

Wie ökologisch und sozial verträglich sind CCS, BECCS und CCU Technologien?

Kurzstudie im Auftrag des NABU

Berlin, Dezember 2021

Autorinnen und Autoren

Dr. Matin Cames
Dr. Saleem Chaudry
Jürgen Sutter

Kontakt

info@oeko.de
www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	CO₂-Herkunft	7
3	CCS	9
4	CCU	13
5	Wahrnehmung in der Öffentlichkeit	16
6	Fazit	20
7	Literaturverzeichnis	22

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Aufschlüsselung der Beiträge zu den globalen Netto-CO ₂ -Emissionen in vier beispielhaften Modellpfaden	5
Abbildung 2:	Verschiedene Ansätze können der Atmosphäre CO ₂ entziehen	6
Abbildung 3:	Beitrag von CCS und CCU zu negativen Emissionen und Klimaneutralität	7
Abbildung 4:	Übersicht geologischer Speicheroptionen	9
Abbildung 5:	Übersicht zur Nutzung von atmosphärischem CO ₂ für CCU	15
Abbildung 6:	Spezifische CO ₂ -Vermeidungskosten (€/tCO ₂)	17
Abbildung 7:	Stromgestehungskosten an Standorten in Deutschland	18

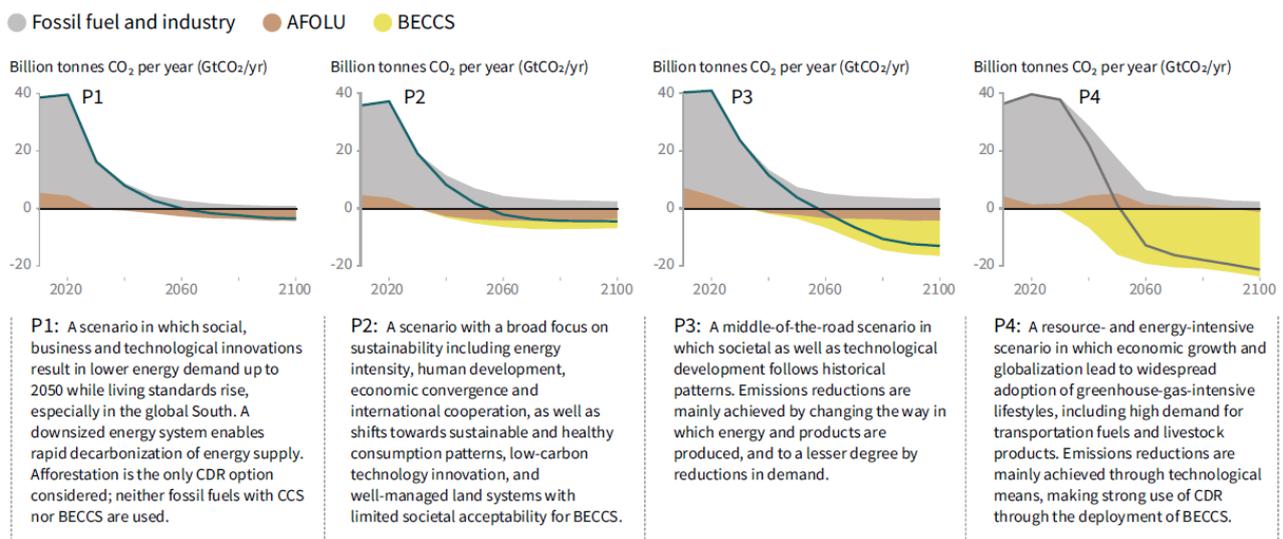
Abkürzungsverzeichnis

BECCS	Bioenergy Carbon Capture and Storage
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Use
DAC	Direct Air Carbon Capture
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage
EOR	Enhanced Oil Recovery
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
HT	High Temperature
HVC	High Value Chemicals
LT	Low Temperature
MENA	Middle East & North Africa
NET	Negativ-Emissions-Technologien
PtX	Power-to-X-Technologien (Strom zu flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen)
RWGS	Reverse Water-Gas Shift

1 Einleitung

Die Notwendigkeit der Nutzung sogenannter Negativ-Emissions-Technologien (NET) ist umstritten. Während der IPCC (2018) davon ausgeht, dass insbesondere in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts biogene und technologische NET mehr oder weniger umfangreich eingesetzt werden müssen, hat das UBA (2019) in seiner Rescue Studie dargestellt, dass Klimaneutralität in Deutschland ausschließlich mit natürlichen Senken (Wälder, Moore, etc.) erreicht werden kann. Dies setzt jedoch voraus, dass drastische Minderungsmaßnahmen umgesetzt werden, wonach es aktuell nicht aussieht. Neuere Studien zur Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland bis 2045 kommen zu dem Schluss, dass auch NET im Umfang von 40 - 100 Mt CO₂e notwendig sein werden, um dieses Ziel zu erreichen (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut 2021; ISI 2021; PIK 2021; dena 2021). Im Koalitionsvertrag von SPD, Grünen und FDP werden Negativemissionen als Langfriststrategie für ca. 5 % unvermeidbare Restemissionen betrachtet (SPD; Bündnis 90/Die Grünen; FDP 2021). Auch IPCC (2018) und UBA (2019) konstatieren gleichermaßen: Je später und je schwächer Minderungsmaßnahmen eingeleitet werden, umso mehr steigt die Wahrscheinlichkeit, dass sowie der Umfang in dem NET eingesetzt werden müssen, um Klimaneutralität zu erreichen. (Abbildung 1).

Abbildung 1: Aufschlüsselung der Beiträge zu den globalen Netto-CO₂-Emissionen in vier beispielhaften Modellpfaden

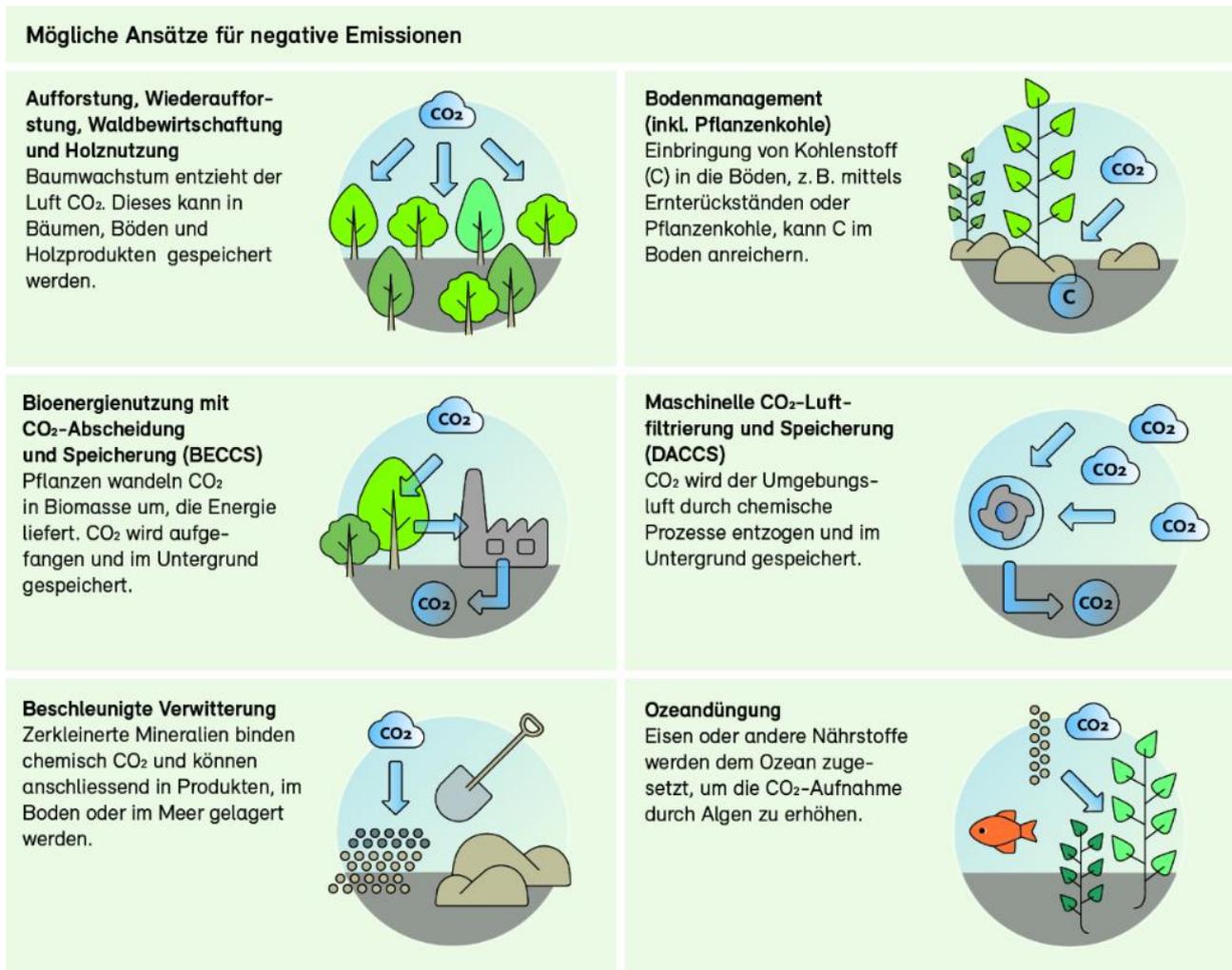


Quelle: IPCC (2018)

Grundsätzlich können negative Emissionen einerseits durch die Sicherung oder den Ausbau biogener Senken (Abbildung 2, Zeile 1) erzielt werden. Andererseits können negative Emissionen auch durch verschiedene technische Maßnahmen erzielt werden (Abbildung 2, Zeilen 2-3). Im Rahmen dieser Kurzstudie liegt der Schwerpunkt der Betrachtung auf den Optionen und Risiken der technischen Maßnahmen, die eine Speicherung von Kohlenstoff im Untergrund involvieren, also vor allem um Bioenergy Carbon Capture and Storage (BECCS)¹ und Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS).

¹ IPBES; IPCC (2021) weisen darauf hin, dass die umfangreiche Nutzung von BECCS grundsätzlich im Konflikt zum Erhalt der Biodiversität steht.

