ausbaupfaden zusammen. Aufsummiert und als Mittelwert zwischen unterer und oberer Grenze sind sie in obiger Abb. 4-1 dem Bedarf an klimaneutralem CO₂ gegenüber gestellt.

Tab. 4-1 Potenzial von CO₂ aus Faulgasen in Deutschland bis 2050

Mt CO ₂	2020	2030	2040	2050
Quelle				
Deponie- und Klärgas	0,3 – 2,2	0,3 – 2,1	0,3 – 2,3	0,3 – 2,3
Biogas	4,6 – 11,3	3,9 – 4,4	1 – 4	0,4 – 5,1

Quellen: eigene Ermittlung aus Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) sowie Nitsch et al. (2012)

International

Weltweit betrachtet (Abb. 4-2) würden die Bedarfe an strombasierten Treibstoffen und Chemikalien um etwa das 100fache höher liegen als der deutsche Bedarf. Dies liegt insbesondere an dem hohen Wachstumspfad, der für Chemikalien weltweit angenommen wird (Wachstum insbesondere in den USA und in China).

Da die internationalen Szenarien nur Biomasse insgesamt als Energiequelle nennen, sind weitergehende Differenzierungen nach potenziellen Faulgasquellen nicht möglich.

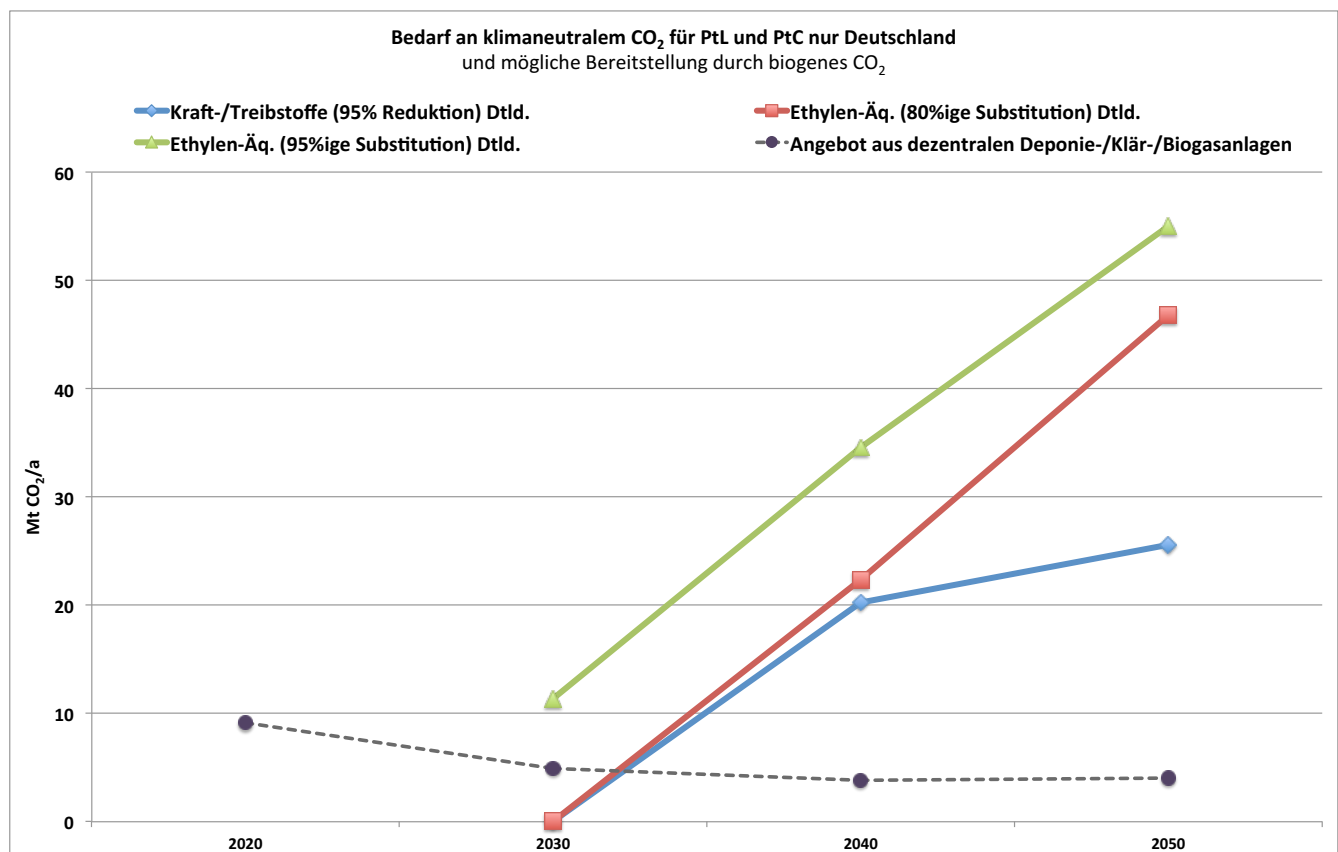


Abb. 4-2 Globaler Bedarf an klimaneutralem CO₂ zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe sowie Chemikalien bis 2050 in Mt CO₂/a

Schließlich zeigt Abb. 4-3 ebenfalls zu Illustrationszwecken, um wieviel größer der Bedarf an DAC-CO₂ ist, der laut Klimamodellen zur Erzeugung negativer Emissionen benötigt würde. Dargestellt sind die in Chen und Tavoni (2013) im Rahmen eines 2 °C-Szenarios sowie die in Marcucci et al. (2017) im Rahmen eines 1,5 °C-Szenarios

modellierten Mengen an CO₂. Der in Abb. 4-2 dargestellte Bedarf an CO₂ für strombasierte Kraft- und Treibstoffe sowie Chemikalien wurde nach 2050 konstant gehalten.

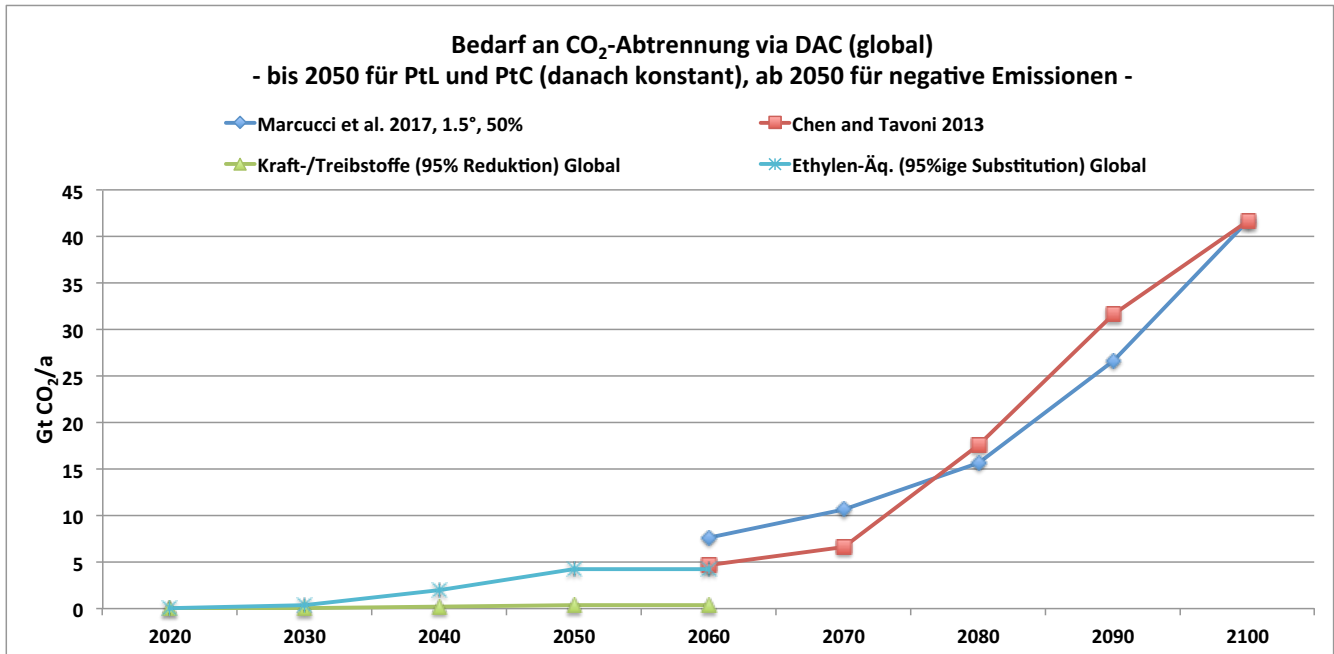


Abb. 4-3 Globaler Bedarf an klimaneutralem CO₂ zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe und Chemikalien bis 2050 in Gt CO₂/a plus Bedarf an DAC-CO₂ zur Erzielung negativer Emissionen ab 2060

Ein mögliches Szenario für die Marktentwicklung von DAC-Technologien könnte daher sein, dass in den nächsten 20 Jahren der Hochlauf von DAC-Anlagen zur Herstellung von strombasierten Kraft- und Treibstoffen sowie Chemikalien gefördert würde und die verschiedenen Konzepte auf diesem Wege Lerneffekte erzielen könnten (und auch neue Konzepte marktreif werden könnten). Gleichzeitig könnte bereits ein Teil der Infrastruktur nach und nach aufgebaut werden, die ab dem Jahr 2040 ggf. für die CO₂-Abtrennung mit nachgelagerter Einlagerung benötigt würde. In dieser Zeitspanne könnte auch die Einlagerung in Basalte nach dem Prinzip des CarbonFix Projektes erforscht und Potenzialstudien erstellt werden¹⁰.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Die hier betrachteten Anlagen tragen nur indirekt zur Reduzierung von THG- und anderen Emissionen bei, da sie als „Enabler“ immer im Zusammenhang mit anderen Technologien gesehen werden müssen. Dies sind insbesondere Anlagen zur Produktion strombasierter Brenn- und Kraftstoffe sowie Basischemikalien. Deren Beitrag zu Emissionsminderungszielen wird in den jeweiligen *Technologieberichten im Technologiebereich 4* dargestellt.

