



September 2021

Energieperspektiven 2050+

Exkurs Negativemissionstechnologien und CCS

Potenziale, Kosten und Einsatz



Quelle: © iStock-IGphotography

Datum: 7. September 2021, aktualisiert 19. November 2021*

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Prognos AG
INFRAS AG
TEP Energy GmbH
Ecoplan AG

Autoren/-innen:

Prognos AG

Andreas Kemmler (Projektleitung)
Sebastian Lübbers
Florian Ess (ehemals Prognos AG)
Christoph Thormeyer (ehemals Prognos AG)

INFRAS AG

Hans-Jörg Althaus

BFE-Bereichsleitung: Michael Kost, Bundesamt für Energie BFE, michael.kost@bfe.admin.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

* Korrektur Tabelle 17 (Seite 54)

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Inhalt

Ansprechpartner	2
Inhalt	3
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Einleitung	7
2 Bedeutung von Negativemissionstechnologien und CCS in den Energieperspektiven 2050+	8
2.1 Begriffe und Definitionen	8
2.2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario ZERO Basis	11
2.2.1 Emissionsentwicklung in den Sektoren	11
2.2.2 Verbleibende Treibhausgasemissionen	12
2.2.3 Ausgleich der residualen Emissionen	13
3 Technologienvergleich	15
3.1 CO ₂ -Abscheidung	15
3.1.1 CO ₂ -Abscheidung bei Punktquellen	15
3.1.2 Direkte Abscheidung aus der Umgebungsluft	21
3.2 CO ₂ -Speicherung: kurze- bis mittelfristige Speicher	26
3.2.1 Forstliche Massnahmen	26
3.2.2 Weitere Senken (Renaturierung von Mooren)	30
3.2.3 Pflanzenkohle	30
3.3 CO ₂ -Speicherung: Langzeitspeicher	33
3.3.1 CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (CCS)	33
3.3.2 Beschleunigte Verwitterung	39
3.3.3 Zement als CO ₂ -Senke	42
4 Synthese Technologienvergleich	45
4.1 CO ₂ -Abscheidung	45

4.2	CO ₂ -Transport	45
4.3	Kurze- und mittelfristige CO ₂ -Speicherung	46
4.4	Langfristige CO ₂ -Speicherung	47
5	Einsatz von Negativemissionstechnologien und CCS in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+	49
5.1	Annahmen	49
5.2	Technologien	53
5.3	Kosten	56
6	Fazit	61
7	Quellenverzeichnis	62

Abkürzungsverzeichnis

BECCS	Bioenergy with Carbon Dioxide Capture and Storage (Bioenergie mit Kohlenstoffdioxidabscheidung und anschließender Speicherung)
CaCO ₃	Kalk
Ca(OH) ₂	Kalziumhydroxid
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage (Kohlenstoffdioxidabscheidung und Speicherung)
CCU	Carbon Dioxide Capture and Utilisation (Kohlenstoffdioxidabscheidung mit anschließender Nutzung in Produkten)
CCUS	Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (Kohlenstoffdioxidabscheidung mit anschließender langfristiger (klimarelevanter Zeitraum) Speicherung in Produkten)
CDR	Carbon Dioxide Removal (Kohlenstoffdioxid-Entnahme aus der Atmosphäre)
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -eq	Kohlenstoffdioxid-äquivalente (Einheiten für Strahlungsantrieb)
DAC	Direct Air Carbon Dioxide Capture (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre)
DACCS	Direct Air Carbon Dioxide Capture and Storage (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre mit anschließender geologischer Speicherung)
DACCU	Direct Air Carbon Dioxide Capture and Utilisation (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre mit anschließender Nutzung in Produkten (z.B. synthetisches Kerosin))
DACCUS	Direct Air Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre mit anschließender langfristiger (klimarelevanter Zeitraum) Speicherung in Produkten (z.B. Baustoffe))

GWP100	Global Warming Potential über 100 Jahre (Einheit des Strahlungsantriebs einzelner Gase)
GuD	Gas- und Dampfturbinen
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung)
KOH	Kaliumhydroxid
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
LULUCF	Land-Use, Land-Use-Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft)
N ₂ O	Lachgas
NaOH	Natriumhydroxid
Na ₂ CO ₃	Natriumkarbonat
NET	Negativemissionstechnologien, synonym zu CDR
NO _x	Stickoxide
O ₂	Sauerstoff
ppm	parts per million (Partikel pro Millionen Partikel als Einheit für Konzentrationen von Gasen in der Atmosphäre)
SF ₆	Schwefelhexafluorid (Isolationsgas, vor allem in elektrischen Schaltanlagen)
SRM	Solar Radiation Management (Beeinflussung der Sonneneinstrahlung)
THG	Treibhausgase
PV	Photovoltaik
PyCCS	Pyrolysegas Carbon Capture and Storage (Abscheidung von CO ₂ aus der Pyrolysegasverbrennung mit anschließender Speicherung)

1 Einleitung

Am 28. August 2019 hat der Bundesrat aufgrund der neuen wissenschaftlichen Erkenntnisse des Weltklimarats beschlossen, das bestehende Schweizer Treibhausgas-Reduktionsziel für das Jahr 2050 (um 70 bis 85 Prozent gegenüber 1990) zu verschärfen und bis zum Jahr 2050 Netto-Null Treibhausgasemissionen anzustreben. Dieses Klimaziel 2050 legte den Grundstein für die langfristige Klimastrategie der Schweiz, die der Bundesrat am 27. Januar 2021 verabschiedete, und gilt auch für die Erarbeitung der Energieperspektiven 2050+ als Zielvorgabe (Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan 2020).

Aus heutiger Sicht ist zur Erreichung dieses Ziels neben der inländischen Emissionsvermeidung auch der Einsatz von Kohlenstoffdioxidabscheidung und -Speicherung (Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS) und Negativemissionstechnologien (NET) im In- und Ausland notwendig (Bundesrat 2020). Die in den Energieperspektiven 2050+ getroffenen Annahmen zum Potenzial dieser Technologien, zur Entwicklung der Kosten und zum Einsatz der Technologien im Szenario ZERO Basis werden im vorliegenden Exkurs beschrieben.

In Kapitel 2 werden die zentralen Technologiebegriffe geklärt und es wird die Entwicklung der Treibhausgasemissionen (ohne Einsatz von CCS und Negativemissionstechnologien) im Szenario ZERO Basis dargestellt, was gleichzeitig die Motivation für den Einsatz dieser Technologien beschreibt.

In den Kapiteln 3 und 4 werden die relevanten Technologien diskutiert. In Kapitel 3 werden die verschiedenen Technologien auf Basis vorhandener Literatur im Hinblick auf Kosten, Potenziale und sonstiger Charakteristika im Detail untersucht. In Kapitel 4 erfolgt eine Synopse des Technologievergleichs, bei dem die wesentlichen Eigenschaften der Technologien einander gegenübergestellt werden.

Kapitel 5 beschreibt schliesslich den Einsatz von Negativemissionstechnologien und CCS im Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven 2050+ im Zeitverlauf und insbesondere im Hinblick auf das Zieljahr 2050. Darüber hinaus werden in Kapitel 5 die daraus resultierenden Kosten im Detail beschrieben.

2 Bedeutung von Negativemissionstechnologien und CCS in den Energieperspektiven 2050+

2.1 Begriffe und Definitionen

Im Bereich der Negativemissionstechnologien ist eine saubere Abgrenzung unterschiedlicher Begriffe notwendig. Daher werden hier in Folge die Definitionen der relevanten Begriffe aufgeführt.

Tabelle 1: Begriffsdefinitionen – Überbegriffe

Begriff	Definition
CO ₂ -Entnahme-Methoden (Carbon Dioxide Removal – CDR)	Menschliche Aktivitäten, die CO ₂ aus der Atmosphäre entfernen und es dauerhaft in geologischen, terrestrischen oder ozeanischen Reservoiren oder in langfristigen Produkten speichern. CDR beinhaltet die Verbesserung von biologischen oder geochemischen Senken und die direkte Abscheidung und Speicherung in der Luft, schließt aber die natürliche CO ₂ -Aufnahme aus, die nicht direkt durch menschliche Eingriffe verursacht wird.
Negativemissionstechnologien (NET)	Analog zu CO ₂ -Entnahme-Methoden
Senke	Jeder Prozess, jede Aktivität oder jeder Mechanismus, der ein Treibhausgas, einen Vorläufer eines Treibhausgases oder ein Aerosol aus der Atmosphäre entfernt.
Quelle	Jeder Prozess, jede Aktivität oder jeder Mechanismus, der ein Treibhausgas, einen Vorläufer eines Treibhausgases oder ein Aerosol erzeugt.
Solar Radiation Management (SRM)	Solar Radiation Management beeinflusst nicht die Menge an Treibhausgasen in der Atmosphäre, sondern verändert die eingehende Wärmestrahlung der Erde. Das soll beispielsweise durch erhöhte Reflektion an künstlichen Wolken oder durch erhöhte Partikelkonzentrationen erreicht werden. Im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ wird SRM nicht betrachtet. ¹

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an IPCC (2018)

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Solar Radiation Management (SRM) wird in diesem Exkurs nicht berücksichtigt. Bei SRM-Methoden wird die Wärmeeinstrahlung der Sonne reduziert, aber kein Einfluss auf die Menge an Treibhausgasen (THG) in der Atmosphäre genommen. Das hat zur Folge, dass die Massnahmen nur kurzfristig wirken und kontinuierlich angewandt werden müssen, um eine starke Erwärmung nach Beendigung der Massnahmen zu vermeiden. SRM kann daher nicht als nachhaltige Lösung angesehen werden. Ausserdem bestehen bei vielen SRM-Methoden grosse Unsicherheiten über die Wirkung und die Umwelteinflüsse (z.B. über die Folgen des kontinuierlichen Einbringens von Aerosolen in die untere Stratosphäre). Zudem bietet SRM keine Lösungen für die Zielsetzung von

¹ Sowohl CDR- als auch SRM-Massnahmen werden in dem Überbegriff Geo-Engineering umfasst. Geo-Engineering beschreibt Möglichkeiten, den Energiehaushalt der Erde zu beeinflussen. Da der Begriff Geo-Engineering als Überbegriff wenig präzise ist und auch Bereiche abdeckt, die in diesem Bericht nicht thematisiert werden, wird in diesem Bericht auf den Begriff verzichtet. Im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ wird nur CDR betrachtet.

Netto-Null Emissionen der Schweiz bis 2050, da keine Emissionen reduziert werden. Aus diesen Gründen werden in diesem Exkurs ausschliesslich CO₂-Entnahme-Methoden (CDR) betrachtet.

Tabelle 2: Begriffsdefinitionen – Emissionen

Begriff	Definition
THG-Emissionen	Treibhausgasemissionen ist in diesem Kontext die Freisetzung von anthropogenen Treibhausgasen in die Atmosphäre.
Biogene CO ₂ -Emissionen	Biogenes CO ₂ kommt aus Biomasse, das für das Wachstum CO ₂ aus der Atmosphäre aufgenommen hat. Bei der Verbrennung von Biomasse wird grundsätzlich die gleiche Menge CO ₂ freigesetzt wie beim Wachstum der Pflanze aufgenommen wurde. Biogenes CO ₂ kann daher als CO ₂ -neutral bezeichnet werden, solange CO ₂ -Quellen und -Senken im Gleichgewicht sind. Allerdings ist auch hier zu betrachten, dass bei den Vorketten wie Verarbeitung und Transport zusätzliche (und in der Regel fossile) Emissionen anfallen.
Negative CO ₂ -Emissionen	Negative CO ₂ -Emissionen beschreiben die Menge an CO ₂ , die durch CO ₂ -Entnahme-Methoden aus der Atmosphäre entfernt und dauerhaft gespeichert werden.
Residuale THG-Emissionen	Residuale THG-Emissionen sind die Restmenge an Treibhausgasemissionen, die mit Minderungs- und Effizienzmassnahmen (inkl. CCS als Vermeidungsmassnahme für fossilen Kohlenstoff aus Punktquellen) übrigbleiben, und nur sehr schwer vermeidbar sind. In einem Netto-Null Szenario werden die residuellen THG-Emissionen durch negative CO ₂ -Emissionen mittels CO ₂ -Entnahme-Methoden ausgeglichen.
Land-Use, Land-Use-Change and Forestry (LULUCF)	LULUCF beschreibt THG-Emissionen und THG-Senken, die aus der anthropogenen Nutzung von Landflächen und Wäldern entstehen. Je nach Nutzung und Nutzungsänderung können THG-Emissionen (z.B. durch die Umwidmung von Waldflächen zu landwirtschaftlichen Nutzflächen) entstehen oder es kann CO ₂ aus der Atmosphäre entfernt werden (z.B. durch Aufforstung von Flächen).