Abbildung 2: Verschiedene Ansätze können der Atmosphäre CO₂ entziehen

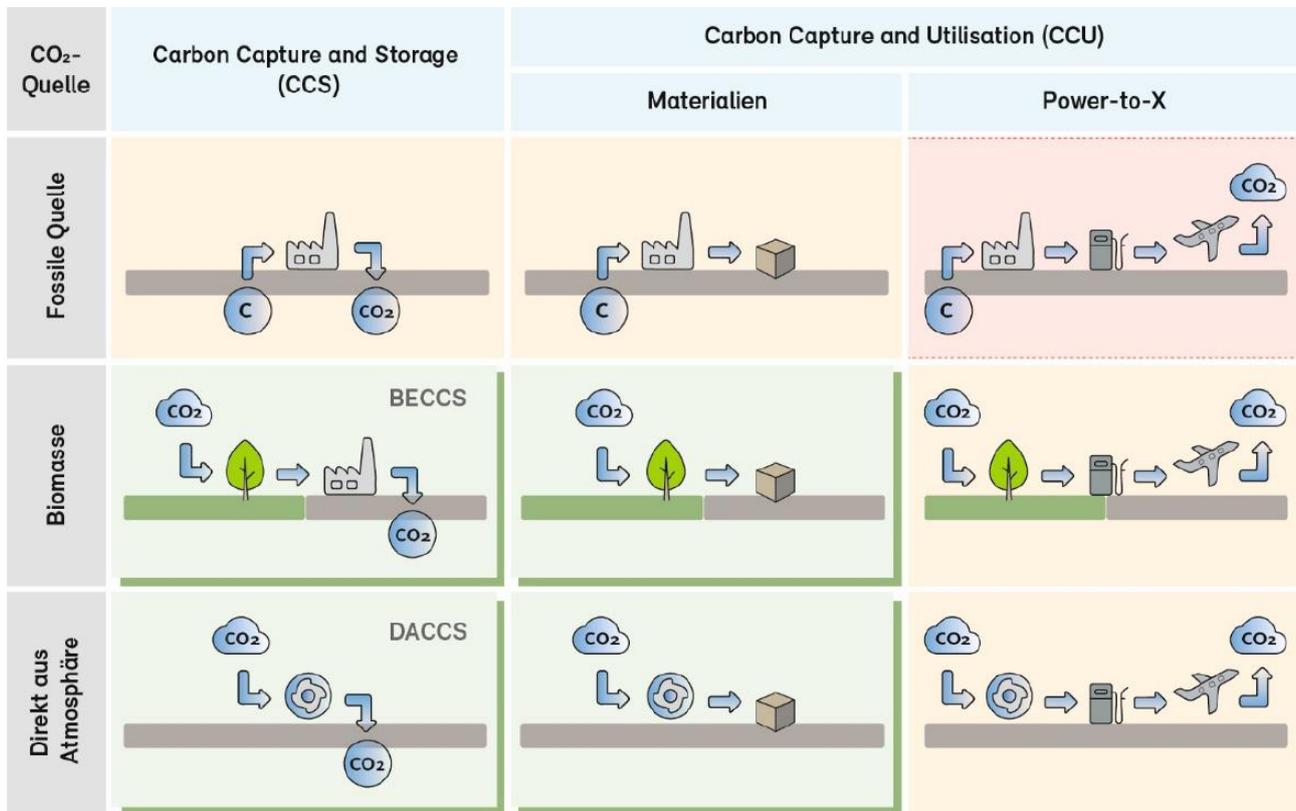


Quelle: BAFU (2020)

Darüber hinaus kann die zyklische Nutzung von CO₂, bei der zwar keine negativen Emissionen erzielt werden, aber auch keine weiteren CO₂-Emissionen entstehen, einen wichtigen Beitrag zur langfristigen Klimaneutralität leisten. Bei diesen Prozessen wird das abgeschiedene CO₂ in Produkten gebunden (Carbon Capture & Use, CCU).

Abbildung 3 illustriert, wie CCS & CCU in Abhängigkeit der Herkunft des eingesetzten CO₂ einen Beitrag zu negativen Emissionen oder zur Treibhausgasneutralität leisten.

Abbildung 3: Beitrag von CCS und CCU zu negativen Emissionen und Klimaneutralität



Es wird davon ausgegangen, dass die verwendete Energie klimafreundlich gewonnen wurde.

■ Negative Emissionen
 ■ Klimaneutralität
 ■ CO₂-Emissionen

Quelle: BAFU (2020)

Im Folgenden werden insbesondere die Optionen und Risiken von CCS, BECCS, DACCS sowie CCU diskutiert. Da der Beitrag dieser Technologien für negative Emissionen oder Klimaneutralität davon abhängt, aus welchen Quellen das verwendete CO₂ stammt, schauen wir zunächst auf die Herkunft des CO₂ (Kapitel 2). In Kapitel 3 schauen wir auf die Technologien, bei denen CO₂ langfristig in geologischen Formationen gespeichert werden (CCS, BECCS, DACCS) und in Kapitel 4 auf die Technologien, bei denen das CO₂ mehr oder weniger langfristig in Produkten gebunden und genutzt wird. Den Abschluss bildet eine kurze Betrachtung der öffentlichen Rezeption der Technologien (Kapitel 5) sowie das Fazit (Kapitel 6), das auch aus den Betrachtungen gezogen werden kann.

2 CO₂-Herkunft

Für die CO₂-Bereitstellung für CCS oder CCU stehen im Prinzip drei Quellen zur Verfügung (Minx et al. 2018):

- Abtrennung aus Abgasströmen biobasierter Prozesse, z. B. Biogasanlagen;
- Abtrennung aus Abgasströmen industrieller Prozesse, die aktuell noch auf fossilen oder geogenen Kohlenstoffquellen basieren, z. B. Primärstahlwerk, Zementwerk usw.;
- Abtrennung aus der Luft mittels Direct Air Capture (DAC).

Biobasierte Quellen sind mengenmäßig beschränkt und von ihrem Vorkommen her kleinräumig verteilt. Um CCS oder CCU in großtechnischem Maßstab zu betreiben, sind aus diesem Grund biobasierte CO₂-Quellen kaum geeignet, da das Kohlendioxid zu den entsprechenden CCU-Anlagen bzw. CCS-Speichern transportiert werden müsste und die Kosten hierfür relativ hoch wären. Eine Möglichkeit wäre die Nutzung von CO₂ aus großtechnischen Fermentationsprozessen (z. B. zur Herstellung alkoholischer Getränke: Bierbrauereien usw.), hier wird heutzutage das CO₂ aber häufig bereits abgetrennt und weiter genutzt.

Wenn die Vorgaben des Pariser Klimaschutzabkommens eingehalten werden sollen, dürfen langfristig in Deutschland keine fossilen Kohlenstoffquellen mehr genutzt werden, somit sind auch die industriellen Punktquellen² langfristig beschränkt, da große Emittenten wie z. B. die Primärstahlherstellung durch Umstellung der Prozesse kein CO₂ mehr freisetzen werden. Bestimmte Industrieprozesse, bei denen das CO₂ prozessbedingt entsteht, z. B. bei der Ethylenoxidherstellung, werden langfristig selbst auf regenerativen CO₂-Quellen basieren, deshalb ist es eher unwahrscheinlich, dass das bei der Synthese freigesetzte CO₂ dann dem Markt zur Verfügung steht. Viel wahrscheinlicher ist, dass es als Input für den eigenen Prozess wiederverwendet wird. In einer Übergangsphase wird es allerdings in Deutschland noch relevante industrielle Punktquellen für CO₂ geben, bei denen die Abscheidung des CO₂ vor allem wegen der hohen Verfügbarkeit von CO₂ an einem Standort und des niedrigen Energiebedarfs für die CO₂-Abscheidung aus ökonomischer Sicht attraktiv ist.

Eine weitere industrielle Punktquelle sind die unvermeidbaren CO₂-Emissionen aus geogenen Kohlenstoffquellen, die z. B. beim Kalkbrennen in der Zementherstellung anfallen. Hier sind noch keine alternativen Prozesse absehbar, mit denen die CO₂-Emission prinzipiell vermieden werden kann.

Bei der Abscheidung von CO₂ aus der Luft mittels Direct Air Capture (DAC) gibt es mehrere Verfahrenstypen, wovon sich zwei durchgesetzt haben (Goepfert et al. 2012):

- Das High Temperature (HT)-DAC-Verfahren basiert auf wässrigen Lösungen starker Basen als Sorptionsmittel und hat einen hohen Wärmebedarf (~ 900 °C). Das CO₂ reagiert mit den Basen zum entsprechenden Carbonat (K₂CO₃, Na₂CO₃, CaCO₃) mit hoher Selektivität und hoher Ausbeute (>99 %). Im ersten Prozessschritt, der Absorption, wird die angesaugte Luft mit versprühtem Lösungsmittel im Reaktionsraum in Kontakt gebracht, wobei das CO₂ aus der Luft mit dem Sorptionsmittel (z. B. Natriumhydroxid, NaOH, Calciumhydroxid, Ca(OH)₂ oder Kaliumhydroxid, KOH) reagiert. Im zweiten Schritt, der Regeneration, wird das Reaktionsprodukt umgewandelt und das Sorptionsmittel zurückgewonnen, um wieder in den Absorptionsprozess gespeist zu werden. Das zu diesem Zeitpunkt in einem weiteren chemischen Zwischenprodukt gebundene CO₂ wird in einem sehr energieintensiven Prozess bei bis zu 900 °C abgeschieden und liegt am Ende des Prozesses bei einem Druck von meist 100 – 150 bar vor. In dem Verfahren können bisher Reinheitsgrade von bis zu 97 % erreicht werden (Fasihi et al. 2019).
- Das Low Temperature (LT)-DAC-Verfahren basiert auf einem Adsorptionsprozess mit einem festen Sorptionsmittel, z. B. geträgerte Organo-Amine (Polyethylenimin [PEI], Amino-Trimethoxysilane [TRI], verzweigte Aminosilikaten [HAS]), und benötigt deutlich niedrigere Temperaturen (~ 100 °C) zur Regeneration (Fasihi, Efimova, & Breyer, 2019). Das CO₂ wird hier reversibel an funktionelle Amin-Gruppen (-NH₂) gebunden. Die verbreitetste LT-DAC-Technologie ist die Temperature Swing Adsorption (TSA) und beginnt, wie auch andere DAC-Methoden, damit, im ersten Schritt atmosphärische Luft durch Ventilatoren anzusaugen. Die Luft wird durch ein festes Filtermaterial (Cellulosefasern, Amino-Polymere, etc.) geleitet, welches das CO₂ aus der Luft an seiner

² Industrieller Prozess, bei dem CO₂ in einem Abgasstrom in einer relativ hohen Konzentration freigesetzt wird, z. B. die Herstellung von Primärstahl oder Zement.