¹⁰

In Bezug auf CCS wurde bisher hauptsächlich die CO₂-Einlagerung in salinen Akquiferen, ausgeförderten Erdöl- und Erdgasfeldern und zum Zwecke von Enhanced Oil/Gas Recovery betrachtet. Die Einspeisung in Basalte mit nachfolgender Kalzinierung wird bisher eher am Rande betrachtet.

Für den Einsatz von DAC als NET-Technologie wäre eine gesonderte Bewertung nötig (siehe F&E-Bedarf in Kapitel 5.2).

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Ähnlich wie bei Kriterium 4 haben die hier betrachteten Anlagen als „Enabler“ nur indirekte Auswirkungen auf den Energieverbrauch. Aufgrund der Unterschiede zwischen den jeweiligen Technologierouten werden im Folgenden jedoch die spezifischen Verbräuche der verschiedenen Verfahren vergleichend dargestellt.

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Die nachfolgenden Angaben beziehen sich auf den Energiebedarf pro erzeugter Tonne CO₂ in den Verfahren BM1 bis BM4. Zu BM5 liegen keine spezifischen Informationen vor, zumal es sich hier um einen Sammelbegriff für verschiedene Verfahrenskombinationen handelt, die jeweils unterschiedliche Bedarfe an Einsatzstoffen voraussetzen.

Wasserbedarf ist nicht relevant für die hier betrachteten Verfahren.

Tab. 4-2 Spezifischer Energieverbrauch und Flächenbedarf der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

		BM1 DWA	BM2 Aminwäsche	BM3 Membran	BM4 Tieftemperatur
Energie	Einheit				
Strom	kWh _{th} /t CO ₂	200	11	337	789
Wärme	kWh _{th} /t CO ₂	-	631	-	-
Temperatur zur CO ₂ -Abscheidung	°C	-	120 – 140	-	-
Fläche	m ² /t CO ₂	0,01 – 0,13	0,01 – 0,03	0,04	k.A.

Angaben bei einem CO₂-Gehalt im Gas von 48 %.

Quellen: KTBL (2018); Boback (2003:165)

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Energieverbrauch

Theoretisch würde die Abtrennung von CO₂ mittels DAC 2 – 4 mal so viel Energie benötigen wie die Abtrennung aus Abgasen eines Kraftwerks (APS 2011:40; Goepfert et al. 2012), was angesichts einer um das 250-300fache verringerten Konzentration von CO₂ in der Luft relativ gering ist. Andererseits werden die idealen Verbräuche in der Realität oft erheblich überschritten, so dass mit weit schlechteren Werten als im Falle von CCS zu rechnen ist. Als thermodynamisches Minimum, um 50 % des mit einer Konzentration von 500 ppm in der Umgebungsluft vorhandenen CO₂ einzufangen, werden von APS (2011:40) 0,124 MWh/t CO₂ angegeben, ergänzt um 0,06

MWh/t CO₂ zur Kompression des CO₂. Auch diese Werte werden jedoch in der Praxis weit überschritten.

Tab. 4-3 gibt einen Überblick über zentrale energetische Parameter der verschiedenen DAC-Technologien (zur Erläuterung siehe auch Kapitel 1.2.3). Das Verfahren von Lackner (2009) weist mit Abstand den geringsten Energiebedarf auf, ist jedoch bisher erst ein theoretisches Konzept. Das Climeworks-System weist einen insgesamt geringeren Energiebedarf auf als jenes von Carbon Engineering und kann seinen Wärmebedarf aufgrund des geringen Temperaturniveaus aus Abwärme decken. Insgesamt lässt sich eine Entwicklung von anfangs stromintensiven (DAC1) hin zu thermischen (DAC2 und DAC3) Verfahren erkennen.

Tab. 4-3 Spezifischer Energieverbrauch der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO₂-Abtrennung aus der Umgebungsluft

Energie	Einheit	DAC1 Absorption und Elektrodialyse		DAC2 Absorption u. Kalzinierung	DAC3 Adsorption und Desorption		
		ZSW	PARC	Carbon Engineering	Clime- works	Lack- ner	Global Ther- mostat
Erdgas	MWh _{th} /t CO ₂	-	-	2,78 ¹⁾	-	n.a.	n.a.
(Ab)Wärme	MWh _{th} /t CO ₂	-	-	-	2,5 ²⁾	n.a.	n.a.
Strom	MWh _{el} /t CO ₂	2,72	1,89	-	0,5	n.a.	n.a.
(nur Ventilatoren)	MWh _{el} /t CO ₂	0,44		n.a.	0,5	n.a.	n.a.
Temperatur zur CO ₂ -Abscheidung	°C	n.a.	n.a.	> 850	100	45	n.a.
Reinheit des CO ₂		>99	>99	n.a.	99,9		n.a.

¹⁾ Hauptsächlich thermische Energie.

²⁾ Ziel von *Climeworks* ist ein thermischer Energieverbrauch von 1,5 MWh_{th}/t CO₂.

Quellen: *Climeworks (2018a)*; *Eisaman et al. (2011)*; *Evens (2017)*; *FVV (2016:5-97)*; *Specht et al. (1998)*

Flächenbedarf

Die Flächenbedarfe für DAC-Systeme schwanken sehr stark (siehe Tab. 4-4).

So beziffert APS (2011) auf Basis einer Extrapolation die Grundfläche, die für eine Anlage zur Abscheidung der CO₂-Emissionen in der Größenordnung eines 1 GW Kohlekraftwerks (6 Mt CO₂ pro Jahr) benötigt würde, auf 9 km², was 1,5 km²/(Mt CO₂, a) entspricht. Die Fläche der Anlagen zur Erzeugung der benötigten Energie ist laut Smith et al. (2016) hier nicht enthalten.

Climeworks weist eine Anlagengröße von 90 m² (Typ „DAC-18“) für eine Abscheidung von 0,9 kt/a aus, was einem Flächenbedarf von 0,1 km²/(Mt CO₂, a) entspricht und zum größten Teil aus notwendigen Freiräumen zwischen Reihen von Anlagentürmen besteht (siehe Abb. 4-4). (*Climeworks 2018b*) Diese Angaben beinhalten die komplette Anlage inkl. Steuerungstechnik zur „Produktion“ des CO₂, jedoch keine

Flächen für die nötige Energiebereitstellung. Bei der Kopplung der DAC-Anlage mit Syntheseanlagen wäre hier nur der nötige Stromverbrauch mit zu berücksichtigen. Im Falle der CO₂-Gewinnung zur Erzielung negativer Emissionen käme noch die nötige Wärmebereitstellung hinzu. Wenn hierzu z. B. mit PV-Strom betriebene Wärmepumpen verwendet würden, würde sich der Gesamtflächenbedarf in vorteilhaften Regionen auf rund 2 km²/(Mt CO₂, a) erhöhen. (Climeworks 2018a)



Abb. 4-4 Climeworks DAC-18 Anlage in Hinwil, Schweiz (Abscheideleistung 0,9 kt CO₂/a)

Quellen: Climeworks (2018b)

Carbon Engineering gibt in einem Konzeptentwurf für eine Anlage mit einer Abscheideleistung von 1 Mt CO₂/a Maße von 8 * 200 m² an, was umgerechnet 0,0016 km²/(Mt CO₂,a) ergibt (siehe Abb. 4-5) (Holmes und Keith 2012). Das Unternehmen führt allerdings ergänzend an, dass sich die antizipierten Werte lediglich auf die Packungsmaterialien beziehen und eine tatsächliche Anlagengröße deutlich unterschätzen würden. Der Wert ist daher in Tab. 4-4 nicht dargestellt.



Abb. 4-5 Carbon Engineering Konzeptentwurf (geplante Abscheideleistung 1 Mt CO₂/a)

Quellen: *Carbon Engineering in Vidal (2018)*

Lackner (2009) beschreibt einen Prototypen mit den Maßen eines Schiffcontainers (30 m²) und einer Abscheideleistung von 1 t CO₂ pro Tag, woraus sich eine reine Anlagengröße von 0,08 km²/(Mt CO₂,a) ergibt.