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Bei den Emissionen wird allgemein von Treibhausgasemissionen gesprochen. Die unterschiedlichen Treibhausgase haben unterschiedliche Strahlungsantriebe (global warming potential) welche in CO₂ Äquivalenten (CO₂-eq) angegeben werden können. Die CO₂-eq entsprechen dem Beitrag zur Erwärmung eines Moleküls in Vielfachen des Strahlungsantriebs von CO₂ Molekülen über 100 Jahre in der Atmosphäre (GWP100). Die relevanten Treibhausgase sind vor allem Methan (CH₄ 25 CO₂-eq) und Lachgas (N₂O 298 CO₂-eq) die natürlich und menschengemacht entstehen und mit CO₂ zusammen den grössten Anteil der globalen Erwärmung ausmachen. Zusätzlich sind F-Gase relevant, da sie teils sehr hohe Treibhauswirkung haben und sehr lange in der Atmosphäre verweilen, wie beispielsweise Schwefelhexafluorid (SF₆) mit einer Treibhauswirkung von 22'800 CO₂-eq und einer Verweilzeit in der Grössenordnung von 1'000 Jahren. Für die negativen Emissionen wird im Rahmen dieses Exkurses nur CO₂ betrachtet. Grundsätzlich ist auch das Abscheiden von anderen Treibhausgasen möglich. Methan aus Punktquellen kann in der Regel als Energieträger genutzt werden oder es besteht die Möglichkeit der Abfackelung, was das Methan zu CO₂ und Wasserdampf mit weit geringeren Treibhauspotentialen umwandelt. Bei Punktquellen anderer Klimagase können die Mengen durch chemische Prozesse stark reduziert werden (z.B. N₂O mit Katalysatoren) oder die Gase werden abgeschieden und wiederverwertet, um die Emissionen zu reduzieren (z.B. SF₆ in gasisolierten Schaltanlagen).

Die THG-Quellen und -Senken im LULUCF Bereich unterliegen Unsicherheiten und haben einen grossen Einfluss auf die Flächennutzung. Hier besteht eine Nutzungskonkurrenz für die Flächennutzung zwischen Waldflächen, Grünflächen, landwirtschaftlich genutzten Flächen und Siedlungsflächen. Aufgrund der bestehenden Nutzungskonkurrenzen und angesichts der Unsicherheiten bezüglich Potenzialen und Risiken wird im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ davon abgesehen, das Potenzial des LULUCF-Bereichs für Negativemissionen zu nutzen. Dies deckt sich auch mit den Schlussfolgerungen im Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates Thorens 18.4211 (Bundesrat 2020). Tabelle 3 gibt eine Übersicht über zentrale Begriffe und deren Abkürzungen, die in diesem Exkurs verwendet werden.

Tabelle 3: Begriffsdefinitionen –Abkürzungen CO₂-Abscheidung und CO₂-Nutzung

Begriff	Definition
Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS)	Ein Prozess, bei dem ein relativ reiner Strom von Kohlendioxid (CO ₂) aus industriellen und energiebezogenen Quellen abgetrennt (aufgefangen), aufbereitet, komprimiert und zu einem Speicherort transportiert wird, um ihn langfristig von der Atmosphäre zu isolieren. CCS ist in erster Linie eine CO ₂ -Vermeidungsoption.
Carbon Dioxide Capture and Utilisation (CCU)	Bei CCU wird das CO ₂ analog zu CCS an Punktquellen abgeschieden, anschliessend aber nicht geologisch gespeichert, sondern zur Herstellung eines neuen Produktes verwendet. CCU führt nicht zu negativen CO ₂ -Emissionen, da das abgeschiedene und in den kurzlebigen Produkten gespeicherte CO ₂ bei der Nutzung wieder in die Atmosphäre gelangt. Ein Beispiel ist die CO ₂ -Nutzung in synthetischen Kraftstoffen.
Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (CCUS)	Bei CCUS wird das CO ₂ analog zu CCS an Punktquellen abgeschieden, anschliessend aber nicht geologisch gespeichert, sondern zur Herstellung eines neuen Produktes verwendet. Wird das CO ₂ für einen klimarelevanten Zeithorizont in einem Produkt gespeichert, spricht man von Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (CCUS). Erst dann, und nur in Kombination mit kürzlich aus der Atmosphäre entferntem CO ₂ , kann CCUS zu negativen CO ₂ -Emissionen führen. Ein Beispiel ist die CO ₂ -Nutzung in Baustoffen.
Direct Air Carbon Dioxide Capture and Storage (DACCS)	Ein chemisches Verfahren, bei dem CO ₂ direkt aus der Umgebungsluft abgeschieden und anschliessend geologisch gespeichert wird (DACCS). Durch die langfristige, geologische Speicherung entstehen negative CO ₂ -Emissionen.
Direct Air Carbon Dioxide Capture and Utilisation (DACCU)	Wird das aus der Atmosphäre abgeschiedene CO ₂ in kurzlebigen Produkten, wie z.B. in synthetischen Kraftstoffen, genutzt, gelangt das CO ₂ wieder zurück in die Atmosphäre (DACCU). Dies ist maximal ein neutraler CO ₂ -Kreislauf.
Direct Air Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (DACCUS)	Wird das aus der Atmosphäre abgeschiedene CO ₂ langfristig (klimarelevanten Zeitraum) z.B. in Baustoffen gespeichert, können negative CO ₂ -Emissionen generiert werden (DACCUS).
Bioenergy with Carbon Dioxide Capture and Storage (BECCS)	Technologie zur Abscheidung und Speicherung von biogenem Kohlenstoffdioxid (CCS), angewandt auf eine Bioenergieanlage. Durch die langfristige, geologische Speicherung entstehen negative CO ₂ -Emissionen.
Bioenergy with Carbon Dioxide Capture and Utilisation (BECCU)	Wird das aus der Bioenergieanlage abgeschiedene biogene CO ₂ in kurzlebigen Produkten, wie z.B. in synthetischen Kraftstoffen, genutzt, gelangt das CO ₂ wieder zurück in die Atmosphäre (BECCU). Dies ist maximal ein neutraler CO ₂ -Kreislauf.

Bioenergy with Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (BECCUS)

Wird das aus der Bioenergieanlage abgeschiedene biogene CO₂ langfristig (klimarelevanten Zeitraum) z.B. in Baustoffen gespeichert, können negative CO₂-Emissionen generiert werden (BECCUS).

Quelle: Eigene Darstellung

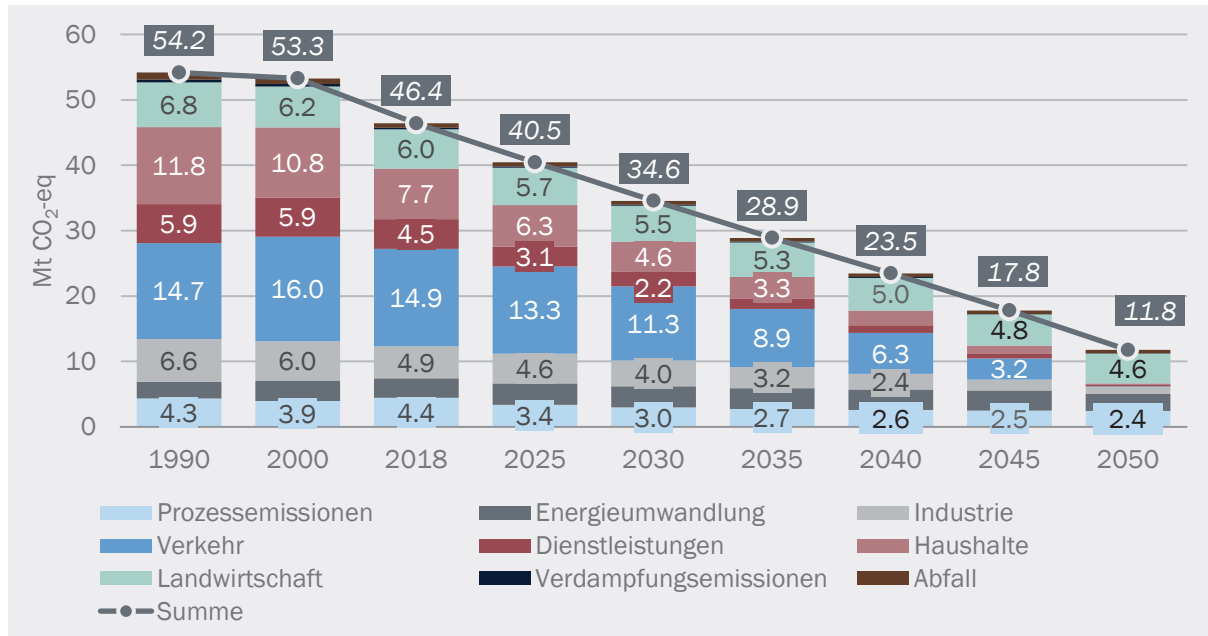
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

2.2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Szenario ZERO Basis

2.2.1 Emissionsentwicklung in den Sektoren

Die THG-Emissionen der Schweiz sinken ab 2010 im Szenario ZERO Basis kontinuierlich von 55 Mt CO₂-eq auf unter 12 Mt CO₂-eq im Jahr 2050 (Abbildung 1). Im Umwandlungssektor sind im Jahr 2050 noch rund 2.6 Mt CO₂-eq, die hauptsächlich aus Kehrichtverwertungsanlagen stammen, in denen fossile Anteile des Mülls weiterhin vorhanden sind. Im Industriebereich sinken die energetischen Emissionen von rund 6 Mt CO₂-eq im Jahr 2010 auf knapp über 1 Mt im Jahr 2050, welche im Wesentlichen auf die Verwertung der verbleibenden fossilen Abfälle zurückzuführen sind. Die Emissionsreduktion basiert auf Energieeffizienzmassnahmen, aber insbesondere auch auf dem Energieträgerwechsel von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbarem Strom und Biomasse. Die THG-Emissionen im Bereich Abfall machen perspektivisch etwa 0.5 Mt CO₂-eq aus, die primär von Methanemissionen aus Deponien stammen. Im Verkehrsbereich sorgt vor allem eine Umstellung auf elektrische Antriebe zu einer Emissionsreduktion von über 16 Mt CO₂-eq im Jahr 2010 auf nahezu 0 Mt CO₂-eq bis zum Jahr 2050. Bei den Dienstleistungen und privaten Haushalten zeigen sich ähnlich deutliche Emissionsreduktionen von rund 6 respektive 11 Mt auf nahezu 0 Mt CO₂-eq. Grund dafür sind neben Sanierungsmassnahmen die Umstellung von fossilen Energieträgern auf erneuerbaren Strom und Wärme. Die Emissionen aus industriellen Prozessen und Lösungsmitteln sinken von über 4 Mt im Jahr 2010 auf knapp unter 2.5 Mt CO₂-eq im Jahr 2050. Die Reduktion ist auf geringere Einsätze von F-Gasen zurückzuführen, während die Restemissionen vor allem aus der Zementindustrie stammen, bei der prozessbedingt CO₂ freigesetzt wird. Die Emissionen aus der Landwirtschaft sinken leicht von 6.2 Mt CO₂-eq im Jahr 2010 auf 4.6 Mt im Jahr 2050. Dabei handelt es sich nicht um energetische Emissionen, sondern um Emissionen aus Böden und der Viehhaltung (Abbildung 1).

Abbildung 1: Entwicklungen der THG-Emissionen ohne CCS und CO₂-Entnahme-Methoden von 1990 bis 2050 in der Schweiz



Quelle: Szenarienrechnung Energieperspektiven, Szenario ZERO Basis, THG nach IPCC-Abgrenzung, Verkehr ohne internationalen Luftverkehr
 © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

2.2.2 Verbleibende Treibhausgasemissionen

In Abbildung 1 sind die THG-Emissionen dargestellt, die ohne Einsatz von CCS emittiert würden. Ein Teil der CO₂-Emissionen, insb. Prozessemissionen in der Industrie, kann durch den Einsatz von CCS vermieden werden.

Die verbleibenden Emissionen im **Umwandlungssektor** stammen aus den Kehrichtverwertungsanlagen. Ein Teil des Kehrichts ist zwar biogen und daher CO₂-neutral, die restlichen fossilen Anteile des Abfalls erzeugen bei der Verbrennung aber entsprechend fossile CO₂-Emissionen. Solange eine umfassende Kreislaufwirtschaft nicht erreicht ist, bleiben die Müllmengen und damit auch der fossile CO₂-Anteil der KVA grundsätzlich eng an die Bevölkerungsentwicklung gekoppelt. Ohne Kreislaufwirtschaft gilt das gleiche auch für weitere Abfälle, welche nicht für die Verbrennung geeignet sind und bei denen Emissionen durch Methanfreisetzungen anfallen, die auf Depo- nien und in der Abwasserreinigung weiterhin anfallen. Daher bleiben im Umwandlungssektor und bei den sonstigen Abfällen Restemissionen bestehen, die abgeschieden oder ausgeglichen werden müssen.