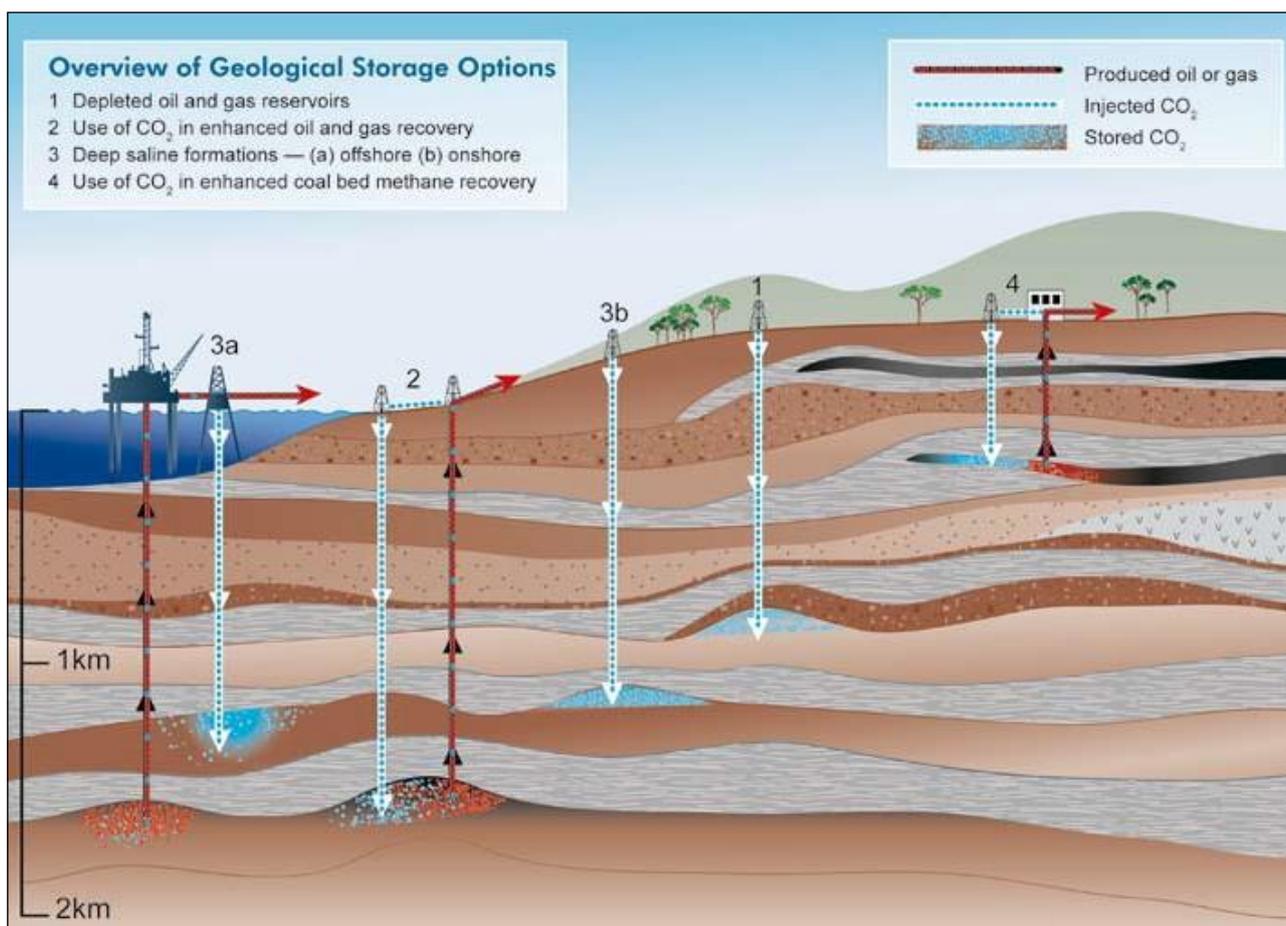
Oberfläche anlagert (adsorbiert). Wenn das Filtermaterial voll beladen ist, wird es im zweiten Schritt auf bis zu 100 °C erhitzt, um das CO₂ davon zu lösen. Hierbei wird ein Reinheitsgrad von bis zu 99,9 % erreicht (Fasihi et al. 2019).

Die zweite Technologie erfordert einen deutlich geringeren Energieaufwand zur Freisetzung des adsorbierten CO₂ und ist die Grundlage für die Anlagen der Firma Climeworks. Aber auch hier sind der Energieaufwand und die derzeitigen Kosten deutlich höher als bei der CO₂-Abscheidung aus industriellen Punktquellen.

3 CCS

CCS steht als Abkürzung für **Carbon Dioxide Capture and Storage**. Gemeint ist die Abscheidung von CO₂, wie in Kapitel 2 ausgeführt, und die anschließende langfristige Speicherung. Auf diese Weise wird CO₂, das beispielsweise in Industrieprozessen anfällt, nicht mehr in die Atmosphäre freigesetzt und kann entsprechend nicht als Klimagas wirken. Im Fall von DACCS wird CO₂ gezielt aus der Umgebungsluft abgeschieden und durch anschließende Speicherung werden negative Emissionen erreicht. Die Speicherung von CO₂ nach der Abscheidung aus Prozessen zur Bioenergie-Erzeugung wird als BECCS bezeichnet.

Abbildung 4: Übersicht geologischer Speicheroptionen



Quelle: IPCC (2005)

Methoden der CO₂-Speicherung

Die Speicherung erfolgt in der Regel im Untergrund in Gesteinen der Erdkruste. Dafür kommen verschiedene Verfahren in Frage (Abbildung 4):

- Speicherung in ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten
- Speicherung in salinaren Aquiferen, d.h. tiefen salzwasserführenden Grundwasserstockwerken
- Speicherung in Kohleflözen
- Speicherung durch die Mineralisation stabiler Karbonate in Porenräumen geeigneter Gesteine

Bei der Speicherung in Kohlenwasserstofflagerstätten und in salinaren Aquiferen wird CO₂ über Bohrungen in die Porenhohlräume von Gesteinen eingepresst. Vorhandenes Porenwasser wird durch das Gas verdrängt. Das Verfahren wird in Kohlenwasserstofflagerstätten bisher meist im Zusammenhang mit Enhanced Oil Recovery (EOR) angewendet. Dabei wird durch das Einpressen von CO₂ in eine Kohlenwasserstofflagerstätte die Förderung von Erdöl ermöglicht, das mit konventionellen Methoden nicht gewonnen werden kann. Durch geologische Fallenstrukturen, also Aufwölbungen des Speichergesteins, und abdichtende Gesteinsschichten oberhalb des Speicherhorizonts wird das Gas im Untergrund gehalten.

Salinare Aquifere sind Grundwasserleiter in größerer Tiefe, die nicht im Austausch mit höheren, genutzten Grundwasserleitern stehen. Nach dem Bericht des IPCC (2005) zu CCS werden dazu Tiefen von über 800 m vorgesehen, in denen CO₂ aufgrund der Umgebungsbedingungen in flüssigem oder überkritischem Zustand vorliegt. Das Wasser enthält in diesen Tiefen häufig einen hohen Anteil an gelösten Ionen und hat daher eine höhere Dichte als das Regen- bzw. Süßwasser der genutzten oberflächennahen Grundwasserleiter. Die hohe Sättigung und die Dichte verhindern, zusätzlich zu überlagernden dichten Gesteinsschichten wie beispielsweise Tonsteinen, eine Freisetzung von gespeichertem CO₂.

Die Speicherung in Kohleflözen setzt voraus, dass ein Abbau der Flöze in der Zukunft nicht zu erwarten ist. CO₂, das über Bohrungen in Kohleflöze verpresst wird, kann an der Oberfläche der Kohle absorbiert werden. Dieses Verfahren ist Gegenstand von Forschung.

Seit 2007 arbeitet in Island das Unternehmen Carbfix an der Speicherung von CO₂ in basaltischen Gesteinen. Dabei wird Wasser mit darin gelöstem CO₂ – ähnlich einem Mineralwasser – über Bohrlöcher in junge Basalte des mittelozeanischen Rückens im Untergrund Islands injiziert. Durch den niedrigen pH-Wert reagiert das Wasser mit den silikatischen Mineralen, aus denen der Basalt aufgebaut ist. Metallionen werden gelöst und reagieren mit dem CO₂ unter Bildung von Karbonaten, die in den Hohlräumen des Basalts mineralisieren.

Neben der Speicherung in Gesteinen der Erdkruste werden die Speicherung in Ozeanen sowie die Mineralisierung von CO₂ durch die Erzeugung künstlicher Minerale bzw. Gesteine diskutiert.

Risiken

Die Speicherung von CO₂ im Untergrund ist nicht risikolos. Grundsätzlich besteht immer die Möglichkeit von Leckagen aus Speichergesteinen. Dieses Risiko ist, abhängig vom jeweiligen Verfahren, unterschiedlich zu bewerten.

In Kohlenwasserstoff-Speichergesteinen hat sich im Laufe der Erdgeschichte auf natürlichem Wege Öl oder Gas, meist in den Porenhohlräumen von Sedimentgesteinen, gesammelt und ist dort über lange Zeiträume von Millionen von Jahren verblieben. Es kann daher davon ausgegangen werden,

dass auch andere Gase, die nach dem Ende der Kohlenwasserstoffförderung dort eingelagert werden, nach Verschluss der Bohrlöcher an Ort und Stelle verbleiben. Um dies sicherzustellen wird die Dichtigkeit der verschlossenen Bohrlöcher durch Druckmessungen, Gassensoren und Temperaturmessungen an Bohrlochköpfen überwacht. Wichtig ist dabei, dass die Gesteine der Lagerstätte, insbesondere die abdichtenden Deckgesteine oder Cap-Rocks, während der Öl- oder Gasproduktion nicht beschädigt werden. Grundsätzlich sind für die Speicherung von CO₂ immer Strukturen vorzusehen, die über mehrere abdichtende geologische Barrieren verfügen. Nach IPCC (2018) ist davon auszugehen, dass nach 10.000 Jahren noch 70 % des eingespeicherten CO₂ im Untergrund zurückgehalten werden; das entspricht einer gemittelten Leckagerate von 0,003 % oder 30 ppm (Cames et al. 2021). Für die Speicherung in salinaren Aquiferen kann ähnliches angenommen werden, da ebenfalls Porenspeicher unter ähnlichen geologischen Bedingungen genutzt werden.