Global Thermostat gibt einen Footprint von „hundrets of tonnes/yr/m²“ an (*Global Thermostat 2018*). Nimmt man als Beispiel eine Abtrennung von 200 t CO₂/(m²,a) an, würde dies einen Flächenverbrauch von 0,005 km²/(Mt CO₂,a) bedeuten¹¹, was vermutlich ebenfalls ohne Bereitstellung der benötigten Energie gerechnet ist.

Tab. 4-4 Spezifischer Flächenverbrauch der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO₂-Abtrennung aus der Umgebungsluft

Energie	Einheit	DAC2 Absorption und Kalzinierung		DAC3 Adsorption und Desorption		Lackner	Global Thermostat
		Nach APS (2011) ¹⁾	Carbon Engineering	Clime- works ¹⁾	Clime- works ²⁾		
Absolut	km ²	9	k.A.	9E-5		3E-5	
Bezugs- größe	Mt CO ₂ /a	6	k.A.	9E-4		3,65E-4	
Spezifisch	km ² /(Mt CO ₂ , a)	1,5	k.A.	0,1	2	0,08	0,005

¹⁾ reine CO₂-Bereitstellung

²⁾ inkl. Fläche für Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien

Quellen: *APS (2011); Climeworks (2018a,b); Global Thermostat (2018); Lackner (2009)*

¹¹ 200 t CO₂/(m²,a) = 200 Mt CO₂/(km²,a) = 0,005 km²/(Mt CO₂,a)

Wasserbedarf

Stolaroff et al. (2008) geben für ein DAC₂-Verfahren, das mit wässrigen NaOH-Lösungen arbeitet, für eine bestimmte Parametereinstellung Wasserverluste durch Verdunstung von 20 mol H₂O/mol CO₂ an, was 8,18 E6 m³/Mt CO₂ entspricht¹². Auch wenn diese durch Verfahrensverbesserungen gesenkt werden könnten, sei mit relevanten Wasserverlusten zu rechnen.

Smith et al. (2016) rechnen in ihrem Vergleich verschiedener NET für DAC mit einem Wasserverbrauch von 19,9 – 30 E6 m³/Mt CO₂. Der Wertebereich ist nicht nachvollziehbar, da in den Supplementary Information einerseits auf Aminlösungen Bezug genommen wird, andererseits die referierte Quelle hierzu nichts aussagt.

Climeworks gewinnt dagegen ca. 1 m³ Wasser/t CO₂, da durch das Feststoffverfahren kombiniert mit *Temperature Swing* kein Wasser verbraucht wird und gleichzeitig die Feuchtigkeit der eingesogenen Umgebungsluft genutzt werden kann¹³.

Werden Feststoffverfahren wie das von Lackner (2009) angewandt, in der die Regeneration des CO₂ mittels *Humidity Swing* erfolgt, muss ebenfalls das benötigte Wasser beachtet werden.

Wird das gewonnene CO₂ zur Erzielung „negativer Emissionen“ wie bei dem Carb-Fix2-Projekt in Basalt eingelagert, muss ein zusätzlicher Wasserverbrauch von 25 m³/t CO₂ berücksichtigt werden.

Beispielrechnung

Im Folgenden werden die abstrakten spezifischen Angaben beispielhaft für die in *Kriterium 3: Marktpotenziale* abgeschätzten möglichen CO₂-Bedarfe in Deutschland auf absolute Mengen umgerechnet. Für das Jahr 2050 wurde dort ein Bedarf von 26 Mt an CO₂ zur Herstellung strombasierter Kraftstoffe und von 55 Mt CO₂ zur Herstellung strombasierter Chemikalien angegeben (jeweils 95 %iger Substitutionspfad). Tab. 4-5 zeigt, was die Abtrennung von CO₂ aus der Atmosphäre für einen Flächen- und Energieverbrauch bedeuten würde. Die Abschätzung erfolgte am Beispiel einer „DAC-36“-Anlage der Firma *Climeworks*, da hierfür die genauesten Daten vorlagen.

Aufgrund der hier durchgeführten Skalierung von Einzelanlagen ergeben sich jedoch vor allem hinsichtlich des Flächenbedarfs einige Unsicherheiten. In der Praxis müssten für zusammengefasste Anlagenparks einerseits Freiräume zwischen Reihen von Anlagentürmen gelassen werden, welche den Flächenbedarf erheblich vergrößern dürften. Andererseits entfielen ein Großteil der Fläche für die Steuerungstechnik, welcher bei Einzelanlagen (z. B. der „DAC-36“) rund 60 % der Fläche ausmacht, bei Großanlagen aber nicht mehr ins Gewicht fallen würde. (*Climeworks* 2018a) Mit Blick auf diese Unsicherheiten sind die in Tab. 4-5 aufgezeigten Flächenparameter in erster Linie als Orientierungswerte zu verstehen.

¹² 20 mol H₂O/mol CO₂ entsprechen 20*18 g/mol H₂O / (44 g/mol CO₂) = 8,18 g H₂O / g CO₂ = 8,18 E6 m³/Mt CO₂

¹³ Faustregel, da abhängig von Umweltfaktoren wie z. B. der Luftfeuchte.

Tab. 4-5 Beispielhafte Abschätzung von Flächen- und Energieverbrauch für Anlagen zur Abtrennung großer Mengen von CO₂ aus der Atmosphäre im Jahr 2050 in Deutschland (ohne Flächenbedarf für die Energieerzeugung)

PTX	CO ₂ Bedarf	Anlagen	Flächenbedarf	Energiebedarf	
	Mt/a	Anzahl	km ²	TWh _{th}	TWh _{el}
PTC	55	30.627	5,51	82,5	27,5
PTL	26	14.478	2,61	39,0	13,0
Gesamt	81	45.105	8,12	121,5	40,5

PTC = Power-to-Chemicals, PTL = Power-to-Liquids

Als Musteranlage wurde eine „DAC-36“-Anlage der Firma *Climeworks* in Einzelaufstellung gewählt mit einem Zielverbrauch von 1,5 MWh_{th}/t CO₂ und 0,5 MWh_{el}/t CO₂

Quellen: eigene Berechnungen, Anlagenparameter auf Basis von *Climeworks* (2018a,b)

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Ähnlich wie bei Kriterium 4 können die Kosten der betrachteten Technologien wiederum nicht gegen Referenzanlagen gerechnet werden. Wie schon beim Energieverbrauch werden im Folgenden jedoch die spezifischen Kosten vergleichend dargestellt.

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Da es sich bei dem CO₂ im Falle der Gasaufbereitung um ein unerwünschtes Nebenprodukt handelt, können die Kosten mit null angesetzt werden. Ist nicht die Aufbereitung des Faulgases, sondern die CO₂-Abtrennung das Ziel, dann sind die in Tab. 4-6 angegebenen Kosten pro t abgetrenntes CO₂ als Orientierungswert anzusetzen. Grundlage bei der Berechnung ist dabei ein Rohgasdurchsatz von 700 m³/8.400 Vollbenutzungsstunden und einem CO₂-Gehalt des Rohgases von 48 Volumen-%.

Tab. 4-6 Kosten der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO₂-Abtrennung aus Faulgasen (Preise 2015)

Zeitraum	Einheit	BM1 DWA	BM2 Aminwäsche	BM3 Membran	BM4 Tiefemperatur
Heute	€/t CO ₂	101	71	95	n

Quellen: eigene Berechnungen auf Basis KTBL (2018)

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Tab. 4-7 gibt einen Überblick über Kostenangaben der jeweiligen spezifischen Verfahren vonseiten der Entwickler. *Carbon Engineering* rechnet gegenwärtig mit 600 (480 EUR/t CO₂) /t CO₂ und zielt auf langfristig 100 USD/t CO₂ (80 EUR/t CO₂) (Evens 2017; Vidal 2018). *Climeworks* rechnet gegenwärtig in etwa mit denselben Kosten (600 USD/t CO₂) und prognostiziert zukünftige Werte von ebenfalls 100 USD/t CO₂ (80 EUR/t CO₂), basierend auf einem technologischem Entwicklungsplan

(Climeworks 2018a; Evens 2017). *Global Thermostat* gibt sogar an, bereits jetzt für 50 USD/t CO₂ (40 EUR/t CO₂) produzieren zu können (Evens 2017), was jedoch angesichts näherer Erläuterungen und fehlender Basisdaten eher als unrealistisch eingestuft werden muss. Hinsichtlich der extrem günstigen Einschätzung von Lackner sei nochmals auf das sehr frühe Technologiestadium verwiesen.

Tab. 4-7 Kosten der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO₂-Abtrennung aus der Umgebungsluft

Kosten	Einheit	DAC1 Absorption und Elektrodialyse		DAC2 Absorption u. Kalzinierung	DAC3 Adsorption und Desorption		
		ZSW	PARC	Carbon Engineering	Clime- works	Lackner	Global Thermostat
Heute	€/t CO ₂	k.A.	k.A.	480	480	180 (Schätzung)	40
Prognose	€/t CO ₂	k.A.	k.A.	80	80	20	k.A.

Umgerechnet mit einem Wechselkurs von 100 USD = 81 EUR (Stand 27.03.2018).