Im **Industriesektor** werden die energetischen Emissionen im Szenario ZERO Basis bis zum Jahr 2050 fast vollständig reduziert. Die energetischen Restemissionen kommen auch hier zum Teil von der Verwertung fossiler Abfälle, die vor allem in Zementwerken verbrannt werden. Solange diese Abfallmengen anfallen, verbleiben aufgrund der fossilen Anteile des Abfalls CO₂-Emissionen. Zusätzlich fallen in der Industrie Prozessemissionen an, die bei bestimmten Herstellungsprozessen schwer vermeidbar sind. Vor allem bei der Zementherstellung fallen grosse Mengen CO₂ an, die mit der produzierten Menge zusammenhängen und nur durch eine geringere Produktion

deutlich reduziert werden können. Auch hier würde ein Import von Zement die inländischen Emissionen zwar senken, aber das Problem nur verlagern.

Im **Landwirtschaftssektor** stammen die Emissionen vor allem aus landwirtschaftlich genutzten Böden und der Viehhaltung. In beiden Fällen ist eine relevante Emissionsreduktion nur mit einer deutlichen Umstrukturierung der Landwirtschaft oder den Ernährungsgewohnheiten erreichbar. Die energetischen Emissionen in der Landwirtschaft sinken bis 2050 hingegen auf nahezu 0 Mt CO₂ und spielen bei den verbleibenden Emissionen keine Rolle.

2.2.3 Ausgleich der residualen Emissionen

Ohne Einsatz von CCS verbleiben in der Schweiz bis 2050 Restemissionen von 11.8 Mt CO₂-eq (Abbildung 1). Die Emissionen, die auch nach der CO₂-Abscheidung zur Vermeidung von fossilem CO₂ aus Punktequellen verbleiben und nur sehr schwer weiter reduziert werden können, werden hier residuale Emissionen genannt. Im Szenario ZERO belaufen sie sich in der Schweiz im Jahr 2050 auf rund 7 Mt CO₂-eq. In der Schweiz sind das vor allem Methan- und Lachgasemissionen aus der Landwirtschaft sowie Teile der CO₂-Emissionen aus industriellen Prozessen. Diese 7 Mt CO₂-eq müssen durch Negativemissionstechnologien ausgeglichen werden, um das Netto-Null-Ziel zu erreichen. Dass die residualen Emissionen schwer vermeidbar sind, zeigt sich auch daran, dass diese Emissionen im Jahr 2050 nur geringfügig kleiner sind als sie es im Jahr 2010 waren. Andersherum sind die im Jahr 2010 noch dominanten energetischen Emissionen (mit Ausnahme der energetisch genutzten Abfälle) im Szenario ZERO Basis alle nahezu auf Null reduziert worden.

i

Vergleich Emissionsentwicklungen zwischen den Szenarien ZERO Basis und den Varianten ZERO A, B und C

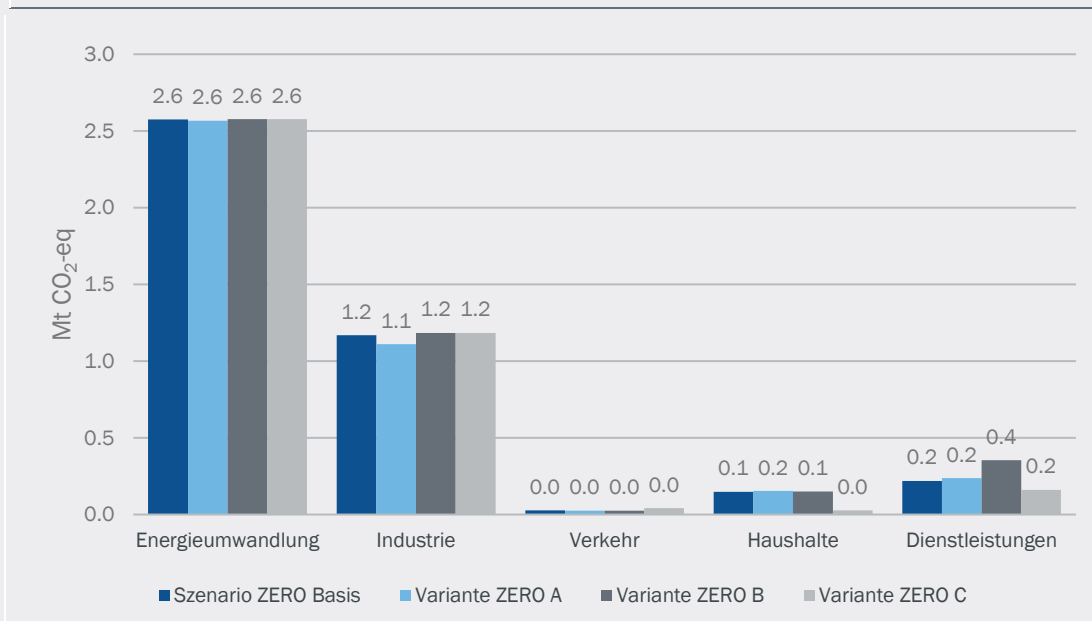
Die Szenarien der Energieperspektiven 2050+ umfassen das Szenario Netto-Null (ZERO), für das in mehreren Varianten die Erreichung des Ziels von Netto-Null Treibhausgasemissionen für die Schweiz bis zum Jahr 2050 analysiert wird, und das Szenario Weiter wie bisher (WWB), welches die Weiterführung der bestehenden energie- und klimapolitischen Massnahmen abbildet. Im Szenario WWB werden keine NET und auch kein CCS eingesetzt.

Die Hauptvariante des Szenarios Netto-Null ist das Szenario ZERO Basis. Daneben werden drei weitere Varianten des Szenarios ZERO untersucht. Diese unterscheiden sich durch eine unterschiedliche Ausprägung verschiedener Technologietrends:

- Variante A (ZERO A) geht im Unterschied zur Basisvariante von einer umfassenden Elektrifizierung des Energiesystems aus.
- Variante B (ZERO B) geht im Unterschied zur Basisvariante nur von einer moderaten Elektrifizierung des Energiesystems aus. Zur Energieversorgung tragen ausserdem Biogas und strombasierte Gase (inkl. Wasserstoff) in erhöhtem Masse bei.
- Variante C (ZERO C) geht im Unterschied zur Basisvariante nur von einer moderaten Elektrifizierung des Energiesystems aus. Zur Energieversorgung tragen ausserdem Wärmenetze sowie flüssige biogene und strombasierte Brenn- und Treibstoffe in erhöhtem Masse bei.

Die Varianten des Szenario ZERO unterscheiden sich bezogen auf die Treibhausgasemissionen nur geringfügig vom Szenario ZERO Basis (Abbildung 2). Zusätzlich kommen in allen ZERO Varianten noch weitere THG-Emissionen hinzu, wie beispielsweise die Landwirtschafts- und Abfallemissionen (siehe Abbildung 1), so dass die Unterschiede in den Sektoren weiter relativiert werden.

Abbildung 2: Vergleich der THG-Emissionen der Sektoren Energieumwandlung, Industrie, Verkehr, Haushalte und Dienstleistungen (ohne Emissionen aus der Landwirtschaft und Abfällen) für das Jahr 2050



Quelle: Szenarienrechnung Energieperspektiven, Szenario ZERO Basis und Varianten, THG nach IPCC-Abgrenzung
 © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

3 Technologienvergleich

3.1 CO₂-Abscheidung

Bei der Abscheidung von CO₂ aus Punktquellen ist die Unterscheidung zwischen biogenem CO₂ und fossilem CO₂ relevant. Wird fossiles CO₂ abgeschieden und gespeichert, handelt es sich um eine CO₂-Vermeidung. Es wird also vermieden, dass zusätzliches CO₂ in die Atmosphäre kommt. Wird biogenes CO₂ abgeschieden und dauerhaft gespeichert, werden dabei negative CO₂-Emissionen erzeugt, da der Kohlenstoff in der Biomasse beim Pflanzenwachstum aus der Atmosphäre abgeschieden wurde, aber aufgrund der Abscheidung und Speicherung nicht zurück in die Atmosphäre gelangt. Es wird hierbei also CO₂ aus der Atmosphäre (mittels Pflanzenwachstum) entzogen, ohne dass es anschliessend (aufgrund der Speicherung) zurück in die Atmosphäre gelangt.

Wird CO₂ an einer KVA abgeschieden, dann wird, entsprechend der Anteile biogenen Abfalls, sowohl fossiles als auch biogenes CO₂ abgeschieden. In diesem Fall handelt es sich sowohl um eine CO₂-Vermeidungsmassnahme (CCS des fossilen CO₂) als auch um die Generierung von negativen Emissionen (BECCS des biogenen CO₂). Technologisch ist für Abscheidung, Transport und Speicherung keine Unterscheidung zwischen biogenem und fossilem CO₂ notwendig. Für die Bilanzierung der Emissionen muss allerdings eine Mischrechnung für die fossilen und biogenen Mengen gemacht werden.

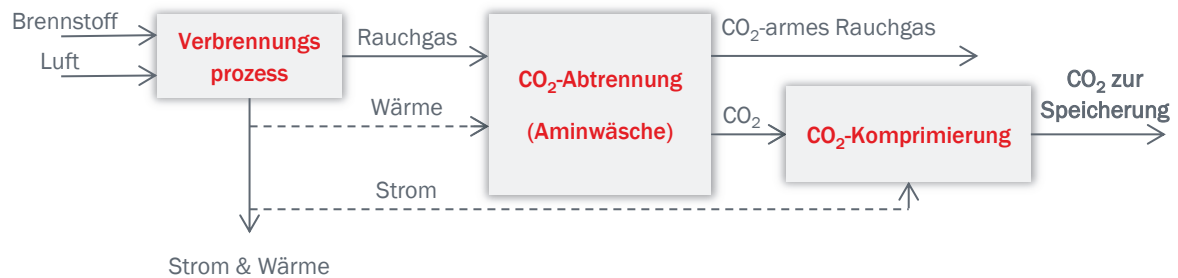
3.1.1 CO₂-Abscheidung bei Punktquellen

Bei der CO₂-Abscheidung, beispielsweise in der Biomasse- oder Kehrrechtverwertung, wird das CO₂ aus dem Abgasstrom abgeschieden, wobei die CO₂-Konzentration im Abgasstrom von der verbrannten Biomasse oder Abfallmenge abhängig ist. Für die Abscheidung bieten sich drei Varianten an, die auch für konventionelle Verbrennung oder andere Abgasströme geeignet sind. Die drei Systeme benötigen selbst Energie und senken daher die energetische und wirtschaftliche Effizienz der Anlagen.

Post-Combustion Capture

„Post-Combustion Capture“ ist ein Verfahren, das für bestehende Anlagen nachgerüstet werden kann. Der Abgasstrom der Verbrennung wird gekühlt und dann in eine CO₂-Absorptionseinheit geleitet. Hier wird der Abgasstrom in einen Gegenstrom von Aminen geleitet, bei dem die Amine das CO₂ absorbieren. Der CO₂-arme Abgasstrom wird an die Umwelt abgegeben und die mit CO₂ angereicherten Amine werden in einen Desorber geleitet. Dort geben sie unter hohen Temperaturen das CO₂ ab und werden anschliessend wieder in der Absorptionskolonne eingesetzt. Der CO₂-Abgasstrom aus dem Desorber hat eine Konzentration von über 95 % und kann anschliessend komprimiert und abtransportiert werden. Das Post-Combustion Capture-Verfahren greift auf etablierte Technologien zurück, die aktuell bei der CO₂-Abscheidung diverser Punktquellen wie der Erdgasförderung oder bei Kraftwerken angewendet werden. In der Regel sind Abscheideraten von 90 bis 95 % möglich.