Die Firma Carbfix gibt an, dass innerhalb von 2 Jahren 95 % des injizierten CO₂ mineralisieren; eine Leckage ist nach der Bildung stabiler Karbonatminerale ausgeschlossen. Inwieweit und über welche Zeiträume die Karbonatminerale nach Ende der Einlagerung und Equilibrierung des chemischen Milieus in den Porenräumen des Basalts mit dem umgebenden Meerwasser durch Lösung wieder in den Kohlenstoffkreislauf gelangen können, ist bisher nicht bekannt.

Zur Speicherung von CO₂ im Untergrund muss das Gas zunächst zum Standpunkt einer Injektionsbohrung transportiert werden. Der Transport kann per Pipeline, aber auch per Schiff oder per Schiene oder Straße erfolgen. Auch beim Transport besteht die Möglichkeit von Leckagen, beispielsweise beim Pipeline-Transport über lange Strecken oder zu Offshore-Injektionsanlagen. Leckagen können durch die Differenz der Gasmenge zwischen Einspeise- und Entnahmepunkt identifiziert werden. Das Risiko solcher Leckagen kann durch regelmäßige und sorgfältige Wartung der Pipelines reduziert werden.

Weitere Risiken bestehen während des Injektionsvorgangs selbst. So kann es durch Überdruck während der Speicherung zu Kontamination des Grundwassers oder seismischer Aktivität kommen (Fuss et al. 2018).

Während der Speicherung und auch langfristig muss das Monitoring der Lagerstätten gewährleistet sein. Auf diese Weise können Leckagen frühzeitig erkannt und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden.

Potentiale und Grenzen

CCS stellt eine Möglichkeit dar, Emission von CO₂ zu kompensieren oder sogar negative Emissionen zu generieren. Die Speicherung von CO₂ in ausgebeuteten Kohlenwasserstofflagerstätten stellt dabei die am leichtesten zugängliche Möglichkeit dar. Lagerstätten sind vorhanden und leicht für die Speicherung von CO₂ zu erschließen. Durch die vorangegangene Gewinnung von Erdöl oder -gas sind die Speichergesteine und deren geologische Situation gut bekannt und charakterisiert. Die Speicherung von CO₂ in ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten bzw. in Porenspeichern im Untergrund wird bereits in geringem Maßstab praktiziert, z.B. in den USA im Zusammenhang mit EOR und in Norwegen in Speichergesteinen im Untergrund der Nordsee. Hinsichtlich ihres Volumens sind diese Lagerstätten jedoch begrenzt.

Geeignete Speichergesteine befinden sich meist nicht in der Nähe großer industrieller CO₂-Erzeuger. Große Kohlenwasserstoff-Lagerstätten existieren beispielsweise im Nahen Osten, Nordafrika, in Sibirien oder im Golf von Mexico. Große Erzeuger von CO₂ durch Industrieprozesse oder

Energiegewinnung haben ihre Standorte dagegen in den USA und den europäischen und asiatischen Industrienationen. Das führt zu langen Transportwegen für aus Prozessen abgeschiedenes CO₂.

Eine Speicherung in tiefen salinaren Grundwasserleitern ist ebenfalls an geeignete Standortbedingungen gebunden. Geeignete geologische Strukturen, dichtende Barrieregesteine und ausreichende Sättigung des Grundwassers müssen gegeben sein. Darüber hinaus müssen diese Speicher zunächst erschlossen werden, d. h. es ist umfangreiche Erkundung des Untergrunds notwendig, um geeignete Grundwasserleiter aufzusuchen und zu nutzen. Die Technologie befindet sich noch in der Erforschung. So wurde bspw. in Brandenburg die Einlagerung in salinaren Grundwasserleitern im Rahmen eines Forschungsprojekts durchgeführt.³

Speicherung durch Mineralisierung in basaltischen Gesteinen wird derzeit in Island erprobt. Seit September 2021 wird dort eine kommerzielle Anlage betrieben, die Direct Air Capture in Verbindung mit der Mineralisierung des gewonnenen CO₂ im Untergrund realisiert, also negative Emissionen ermöglicht.

Bedarf an erneuerbaren Energien und Flächen

Zur Umsetzung von CCS werden ebenfalls Ressourcen benötigt. Abhängig vom jeweiligen Verfahren sind im Wesentlichen Energie- und Flächenverbrauch zu berücksichtigen. Für die Lagerung in Porenspeichern muss CO₂ getrocknet und komprimiert werden. Beim Verfahren der Firma Carbfix zur Speicherung in Basalten wird das Gas in Wasser gelöst. In allen Fällen müssen Pumpen betrieben werden, um den nötigen Druck zur Injektion zu erzeugen und aufrecht zu erhalten.

Auch vor der eigentlichen Speicherung wird Energie benötigt. Insbesondere DAC ist ein energieintensives Verfahren. Die Umgebungsluft enthält nur ca. 0,04 % CO₂. Es muss also entsprechend viel Luft umgesetzt werden, um CO₂ zu gewinnen. Durch diesen geringen Wirkungsgrad entsteht ein großer technischer Aufwand, bezogen auf die erzeugte Menge an Gas. Um Negativemissionen zu erreichen, muss auch die verwendete Energie bestenfalls klimaneutral erzeugt werden.

Die Firma Climeworks auf Island nutzt dazu die Energie aus einem Geothermiekraftwerk. An den Standorten geeigneter Porenspeicher in ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten müssten zu diesem Zweck möglicherweise Solaranlagen oder Windenergieanlagen errichtet werden. Dies führt zu einem hohem Verbrauch von Flächen. Solaranlagen in Wüstenregionen wären potentiell auf eine regelmäßige Reinigung der Oberflächen mit Wasser angewiesen, was zu weiterem Ressourcenverbrauch führt.

Zur Speicherung von CO₂, das bei der Bioenergie-Erzeugung anfällt, führt insbesondere der Bedarf an Biomasse zu Flächenverbrauch. Bei großindustrieller Anwendung sind möglicherweise weitere Probleme zu erwarten wie eine Verringerung von Biodiversität durch großflächigen Anbau von Pflanzen für BECCS.

Aber auch die Nutzung von CCS zur Speicherung von CO₂ aus Industrieprozessen ist energetisch nicht folgenlos. Durch die Abscheidung des Gases kommt es zu einer Herabsetzung des Wirkungsgrades von Industrieanlagen. Bei gleicher Produktion entsteht daher zusätzlicher Energiebedarf. Darüber hinaus benötigt auch der Transport Energie; der Aufbau eines Pipelinenetzes ist ebenfalls mit Ressourcenverbrauch verbunden. Da ein solches CO₂-Pipelinenetz in Europa bisher nicht

³ Pilotstandort Ketzin, <https://www.co2ketzin.de>.

existiert, wird der Transport zunächst per Schiff erfolgen müssen. Dadurch entsteht weiterer CO₂-Ausstoß.

4 CCU

Unter **Carbon Capture and Utilization (CCU)** versteht man die Abscheidung von Kohlendioxid (CO₂) und dessen anschließender Nutzung in weiteren chemischen Prozessen.

Auch in einer künftigen, defossilisierten Industriegesellschaft werden kohlenstoff-basierte Energieträger und Chemikalien eine wichtige Rolle spielen, sie werden dann aber nicht mehr auf Basis von Erdöl, Erdgas und Kohle hergestellt werden, sondern auf der Grundlage von Biomasse oder über Power-to-X-Technologien (PtX) aus CO₂. Mögliche Kohlenstoffquellen sind bereits in Kapitel 2 aufgeführt und diskutiert, die Energie zur Produktion von PtX-Stoffen wird zukünftig in der Regel über elektrolytisch erzeugten Wasserstoff zur Verfügung gestellt. Wichtige Anwendungsfelder für PtX-Technologien sind die Branchen, in denen keine effizienteren, alternativen Technologien verfügbar sind, oder in denen Kohlenstoffträger für die stoffliche Nutzung benötigt werden, vor allem in den Sektoren Verkehr, chemische Grundstoffe und Industrie. Einige PtX-Technologien sind bereits so weit entwickelt, dass sie für einen Einsatz im großtechnischen Maßstab in Frage kommen, z. B. Fischer-Tropsch-Verfahren zur Synthese von Kohlenwasserstoffen auf Basis von Synthesegas oder die Olefinsynthese aus Methanol auf Basis von Synthesegas.

Die Grundstoffchemie ist neben der Metallbranche der energieintensivste Industriesektor in Deutschland. Eine Besonderheit ist hier, dass Energieträger nicht nur energetisch, sondern auch stofflich genutzt werden. Für ein künftige nachhaltige Grundstoffchemie werden Wasser und CO₂ die neue Rohstoffbasis bilden, die mittels PtX-Technologien unter Nutzung von erneuerbarem Strom umgesetzt werden. Wichtige **organische Grundstoffe** der chemischen Produktionsketten sind z. B. Methanol und die High Value Chemicals (HVC) Ethylen, Propylen, Buten und Butadien sowie die Aromaten Benzol, Toluol und Xylol.

Unter **Synthesegas** (CO/H₂) versteht man im weiteren Sinne ein Gemisch aus Gasen, das zu einer chemischen Synthese eingesetzt wird, z. B. das Gemisch aus Stickstoff und Wasserstoff für die Ammoniaksynthese, im engeren Sinne wird der Begriff verwendet für Gemische aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff in unterschiedlichen Anteilen (Arpe 2007). Dieses Synthesegas, das z. B. für die Methanolsynthese verwendet wird, wird konventionell aus Erdgas mittels Dampfreformierung gewonnen, aber auch aus Kohle und anderen Kohlenstoffquellen. Neben der reversen Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS, siehe unten) sind zurzeit weitere Verfahren zur Bereitstellung von Synthesegas aus CO₂ in Entwicklung, z. B. die Niedertemperatur-Elektrolyse von CO₂ und die Hochtemperatur-Co-Elektrolyse (DECHEMA 2019). Bei der Niedertemperatur-Elektrolyse wird zum einen CO₂ zu CO reduziert (Kathodenreaktion) und zum anderen H₂O zu Sauerstoff oxidiert (Anodenreaktion). In kleinen Mengen entsteht an der Kathode auch H₂. Das gewünschte H₂/CO-Verhältnis kann durch Zugabe von H₂ eingestellt werden. Bei der Hochtemperatur-Co-Elektrolyse werden die beiden Reaktionen einer elektrolytischen Wasserstoff-Gewinnung und die der CO-Gewinnung durch eine Reverse Water-Gas Shift Reaction (RWGS) gleichzeitig in einem Reaktor durchgeführt. Unterschiedliche Synthesegas-Zusammensetzungen können durch Variation von Temperatur, Druck, Input und anderer Betriebsparameter erzeugt werden.