Quellen: *Climeworks (2018a); Evens (2017); Lackner (2009); Vidal (2018)*

Wie bereits in Abschnitt 1.2 angemerkt, schwanken die Kostenangaben in der Literatur stark zwischen 25 – 1000 USD/t CO₂ (20 – 800 EUR/t CO₂). Als Interpretationshilfe sei darauf verwiesen, dass sich sowohl der untere als auch obere Grenzwerte meist auf frühe oder wenig spezifische Einschätzungen beziehen (vgl. House et al. 2011; Zeman 2014). APS (2011) rechnet in einer detaillierten Beschreibung des Konzepts von Baciocchi et al. (2006) mit 610 USD/t CO₂ (488 EUR/t CO₂), räumt gleichwohl verschiedene Möglichkeiten zur Kostensenkung ein, welche im Design von *Carbon Engineering* aufgegriffen werden und mit Ersparnissen von rund 100 USD/t CO₂ einhergehen. Auch Mazzotti et al. (2013) optimieren den APS Prozess und erreichen im besten Fall 518 USD/t CO₂ (414 EUR/t CO₂), Zeman (2014) weist nach weiteren Verbesserungen sogar Werte von 309 USD/t CO₂ (247 EUR/t CO₂) aus. Gleichwohl sei darauf verwiesen, dass sämtliche Kostenangaben auf Abschätzungen beruhen und für diese Konzepte ein Nachweis unter realen Bedingungen aussteht. APS (2011) bekräftigt diesen Punkt, indem sie neben der Aussicht auf technisches Lernen auch auf die Möglichkeit des Kostenanstiegs verweist, welche die Material- und Verfahrensrestriktionen eines Einsatzes unter realen Bedingungen mit sich bringen könnten.

In keiner der analysierten Arbeiten werden Lernraten zum Abschätzen zukünftiger Kostenentwicklungen angewandt. Die Klimamodelle von Chen und Tavoni (2013) und Marcucci et al. (2017) enthalten endogenes Lernen, allerdings sind die Lernraten nicht ausgewiesen und auch auf Anfrage nicht zu erhalten. *Climeworks* hat in Bezug auf die von ihnen prognostizierten Kostensenkungen eine Lernrate von 20 % ermittelt (Climeworks 2018a), was relativ hoch ist, aber durchaus bei Klimaschutztechnologien in der Anfangsphase beobachtet wurde (Samadi 2018).

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Entsprechend der in Kriterium 3 (Marktpotenziale) beschriebenen Situation über den derzeit recht ungewissen künftigen Bedarf an klimaneutralem CO₂, die erwartete sinkende Anzahl an Biomethananlagen und dem Anteil von (Heiz-)Kraftwerken und Industrie an der CO₂-Versorgung ist an dieser Stelle keine Einschätzung möglich.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Hinsichtlich CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft sind zum jetzigen Zeitpunkt keine Aussagen möglich, da es weder deutsche Firmen gibt noch unklar ist, wie groß eine mögliche Fertigung und wie hoch ein möglicher Absatz zukünftig sein könnte.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Bis 2014 wurden in Deutschland mit 178 Anlagen (49 % in Bezug auf Europa) die meisten Biomethananlagen errichtet (IWES et al. 2017:72). Darauf folgen Schweden mit 59, Großbritannien mit 37 und die Schweiz mit 24 Anlagen. Zusammen besitzen die genannten Nationen rund 80 % des Anlagenbestands. Aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen befindet sich der deutsche Markt in einer Konsolidierungsphase. So wurde u. a. das Unternehmen Schmack Carbotech GmbH in die Viessmann-Gruppe eingegliedert, Dreyer & Bosse in die Wolf Power Systems GmbH und MT-BioMethan GmbH in die Hitachi Zosen Inova AG. Bis Ende 2014 wurden 54 Anlagen mit Aminwäsche und 51 Anlagen mit Druckwasserwäsche (hier nicht weiter betrachtet) zur Biogasaufbereitung errichtet. Weitere 39 nutzen die Druckwechseladsorption, weitere 22 die Polyglykolwäsche (physikalische Absorption) und 11 das Membrantrennverfahren. Allein eine Anlage verwendet eine Kombination aus Membran- und Kryogentrennverfahren. Die meisten Anlagen in Deutschland wurden durch deutsche Unternehmen errichtet (FNR 2014:22 in Abgleich mit DBFZ et al. 2015:46 sowie eigene Erhebungen), die nach eigenen Angaben vielfach auch im Ausland tätig sind.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sind keine deutschen Hersteller für DAC-Technologien bekannt. Climeworks betreibt mit der Climeworks Deutschland GmbH eine Tochtergesellschaft in Dresden.

Teilkriterium 8.2 F&E Budget

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Eine Recherche im elektronischen Förderkatalog der Bundesregierung ergab, dass im Zeitraum 2010 bis 2020 Fördergelder für Forschung zu Biomethanherzeugung in

Verbindung mit CO₂-Abscheidung im Umfang von etwa 3,6 Mio. Euro eingeplant wurden.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Für Deutschland sind den Autoren zu DAC nur die beiden in Kapitel 2.2 erwähnten Forschungsprojekte bekannt. Das BMBF-Forschungsprojekt *CORAL (CO₂-Rohstoff aus Luft)* wird im Rahmen der Fördermaßnahme CO₂Plus vom Bundesministerium für Bildung und Forschung mit 755.000 € gefördert und hat eine Laufzeit von 2016 – 2019. Innerhalb des laufenden Kopernikus-Projektes *Power-to-X*, ebenfalls gefördert durch das BMBF, wird im Forschungscluster „A2: Niedertemperatur Co-Elektrolyse“ eine integrierte Anlage zur Herstellung von Flüssigkraftstoffen entwickelt. Die erste Projektphase hat eine Laufzeit von 2016 – 2018.

Teilkriterium 8.3 F&E Output

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Eine Patentrecherche über die Suchportale DPMARegister, Espacenet und GooglePatents mit verschiedenen Kombinationen der Suchbegriffe „Aminwäsche“, „Druckwechseladsorption“, „Membranverfahren“ und „Tiefentemperaturrektifikation“ ergab weltweit insgesamt 139 Patente, davon jedoch nur noch 32 in Kraft. Insgesamt 10 entfallen auf die USA (alle Druckwechseladsorption), 7 auf Frankreich (davon 6 Druckwechseladsorption und 1 Aminwäsche), 6 auf Deutschland (4 Membran, 2 Druckwechseladsorption) und die übrigen Länder jeweils 1 Patent. Insgesamt 4 Patente konnten keinem Land zugeordnet werden.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Eine Patentrecherche über die Suchportale DPMARegister, Espacenet und GooglePatents mit verschiedenen Kombinationen der Suchbegriffe „CO₂ Abtrennung aus der Luft“, „Direct Air Capture“, „DAC“ und „Air Capture“ ergab weltweit insgesamt 20 Patente. Jeweils vier entfallen auf die USA und Kanada, zwei auf China sowie je eins auf Kroatien und Mexiko. Darüber hinaus wurden drei europäische (EP) und drei World Intellectual Property Organization (WIPO) Patente gefunden.

Eine Publikationsanalyse via Scopus ergab rund 184 referierte Artikel im Zeitraum (1928) (1943) 1961-2018, davon 7 aus 2018, 26 aus 2017, 17 aus 2016 und davor linear abnehmend. Mit 41 % stammt eine deutliche Mehrheit hiervon aus den USA, gefolgt von China (14 %), UK (8 %), Kanada (6 %), Japan (4 %) und Deutschland (3 %). Rund 70 % der Artikel stellen Ergebnisse aus der technischen Grundlagenforschung dar, während sich ca. 30 % mit techno-ökonomischen Bewertungen sowie übergreifenden und politischen Fragen (insb. zu negativen Emissionen und DAC) beschäftigen (siehe Abb. 4-6).

Gesucht wurde über die im folgenden Algorithmus genannten Schlüsselwörter; anschließend wurden von den rund 450 Suchergebnissen diejenigen Artikel manuell aussortiert, bei denen kein direkter Bezug zu DAC sichtbar war (z. B. bei der Entwicklung von Adsorptionsverfahren, die als mögliche Anwendung auch *direct air capture* erwähnen):

(direct air capture)
 OR (air capture)
 OR (capture from air)
 OR (dac AND (energy OR climate) AND (NET OR (negative emission technologie))))