Abbildung 3: Übersicht Post-Combustion Capture



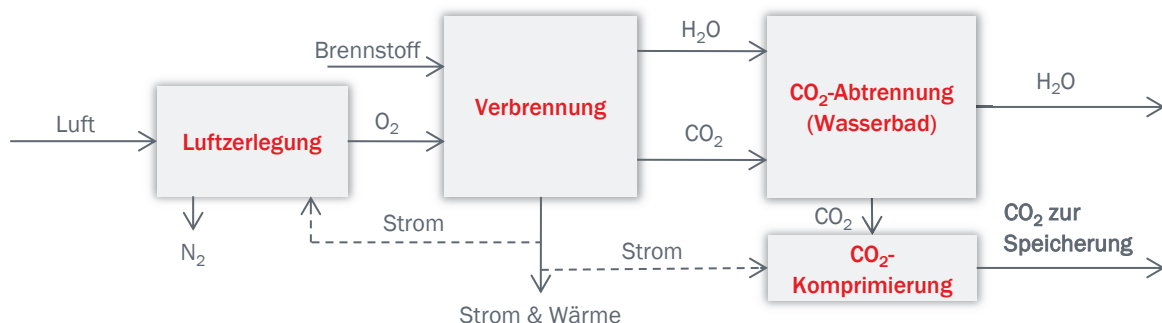
Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Oxyfuel Combustion Capture

„Oxyfuel Combustion“ ist ein Verfahren, bei dem Sauerstoff mittels einer Luftzerlegungsanlage von der Umgebungsluft abgeschieden wird und eine Verbrennung ohne Stickstoff stattfindet. Durch die Verbrennung in einer Atmosphäre von Sauerstoff, CO_2 und Wasserdampf, werden hierbei ausserdem NO_x -Emissionen vermieden. Die Verbrennungsatmosphäre ohne Stickstoff hat auch Auswirkungen auf die Verbrennungseigenschaften wie zum Beispiel höhere Temperaturen und veränderte Wärmetransporteigenschaften. Deshalb kann Oxyfuel Combustion nur eingeschränkt für bestehende Anlagen nachgerüstet werden. Der Abgasstrom der Verbrennung besteht nur aus CO_2 und Wasserdampf, was die CO_2 -Separierung deutlich vereinfacht. Der Abgasstrom kann durch ein Wasserbad geleitet werden, in dem der Wasserdampf kondensiert und ein konzentrierter CO_2 -Strom übrigbleibt. Das CO_2 im resultierenden Abgasstrom erreicht eine Konzentration von bis zu über 99 % und kann anschliessend komprimiert und abtransportiert werden. Das Oxyfuel Combustion-Verfahren ist in grossen Pilotanlagen erfolgreich für Boiler, aber noch nicht für Gasturbinen getestet. Der Energieeinsatz beim Abscheidungsprozess macht allerdings um die 20 % der erzeugten Energie aus und es können bis zu 100 % der CO_2 -Emissionen abgefangen werden.

Abbildung 4: Übersicht Oxyfuel Combustion



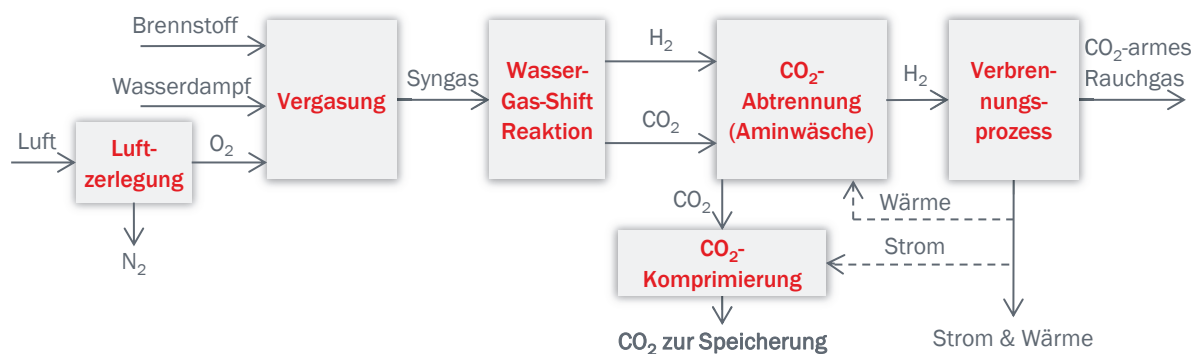
Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Pre-Combustion Capture

„Pre-Combustion Capture“ ist als Verfahren effizienter als die beiden vorherigen Verfahren, allerdings muss die Anlage von Anfang an für Pre-Combustion Capture ausgelegt werden. Kernelement ist hierbei eine Vergasungsanlage, die analog zum Oxyfuel-Combustion-Verfahren ohne Stickstoff betrieben wird. Unter Sauerstoff- und Wasserdampf-Atmosphäre werden kohlenstoffhaltige Energieträger wie Biomasse oder Braunkohle zu Syngas (Gemisch aus CO und H₂O) umgewandelt. Das in der Vergasungsanlage erzeugte Syngas wird in einer nachgelagerten Wasser-Gas-Shift-Reaktion zu einem Gemisch aus Wasserstoff und CO₂ umgewandelt. Analog zum Post-Combustion-Verfahren wird in einem CO₂-Absorber das CO₂ abgeschieden. Die Absorption wird durch den höheren CO₂-Anteil und den hohen Druck im Abgasstrom stark vereinfacht. Alternativ sind aufgrund der hohen Drücke auch Adsorptionsverfahren für die CO₂-Abscheidung möglich. Nach der CO₂-Abscheidung besteht der Gasstrom aus Wasserstoff. Dieser kann beispielsweise in einer Gas- und Dampf-Anlage als IGCC-Anlage (Integrated Gasification Combined Cycle) bei hohen Wirkungsgraden zur Stromproduktion eingesetzt werden. Das Verfahren ist effizienter als die anderen Verfahren. Das liegt einerseits an der effizienteren Stromerzeugung durch die Einsatzmöglichkeiten von Gas- und Dampfturbinen (GuD- Kraftwerk). Andererseits liegt das CO₂ bei diesem Prozess bei sehr hohen Partialdrücken (in der Größenordnung von 40 bar) vor. Bei diesem Druck ist physische Absorption deutlich effizienter als chemische Absorption, welche bei der Post-Combustion der dominante Effekt ist. Andererseits ist das Pre-Combustion-Verfahren von Aufbau und Betrieb her komplexer, weshalb der höheren Effizienz grosse Investitionskosten und aufwändigere Verfahren gegenüberstehen. International sind bisher die meisten der Demonstrationsprojekte gescheitert, aber es gibt einzelne Anlagen in den USA. In Japan sind Pilotanlagen für eine Vergasung von Braunkohle ohne Carbon Capture geplant, die teilweise später mit CCS nachgerüstet werden sollen. Mit Pre-Combustion Capture sind in der Regel Abscheideraten von 90 bis 95 % möglich.

Abbildung 5: Übersicht Pre-Combustion Capture



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Wasserstoffproduktion mit CO₂ Abscheidung aus Pre-Combustion Capture muss preistechnisch mit „blauem Wasserstoff“ konkurrieren. Blauer Wasserstoff wird mittels Dampfreformierung aus Erdgas hergestellt, wobei ebenfalls CCS (analog zum Post-Combustion Verfahren) angewandt wird. Solange Erdgas günstig verfügbar ist, dürfte blauer Wasserstoff aus Dampfreformierung zumindest vorerst einen wirtschaftlichen Vorteil behalten. Da Erdgas fossilen Kohlenstoff enthält,

sind mit blauem Wasserstoff keine negativen Emissionen möglich. Bei biogenem Methan sind negative Emissionen aus der Dampfreformation grundsätzlich möglich, liegen aber kostentechnisch deutlich höher.

CO₂-Absorption und Effizienzeinbussen

Bei CO₂-Absorbern wird es voraussichtlich Weiterentwicklungen der aktuellen Lösung mit Aminen geben. Dabei werden Materialien und Technologien angepasst sowie Einsätze von Ammoniak-, Mineral- und Metalloxid-Zyklen erforscht, die die Effizienz verbessern können. In welchem Masse, zu welchem Zeitpunkt und mit welchen Effizienzgewinnen die neuen Technologien kommen werden, ist aus heutiger Perspektive nur schwer abzuschätzen.

Die unterschiedlichen Abscheidetechnologien erlauben eine Abscheidung von 90 % bis 100 % des CO₂ aus dem Abgasstrom. Dabei fallen Effizienzeinbussen von zwischen 20 % und 30 % auf den Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks an. Die Effizienzeinbussen der CO₂-Abscheidungsprozesse setzen sich bei Pre- und Post-Combustion-Verfahren ungefähr zu 60 % aus thermischen und zu 40% aus elektrischen Verlusten zusammen. Die 40 % elektrische Verluste verteilen sich auf die CO₂-Komprimierung (30 %) und den Verbrauch von zusätzlichen Pumpen, Ventilation, etc. im Kraftwerk und der Abscheidungsanlage (10 %). Beim Oxyfuel-Combustion-Verfahren sind die gesamten rund 20 % Effizienzeinbussen elektrisch, und verteilen sich auf die Luftzerlegungsanlage und auf die CO₂-Komprimierung (Pumpen, Ventilation, etc.). Rund 60 % der Einbussen kommen von der Sauerstoffabspaltung aus der Luft und die restlichen 40 % setzen sich analog zu den anderen Verfahren zusammen (30 % für die Komprimierung und 10 % für zusätzliche Pumpen, Ventilation, etc.; Congressional Research Service 2013).

Kosten

Bei KVA liegt der CO₂-Anteil im Abgasstrom um die 9 – 10 % (jeweils Volumenanteil) und damit zwischen den Anteilen von Kohlekraftwerken (13 – 14 %) und Gaskraftwerken (4 – 7%), aber vergleichbar mit manchen Erdgasfeldern (z.B. Sleipnir mit ~9 %). Insgesamt fallen für KVA bei der CO₂-Abscheidung höhere Kosten pro Tonne an als beispielsweise bei Kohlekraftwerken, da der Abscheidungsprozess mit höheren CO₂-Konzentrationen effizienter wird. Zusätzlich sind die Investitionskosten pro kW höher, da die KVA in der Regel eine deutlich kleinere Kapazität haben.

Die Kosten für vermiedene CO₂-Emissionen unterscheiden sich unter anderem nach den grundlegenden Verfahren, wie etabliert die Technologien sind, und nach den CO₂-Konzentrationen in den Abgasströmen. Die hier aufgeführten Kosten sind nur für die Abscheidung und Komprimierung des CO₂. Der Transport und die Speicherung oder anderweitige Nutzung sind nicht enthalten. Preisannahmen für Transport und Speicherung sind in Kapitel 3.3.1 aufgeführt. In Tabelle 4 sind die aktuellen Kosten für die CO₂-Abscheidung und -Komprimierung aus der Literatur zusammengefasst.

Tabelle 4: Abscheidungs- und Komprimierungskosten der unterschiedlichen Abscheideverfahren

Abscheide-technologie	Emissions-quelle	CO ₂ -Konzentration im Abgasstrom [%]	Kosten aktuell (min - max) [EUR/t CO ₂]	Energie-einbussen* [%]	Abscheide-ungsquote [%]	Referenz
Post-Combustion	Biomassekraftwerk	5 - 15 %	32 - 60	15 - 30 % (60 % therm. und 40 % elek.)	bis zu 90 %	Eigene Berechnung aufbauend auf: IPCC 2005, Rubin 2015, Braun et al. 2012 IEA 2020
	KVA	9 - 10 %	21 - 100	15 - 30 % (60 % therm. und 40 % elek.)	bis zu 90 %	IPCC 2005, Rubin 2015, Eckle et al. 2021
	Zementwerk	14 - 33 %	54	15 - 30 % (60 % therm. und 40 % elek.)	bis zu 90 %	Braun et al. 2012
Oxyfuel Combustion	Biomassekraftwerk	> 80 %	32 - 60	20 % (100 % elektrisch)	bis zu 100 %	Eigene Berechnung aufbauend auf: IEA 2020, Budinis et al. 2018
	Zementwerk	> 80 %	60	20 % (100 % elektrisch)	bis zu 100 %	Romeo et al. 2011, Rodriguez et al. 2010, Kuramochi et al. 2010, Barker et al. 2009
Pre-Combustion	Biomassekraftwerk	5 - 15 %	25 - 37	5 - 20 % (60 % therm. und 40 % elek.)	bis zu 90 %	Eigene Berechnung aufbauend auf: IPCC 2005, Rubin 2015
	KVA	9 - 10 %	-	5 - 20 % (60 % therm. und 40 % elek.)	bis zu 90 %	Eigene Berechnung aufbauend auf: IPCC 2005, Rubin 2015

* Zusätzlicher Energieträgerinput pro Energieoutput in % und Aufteilung des Energieaufwandes

Quellen: IPCC 2005, Rubin 2015, Braun et al. 2015, IEA 2020, Budinis et al. 2018, Romeo et al. 2011, Rodriguez et al. 2010, Kuramochi et al. 2010, Barker et al. 2009

Die Investitionskosten unterscheiden sich nach den Abscheidungstechnologien. In den in Tabelle 5 genannten Kosten für Biomasseverbrennungsanlagen in Kombination mit CCS (Bioenergy Carbon Capture and Storage - BECCS) sind nur die spezifischen Kosten der Abscheidungsanlage pro installierter Leistung enthalten. Transportinfrastruktur und Kosten für die Speicherung kommen entsprechend dazu und werden in Kapitel 3.3.1 betrachtet.