Methanol ist eine der wichtigsten Grundchemikalien, die als Ausgangsstoff für zahlreiche weitere Anwendungen der organischen Chemie dient. Methanol wird großtechnisch in einem seit langem etablierten Verfahren aus Synthesegas (CO/H₂) gewonnen. Das erzeugte Roh-Methanol wird anschließend mittels Destillation von Wasser und weiteren Nebenprodukten gereinigt. Auch für die

Produktion von **synthetischem Methanol** wird Synthesegas verwendet. Das Verfahren ist seit langem etabliert und benötigt keine Prozessänderung beim Einsatz von Synthesegas, das aus CO₂ gewonnen wird. Ein neuer Ansatz ist die direkte Methanol-Synthese aus den beiden Ausgangsstoffen H₂ und CO₂ in einem einstufigen Prozess ohne die Erzeugung eines Synthesegases. Das Direktverfahren zeigt eine höhere Energieeffizienz im Vergleich zur konventionellen Methanolsynthese (LUT 2017; Anicic et al. 2014), befindet sich aber noch im Entwicklungsstadium.

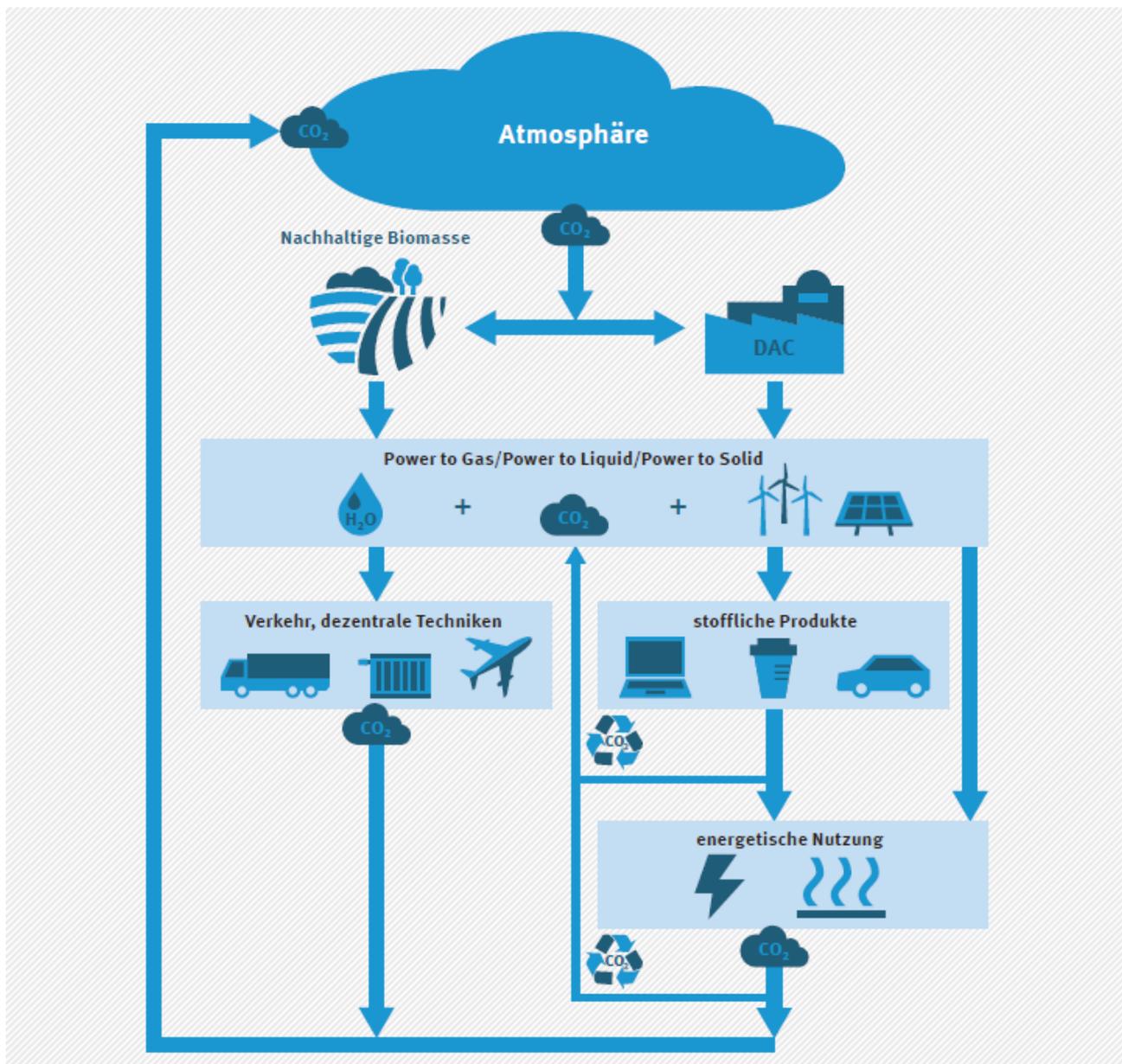
Synthetisches Methan (CH₄) wird über einen „Methanisierung“ genannten Prozess aus Wasserstoff und Kohlendioxid hergestellt. Dies kann über eine chemische Synthese mit Hilfe eines Katalysators (Sabatier-Prozess) oder auf biologischem Weg mit Hilfe von Mikroorganismen geschehen (Öko-Institut 2019). Die chemisch-katalytische Methanisierung findet in einer exothermen Reaktion bei einer Temperatur von über 200° C statt. Die Abwärme kann z. B. für die CO₂-Abtrennung aus der Luft eingesetzt werden (Fasihi et al. 2017). Die biologische Methanisierung über Mikroorganismen wird bei 35 - 70 °C in wässriger Umgebung durchgeführt. Beide Technologien sind noch nicht in großtechnischem Maßstab verfügbar. (Wuppertal Institut; ISI; IZES 2018; Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut 2021)

Für die Herstellung **synthetischer Kraftstoffe** aus CO₂ und Wasserstoff gibt es zurzeit zwei gängige Verfahren: die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) und eine Synthese über Methanol. Bei einer FTS wird mit der RWGS bei rund 1.000 °C Betriebstemperatur ein Synthesegas erzeugt, das anschließend in ein Gemisch aus verschiedenen Kohlenwasserstoffen umgesetzt wird. Dieses Gemisch wird sodann in einer Raffination in die gewünschten Produkte aufgetrennt. Die FTS selbst ist ein exothermer Prozess, bei dem Abwärme auf einem Temperaturniveau von ca. 220 °C entsteht. Andererseits benötigt die RWGS-Reaktion eine Wärmezufuhr auf einem Temperaturniveau von rund 1.000 °C. Diese Wärme wird über erneuerbaren Strom zur Verfügung gestellt (IWES 2017). Während die FT-Synthese ein seit langem etabliertes Verfahren ist, das heutzutage vor allem zur Produktion von Kraftstoffen aus Kohle und Erdgas eingesetzt wird, ist die RWGS-Reaktion überwiegend noch auf einem Niveau von Demonstrationsanlagen (Timmerberg und Kaltschmitt 2019; LBST; Bauhaus Luftfahrt 2016). Die künftige Relevanz von synthetischen Kraftstoffen wird überwiegend im Bereich des Luft- und Seeverkehrs gesehen und in einem geringeren Maße evtl. auch für den Schwerlastverkehr (DECHEMA 2019). Für den PKW-Verkehr besteht als Alternative zu den fossilen Kraftstoffen mit der Elektromobilität eine im Vergleich mit synthetischen Kraftstoffen deutlich kostengünstigere Variante, die auch einen signifikant geringeren Bedarf an erneuerbarem Strom ausweist, deshalb gilt der großflächige Einsatz von synthetischen Kraftstoffen im Individualverkehr als wenig wahrscheinlich.

Eine Klimaneutralität der CCU-Prozesse ist langfristig erreichbar unter der Bedingung, dass der Kohlenstoff aus Luft (DAC) oder Biomasse stammt und sämtliche Prozessenergie zu 100 % aus erneuerbaren Energien stammt. Die CO₂-Abscheidung aus der Luft befindet sich in vielen Fällen noch auf dem Niveau von Demonstrationsanlagen und wird zurzeit auf einen großindustriellen Einsatz hochskaliert. Dies ist eine Schlüsseltechnologie bei der Nutzung von PtX-Anwendungen. Da biogene Prozesse nicht in derselben Größenordnung skaliert werden können und wegen der Mengenbegrenzung nachhaltiger Biomasse, ist die Nutzung von biogenem CO₂ in der Herstellung von PtX-Anwendungen begrenzt. Industrielle Punktquellen, die auf fossilen bzw. geogenen Kohlenstoffquellen basieren, sind keine treibhausgasneutralen CO₂-Quellen, zumal unter den heutigen Rahmenbedingungen nicht sichergestellt ist, dass die Nutzung dieser CO₂-Quellen nicht zu einer Verlangsamung der Emissionsreduktion in diesen Industriesektoren führt.

Auch das Umweltbundesamt (UBA 2021) sieht in CCU-Anwendungen keinen Ersatz zur Minderung von fossilen Treibhausgasemissionen und betont, dass unvermeidbare Treibhausgasemissionen, z. B. aus der Zement- und Kalkherstellung, kompensiert werden müssen, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. CCU-Maßnahmen können hier keinen Beitrag zur Kompensation leisten. Sofern als Kohlenstoffquelle CO_2 aus der Atmosphäre verwendet wird, sei es direkt über DAC oder indirekt über Biomasse, können CCU-Technologien prinzipiell treibhausgasneutral betrieben werden. Abbildung 5 zeigt eine Übersicht für eine treibhausgasneutrale Nutzung von CO_2 aus der Atmosphäre für CCU.