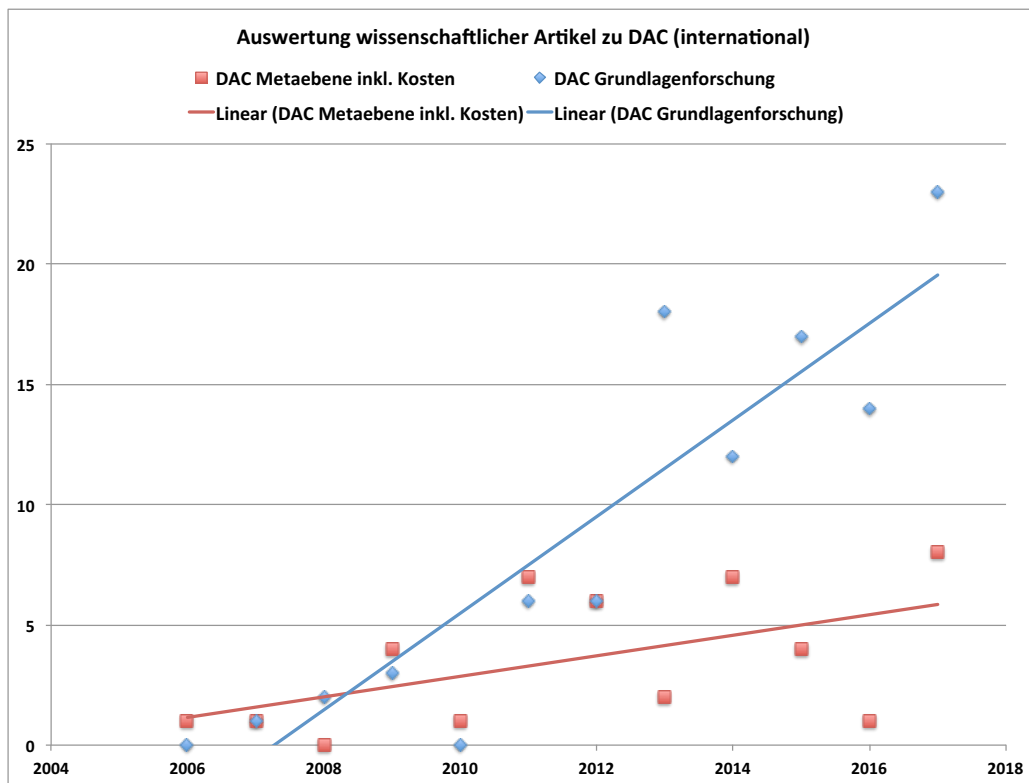


Abb. 4-6 Auswertung wissenschaftlicher Artikel zu DAC

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Aktuell sind keine spezifischen Studien zu Gaswäschen bekannt. Bestehende Akzeptanzstudien beziehen sich lediglich auf die Biogasanlage an sich, wobei hier die Akzeptanz mit der jeweiligen Anbaubiomasse korreliert.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Zum gegenwärtigen Stand sind keine Studien oder öffentliche Diskussionen zur gesellschaftlichen Akzeptanz von DAC-Systemen bekannt; es besteht Forschungsbedarf.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Für die stoffliche Nutzung von CO₂ insbesondere zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen besteht dahingehend eine Pfadabhängigkeit, als dass die dezentrale Lage der Faulgas-Quellen einen Transport des Gases zu weiteren Verarbeitung oder die

Erzeugung von langkettigen Kohlenwasserstoffen an der CO₂-Quelle erforderlich machen. Hinzu kommt, dass die verwendeten Verfahren zu einer hohen Konzentration des CO₂ führen sollten, um einerseits eine weitere Aufkonzentration und damit einen erneuten Energieeinsatz und Kosten zu vermeiden. Andererseits sollten keine die nachfolgenden Prozesse belastenden Verunreinigungen mehr im Gas enthalten sind, welche die Prozesse beschädigen könnten.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Für die stoffliche Nutzung von CO₂ insbesondere zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen bestehen keine bis geringe Pfadabhängigkeiten, da DAC-Anlagen dezentral an den Standorten von Synthesanlagen errichtet werden können. Dem gegenüber steht die Zielsetzung als NET zur Gewinnung „negativer Emissionen“, für welche die Gefahr von Pfadabhängigkeiten aufgrund der Dimensionen von Flächenverbrauch, Energiebedarf und benötigter Infrastruktur als sehr hoch eingeschätzt wird. Wie in *Kriterium 3: Marktpotenziale* dargestellt, geht es hier um CO₂-Abtrennung in erheblich größeren Umfang und dem Bedarf an nachfolgender Einlagerung des CO₂.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Durch die Verwendung der Faulgase ist eine autarke Betriebsweise prinzipiell möglich. Allerdings bedarf das CO₂ entweder einem Transport zur nächstgelegenen Weiterverarbeitungsanlage mittels Tankfahrzeug oder via Pipeline, da die Anlagen meist dezentral und in kleinen Leistungsgrößen bestehen. Alternativ ist eine Erzeugung strombasierter Kraft- bzw. Brennstoffe am Ort der CO₂-Quelle nötig, da ein Transport eines Mediums mit hoher Energiedichte lohnenswerter erscheint. Daher sind in folgender Tabelle beide Optionen markiert. Eine Untersuchung der beiden Pfade unter Beachtung der Transportwege, der bestehenden Ressourcen und Absatzgebiete für die Endprodukte wurde bislang nicht durchgeführt.

Tab. 4-8 Abhängigkeit der Technologiegruppe CO₂-Abtrennung aus Faulgasen von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Wie bereits in Kriterium 5 beschrieben, benötigen DAC-Anlagen unabhängig vom zugrundeliegenden Verfahren sowohl elektrische als auch thermische Energie. Für

erstgenannte wird ein Netzanschluss oder eine Kopplung mit Erzeugungsanlagen benötigt, letztgenannte können je nach Verfahren durch Abwärme (z. B. aus Syntheseprozessen) oder Wärmepumpen (siehe die oben genannte Annahme von Clime-works) bedient werden oder es bedarf einer Infrastruktur für Hochtemperaturwärme (z. B. via Erdgas oder CSP). Darüber hinaus gehen DAC-Anlagen mit einem hohen Flächenbedarf und teilweise einem noch näher zu bestimmenden Wasserbedarf einher. Falls eine Weiterverarbeitung oder Speicherung des gewonnenen CO₂ vor Ort nicht in Frage kommt, wird außerdem Transportinfrastruktur wie z. B. ein Pipelinesystem benötigt. Im Idealfall stehen sowohl Anlagen für (erneuerbare) Stromerzeugung, Syntheseprozesse als auch CO₂-Abtrennung am gleichen Standort, so dass dann nur die Syntheseprodukte noch abtransportiert werden müssen. Aufgrund der verschiedenen Optionen sind in folgender Tabelle wiederum beide Optionen markiert.

Tab. 4-9 Abhängigkeit der Technologiegruppe CO₂-Abtrennung aus der Umgebungsluft von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Da die Anlagen prinzipiell systemunabhängig betrieben werden können, haben sie keinen direkten Einfluss auf das bestehende Strom- und Gassystem.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Der Energiebedarf von DAC Anlagen erfordert – bei entsprechender Skalierung – Anpassungen bei der (regenerativen) Stromerzeugung (sowohl zur Strom- als auch zur Wärmebereitstellung, falls nicht die Abwärme aus Syntheseanlagen genutzt werden kann). Hinzu kommt der Bedarf an erneuerbarem Strom für die Elektrolyse, der jedoch bei den entsprechenden Technologieberichten im *Technologiebereich 4* bewertet wird.

Insbesondere ein Einsatz als NET zur Gewinnung von „negativen Emissionen“ ab 2050 steht ggf. in negativer Wechselwirkung (Konkurrenz) zu kurz- und mittelfristiger Klimapolitik: Die Aussicht, CO₂-Emissionen nach 2050 mittels NET massiv reduzieren zu können, nimmt den Druck, in den nächsten Jahrzehnten aktive Klimapolitik betreiben zu müssen. Die dadurch möglicherweise zunächst ansteigenden CO₂-Emissionen werden auch als „overshooting“ bezeichnet.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Technischer Forschungsbedarf

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Für einzelne Verfahren gibt es noch Verbesserungsbedarf bei den eingesetzten Lösungsmitteln und Adsorbentien (Energieinstitut et al. 2014:8,133) sowie der weiteren Kostensenkung durch Prozessverbesserungen.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Konkreter Forschungsbedarf besteht einerseits bei der CO₂-Sorbents- und Verfahrensentwicklung der verschiedensten Gruppen. Auch wenn sich die Verfahren der Adsorption/Desorption als am vielversprechendsten im Hinblick auf Anwendungen zur strombasierten Herstellung von Kraft- und Treibstoffen sowie Chemikalien erwiesen haben, da sie die Niedertemperaturwärme der Synthesenanlagen nutzen können, sollten im Sinne einer ergebnisoffenen Forschung auch die anderen Verfahren weiter entwickelt werden.

Da andererseits einige Verfahren der CO₂-Abtrennung schon bis zur Marktreife entwickelt wurden (siehe Kapitel 1.2), besteht hier der Bedarf, sie auf einen großskaligen Einsatz bis hin zur Massenproduktion vorzubereiten. Dies erfordert die Minimierung des Energiebedarfs, die Anlagenskalierung und insbesondere die Prozessintegration, so dass sie optimal zur Herstellung strombasierter Produkte eingesetzt werden können – sowohl für Kraft und Brennstoffe als auch für Basischemikalien.