Tabelle 5: Investitionskosten für BECCS-Anlagen

Abscheidetechnologie	Spezifische Investitionskosten pro installiertem kW _{el} *	Referenz
BECCS mit Post-Combustion	3'900 – 5'200 £ (4'368 – 5'824 €) in 2010	Bhave 2017
	3'000 – 4'000 £ (3'360 – 4'480 €) in 2050	Bhave 2017
	1'171 £ (1'312 €) in 2018	Yi 2018
BECCS mit Oxyfuel	4'300 – 5'700 £ (4'816 – 6'384 €) in 2010	Bhave 2017
	3'300 – 4'300 £ (3'696 – 4'816 €) in 2050	
BECCS mit Pre-Combustion	4'700 – 5'100 £ (5'264 – 5'712 €) in 2010	Bhave 2017
	3'200 – 3'500 £ (3'584 – 3'920 €) in 2050	

* Kostenschätzungen in der Literatur in Pfund ergänzt durch Euroangaben zur besseren Vergleichbarkeit mit den anderen Tabellen

| Bhave 2017, Yi 2018

Die Preisberechnung für die Schweiz basiert auf den Literaturangaben, wobei die Literatur nicht immer alle Technologien und Kraftwerkstypen betrachtet. Die Kostenannahmen variieren je nach Quellen zum Teil stark. Nicht plausible Annahmen und stark abweichende Werte wurden daher nicht, oder nur begrenzt in die Preisabschätzung einbezogen. Einige Preisangaben wurden basierend auf den Preisen der genannten Literaturangaben auf andere Energieträger und Kraftwerkstypen mit entsprechenden Annahmen angepasst und erweitert. Die angenommenen Kostenentwicklungen sind in Kapitel 5.3 gelistet.

Bewertungskriterien

CO₂-Abscheidung ist technisch nicht limitiert, aber die abgeschiedenen Mengen CO₂ müssen gespeichert werden. Sofern in der Schweiz oder international genug Speicherkapazitäten bestehen, kann entsprechend CO₂ abgeschieden werden. Beim Einsatz von CCS mit Biomasse und Kehrriech stellen die Biomassepotenziale und vorhandenen Abfallmengen eine Obergrenze für die abgeschiedenen Mengen dar.

Die technische Umsetzbarkeit von CCS bei KVA, Biomassekraftwerken und Industrierwerken ist grundsätzlich gegeben. Post-Combustion-Abscheidungseinheiten können, sofern ausreichend Platz auf dem Anlagengelände besteht, theoretisch jederzeit nachgerüstet werden. Die Kraftwerke müssen auch ohne CCS-Massnahmen am Ende der technischen Lebensdauer der Anlage neugebaut oder nachgerüstet werden. Des Weiteren sind über die technischen Lebensdauern der Anlagen regelmässig Revisionszeitpunkte, an denen sowieso bereits grössere Anpassungen und Nachrüstungen anstehen, bei diesen Revisionszeitpunkten können zusätzlich zu den Retrofits der Kraftwerke auch Post-Combustion Anlagen installiert werden.

Bei den Oxyfuel-Combustion-Anlagen in der Industrie sind die Revisionszeitpunkte notwendig, um die bestehenden Anlagen für eine CO₂-Abscheidung nachzurüsten. Bei Neubauten kann eine beliebige CO₂-Abscheidungsmethode von Anfang an mitgeplant und installiert werden, so dass keine Retrofits nötig sind.

Die Anlagen mit Abscheidung sind etwas grösser und energieintensiver als Anlagen ohne CCS, aber beim Abscheideprozess selbst ist kein relevantes Akzeptanzproblem zu erwarten. In Kombination mit der geologischen Speicherung in Kapitel 3.3.1 können allerdings Akzeptanzprobleme auftauchen.

Der Ressourcenverbrauch der Energieträger (Biomasse, Abfälle, etc.) ändert sich pro erzeugter Energieeinheit analog zur Änderung des Effizienzgrades der Anlage. Wenn CO₂ abgeschieden wird, dann sinkt bei konstantem Ressourceninput die produzierte Energiemenge um die entsprechenden Effizienzeinbussen. Für die Abscheidung werden im Falle vom Post-Capture Verfahren Amine (und ggf. zukünftig andere Materialien) eingesetzt und recycelt. Hier kann es zu Abnutzungen der Materialien kommen, diese spielt aber im Vergleich zum Energieverbrauch der Prozesse keine relevante Rolle. Bei Einsatz, Wiederverwertung und Entsorgung von Aminen sind chemische und toxikologische Aspekte zu betrachten (SEPA 2013).

Die Dauerhaftigkeit der Abscheidung hängt vom genutzten Speicher ab. Wenn es in geeigneten unterirdischen Gesteinsformationen (CCS) verpresst und gespeichert wird, kann davon ausgegangen werden, dass das CO₂ dauerhaft fixiert ist. Wenn das CO₂ in kurzlebigen Produkten (Synthetische Kraftstoffe) eingesetzt wird (CCU), gelangt es kurz- bis mittelfristig wieder in die Atmosphäre. Wenn der Kohlenstoff langfristig in Produkten gespeichert wird, spricht man von CCUS, da der Kohlenstoff kurz- bis mittelfristig nicht mehr in die Atmosphäre gelangt.

3.1.2 Direkte Abscheidung aus der Umgebungsluft

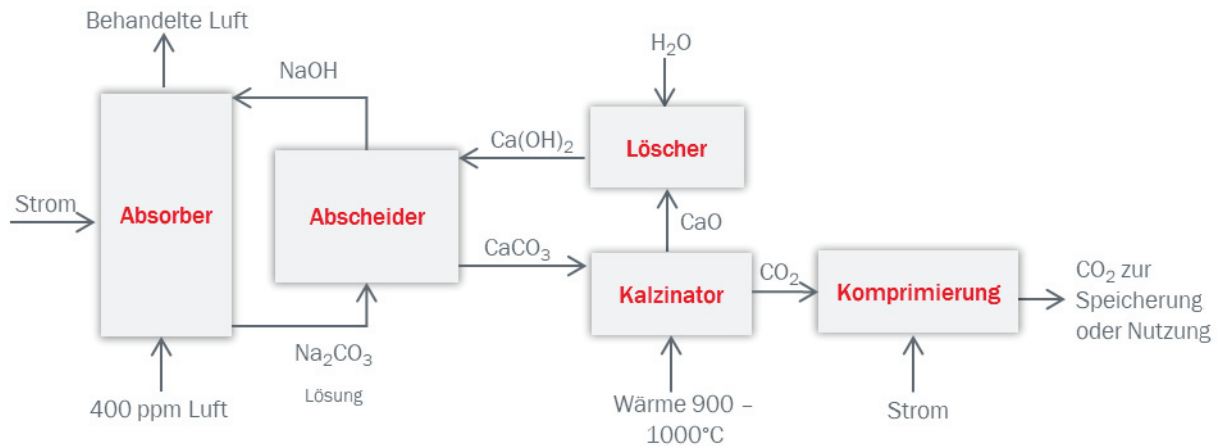
Im Gegensatz zur Abscheidung von Punktquellen mit CCS wird bei der direkten Abscheidung aus der Umgebungsluft CO₂ direkt aus der Umgebungsluft abgeschieden (Direct Air Carbon Dioxide Capture - DAC²). Das abgeschiedene CO₂ kann z.B. für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen genutzt werden (Direct Air Carbon Dioxide Capture and Utilisation - DACCU), langfristig (klima-relevanten Zeitraum) in z.B. Baustoffen (Direct Air Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage - DACCUS) oder in geologischen Tiefen gespeichert werden (Direct Air Carbon Capture and Storage - DACCS). Die Prozesse DACCS und DACCUS können zu negativen CO₂-Emissionen führen. Der DAC-Abscheidungsprozess kann in drei Prozessschritte eingeteilt werden:

- 1.** Einsaugen der Umgebungsluft mittels Ventilatoren
- 2.** CO₂-Bindung mittels absorbierendem oder adsorbierendem Sorptionsmittel
- 3.** CO₂-Abscheidung vom Sorptionsmittel mittels thermischer bzw. elektrischer Energiezufuhr

Bei der CO₂-Abscheidung mittels eines Absorptionsverfahrens wird ein chemisches Sorptionsmittel verwendet, das mit dem CO₂ in der eingesaugten Luft reagiert. Aufgrund der starken CO₂-Bindungsaffinität werden typischerweise Lösungsmittel auf Hydroxidbasis (Natriumhydroxid (NaOH), Kaliumhydroxid (KOH) oder Kalziumhydroxid (Ca(OH)₂)) eingesetzt. Abbildung 6 zeigt einen chemischen absorptionsbasierten DAC-Prozess mit Natriumhydroxid (NaOH).

² Streng genommen müsste die Abkürzung für Direct Air Carbon Capture DACC lauten. Da sowohl in der untersuchten Literatur als auch in diesem Exkurs nur CO₂ abgeschieden wird und keine anderen THG-Emissionen, wird im vorliegenden Exkurs DAC als Abkürzung für Direct Air Carbon Capture verwendet.

Abbildung 6: Prozessschritte absorptionsbasiertes DAC-Verfahren



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Dabei reagiert NaOH mit dem gering konzentrierten CO₂ (aktuell rund 400 ppm³) aus der Luft zu Natriumkarbonat (Na₂CO₃), während die behandelte Luft in die Atmosphäre zurückgeführt wird. Zur Regeneration des Abscheidelösungsmittels wird das Karbonat mit Calciumhydroxid (Ca(OH)₂) umgewandelt. Ca(OH)₂ wird durch thermische Zersetzung von Kalk (CaCO₃) in einem Kalzinator und anschliessende Hydratisierung gewonnen. Bei der Regeneration muss die Bindungsenergie zwischen CO₂ und Hydroxid überwunden werden. Dafür ist ein grosser Energieaufwand, meist hochwertige Wärme bei einer Temperatur von 850 – 1'000 °C, erforderlich.

Die CO₂-Abscheidung durch ein Adsorptionsverfahren basiert auf den wiederholenden Zyklen von Adsorption und Regeneration. Als Sorptionsmittel wird im Grossteil der Literatur feststoffgestütztes Aminmaterial verwendet. Diese aminfunktionalisierten Sorptionsmittel adsorbieren CO₂ auf der Oberfläche des festen Trägers oder in dessen Poren. Die Regenerierung des Sorbens wird durch Änderungen von Temperatur, Druck und Feuchtigkeit erreicht, da die CO₂-Bindungsfähigkeit der aminfunktionalisierten Sorbentien mit diesen Umgebungsbedingungen variiert. Im Vergleich zu DAC auf Basis eines Absorptionsverfahrens wird bei der Adsorption ein geringeres Temperaturniveau für die Regeneration des Sorbens von rund 100 °C benötigt. Geeignete Standorte zeichnen sich aus durch die Nähe zu den Lagerstätten, und zu erneuerbaren Energiequellen bzw. zu Industrie- und Müllverbrennungsanlagen, von denen die Abwärme genutzt werden kann.

Die niedrigeren Betriebstemperaturen der adsorptionsbasierten DAC-Anlagen ermöglichen einerseits kleinere, modulare Anlagen und andererseits eine erhöhte Flexibilität des Betriebes. Wohingegen bei absorptionsbasierten DAC-Anlagen die Regenerierung des Sorptionsmittels bei rund 900 °C im Kalzinator abläuft, stellt die wiederholte Kühlung und Erwärmung dieser Anlage aufgrund der intermittierenden Energiezufuhr eine Gefahr für die Prozessstabilität dar und kann zu grossen Effizienzverlusten führen. Daher könnten adsorptionsbasierte DAC-Anlagen potenziell besser für die Integration in ein Energiesystem geeignet sein, das hauptsächlich mit variablen erneuerbaren Energien läuft, wobei die Variabilität des Betriebs - und damit niedrigere Nutzungsraten - zu zusätzlichen Kosten führen könnten. Ein weiterer Vorteil des adsorptionsbasierten Verfahrens ist, dass die in der angesaugten Umgebungsluft enthaltene Feuchtigkeit nach dem Abscheidungsprozess

³ ppm = parts per million

als Wasser zur Verfügung steht und nicht wie bei absorptionsbasierten DAC-Anlagen dem Abscheidungsprozess noch zusätzliches Wasser zugeführt werden muss. Die absorptionsbasierte DAC-Anlage von Carbon Engineering verbraucht rund 4.7 m³ Wasser pro abgeschiedene Tonne CO₂ (Carbon Engineering). Wohingegen die adsorptionsbasierte DAC-Anlage von Climeworks pro abgeschiedene Tonne CO₂ rund 1 m³ Wasser produziert, da kein Netto-Wasserverbrauch anfällt, sondern Luftfeuchtigkeit aus der angesaugten Luft gesammelt wird (Climeworks).