Abbildung 5: Übersicht zur Nutzung von atmosphärischem CO_2 für CCU



Quelle: UBA (2021)

Die eigentlichen Produktionsprozesse für PtX-Technologien haben keinen größeren **Flächenbedarf**. Hingegen werden für die CO_2 -Abscheidung aus der Luft und vor allem für die Bereitstellung von erneuerbarem Strom relevante Flächen in Anspruch genommen. Die verfügbare Fläche bzw.

die gesellschaftliche Akzeptanz für die Nutzung von Flächen ist eine limitierende Größe für den Ausbau von PtX-Technologien in Deutschland und anderen dichtbesiedelten Ländern. Aus diesem Grund und auch wegen der geringeren Produktionskosten ist mit der Herstellung synthetischer Kraftstoffe vor allem an Vorzugsstandorten in wenig besiedelten Gebieten in und außerhalb Europas zu rechnen. PtX-Technologien weisen eine um ein Vielfaches geringere Flächeninanspruchnahme auf als der Einsatz von Anbaubiomasse als Ausgangsrohstoff: Bei Onshore-Windkraftanlagen kann die in Anspruch genommene Fläche zum Teil weiter für die Landwirtschaft genutzt werden (LBST; Bauhaus Luftfahrt 2016). Agrarflächen mit nährstoffreichen Böden und guten klimatischen Bedingungen sollten nicht für die Stromerzeugung und CO₂-Bereitstellung beansprucht werden. Bezüglich der Nachhaltigkeitsanforderungen an die Kohlenstoffspeicherung in den Böden und an die Biodiversität sind Bewertungskriterien wie High Conservation Value⁴ (High Carbon Stock Approach⁵ sowie Key Biodiversity Areas⁶ geeignet.

Wasserstoff-Elektrolyseure benötigen reines **Wasser als Input**. Einen zusätzlichen und weitaus größeren Wasserverbrauch weisen Sonnenenergie-Anlagen auf durch die notwendige Reinigung der Solarzellen bzw. der Parabolspiegel. Ein weiterer Wasserbedarf entsteht durch Kühlung der Synthese-Anlagen. Für die Produktion synthetischer Kraftstoffe liegt dieser Wasserbedarf bei rund 70 Litern je Liter Kraftstoff (Cerology 2017) und damit in der Größenordnung anderer Industrieprozesse. Einige Regionen in der Welt, die vielfach als Vorzugsstandorte für die Produktion synthetischer Kraftstoffe diskutiert werden aufgrund ihrer hohen Sonneneinstrahlung, z. B. die MENA-Region, Südafrika, Australien oder der Südwesten der USA), gehören zu den trockensten Regionen der Erde. Aus Nachhaltigkeitssicht ist es daher wichtig, dass die Nutzung neuer PtX-Anlagen nicht die Verfügbarkeit, die Kosten und die Qualität der Trinkwasserversorgung an den Produktionsorten negativ beeinflussen darf. Stattdessen könnte mit dem Bau einer neuen Wasserinfrastruktur, z. B. einer Meerwasserentsalzungsanlage, die Wasserverfügbarkeit für die örtliche Bevölkerung verbessert werden, sofern ein ökologisch ausgerichtetes Anlagendesign umgesetzt wird.

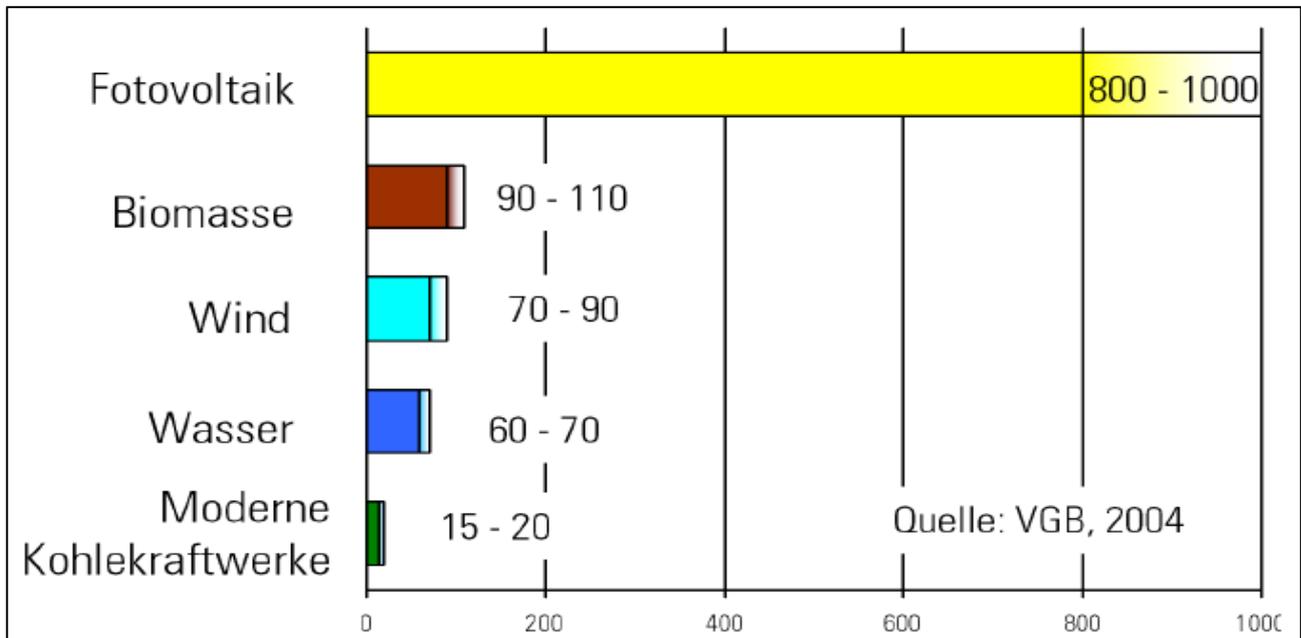
5 Wahrnehmung in der Öffentlichkeit

„Clean Coal - die Kohle ist zurück!“ (GVSt 2005). Vor ca. 15 bis 20 Jahren galt CCS noch als großer Hoffnungsträger für ‚Laufzeitverlängerung‘ von Kohlekraftwerken. In entsprechenden Publikationen wurde mit viel günstigeren Vermeidungskosten geworben (Abbildung 6).

⁴ <https://hcvnetwork.org>.

⁵ <http://highcarbonstock.org>.

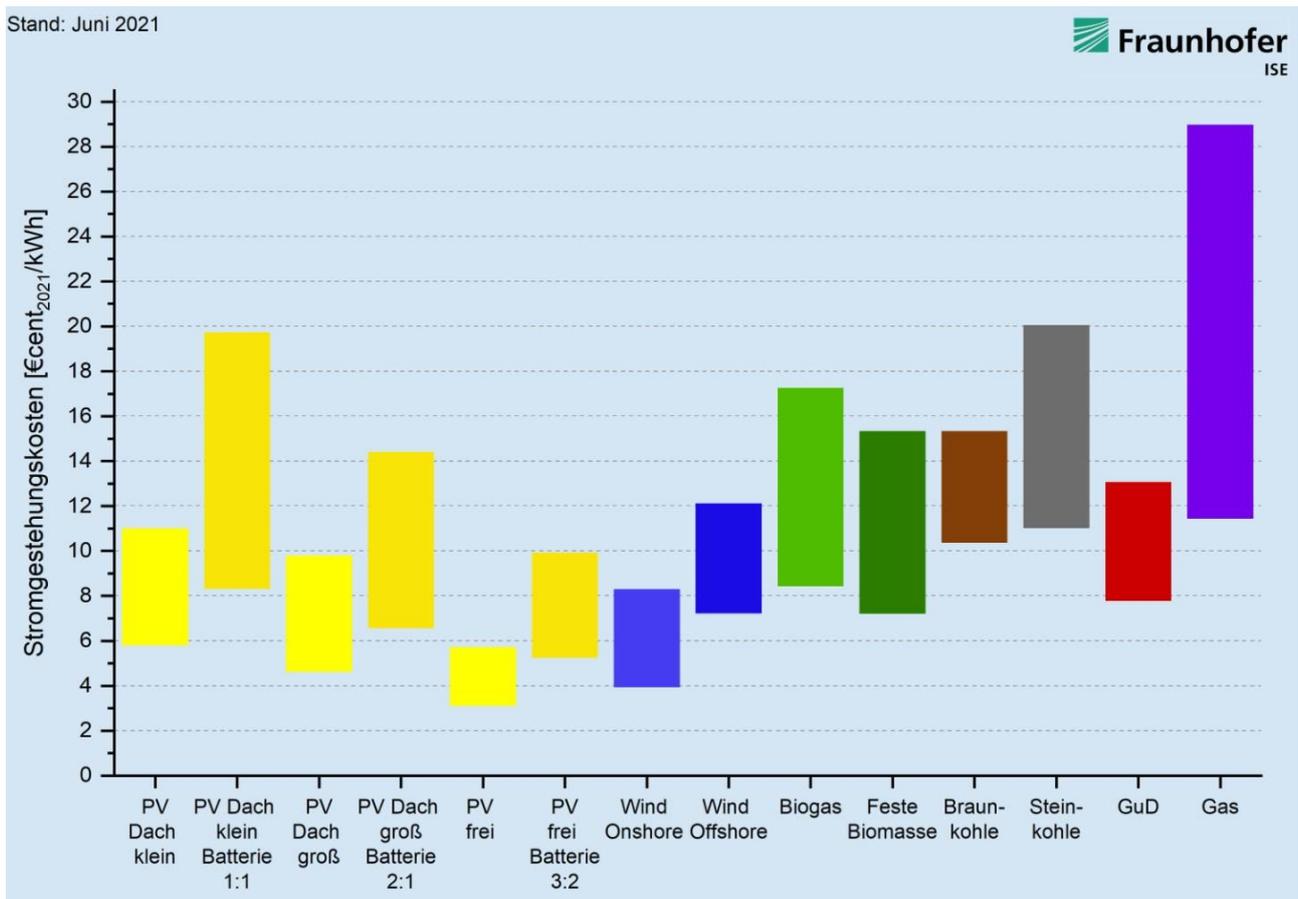
⁶ <http://www.keybiodiversityareas.org/home>.

Abbildung 6: Spezifische CO₂-Vermeidungskosten (€/tCO₂)

Quelle: GVSt (2005)

Seitdem hat sich die Situation grundlegend geändert. Während sich die vermeintlich günstigen Vermeidungskosten von Kohlekraftwerken mit CCS nicht materialisiert haben, sind die Kosten von Solar- und Windenergie deutlich schneller gefallen als erwartet, sodass inzwischen auch in Deutschland unter bestimmten Konstellationen erneuerbarer Strom ohne öffentliche Förderung produziert werden kann (Abbildung 7).

Abbildung 7: Stromgestehungskosten an Standorten in Deutschland



Quelle: ISE (2021)

Luderer et al. (2021) erwarten, dass Strom aus Sonne und Wind zukünftig günstiger sein werden als fossile Energieträger und dass Strom Mitte des Jahrtausends mit rund zwei Dritteln der dominierende Energieträger sein wird.