Gleichzeitig bedarf es einer Kostenreduktion, die sich in der Regel aus technischem Lernen, Upscaling und Massenproduktion ergibt. Voraussetzung hierfür ist die Förderung von Anwendungsprojekten, da viele Verfahren marktreif entwickelt sind, aber bei derzeitigen Kosten von 600 USD/t CO₂ (480 EUR/t CO₂) außer in Einzelfällen nicht eingesetzt werden dürften. Durch Marktanzreizprogramme über die nächsten zehn Jahre sollten die Kosten soweit gesenkt werden können, dass sie bei Vorliegen von Lenkungsinstrumenten zur CO₂-Einsparung (wie z. B. einer CO₂-Steuer) konkurrenzfähig wären. So zeigt z. B. die Firma *Climeworks*, dass ihr Entwicklungsprogramm, das auf konkret geplanten technischen Verbesserungen beruht, in 8-10 Jahren zu einer Kostensenkung auf bis zu 80 EUR/ t CO₂ führen könnte (Climeworks 2018a).

Im Hinblick auf die Erzielung negativer Emissionen besteht zudem Forschungsbedarf für die Lagerung des CO₂. Hier kann einerseits auf den bisher schon im Rahmen der CCS-Forschung durchgeführten Speicherprojekten aufgebaut werden. Andererseits zeigt die Karbonatbildung in Basaltgesteinen am Beispiel des CarbonFix2-Projektes in Island, dass Basalte möglicherweise gegenüber salinen Aquiferen oder ausgeförderten Erdgas- und Erdöllagerstätten vorteilhaft sind. Basaltgesteine sind im Rahmen von CCS eher am Rande untersucht worden und sollten verstärkt in die Förderung aufgenommen werden. Auch wenn die Erzielung negativer Emissionen erst ab Mitte des Jahrhunderts in großem Maßstab relevant werden könnte, sind gerade bei Speicherprojekten und der entsprechenden Technologieentwicklung lange Zeiträume zu veranschlagen.

5.2 Systemanalytischer Forschungsbedarf

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen

Aufgrund der Dezentralität und Abgeschlossenheit insbesondere der Biomethan- und Deponiegaslagen gilt es forschungsseitig zu prüfen,

- 1 | ob Faulgase aufgrund der hohen CO₂-Konzentration sowie der teils erfolgten und damit kostenneutralen CO₂-Abscheidung wirtschaftliche Vorteile gegenüber einer Abscheidung aus Industrie oder Rauchgasen aus Biomasseverbrennung bieten,
- 2 | ob die PtX-Erzeugung in diesem Fall eher dezentral, an der CO₂-Quelle, erfolgen oder mittels teils neuer Infrastrukturen zu zentralen PtX-Erzeugungsanlagen transportiert werden sollte und
- 3 | generell wieviel Biomasse langfristig verfügbar wäre.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft

Angesichts der Unsicherheiten, die generell mit *Negative Emission Technologies* und speziell mit DAC verbunden sind, fordern insbesondere Klimawissenschaftler integrierte Bewertungen dieser Technologien. So zeigen Smith et al. (2016) treibende und bremsende Kräfte auf, die bei der Bewertung von NET beachtet werden sollten und die zum großen Teil auch speziell für DAC relevant wären (sowohl ökonomische, soziale und klimarelevante Grenzen als auch Voraussetzungen für einen großmaßstäblichen Einsatz) (siehe Abb. 5-1).

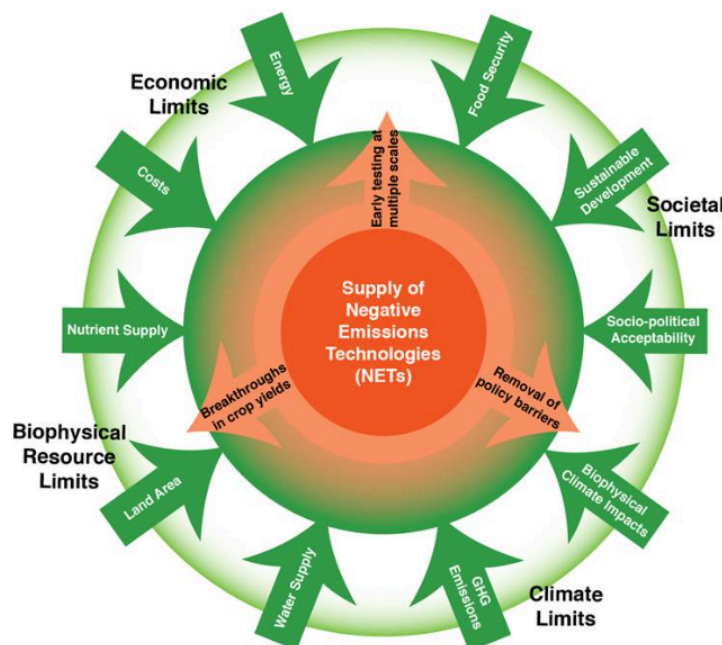


Figure S1. Summary of drivers of and limits to the supply of NETs. Outward-pointing arrows represent activities that may increase the availability of NETs. Inward-pointing arrows represent key biophysical, economic, societal and climate-related limits to the global supply of NETs.

Abb. 5-1 Treibende und bremsende Kräfte bei der Implementierung von *Negative Emission Technologies*

Quelle: Smith et al. (2016)

Fuss et al. (2014) zeigen vier Bewertungskriterien mit ihren Teilkriterien auf, die analysiert werden müssten, um ein komplettes Bild zum Einsatz von NET zu bekommen (siehe Abb. 5-2). Teilweise spielen diese auch eine Rolle beim Einsatz von DAC für strombasierte Produkte wie langfristige Einsatzpotenziale und ihre Bewertung unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten (Kosten, ökologische Bewertung, Akzeptanz, Wasser-Klima-Nexus, ...), Politikinstrumente und regulatorische Rahmenbedingungen, Risikoabschätzungen.

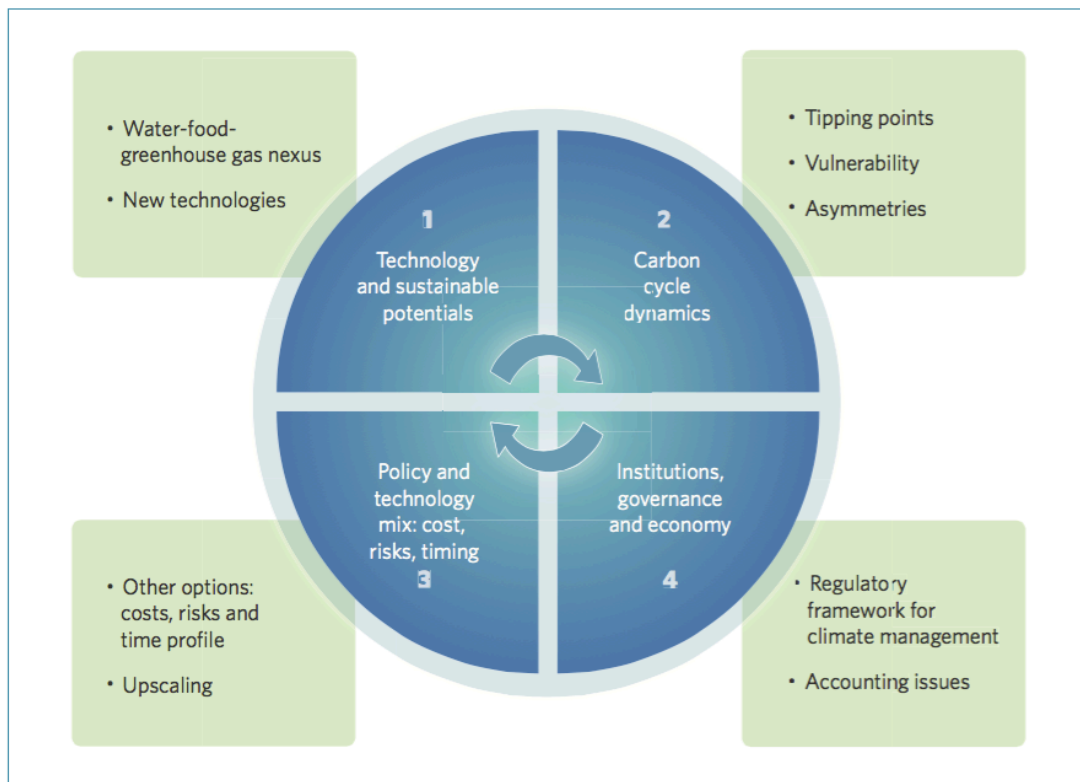


Figure 2 | The four components of consistent negative emissions narratives.