Tabelle 6: Übersicht DAC Technologieunternehmen

DAC-Technologie	Unternehmen	Land
Absorptionsbasierte DAC-Anlage (850 – 1'000 °C)	Carbon Engineering	Kanada
Adsorptionsbasierte DAC-Anlage (rund 100 °C)	Climeworks	Schweiz
	Global Thermostat	USA
	Skytree	Niederlande
	Infinitree	USA
	Antecy	Niederlande

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Tabelle 6 zeigt die tätigen DAC-Unternehmen einsortiert nach Ab- oder Adsorptionsverfahren. Insgesamt gibt es zurzeit weltweit 15 DAC-Anlagen in Kanada, USA und Europa (IEA, 2020). Carbon Engineering aus Kanada benötigt für das Absorptionsverfahren Temperaturen von rund 900 °C. Wohingegen Climeworks und die anderen adsorptionsbasierten Verfahren Temperaturniveaus von 80 °C – 100 °C benötigen. Die benötigte Wärme kann zum Beispiel aus Abwärme von Kehrlichtverwertungsanlagen, Industrieprozessen, Biomassekraftwerken oder durch Wärmepumpen bereitgestellt werden. Wenn der Wärmebedarf durch Erdgas gedeckt wird, wie bei der DAC-Anlage von Carbon Engineering, dann muss das CO₂ aus dem Rauchgas zusätzlich abgeschieden werden, was zu einem extra Energiebedarf führt. Zusätzlich zum Abscheidungsprozess durch Absorption oder Adsorption wird elektrische Energie benötigt für die Ventilatoren, um Luft in die Anlage zu bewegen, für die Flüssigkeitspumpen und für die CO₂-Kompression. Voraussetzung für die Erzeugung negativer Emissionen ist, dass der benötigte Energiebedarf aus erneuerbaren Quellen stammt, da ansonsten bei der Energieerzeugung für den DAC-Prozess CO₂ anfällt und die Bilanz der Abscheidung sich verschlechtert oder sogar mehr Emissionen in die Atmosphäre gelangen als abgeschieden werden.

Kosten, Potenziale und Energiebedarfe

Tabelle 7 zeigt die betrachtete Literatur mit den Angaben zu den aktuellen Kosten (EUR/t CO₂) und Energiebedarfen (kWh/t CO₂), wenn nicht anders bei der Referenz angegeben.

Tabelle 7 DAC Kapazitäten, Energiebedarf und Kosten nach Technologien aus der Literatur

Technologie	Kapazität t CO ₂ /a	Strombedarf kWh _{el} /t CO ₂	Wärmebedarf kWh _{th} /t CO ₂	Kosten EUR/t CO ₂	Referenz
Absorptions- verfahren	1'000'000	0	1'840	283 – 300	Mazotti et al. (2013)
	1'000'000	0	2'450	114 – 209	Keith et al. (2018)
	1'000'000	366	1'460	110 – 147	Keith et al. (2018)
	1'000'000	1'535	0	186	Fasihi et al. (2019)
	1'000'000	1'500	0	540	Carbon Engineering (aktuell)
	1'000'000	1'500	0	85-117	Carbon Engineering (n-te Anlage)
	3'600	694	2'083	203-244	Roestenberg (2015)
	1'000'000	200	1'900	420 - 550	Scolow et al. – APS-Report (2011)
Adsorptions- verfahren	360'000	250	1'750	120-155	Fasihi et al. (2019)
	900	700	2'200	900	Climeworks (aktuell)
	900	400	1'600	90-100	Climeworks (Zielwert)
	1'000'000	1'000	1'200	600 – 1'000	Krekel et al. (2018)

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Bei absorptionsbasierten DAC-Anlagen gibt es in der betrachteten Literatur unterschiedliche Energiebedarfe von 1'400 – 2'500 kWh_{th}/t CO₂ für den Wärmebedarf und 200 – 1'500 kWh_{el}/t CO₂ für den elektrischen Energiebedarf. Die variierenden Energiebedarfe können sich einerseits durch den unterschiedlichen Energieinput ergeben. Bei den absorptionsbasierten DAC-Anlagen, die keinen elektrischen Bedarf angeben, wird angenommen, dass Erdgas zur Erzeugung von Strom zum Antrieb von Ventilatoren, Flüssigkeitspumpen und CO₂-Kompression verwendet wird (z.B. Keith et al. 2018). Die dabei entstehenden CO₂-Emissionen müssen aber in der CO₂-Gesamtbetrachtung der DAC-Anlage mitberücksichtigt werden. Bei den DAC-Anlagen mit Angaben nur für den Strombedarf wird angenommen, dass der Energiebedarf komplett durch erneuerbaren Strom gedeckt werden kann (Fasihi et al. 2019; Carbon Engineering 2018). Die unterschiedlichen Energiebedarfe bei adsorptionsbasierten DAC-Anlagen hängen vor allem von dem verwendeten Adsorptionsmaterial ab. In der betrachteten Literatur beläuft sich die Spannweite für den Wärmebedarf auf 1'200 – 2'200 kWh_{th}/t CO₂ und für den Strombedarf auf 250 – 1'000 kWh_{el}/t CO₂.

Auch in den Kosten zeigt sich eine grosse Spannweite in der betrachteten Literatur (85 – 1'000 EUR/t CO₂). Es werden hierbei nur die Kosten für die CO₂-Abscheidung und den Energiebedarf berücksichtigt, aber nicht die Kosten für den CO₂-Transport und die CO₂-Speicherung. Vor allem der Energiebedarf und die Kostenannahmen für Erdgas, Wind- oder Sonnenenergie haben einen erheblichen Einfluss auf die berechneten Kosten. Zudem betrachten einige Studien (z.B. Keith et al. 2018; Carbon Engineering 2018) nicht die Kosten für die Pilotanlage, sondern die erwarteten Kosten für eine im kommerziellen Massstab laufende absorptionsbasierte DAC-Anlage. Adsorptionsbasierte DAC-Anlagen benötigen bisher noch eine auf den spezifischen Prozess abgestimmte Module, d.h. keine kommerziell erhältlichen Module. Dies kann zu erheblichen Unsicherheiten bei den Kostenschätzungen in der betrachteten Literatur führen. Gleichzeitig können die benötigten DAC-Kollektoren durch Skalierbarkeit und Massenproduktion zu starken Kostensenkungen führen. In der Literatur werden Lernraten von bis zu 10 – 15 % für DAC-Anlagen diskutiert (Breyer et al. 2019).

Vor- und Nachteile

Generell haben DAC-Anlagen den Vorteil, dass die Anlagen sehr dezentral und somit in die Nähe der CO₂-Lagerstätten errichtet werden können, sodass eine CO₂-Transportinfrastruktur minimiert werden könnte. Der grösste Nachteil der DAC-Anlagen ist die geringe CO₂-Konzentration in der Umgebungsluft, wodurch die Anlagen einen sehr hohen Energiebedarf aufweisen. Der Energieaufwand variiert je nach verwendeter ab- oder adsorptionsbasierter Technologie. Theoretisch sind DAC-Anlagen nur durch den benötigten erneuerbaren Energiebedarf- bzw. durch den Flächenbedarf begrenzt. Climeworks weist einen Flächenbedarf von rund 0.1 km²/Mt CO₂ a für die CO₂-Absorption und der Steuerungstechnik (Flächenbedarf für die Energiebereitstellung würde noch hinzukommen) aus, wohingegen Scolow et al. (2011) von einem Flächenfussabdruck von rund 1.5 km²/Mt CO₂ a ausgehen. Die benötigte Fläche würde in Nutzungskonkurrenz zum Anbau von Biomasse bzw. zur Stromerzeugung durch PV bzw. Windenergie onshore stehen und könnte somit zu Akzeptanzproblemen bei der Landbevölkerung führen. Vollelektrisierte Anlagen benötigen nur den Zugang zu erneuerbarem Strom, der sowohl den Strombedarf als auch den Wärmebedarf mittels Wärmepumpen abdecken kann. Wohingegen DAC-Anlagen, die neben Strom auch eine externe Wärmequelle benutzen, einen Zugang zu einer erneuerbaren Wärmequelle bzw. zu Abwärme industrieller Prozesse benötigen. Bei der Standortwahl sollten die vorherrschenden Umweltbedingungen mitberücksichtigt werden, da diese einen Einfluss auf die Abscheiderate haben können. Feuchtigkeits-/Feuchtigkeitswechseladsorption basierende Systeme benötigen beispielsweise feuchtigkeitsarme Bedingungen für die CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre. Daher wäre eine CO₂-Abscheidung im grossskaligen Massstab am effektivsten, wenn die Technologie in einer ariden Umgebung eingesetzt wird (Wang et al. 2013; Lackner 2015). Die Nachteile sind momentan der hohe Energieverbrauch für das Einsaugen der Umgebungsluft in die Anlage bzw. für den Erholungsprozess (siehe Tabelle 7) und die hohen Kapitalkosten (Fuss et al. 2018; Keith et al. 2018) im Vergleich zu anderen NET wie Aufforstung oder BECCS-Anlagen.

Die Akzeptanz von DAC-Anlagen kann einerseits von dem oben beschriebenen Flächenfussabdruck abhängen und andererseits von der Verwendung des abgeschiedenen CO₂, der benötigten CO₂-Transportinfrastruktur (Pipeline on- und offshore) und der permanenten Einlagerung des CO₂ in geologischen Tiefen. Dabei muss DACCS potenzielle Widerstände gegen die geologische CO₂-Speicherung überwinden, ebenso wie die Wahrnehmung, dass es durch den Einsatz von CO₂-Entnahmemethoden zu Verzögerungen von Klimaschutzbemühungen führen könnte, ein moralisches Risiko darstellt (Honegger & Reiner 2018; Minx et al. 2018; G. F. Nemet et al. 2018). Auf die Akzeptanz von CCS generell wird im Kapitel 3.3.1 genauer eingegangen.

CO₂-Bilanzierung bei DACCS, DACCU und DACCUS

Für die CO₂-Bilanzierung ist es wichtig, den gesamten CO₂-Kreislauf zu betrachten. Wenn das abgeschiedene CO₂ aus der Umgebungsluft (DAC) permanent im Untergrund gespeichert wird, dann

führt dies zu negativen Emissionen (DACCS). Wird das CO₂ hingegen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen genutzt, ist dieser Prozess und die Verwendung bestenfalls CO₂-neutral. Da das CO₂ durch die Verbrennung z.B. von synthetischem Kerosin im Flugverkehr wieder zurück in die Atmosphäre (DACCU) gelangt. Wird das abgeschiedene CO₂ aus der Atmosphäre zur Herstellung von z.B. Baustoffen verwendet und damit langfristig (klimarelevanten Zeitraum) gebunden, kann dieser Pfad auch zu negativen CO₂-Emissionen führen (DACCUS). Wird das abgeschiedene CO₂ aus der Atmosphäre jedoch zur Herstellung von z.B. Kunststoffen verwendet, die nach Ablauf der Produktnutzung in einer mit CCS ausgerüsteten Kehrrichtverwertungsanlage verbrannt werden, dann führt auch bei diesem Pfad der Grossteil der abgeschiedenen Menge zu negativen CO₂-Emissionen. Diese Aussagen zur CO₂-Bilanzierung gelten auch für BECCS, BECCU und BECCUS.

3.2 CO₂-Speicherung: kurze- bis mittelfristige Speicher

3.2.1 Forstliche Massnahmen

Mit forstlichen Massnahmen im und ausserhalb des Waldes kann CO₂ gespeichert werden. Wälder nehmen durch Photosynthese CO₂ auf, spalten das C vom O₂ ab, geben den Sauerstoff wieder an die Umwelt ab und bauen den Kohlenstoff in der Biomasse (insbesondere als Holz) ein (Fischlin et al. 2006):

- in den Blättern für Stunden bis Monate,
- in Nadeln, Zweigen und Ästen für Jahre,
- im Stamm für Jahrzehnte bis Jahrhunderte.
- im Boden während Jahrhunderten bis Jahrtausenden.

Der Schweizer Wald deckt knapp einen Drittel der gesamten Landesfläche und bindet jährlich rund 13 Mt CO₂ ober- und unterirdische Biomasse, von denen aber etwa vier Fünftel (rund 10.5 Mt CO₂) durch Holzernte, absterbende Bäume und Abbauprozesse im Totholz, Streu und Boden wieder freigestellt werden (BAFU 2020). Verschiedene forstliche Massnahmen innerhalb und ausserhalb des Waldes können die Kohlenstoffspeicherung beeinflussen. Im Wald kann grundsätzlich durch eine Erhöhung der Waldvorräte (mehr Waldfläche) oder eine Erhöhung der Produktivität (mehr Waldvolumen je Fläche) die CO₂-Speicherung vergrössert werden. Auch ausserhalb des Waldes kann der Baumbestand erhöht werden, unter anderem durch zusätzliche Bäume in landwirtschaftlichen (Agroforstwirtschaft) und städtischen Gebieten (Urban Forestry). Ausserdem kann Holz in langlebigen Produkten gespeichert werden – in der Schweiz anrechenbar ist diese Speicherung jedoch nur dann, wenn für die Produktion einheimisches Holz verwendet wurde.