Neben der Entwicklung der Kosten war es aber vor allem die mangelnde Akzeptanz der Technologie in Deutschland, die letztlich dazu geführt hat, dass die Anwendung nur unter strengen Auflagen zugelassen wurde und somit kaum mehr attraktiv war. Die wichtigsten Punkte, die im Hinblick auf die geringe Akzeptanz vorgebracht wurden, waren (Greenpeace 2011):

- Havarie: Risiko eines Blow-outs mit vielen Toten an der Unfallstelle, da CO₂ schwerer als Luft ist, dadurch Sauerstoff verdrängt und somit zum Ersticken führt.
- Leakage: CO₂ bleibt nicht vollständig in den Lagerstätten, sondern entweicht über die Zeit.
- Speicherkapazität: Die Kapazitäten von Speicherstätten sind global begrenzt und zudem unsicher, da sich die Kapazitätsschätzungen um Größenordnungen unterscheiden.
- Laufzeitverlängerung fossiler Energieträger: CCS verhindert oder verzögert den vollständigen Umstieg auf erneuerbare Energieträger.

Insbesondere der letzte Punkt ist vor dem Hintergrund des Koalitionsvertrags (SPD; Bündnis 90/Die Grünen; FDP 2021) neu zu bewerten: Die Nutzung von Kohle für die Stromerzeugung soll in Deutschland idealerweise bis 2030 beendet werden. Bezüglich der anderen fossilen Energieträger

stellt sich die Situation anders dar. Erdöl wird als Energieträger vorwiegend im Verkehr und in Gebäuden angewendet und dient darüber hinaus in der Industrie als Rohstoff für viele Produkte.

Für den Straßen- und Schienenverkehr ist eine Umstellung auf elektrische Traktion mit Batterien oder Wasserstoffbrennstoffzellen als Energieversorgung eingeleitet, aber auch wenn ab den 30er-Jahren dieses Jahrhunderts irgendwann keine Neufahrzeuge mit Verbrennungsmotoren zugelassen werden, kann es noch etliche Jahre dauern, bis keine Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor mehr fahren. Insofern können synthetische Kraftstoffe (CCU) für kleine Marktsegmente eine über die Zeit abnehmende Rolle spielen. Für den Luft- und Seeverkehr ist elektrische Traktion, abgesehen von kleineren Marktsegmenten, im Zeithorizont bis zum Erreichen der Klimaneutralität nicht absehbar. Hier führt neben einem Rückgang der Verkehrsleistung und deutlichen Effizienzsteigerungen durch technologische und operative Optimierung wohl kein Weg an synthetischen Kraftstoffen vorbei.

Im Gebäudesektor wird Öl zukünftig durch die Nutzung erneuerbarer Energien, entweder direkt oder mittels erneuerbarer Fernwärme, sowie durch elektrisch betriebene Wärmepumpen ersetzt und in der Industrie können und müssen erdölbasierte Grundstoffe zunehmend durch synthetisch hergestellte Grundstoffe ersetzt werden. Auch wenn die Technologien längst nicht alle im großindustriellen Maßstab einsetzbar sind, gibt es wenig Zweifel an der langfristig vollständigen Substitution von erdölbasierten Technologien durch erneuerbare Energieträger.

Anders sieht die Situation bei Erdgas aus, das zugleich der fossile Energieträger mit den spezifisch geringsten Treibhausgasemissionen pro Energiegehalt ist. Gas wird vorwiegend in der Strom- und Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen sowie als Hochtemperaturwärmequelle in der Industrie eingesetzt. Auch hier gibt es technologische Optionen zur Substitution durch Erneuerbare. Für den Bereich der Niedrigtemperaturwärme im Gebäudesektor stehen grundsätzlich die gleichen Technologien zur Verfügung wie zur Substitution von Öl. Hochtemperaturwärme im Industriesektor könnte vorrangig durch die direkte Nutzung von Biomasse, wo möglich in Verbindung mit Capture & Storage (BECCS) ersetzt werden. Allerdings wird Erdgas in der Strom- und Wärmeerzeugung als Brückentechnologie bis zur vollständigen Umstellung auf erneuerbare Energieträger betrachtet, mit dem die Spitzenlasten abgedeckt werden können. Darüber hinaus wird aus Erdgas mittels Dampfrefomation Wasserstoff hergestellt. Dabei wird CO₂ freigesetzt. Wird es in die Atmosphäre abgegeben spricht man von grauem, wird es aufgefangen und in geologischen Formationen gespeichert, spricht man von blauem Wasserstoff.

Bezüglich Erdgas ist die Defossilisierung also durchaus noch offen und insofern besteht hier grundsätzlich das Risiko eines fossilen Lock-ins. Da sowohl Gaskraftwerke wie Gasnetze grundsätzlich auf Wasserstoff umgestellt werden können, sollten neue Gaskraftwerke nur noch in Betrieb genommen werden, wenn sie auf die spätere Umstellung auf Wasserstoff vorbereitet sind. Darüber hinaus sollte die spätere Umstellung bereits bei der Inbetriebnahme durch geeignete Regelungen sichergestellt werden (z.B. zeitlich befristete Betriebsgenehmigung, Knüpfung der Betriebsgenehmigung an die externen Indikatoren wie z.B. die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff etc.). Im Hinblick auf blauen Wasserstoff stellt sich folgendes Dilemma. Langfristig weist grüner Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom hergestellt wurde, die günstigsten Kostenprojektionen auf. Derzeit weist jedoch blauer Wasserstoff, bei dem das CO₂ z.B. in Norwegen gespeichert wird, deutlich günstigere Kosten auf. Um das Überschreiten der Temperaturziele des Paris Agreements gering zu halten kann es sinnvoll sein, aktuell die Nutzung blauen Wasserstoffs zuzulassen, da dadurch einerseits kurzfristig größere Emissionsminderungen erzielt und andererseits die folgenden Prozessschritte einer Wasserstoffwirtschaft, wie z.B. die Herstellung synthetischer Kraftstoffe, frühzeitiger und schneller hochskaliert werden können. Um zu verhindern, dass dies zu einem langfristigen Lock-in bei der Nutzung fossilen Erdgases führt, sollten auch hier zusätzliche Grenzen eingeführt werden (z.B. Förderung in Deutschland nur bis zu einer bestimmten akkumulierten Gesamtkapazität).

Darüber hinaus stellt sich folgendes Dilemma: Insbesondere durch die Studie des IPCC (2018) ist deutlich geworden, dass negative Emissionen (NET) u.a. durch BECCS und DACCS umso notwendiger werden, je später die für Klimaneutralität notwendigen Treibhausgasminderungen erzielt werden. Da NETs jedoch nicht von heute auf morgen in großindustriellem Maßstab verfügbar sind, müssen sie frühzeitig entwickelt werden und nicht erst, wenn offenbar wird, dass sie aufgrund unzureichender Treibhausgasminderung unverzichtbar sind. Werden NETs jedoch heute entwickelt, so besteht die Gefahr, dass Emissionsminderungen vernachlässigt werden und stattdessen auf einen größeren Beitrag von NET gesetzt wird. Scheitern die NET oder fällt ihr Minderungsbeitrag geringer aus als erwartet,⁷ sind wir auf einen Hochtemperaturpfad eingeloggt, aus dem es kein Entkommen mehr gibt (Hickel et al. 2021).

Aktuelle Analysen von Hickel et al. (2021) zeigen zudem, dass die Integrierten Analysemodelle, die in IPCC (2018) angewendet werden, sehr stark auf der Nutzung von BECCS und DACCS zur Erreichung der Temperaturziele aufbauen und dass politisch und sozial ambitionierte Suffizienzzenarien in den Berichten des IPCC unterrepräsentiert sind. Keyßer und Lenzen (2021) weisen darauf hin, dass Suffizienzzenarien im Vergleich zu NET-basierenden Entwicklungsstrategien zugleich die Risiken im Hinblick auf technische Machbarkeit und Nachhaltigkeit reduzieren.

Insgesamt müssen NET wohl als eine Risikoabsicherung für den Fall betrachtet werden, dass die Treibhausgasminderung nicht so schnell erzielt wird, wie für die Einhaltung der Temperaturziele des Paris Agreements notwendig wäre. Insofern sollte Treibhausgasminderung weiterhin unbedingte Priorität vor NET genießen. Gleichwohl sollte die Entwicklung von NET nicht vernachlässigt oder vollständig verhindert werden, damit sie verfügbar sind und in den Sektoren oder zu dem Zeitpunkt eingesetzt werden können, wo die Minderung aus technologischen Gründen (prozessbedingte Emissionen, Landwirtschaft) nicht möglich ist oder wenn die Minderung nicht in der notwendigen Geschwindigkeit umgesetzt werden konnte. Dabei muss zugleich sichergestellt werden, dass durch diese Entwicklung kein Anreiz entsteht, die Anstrengungen zur direkten Minderung der Treibhausgasemissionen abzuschwächen.

6 Fazit

Die vorstehenden Überlegungen haben gezeigt, dass eine eindeutige Richtungsentscheidung für oder gegen die Nutzung von CCS & CCU derzeit nicht sinnvoll ist. Den Risiken der Technologien auf der einen Seite steht auf der anderen Seite die Gefahr gegenüber, dass ihr Beitrag politisch überschätzt und Minderungsanstrengungen abgeschwächt werden. Insofern läuft es auf eine Gratwanderung hinaus, bei der jeweils zwischen den Vor- und Nachteilen abgewogen werden muss, um den angemessenen Nutzungsumfang dieser Technologien festzulegen. Diese Abwägung sollte auf der Grundlage folgender Kriterien erfolgen:

- Treibhausgasminderung sollte unbedingten Vorrang vor CCS und CCU haben. Dabei sollten auch Minderungsoptionen durch Änderungen des Lebensstils berücksichtigt werden.
- Eine Verrechnung von Quellen und Senken sollte nicht erfolgen. Dies bedeutet, dass möglichst separate Ziele für DACCS und BECCS festgelegt werden sollten, die zusätzlich zu den Treibhausgasminderungszielen definiert werden.

⁷ Thoni et al. (2020): "Looking at the technology development rate of NETs, it is uncertain if NETs can be timely scaled-up".