Abb. 5-2 Bewertungskriterien im Hinblick auf die Implementierung von *Negative Emission Technologies*

Quelle: Fuss et al. (2014)

Übergreifende Fragen für beide Technologiefelder

Aber auch um infrastrukturelle Fragen hinreichend beantworten zu können, bedarf es darüber hinaus systemanalytischer Studien, die das Zusammenspiel der verschiedensten Anlagen in Deutschland oder auch international analysieren. Dies betrifft einerseits die potenzielle Nachfrage nach strombasierten Kraft- und Brennstoffen sowie Chemikalien und den Zeiträumen, in denen sie die fossil basierten Stoffe ablösen könnten. Andererseits sind Fragen der räumlichen Verortung der einzelnen Verfahrensschritte zu analysieren – von der Platzierung von DAC-Anlagen oder der Nutzung existierender Biomasse-Anlagen zur CO₂-Abtrennung und des CO₂-Transports bis hin zum Standort von Syntheseanlagen und der Lieferung des benötigten Stroms, der Wärme und des Wassers. Auch spielt die zeitliche Entwicklung eine wichtige Rolle, da zunächst noch große Punktquellen mit fossilem CO₂ genutzt wer-

den könnten, bis Infrastrukturen zur Nutzung klimaneutralen CO₂ aufgebaut wären. Eine zentrale Rolle bei der Analyse dieser Fragestellungen spielt auch der Flächenverbrauch gerade in dicht besiedelten Industrieländern. Weitere Forschungsfragen betreffen schließlich die Fertigung der benötigten Anlagen und der Aufbau einer entsprechenden Massenproduktion. Will man alleine 1 % der weltweiten CO₂-Emissionen (350 Mt) mittels DAC abtrennen, wären hierfür um die 400.000 Anlagen nötig (siehe Tab. 1-1) – bei 50 % der Emissionen entsprechend 20 Millionen, was von der Anlagenmenge her knapp einem Drittel der derzeitigen weltweiten Automobilproduktion entspräche. Für alle diese hier aufgeworfenen Fragen der Technologiebewertung bedarf es frühzeitiger inter- und transdisziplinärer Studien, um auf entsprechende mögliche Entwicklungen vorbereitet zu sein.

6 Literaturverzeichnis

- Anderson, K.; Peters, G. (2016): The trouble with negative emissions. *Science* 354(6309)182–183. doi: 10.1126/science.aah4567.
- APS (2011): Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals. A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs. College Park: The American Physical Society.
- Baciocchi, R.; Storti, G.; Mazzotti, M. (2006): Process design and energy requirements for the capture of carbon dioxide from air. *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification* 45(12)1047–1058. doi: 10.1016/j.cep.2006.03.015.
- Boback, R. (2003): Gasaufbereitung mittels Tieftemperaturrektifikation. Gülzower Fachgespräche - Workshop „Aufbereitung von Biogas“ 17./18. Juni 2003, FAL Braunschweig, Gülzow. http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf_83index.htm
- Broehm, M.; Strefler, J.; Bauer, N. (2015): Techno-Economic Review of Direct Air Capture Systems for Large Scale Mitigation of Atmospheric CO₂. *SSRN Electronic Journal*. doi: 10.2139/ssrn.2665702.
- Carbon Engineering (2018): Website. <http://carbonengineering.com/>. Letzter Zugriff: 15 März 2018.
- Chen, C.; Tavoni, M. (2013): Direct air capture of CO₂ and climate stabilization: A model based assessment. *Climatic Change* 118(1)59–72. doi: 10.1007/s10584-013-0714-7.
- Climeworks (2018a): Experteninterview durch Peter Viebahn am 12. März 2018. Zürich.
- Climeworks (2018b): Website. <http://www.climeworks.com/>. Letzter Zugriff: 15 März 2018.
- DBFZ; IWES; INL; bosch&partner; UFZ (2015): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse), Zwischenbericht Mai 2015. Projekt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Diermann, R. (2017): Pilotanlage auf Island: Forscherteam macht Kohlendioxid zu Stein. *Spiegel online*. <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/island-forscherteam-macht-kohlendioxid-zu-stein-a-1174652.html>
- Eisaman, M. D.; Alvarado, L.; Larner, D.; Wang, P.; Garg, B.; Littau, K. A. (2011): CO₂ separation using bipolar membrane electro dialysis. *Energy Environ. Sci.* 4(4)1319–1328. doi: 10.1039/CoEE00303D.
- Eisenberger, P. M. (2016): Chaos Control: Climate Stabilization by Closing the Global Carbon Cycle. In: G. Chichilnisky und A. Rezai (Hrsg.), *The Economics of the Global Environment* (Bd. 29). Cham: Springer International Publishing. doi: 10.1007/978-3-319-31943-8_17.
- Eisenberger, P. M.; Cohen, R. W.; Chichilnisky, G.; Eisenberger, N. M.; Chance, R. R.; Jones, C. W. (2009): Global Warming and Carbon-Negative Technology:

-
- Prospects for a Lower-Cost Route to a Lower-Risk Atmosphere. *Energy & Environment* 20(6)973–984. doi: 10.1260/095830509789625374.
- Energieinstitut et al. (2014): Power to Gas – eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und –analyse. Endbericht. 2014. Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend Österreich. https://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/PtG/Endbericht_-_Power_to_Gas_-_eine_Systemanalyse_-_2014.pdf. Letzter Zugriff: 15 März 2018.
- Evens, S. (2017): The Swiss company hoping to capture 1% of global CO₂ emissions by 2025. <https://www.carbonbrief.org/swiss-company-hoping-capture-1-global-co2-emissions-2025>
- FNR (2014): Leitfaden Biogasaufbereitung und –einspeisung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR).
- Friedl, M. (2015): Pilot- und Demonstrationsanlage Power-to-Methane HSR. Überblick über die Aktivitäten nach 1.5 Jahren SCCER. Hochschule für Technik Rapperswil. https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/UEbersicht_Aktivitaeten_IET_V2.pdf. Letzter Zugriff: 27 März 2017.
- Friedl, M.; Meier, B.; Ruoss, F.; Schmidlin, L. (2016): Thermodynamik von Power-to-Gas. IET - Institut für Energietechnik an der Hochschule für Technik Rapperswil (HSR).
- Fuss, S.; Canadell, J. G.; Peters, G. P.; Tavoni, M.; Andrew, R. M.; Ciais, P.; et al. (2014): Betting on negative emissions. *Nature Climate Change* 4(10)850–853.
- FVV (2016): Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity. Kraftstoffstudie II. Final Report. No. Report 1086-2016. Frankfurt: Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V.
- Gebald, C.; Wurzbacher, J. A.; Borgschulte, A.; Zimmermann, T.; Steinfeld, A. (2014): Single-Component and Binary CO₂ and H₂O Adsorption of Amine-Functionalized Cellulose. *Environmental Science & Technology* 48(4)2497–2504. doi: 10.1021/es404430g.
- Gebald, C.; Wurzbacher, J. A.; Tingaut, P.; Steinfeld, A. (2013): Stability of Amine-Functionalized Cellulose during Temperature-Vacuum-Swing Cycling for CO₂ Capture from Air. *Environmental Science & Technology* 47(17)10063–10070. doi: 10.1021/es401731p.
- Gebald, C.; Wurzbacher, J. A.; Tingaut, P.; Zimmermann, T.; Steinfeld, A. (2011): Amine-Based Nanofibrillated Cellulose As Adsorbent for CO₂ Capture from Air. *Environmental Science & Technology* 45(20)9101–9108. doi: 10.1021/es202223p.
- Global Thermostat (2018): Website. <http://globalthermostat.com/>. Letzter Zugriff: 15 März 2018.

- Goeppert, A.; Czaun, M.; Surya Prakash, G. K.; Olah, G. A. (2012): Air as the renewable carbon source of the future: an overview of CO₂ capture from the atmosphere. *Energy & Environmental Science* 5(7)7833. doi: 10.1039/c2ee21586a.
- Groß, B.; Clemens, W. (2010): OPTISTRAHL – zweistufige Wäschereinheit für Biogas. *Klimaschutzkongress M-V, 17. Symposium Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik*. 4. – 6. Nov. 2010, Stralsund.
- Hartmann, C. (2014): Systemanalyse der CO₂-Sequestrierung aus Biomasse-Heizkraftwerken (Bio-KWK-CCS): Technik, Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit. Dissertation zur Erlangung des Grades Doktor der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.) an der Universität Flensburg. Flensburg: Flensburg.
- Heck, V.; Gerten, D.; Lucht, W.; Popp, A. (2018): Biomass-based negative emissions difficult to reconcile with planetary boundaries. *Nature Climate Change* 8(2)151–155. doi: 10.1038/s41558-017-0064-y.
- Holmes, G.; Keith, D. W. (2012): An air-liquid contactor for large-scale capture of CO₂ from air. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences* 370(1974)4380–4403. doi: 10.1098/rsta.2012.0137.
- Holmes, G.; Nold, K.; Walsh, T.; Heidel, K.; Henderson, M. A.; Ritchie, J.; et al. (2013): Outdoor Prototype Results for Direct Atmospheric Capture of Carbon Dioxide. *Energy Procedia* 376079–6095. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.537.
- House, K. Z.; Baclig, A. C.; Ranjan, M.; van Nierop, E. A.; Wilcox, J.; Herzog, H. J. (2011): Economic and energetic analysis of capturing CO₂ from ambient air. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 108(51)20428–20433. doi: 10.1073/pnas.1012253108.
- Huenges, E.; Bruhn, D.; Acksel, D.; Liebscher, A.; Kastner, O.; Kolditz, O. (2016): Beiträge der Geosphäre zur Energiewende. „Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems“ - Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2016.
- Industrieanzeiger (2017): Synthetisches Erdöl. Massenproduktion von Blue Crude soll 2020 starten. <http://industrieanzeiger.industrie.de/technik/massenproduktion-von-blue-crude-soll-2020-starten/>
- Ingenieur.de (2015): Öko-Diesel nur aus Wasser und CO₂. News vom 29.04.2015. <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/rohstoffe/oeko-diesel-wasser-co2/>. Letzter Zugriff: 15 März 2018.
- IWES; UMSICHT; PTB (2017): Monitoring des Biomethanproduktionsprozesses „MONA“ - Schlussbericht. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT), Physikalisch-technische Bundesanstalt (PTB). <http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22011009.pdf>. Letzter Zugriff: 15 März 2018.