Massnahmen im Wald

Eine Waldflächenzunahme, also das Bewalden einer Fläche, führt zu einer Aufnahme von CO₂ aus der Luft durch die wachsenden Sträucher und Bäume sowie durch Wurzeln und Boden. Bei der Waldflächenzunahme können zwei Ursachen unterschieden werden:

- Aufforstung (aktiv, menschlich verursacht) und
- natürliche Vergandung (passiv, nicht menschlich verursacht).

Nach aktuellen Einschätzungen stehen in der Schweiz höchstens beschränkte Potenziale für Aufforstung (in und ausserhalb des Waldes) zur Verfügung. Nach den heutigen Kenntnissen sollte

sich jedoch die Waldgrenze in den Bergen in Folge der Klimaerwärmung in den kommenden Jahrzehnten um ungefähr 500m nach oben verschieben. Werden Landwirtschaftsflächen (zumeist in den Alpen) nicht mehr bewirtschaftet, wachsen diese in der Regel mit Bäumen und Sträuchern zu und nach einiger Zeit werden diese Flächen zu Wald im Rechtssinn (Vergandung). Ausserhalb der Alpen würde ein Waldzuwachs bedeuten, dass landwirtschaftlich genutzte Fläche oder Siedlungsfläche reduziert werden müsste, was aufgrund der Flächennutzungskonkurrenz sehr unwahrscheinlich ist. Entsprechend ist das Potenzial für die Waldflächenzunahmen in der Schweiz begrenzt, solange nicht ein grundsätzlicher Paradigmenwechsel in der Landwirtschaft erfolgt und die Viehhaltung massiv reduziert wird. In diesem Fall wäre eine Umnutzung von Grasland zu Agroforstwirtschaftsflächen denkbar, in denen neben Holz auch andere Waldprodukte wie Honig, Früchte, Wild, etc. genutzt werden.

Global besteht ein beträchtliches Potenzial für Kohlenstofffixierung durch Aufforstung. Eine neue Studie der ETH (Bastin et al. 2019) schätzt das globale Potenzial auf 133 – 276 Gt Kohlenstoff. Im Mittel wird von 205 Gt Kohlenstoff gesprochen, was rund 750 Gt CO₂ entspricht. Die Studie wird durch viele andere Wissenschaftler stark kritisiert. Hauptkritikpunkte sind, dass die verfügbaren Flächen stark überschätzt seien, dass Effekte durch die Veränderungen bei Albedo nicht berücksichtigt seien und dass Fragen der Governanz gar nicht adressiert würden. Insgesamt werden die ETH-Werte von den Kritikern als um einen Faktor 5 zu hoch kritisiert. Doch selbst wenn das Potenzial “nur” 150 Gt CO₂ entspricht, wäre es doch beträchtlich.

Eine gesteigerte, konsequent nachhaltige Nutzung des Schweizer Walds ist möglich, aus energie- und klimapolitischer Sicht sinnvoll und entspricht der Waldpolitik des Bundesrates. Bäume wachsen in den ersten Dekaden hauptsächlich in die Höhe. Anschliessend lässt das Höhenwachstum nach und es beginnt das Volumenwachstum. Ab dieser Wachstumsphase entnehmen Bäume deutlich mehr CO₂ aus der Atmosphäre als in der Jungwaldphase und der Kohlenstoff wird dauerhaft in den Jahrringen gebunden. Das Volumenwachstum dauert bis ins hohe Baumalter an. Der Wachstumsverlauf der Höhe und des Volumens hängt von der Baumart und den jeweiligen Standortbedingungen ab. Die CO₂-Speicherungskapazität hängt mit dem Wachstumsverlauf und mit baumspezifischen Eigenschaften wie die Holzdichte zusammen: Eine dicke Eiche kann wesentlich mehr CO₂ pro m³ speichern als eine Fichte (LWF, 2011).

Massnahmen ausserhalb des Waldes – Speicherung in langlebigen Holzprodukten

In der Schweiz werden Nadelbäume typischerweise nach über 100 Jahren, Laubbäume nach über 100 – 120 Jahren geerntet. Gemäss dem ersten Ziel der Waldpolitik 2020 soll etwa eine Verdopplung der Holznutzung angestrebt werden. Kurz- bis mittelfristig würde damit der Kohlenstoffvorrat im Wald reduziert und so die THG-Emissionen durch die Waldnutzung erhöht. Bei geeigneter Nutzung des Holzes werden diese Emissionen aber durch Speicherung im Holz verzögert. Ausserdem sind Substitutionseffekte möglich, die z.B. Emissionen aus der Zementherstellung reduzieren.

Im Kontext einer klimaoptimierten naturnahen Waldnutzung und des nachhaltigen und klimafreundlichen Bauens mit Holz könnte auch die Zusammensetzung bzw. die Anteile verschiedener Baumarten verändert werden. Das kann gleichzeitig auch eine Massnahme zur Anpassung an den Klimawandel sein. Diese Massnahmen erfordern ein Eingreifen des Menschen. Dabei ist zu beachten, dass die Biodiversität und die Ökosystemleistungen des Waldes neben dem CO₂-Speicher nicht gefährdet werden und gleichzeitig genügend Holz für nachhaltiges und klimagerechtes Bauen zur Verfügung steht.

Wie oben erwähnt muss die Nutzung von langlebigen Holzprodukten – am besten in Nutzungskaskaden - gefördert werden, damit die Emission des Waldes, die durch die Holzernte verursacht wird, langfristig gespeichert wird und gleichzeitig eine Substitutionswirkung erzielt werden kann (Taverna et al, 2007). Ein m³ Holz speichert rund 1 t CO₂.⁴ Holz, das in Gebäuden oder anderen langlebigen Produkten eingesetzt wird, kann den gespeicherten Kohlenstoff für 100 und mehr Jahre gebunden halten. Aktuell werden nur 12 % bis 15 % des in der Schweiz geernteten Holzes als Material für in der Schweiz hergestellte, langlebige Produkte genutzt, der Rest wird mehrheitlich direkt als Energieholz genutzt, fällt als Holzabfall an oder wird exportiert, bevor es weiterverarbeitet wird. Der vergleichsweise geringe Anteil an Laubholz ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die Nachfrage nach Laubholz auf dem Markt geringer ist – der traditionelle Holzbau basiert auf der Verwendung des Nadelholzes. Mit neuen Technologien kann das Laubholz aber effizienter verarbeitet werden und mit einer entsprechenden Förderung könnte die Verwendung des Laubholzes als langlebiges Bauholz angekurbelt werden.

Ein zusätzlicher Nutzen aus der Verwendung von Holz in Produkten ergibt sich dadurch, dass Holzprodukte in der Regel mit einem geringeren Energieaufwand produziert werden können als alternative Produkte aus Beton, Aluminium oder Stahl. Gemäss Taverna et al. (2007) wird bei der Verwendung von einem Kubikmeter Holz anstelle von konventionellen Bau- und Werkstoffen rund 1,3 Tonnen CO₂-Emissionen vermieden. Mit anderen Worten: die Substitutionseffekte wiegen in etwa die Emissionen aus der gesteigerten Nutzung auf. Obwohl diese Substitutionseffekte nicht direkt im Zusammenhang mit dem Wald rapportiert werden, kann somit in einer Gesamtbetrachtung die Holzverwendung in langlebigen Produkten zusammen mit den Substitutionseffekten die Quelle im Wald, die durch die Holzernte entsteht, ausgleichen. In modernen Gebäuden kann man davon ausgehen, dass Holz mindestens für Jahrzehnte bis vielleicht ein oder zwei Jahrhunderte verbaut bleibt. Das ist mindestens dieselbe Zeitspanne, die Bäume brauchen, um nachzuwachsen. Vorausgesetzt, dass der Wald nach der Ernte der in Gebäuden verbauten Bäume weiter bestehen bleibt (was in der Schweiz durch die Waldgesetzgebung sichergestellt ist) und dass die Gebäude am Lebensende wieder durch Holzbauten ersetzt werden, wird also mindestens die Kohlenstoffmenge in der erstmals verbauten Menge an Holz permanent gebunden.

Potenzial und Akzeptanz

Das künftige Potenzial durch eine Waldflächenzunahme in der Schweiz bleibt voraussichtlich sehr beschränkt, da kaum ungenutzte Landflächen vorhanden sind. In Alpen und ggf. Voralpen findet eine Waldflächenzunahme statt, die aber aus Landschaftsschutzkreisen teilweise als problematisch gesehen wird, u.a. wo dies zu einer Abnahme der Biodiversität führt. Bei einem Paradigmenwechsel in der Landwirtschaft (Agroforstwirtschaft statt Grasproduktion für Nutztiere) könnte ein relevantes Potenzial entstehen.

Heute werden rund 5 Mio. m³/a Holz geerntet (BAFU 2019). Bei einer optimierten Holznutzung von 9 Mio. m³/a in der Schweiz, ergibt sich ein Speicherpotenzial durch langlebige Holzprodukte (Lagerveränderung) im Bereich von maximal 2.4 Mio. t CO₂-eq/a (Taverna et al, 2007, Szenario «Zuwachs optimiert Bau», Abb. 18, S. 52). Das Maximum ist gut 20 Jahre nach Beginn der Intervention erreicht. Nach 130 Jahren hat sich ein Gleichgewicht eingestellt, womit das jährliche Potenzial dann bei 0 sein wird. Kumuliert über die 130 Jahre weisen Taverna et al (2007) für das Szenario «Zuwachs optimiert Bau» eine Lagerveränderung in Holzprodukten von rund 130 Mt CO₂-eq aus. Hinzu kommen CO₂-Reduktionseffekte durch materialbezogene Substitution (Verwendung von Holz statt anderer Materialien). Gleichzeitig resultiert in dem Szenario eine Vorratsabnahme

⁴ bei Trockenmasse von 500 kg/m³ und C-Gehalt von 50%

im stehenden Wald von maximal rund 4 Mt CO₂-eq/Jahr (Taverna et al, 2007, Abb 12, S. 50). Dieses Maximum ist nach 10 bis 15 Jahren erreicht. Nach 50 bis 60 Jahren pendelt die jährliche Vorrastveränderung im Wald für einige Jahre um 0 ein, bevor sich ein Gleichgewicht einstellt. Kumuliert über 100 Jahre resultiert eine Vergrösserung der Vorräte im stehenden Wald von rund 120 Mt CO₂-eq. Basierend auf diesen Berechnungen schätzen wir, dass realistischerweise bis 2050 mit einer Senke (stehender Wald und Holzprodukte, keine Substitution) von einigen Hunderttausend Tonnen bis maximal 2 Mt CO₂-eq pro Jahr ausgegangen werden kann.⁵

Die technische Umsetzung der angesprochenen Massnahmen im Wald ist unproblematisch. Die Prozesse sind etabliert. Die Umsetzung hätte einen höheren Energiebedarf für Forstprozesse zur Folge. Die THG-Emissionen dieser Prozesse sind aber im Vergleich zum im Holz gespeicherten CO₂ kaum relevant. Um die Holznutzung soweit auszubauen, müsste die Nachfrage nach einheimischem Holz gesteigert werden⁶ und es müssen auch Verarbeitungskapazitäten ausgebaut werden.

Zur Akzeptanz der forstlichen Massnahmen lässt sich sagen, dass eine stärkere Waldnutzung in einem gewissen Gegensatz zur Nutzung des Waldes als Erholungsraum oder Biodiversitätsreservat steht. Das könnte in einigen Regionen zu Akzeptanzproblemen führen. Deshalb ist es sehr wichtig, die klimaoptimierte naturnahe Waldnutzung in bestimmten Waldflächen mit anderen Senkenmassnahmen auf anderen Waldflächen zu verbinden. Massnahmen, wie Vorraterhöhung in resiliente Wälder, eine Optimierung von Agroforstwirtschaftsflächen und natürliche Ereignisse wie Ausweitung der Waldfläche aufgrund einer Verschiebung der Waldgrenze in höheren Lagen, sollten auf jeden Fall berücksichtigt werden. Dabei erschweren die Besitz- und Bewirtschaftungsstrukturen im Schweizer Wald eine grossflächige Planung und Umsetzung von Massnahmen zur Intensivierung der nachhaltigen Waldnutzung. 98 % der rund 250'000 Waldbesitzer sind Privatpersonen, die zusammen knapp 30 % der Waldfläche besitzen, und 62 % der Waldfläche wird aktuell von insgesamt 672 Forstbetrieben bewirtschaftet. In der Holzwirtschaft sollte die Verarbeitung und der Einsatz von langlebigen Holzprodukten aus einheimischem Holz, spezifisch im Bau-sektor, weiter gefördert werden.