- Um den Umstieg auf eine nicht-fossile Gesellschaft sicherzustellen, sollte CCS langfristig auf die Nutzung für nicht-fossile Quellen (z.B. Zement) und die Kompensation schwer vermeidbarer Emissionen (z.B. Landwirtschaft) limitiert werden.
- Dort wo CCS als frühzeitige Minderungsstrategie mit fossilen Energieträgern eingesetzt wird, sollte der Umfang budgetiert werden, um ein langfristiges Lock-in zu vermeiden.
- Da günstige Lagerstätten für CCS und Produktionsstätten für CCU-Technologien global unterschiedlich verteilt sind, wird es ähnlich wie beim fossilen Energieträgern zum globalen Handel kommen; um sicherzustellen, dass durch die Anwendung dieser Technologien die Treibhausgase tatsächlich reduziert werden, muss eine global umfassende und lückenlose Überwachung der Technologien erfolgen; darüber hinaus müssen internationale Anrechnungsregeln entwickelt werden, die gewährleisten, dass Emissionsminderungen nicht doppelt gezählt werden.
- Wenn als Kohlenstoffquelle CO₂ aus der Atmosphäre verwendet wird, sei es direkt über DAC oder indirekt über Biomasse, können CCU-Technologien prinzipiell treibhausgasneutral betrieben werden. Da auch langfristig Kohlenstoff die Grundlage für viele Produkte bleiben wird, wird CCU unter Nutzung von atmosphärischem Kohlenstoff eine wichtige Technologie der Zukunft sein.
- Wenn unter diesen Voraussetzungen mittels CCU langlebige Produkte hergestellt werden, z. B. Kunststoffrohre, die > 100 Jahre im Boden verbleiben, können solche Anwendungen den Kohlenstoff für diese Zeit dem atmosphärischen Kohlenstoffkreislauf entziehen. Zur Kompensation von unvermeidbaren Treibhausgasen kann CCU über solche langlebigen Anwendungen hinaus keinen Beitrag leisten.

Die Entwicklung von CCS- und CCU-Technologien sollte unter Berücksichtigung dieser Kriterien jetzt begonnen werden, ohne dabei die Minderungsanstrengungen abzuschwächen, damit sie verfügbar sind, wenn ihr Einsatz nach einem Überschießen zur Reduktion auf die Temperaturziele des Paris Agreement unvermeidbar ist.

7 Literaturverzeichnis

- Anicic, B.; Trop, P.; Goricanec, D. (2014): Comparison between two methods of methanol production from carbon dioxide. In: *Energy* 77, S. 279–289. DOI: 10.1016/j.energy.2014.09.069.
- Arpe, H.-J. (2007): Industrielle organische Chemie, Bedeutende Vor- und Zwischenprodukte 6., vollst. überarb. Aufl. Weinheim: Wiley-VCH. Online verfügbar unter <http://swbplus.bsz-bw.de/bsz254126898cov.htm>.
- BAFU - Bundesamt für Umwelt (2020): Negativemissionstechnologien, Bundesamt für Umwelt. Online verfügbar unter <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/emissionsverminderung/negativemissionstechnologien.html>, zuletzt geprüft am 23.09.2021.
- Cames, M.; Chaudry, S.; Göckeler, K.; Kasten, P.; Kurth, S. (2021): E-fuels versus DACCS, Total costs of electro-fuels and direct air capture and carbon storage while taking into account direct and upstream emissions and environmental risks. Berlin, 2021.
- Cerulogy (2017): Malins, C. What role for electrofuel technologies in European transport's low carbon future?. Cerulogy, 2017.
- DECHEMA (2019): Ausfelder, F.; Dura, H. 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Optionen für ein nachhaltiges Energie-System mit Power-to-X-Technologien. Nachhaltigkeitseffekte – Potenziale – Entwicklungsmöglichkeiten. DECHEMA. Frankfurt am Mai, 2019.
- dena - Deutsche Energie-Agentur (Hg.) (2021). dena-Leitstudie - Aufbruch Klimaneutralität, Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Berlin, 2021. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf.
- Fasihi, M.; Efimova, O.; Breyer, C. (2019): Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants. In: *Journal of Cleaner Production* 224, S. 957–980. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.
- Fuss, S.; Lamb, W. F.; Callaghan, M. W.; Hilaire, J.; Creutzig, F.; Amann, T.; Beringer, T.; de Oliveira Garcia, W.; Hartmann, J.; Khanna, T.; Luderer, G.; Nemet, G. F.; Rogelj, J. et al. (2018): Negative emissions—Part 2: Costs, potentials and side effects. In: *Environ. Res. Lett.* 13 (6), S. 63002. DOI: 10.1088/1748-9326/aabf9f.
- 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. In: *Energy & Environmental Science* 5 (7), S. 7833.
- Greenpeace (2011): CO2-Endlager: Keine Lösung, sondern Risiko, Greenpeace. Online verfügbar unter <https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/20110901-CO2-Endlager-Risiko.pdf>, zuletzt geprüft am 19.11.2021.
- GVSt - Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (2005): Clean Coal - die Kohle ist zurück!, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus.
- Hickel, J.; Brockway, P.; Kallis, G.; Keyßer, L.; Lenzen, M.; Slameršak, A.; Steinberger, J.; Ürges-Vorsatz, D. (2021): Urgent need for post-growth climate mitigation scenarios. In: *Nature Energy*, S. 1–3, zuletzt geprüft am 30.08.2021.
- IPBES - Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services; IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (2021): Pörtner, H. O.; Scholes, R. J.; Agard, J.; Archer, E.; Arneeth, A.; Bai, X.; Barnes, D.; Burrows, M.; Chan, L.; Cheung, W. L. Biodiversity and Climate Change, Scientific outcome of the IPBES-IPCC co-sponsored workshop. Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services;

- Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021. Online verfügbar unter https://ipbes.net/sites/default/files/2021-06/2021_IPCC-IPBES_scientific_outcome_20210612.pdf, zuletzt geprüft am 20.12.2021.
- IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (2018). Global warming of 1.5°C, An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, 2018. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf, zuletzt geprüft am 24.06.2021.
- IPCC (2005): Carbon Dioxide Capture and Storage, Summary for Policymakers. A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Intergovernmental Panel on Climate Change. Online verfügbar unter <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>, zuletzt geprüft am 02.03.2020.
- ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2021). Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, 2021. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf, zuletzt geprüft am 20.12.2021.
- ISI - Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2021): Langfristszenarien, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Online verfügbar unter <https://www.langfristszenarien.de>, zuletzt geprüft am 20.12.2021.
- IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Hg.) (2017): Pfennig, M.; Gerhardt, N.; Pape, C.; Böttger, D. Mittel- und Langfristige Potenziale von PtL und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen, Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Kassel, 2017. Online verfügbar unter http://www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWES.pdf, zuletzt geprüft am 12.11.2021.
- Keyßer, L. T.; Lenzen, M. (2021): 1.5 C degrowth scenarios suggest the need for new mitigation pathways. In: *Nature communications* 12 (1), S. 1–16. DOI: 10.1038/s41467-021-22884-9.
- LBST - Ludwig-Bölkow-Systemtechnik; Bauhaus Luftfahrt (2016): Schmidt, P.; Weindorf, W.; Roth, A.; Batteiger, V.; Riegel, F. Power-to-Liquids, Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel (Background). Ludwig-Bölkow-Systemtechnik; Bauhaus Luftfahrt. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, 2016.
- Luderer, G.; Madeddu, S.; Merfort, L.; Ueckerdt, F.; Pehl, M.; Pietzcker, R.; Rottoli, M.; Schreyer, F.; Bauer, N.; Baumstark, L.; Bertram, C.; Dirnacher, A.; Humpenöder, F. et al. (2021): Impact of declining renewable energy costs on electrification in low-emission scenarios. In: *Nature Energy*. DOI: 10.1038/s41560-021-00937-z.
- LUT - Lappeenranta University of Technology (2017): Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. Long-term hydrocarbon trade options for Maghreb core region and Europe, Renewable Energy based synthetic fuels for a net zero emissions world. Lappeenranta University of Technology. Lappeenranta, 2017.
- Minx, J. C.; Lamb, W. F.; Callaghan, M. W.; Fuss, S.; Hilaire, J.; Creutzig, F.; Amann, T.; Beringer, T.; Oliveira Garcia, W. de; Hartmann, J.; Khanna, T.; Lenzi, D.; Luderer, G. et al. (2018):

- Negative emissions—Part 1: Research landscape and synthesis. In: *Environmental Research Letters* 13 (6), S. 63001. DOI: 10.1088/1748-9326/aabf9b.
- Öko-Institut (2019): Heinemann, C.; Kasten, P.; Bauknecht, D.; Bracker, J. F.; Bürger, V.; Emele, L.; Hesse, T.; Kühnel, S.; Seebach, D.; Timpe, C. Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland. Zusammenfassung und Einordnung des Wissenstands zur Herstellung und Nutzung strombasierter Energieträger und Grundstoffe. Öko-Institut. Freiburg im Breisgau, 2019.
- PIK - Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (2021). Ariadne Report - Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045, Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021. Online verfügbar unter https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_lowres.pdf, zuletzt geprüft am 20.12.2021.
- Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut - Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045, Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie. Berlin, 2021. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 24.06.2021.
- SPD; Bündnis 90/Die Grünen; FDP (2021). Mehr Fortschritt wagen, Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. SPD; Bündnis 90/Die Grünen; FDP, 2021. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/a4ceb7591c8d9058b402f0a655f7305b/2021-12-10-koav2021-data.pdf>, zuletzt geprüft am 20.12.2021.
- Thoni, T.; Beck, S.; Borchers, M.; Förster, J.; Görl, K.; Hahn, A.; Mengis, N.; Stevenson, A.; Thrän, D. (2020): Deployment of Negative Emissions Technologies at the National Level: A Need for Holistic Feasibility Assessments. In: *Frontiers in Climate* 2, S. 12. DOI: 10.3389/fclim.2020.590305.
- Timmerberg, S.; Kaltschmitt, M. (2019): Untersuchung zum PtX-Hochlauf, Wie schnell kann PtX produziert werden?, VDI Expertenforum Schifftechnik - Antriebe der Zukunft. Technische Universität Hamburg. Hamburg, 29.03.2019. Hamburg, 2019.
- UBA - Umweltbundesamt (2019). Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität, RESCUE-Studie (Climate Change, 2019/36). Umweltbundesamt, 2019. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet_auflage2_juni-2021.pdf, zuletzt geprüft am 17.09.2021.
- UBA - Umweltbundesamt (2021). Diskussionsbeitrag zur Bewertung von Carbon Capture and Utilization. Umweltbundesamt, 2021. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2021_hgp_ccu_final_bf_out_0.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2021.
- Wuppertal Institut; ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik; IZES - Institut für ZukunftsEnergieSysteme (2018): Viebahn, P.; Zelt, O.; Fishedick, M.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J. Technologien für die Energiewende, Technologiebericht, Band 2. Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts „Trends und Perspektiven der Energieforschung“ (Wuppertal Reports, 13.2). Wuppertal Institut; Fraunhofer Institut für System- und Innovationstechnik; Institut für ZukunftsEnergieSysteme. Wuppertal, 2018.