-
- Jones, C. W. (2011): CO₂ Capture from Dilute Gases as a Component of Modern Global Carbon Management. *Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering* 2(1)31–52. doi: 10.1146/annurev-chembioeng-061010-114252.
- KIT (2017): Power-to-Liquid: 200 Liter Sprit aus Solarstrom und dem Kohlenstoffdioxid der Umgebungsluft. No. Presseinformation 103/2017 vom 24.07.2017. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie.
http://www.kit.edu/kit/pi_2017_103_power-to-liquid-200-liter-sprit-aus-solarstrom-und-dem-kohlenstoffdioxid-der-umgebungsluft.php
- KIT (2018): Power-to-Liquid: 200 Liter Sprit aus Solarstrom und dem Kohlenstoffdioxid der Umgebungsluft. Karlsruher Institut für Technologie.
https://www.kit.edu/kit/pi_2017_103_power-to-liquid-200-liter-sprit-aus-solarstrom-und-dem-kohlenstoffdioxid-der-umgebungsluft.php. Letzter Zugriff: 15 März 2018.
- Knoblauch, K.; Reichenberger, J. (1982): Druckwechselfverfahren zur Gastrennung. No. Bd. 118, Nr. 4. Glückauf.
- Koytsoumpa, E. I.; Bergins, C.; Kakaras, E. (2018): The CO₂ economy: Review of CO₂ capture and reuse technologies. *The Journal of Supercritical Fluids* 1323–16. doi: 10.1016/j.supflu.2017.07.029.
- KTBL (2018): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas, Verwendung verschiedener Gasaufbereitungsverfahren bei einem Volumenstrom von 700 m³/h, 13.200 m³ Fermentervolumen, 250 kWel BHKW, 16.500 m³ Gärrest-Volumen und mit Maissilage (35% TM) und Rindergülle mit Futterresten (10% TM) als Substrat. Berechnungen im Februar 2018. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft.
- Lackner, K. S. (2009): Capture of carbon dioxide from ambient air. *The European Physical Journal Special Topics* 176(1)93–106. doi: 10.1140/epjst/e2009-01150-3.
- Lackner, K. S.; Brennan, S.; Matter, J. M.; Park, A.-H. A.; Wright, A.; van der Zwaan, B. (2012): The urgency of the development of CO₂ capture from ambient air. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 109(33)13156–13162. doi: 10.1073/pnas.1108765109.
- Lomax, G.; Lenton, T. M.; Adeosun, A.; Workman, M. (2015): Investing in negative emissions. *Nature Climate Change* 5(6)498–500. doi: 10.1038/nclimate2627.
- Marcucci, A.; Kypreos, S.; Panos, E. (2017): The road to achieving the long-term Paris targets: energy transition and the role of direct air capture. *Climatic Change* 144(2)181–193. doi: 10.1007/s10584-017-2051-8.
- Mazotti, M.; Abanades, J.; Allam, R.; Lackner, K.; Meunier, F.; Rubin, E.; et al. (2005): Mineral carbonation and industrial uses of carbon dioxide. IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage.
- Mazzotti, M.; Baciocchi, R.; Desmond, M. J.; Socolow, R. H. (2013): Direct air capture of CO₂ with chemicals: optimization of a two-loop hydroxide carbonate

- system using a countercurrent air-liquid contactor. *Climatic Change* 118(1)119–135. doi: 10.1007/s10584-012-0679-y.
- McLaren, D. (2014): Capturing the Imagination: Prospects for Direct Air Capture as a Climate Measure (Case Study). *Geoengineering our Climate? A Working Paper Series on the Ethics, Politics and Governance of Climate Engineering*. <https://geoengineeringourclimate.files.wordpress.com/2014/03/mclaren-2014-capturing-the-imagination-click-for-download.pdf>. Letzter Zugriff: 15 März 2018.
- Napp, T.; Hills, T.; Soltani, S. M.; Bosch, J.; Mazur, C. (2017): A survey of key technological innovations for the low-carbon economy. Imperial College London.
- Nikulshina, V.; Gebald, C.; Steinfeld, A. (2009): CO₂ capture from atmospheric air via consecutive CaO-carbonation and CaCO₃-calcination cycles in a fluidized-bed solar reactor. *Chemical Engineering Journal* 146(2)244–248. doi: 10.1016/j.cej.2008.06.005.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide; Tena; Scholz, Y.; et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht. No. BMU-FKZ 03MAP146. Stuttgart, Kassel, Teltow: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/studie-langfristszenarien.html>
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin: Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI.
- Psarras, P.; Krutka, H.; Fajardy, M.; Zhang, Z.; Liguori, S.; Dowell, N. M.; Wilcox, J. (2017): Slicing the pie: how big could carbon dioxide removal be?: Slicing the pie. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* 6(5)e253. doi: 10.1002/wene.253.
- Realff, M. J.; Eisenberger, P. (2012): Flawed analysis of the possibility of air capture. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 109(25)E1589–E1589. doi: 10.1073/pnas.1203618109.
- Reykjavik Energy (2018): The CarbFix2 project. <https://www.or.is/english/carbfix/carbfix2-project/objectives>. Letzter Zugriff: 26 März 2018.
- Rogelj, J.; Luderer, G.; Pietzcker, R. C.; Kriegler, E.; Schaeffer, M.; Krey, V.; Riahi, K. (2015): Energy system transformations for limiting end-of-century warming to below 1.5 °C. *Nature Climate Change* 5(6)519–527. doi: 10.1038/nclimate2572.
- Samadi, S. (2018): The experience curve theory and its application in the field of electricity generation technologies – A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 822346–2364. doi: 10.1016/j.rser.2017.08.077.

-
- Sanz-Pérez, E. S.; Murdock, C. R.; Didas, S. A.; Jones, C. W. (2016): Direct Capture of CO₂ from Ambient Air. *Chemical Reviews* 116(19)11840–11876. doi: 10.1021/acs.chemrev.6b00173.
- Smith, P.; Davis, S. J.; Creutzig, F.; Fuss, S.; Minx, J.; Gabrielle, B.; et al. (2016): Biophysical and economic limits to negative CO₂ emissions. *Nature Climate Change* 6(1)42–50. doi: 10.1038/nclimate2870.
- Specht, M.; Bandi, A.; Elser, M.; Staiss, F. (1998): Comparison of CO₂ sources for the synthesis of renewable methanol. *Studies in Surface Science and Catalysis* (Bd. 114). Elsevier. doi: 10.1016/S0167-2991(98)80771-4.
- Stolaroff, J. K.; Keith, D. W.; Lowry, G. V. (2008): Carbon Dioxide Capture from Atmospheric Air Using Sodium Hydroxide Spray. *Environmental Science & Technology* 42(8)2728–2735. doi: 10.1021/es702607w.
- Teske, S.; Pregger, T.; Simon, S.; Naegler, T.; Graus, W.; Lins, C.; et al. (2012): *Energy [R]evolution 2012: A Sustainable World Energy Outlook*. No. 4th edition. Amsterdam, Brussels: Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC), Global Wind Energy Council (GWEC).
<https://www.greenpeace.org/archive-international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2012/>
- UBA (2016): *Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel*. Background. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Vidal, J. (2018): How Bill Gates aims to clean up the planet. It's a simple idea: strip CO₂ from the air and use it to produce carbon-neutral fuel. But can it work on an industrial scale? *The Guardian* 04.02.2018.
<https://www.theguardian.com/environment/2018/feb/04/carbon-emissions-negative-emissions-technologies-capture-storage-bill-gates>
- VTT; LUT (2018): *The Soletair Project*. VTT Technical Research Centre of Finland, Lappeenranta University of Technology LUT. <http://soletair.fi/>. Letzter Zugriff: 18 März 2018.
- Wurzbacher, J. A.; Gebald, C.; Brunner, S.; Steinfeld, A. (2016): Heat and mass transfer of temperature–vacuum swing desorption for CO₂ capture from air. *Chemical Engineering Journal* 2831329–1338. doi: 10.1016/j.cej.2015.08.035.
- Wurzbacher, J. A.; Gebald, C.; Piatkowski, N.; Steinfeld, A. (2012): Concurrent Separation of CO₂ and H₂O from Air by a Temperature-Vacuum Swing Adsorption/Desorption Cycle. *Environmental Science & Technology* 46(16)9191–9198. doi: 10.1021/es301953k.
- Wurzbacher, J. A.; Gebald, C.; Steinfeld, A. (2011): Separation of CO₂ from air by temperature-vacuum swing adsorption using diamine-functionalized silica gel. *Energy & Environmental Science* 4(9)3584. doi: 10.1039/c1ee01681d.
- Zeman, F. (2014): Reducing the Cost of Ca-Based Direct Air Capture of CO₂. *Environmental Science & Technology* 48(19)11730–11735. doi: 10.1021/es502887y.