Bezüglich des anrechenbaren Potenzials in der Schweiz sind mehrere Aspekte, Entwicklungen sowie die zukünftigen Anrechnungsmodalitäten relevant. Gemäss den aktuell geltenden Modalitäten ist eine allfällige Senkenleistung des Waldes (sowie des ganzen übrigen LULUCF-Sektors) nicht direkt als solche anrechenbar. Die Abrechnung erfolgt gegenüber einer Referenzentwicklung (ausgehend von 1990). Anrechenbar wären nur jene Senkenleistungen, die über die Referenzentwicklung hinausgehen. Die im THG-Inventar ausgewiesenen Zahlen entsprechen daher nicht den effektiv anrechenbaren Senkenleistungen. In Bezug auf das Netto-Null-Ziel ist dieser Ansatz möglicherweise nicht mehr praktikabel, da dort das effektive Verhältnis von Emissionsquellen und Emissionssenken (in absoluten Werten, d.h. unabhängig von einer allfälligen Referenzentwicklung) relevant ist. Die heutige Systematik muss daher mittelfristig vermutlich angepasst werden. Aktuell fehlt eine einheitliche, konsistente Betrachtungsweise. Darüber hinaus ist auch die langfristige Permanenz der Senkenleistung durch den Vorratsaufbau im Wald mit Unsicherheiten und Risiken behaftet. Aus diesen Gründen werden im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ die Senkenleistung des Waldes nicht berücksichtigt, respektive es wird als Vereinfachung davon ausgegangen, die Emissionen des LULUCF-Sektors insgesamt null betragen (keine Quelle, aber auch keine Senke).

⁵ Nicht berücksichtigt sind dabei die energetische Substitution, die Verwendung von Holz als Energieträger anstelle von fossilen Energieträgern.

⁶ Importiertes Holz ist oft billiger als einheimisches Holz. Solange das Holz defizitär aus dem Schweizer Wald geholt werden muss (niedrige Holzpreise, hohe Lohnkosten im Vergleich zum Ausland) wird wohl weiterhin eher Holz aus dem Ausland importiert.

3.2.2 Weitere Senken (Renaturierung von Mooren)

Das Kapitel Weitere Senken betrifft primär den Bereich der Emissionsverhinderung und ist im Kontext von Negativemissionen für die Schweiz mindestens kurz- und mittelfristig unbedeutend.

Moore gehören zu den grössten natürlichen Kohlenstoff-Speichern und können CO₂ aus der Atmosphäre aufnehmen. Allerdings sind Nassgebiete wie beispielsweise Moore auch die weltweit grösste einzelne Quelle von Methanemissionen. Diese Gebiete sind daher trotz CO₂-Aufnahme, durch Methan-Emissionen zumindest kurzfristig keine Nettosenke für Treibhausgase, wobei natürliche Moore über mittel- bis langfristige Betrachtungszeiträume durchaus eine Senkenwirkung erreichen. Durch die enormen gespeicherten Mengen an Kohlenstoff, können Moore auch sehr grosse CO₂-Quellen werden, insbesondere wenn sie entwässert werden (Christensen et al. 2004). Die Umwandlung und partielle Trockenlegung von Mooregebieten hin zu landwirtschaftlichen Nutzflächen erhöht daher die Nettoemissionen deutlich. Der Schutz von Mooren ist insofern notwendig, um grosse Mengen zusätzlicher Emissionen zu vermeiden, führt aber kurz- und mittelfristig nicht zu nennenswerten negativen Emissionen. Bei der Renaturierung und Wiedervernässung von landwirtschaftlich genutzten Mooregebieten können umgekehrt diese zusätzlichen Treibhausgasemissionen eingespart werden. Dabei handelt es sich nicht um Negativemissionen, sondern um eine Emissionsreduktion.

Das in Mooren gespeicherte CO₂ kann über tausende Jahre fixiert bleiben, sofern die Moore entsprechend geschützt und bewässert bleiben. Das Ausmass der Senkenwirkung oder allfällige Nettoemissionen hängen stark von den Mooren und den betrachteten Zeiträumen ab. Während natürliche Moore in der Regel eine Senkenwirkung entfalten, fallen bei Wiedervernässung von landwirtschaftlichen Flächen oder der Umwandlung von Mooren zu landwirtschaftlichen Flächen in der Regel mindestens kurzfristig deutlich mehr Emissionen an als aufgenommen werden. Da die Aufnahmegeschwindigkeit von CO₂ in Mooren generell langsam ist und nach Gebieten variiert, ist für die Schweiz kurz- bis mittelfristig keine grosse Senke zu erwarten.

Moorgebiete stehen in einer Nutzungskonkurrenz zu anderen (landwirtschaftlichen) Flächen. Aspekte wie der Naturschutz und die hohe Biodiversität sorgen dafür, dass Moorgebiete in der Gesellschaft in der Regel eine hohe Akzeptanz geniessen.

3.2.3 Pflanzenkohle

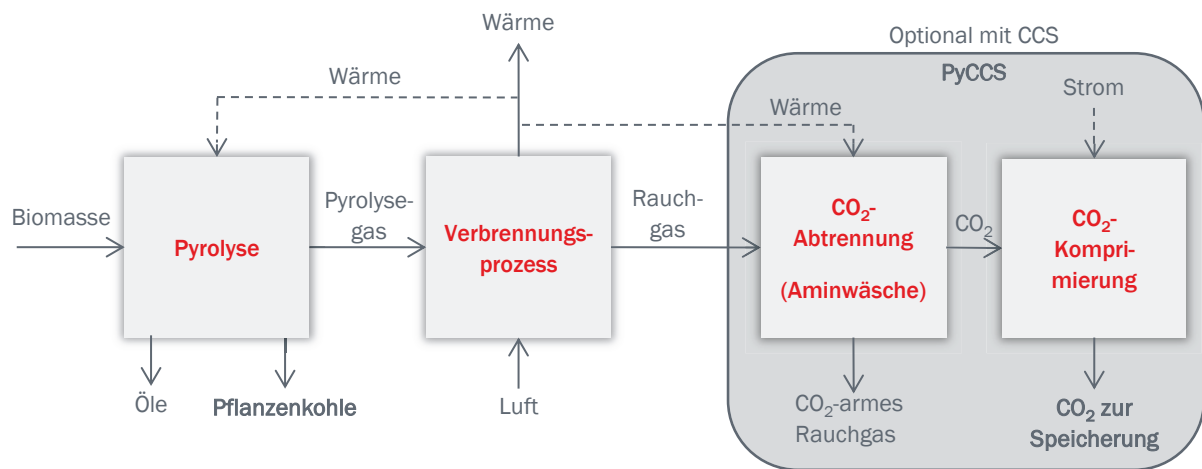
Pflanzenkohle ist eine verkohlte Biomasse, die mittels Pyrolyse hergestellt wird und einen hohen Anteil Kohlenstoff besitzt. Negative Emissionen können dabei entstehen, wenn Pflanzenkohle nicht energetisch genutzt (verbrannt) wird, sondern beispielsweise auf landwirtschaftliche Böden aufgebracht wird. Der Kohlenstoff, den die ursprüngliche Pflanze der Atmosphäre entzogen hat, wird zu grossen Teilen in der Pflanzenkohle gespeichert und im Boden gebunden. Damit die Pflanzenkohle auf landwirtschaftlichen Flächen als organisches Bodenverbesserungsmittel aufgebracht werden darf, muss es sich bei dem Ausgangsstoff momentan um naturbelassenes Holz handeln.

Der Pyrolyseprozess ist eine sauerstoffarme Verbrennung bei Temperaturen zwischen 300 °C und 600 °C. Dabei bleiben etwa 62 % des Kohlenstoffs der Biomasse in der Kohle, während die übrigen 38 % des Kohlenstoffs als weitere Pyrolyseprodukte (z.B. Pyrolysegas und Öle) freigesetzt werden (Beuttler et al. 2019). Die Öle können beispielsweise energetisch für die Pyrolyse und Wärmeauskopplung genutzt werden, oder die Öle können stofflich (z.B. in Asphalt) genutzt werden. Das Pyrolysegas kann energetisch genutzt werden, z.B. um die Pyrolyse selbst zu betreiben

und zusätzliche Prozesswärme für die Industrie und Haushalte zu erzeugen. Wird das entstehende CO₂ aus der Pyrolysegasverbrennung abgeschieden, können zusätzliche Negativemissionen erzielt werden (Pyrolysegas Carbon Capture and Storage – PyCCS).

Das Einbringen von Pflanzenkohle in Böden kann das Pflanzenwachstum begünstigen, die Wasserspeicherfähigkeit des Bodens erhöhen und N₂O-Emissionen des Bodens reduzieren. Das Aufbringen von Pflanzenkohle auf Böden kann daher nicht nur zusätzliche Emissionen verringern, sondern wird für die Verbesserung der Bodenqualität eingesetzt.

Abbildung 7: Übersicht Herstellung Pflanzenkohle



Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Bewertung

Das Potential der Produktion von Pflanzenkohle ist limitiert von der verfügbaren Menge geeigneter Biomasse. Für die Produktion von Pflanzenkohle darf kein behandeltes und belastetes Holz eingesetzt werden, da die Aufbringung von Pflanzenkohle auf Felder entsprechenden Auflagen unterliegt. Bei einem Biomassepotential in der Schweiz von 63 PJ an fester Biomasse pro Jahr (inkl. Importe)⁷ besteht eine entsprechend hohe Nutzungskonkurrenz. Bei der Pflanzenkohle können aus einem PJ Biomasse (~70 kt Trockensubstrat) rund 17.5 kt Pflanzenkohle hergestellt werden, was einer eingesparten Menge von über 40 kt CO₂ entspricht, verglichen mit den Emissionen, die bei einer Verbrennung der Biomasse freigesetzt worden wären.

Das Aufnahmepotential der Böden stellt keine praktischen Limitationen dar, da Böden grundsätzlich sehr hohe Kohlenstoffkonzentrationen aufnehmen können (Kerre et al. 2016). Das Aufbringen von Pflanzenkohle bis zu einer Dosierung von 10 – 50 t Pflanzenkohle pro Hektar ist aus bodenökologischer Sicht für rund 1 Mio. Hektar in der Schweiz durchaus umsetzbar. Das entspricht einem Potential von bis zu 1 Mt Pflanzenkohle pro Jahr (2.5 Mt CO₂ gespeichert) über 50 Jahre (Gutzwiller 2020), wobei realisierte Ausbringungsraten und die entsprechenden Potenziale anfangs wahrscheinlich erst einmal deutlich tiefer liegen dürften.

⁷ Die Menge an nachhaltig verfügbarer fester Biomasse wird im Biomasse Exkurs (Prognos, TEP Energy, Infrass 2021) vertieft behandelt.

Zusätzlich kann Pflanzenkohle anderweitig eingesetzt werden und zum Beispiel als Additiv in Viehfutter sogar die Methanemissionen aus der Verdauung von Tieren reduzieren. Hierbei können die Qualitätsanforderung an die Pflanzenkohle deutlich höher ausfallen, als bei der Bodenaufbringung.

Bei der Erzeugung von Pflanzenkohle kann auf etablierte und bereits im Markt existierende Technologien zurückgegriffen werden. Insbesondere für kleinere Pyrolyseanlagen gibt es bereits ein entsprechendes Angebot. Die Produktionskapazität hängt von der Auslegung und den Laststunden der Anlagen ab. Momentan liegt das Marktvolumen in der Schweiz bei 22'000 t im Jahr 2018, wobei rund 60 % als Holzkohle für den Grill verkauft wird, während nur ein Bruchteil als Pflanzenkohle auf Böden aufgebracht wird (Beuttler et al. 2019).

Bei der Pyrolyse entstehen neben der Pflanzenkohle noch Öle und eine grosse Menge nutzbarer Wärme, die in der Industrie oder in Wärmenetzen eingesetzt werden kann. Rund zwei Drittel der Energie der eingesetzten Biomasse verbleiben allerdings in der Pflanzenkohle (55 %) oder werden für das Aufrechterhalten der Pyrolyse (12 %) benötigt. Massetechnisch macht die Pflanzenkohle rund ein Viertel der ursprünglichen Biomasse aus.

Die Produktionskosten liegen zwischen 300 und 750 CHF pro t Pflanzenkohle, hinzu kommen die Kosten für die Aufbringung der Pflanzenkohle auf die Böden. Bei etwa 2.5 t CO₂-eq pro t Pflanzenkohle führt das insgesamt zu Vermeidungskosten in der Grössenordnung von 200 CHF pro t CO₂. Die Marktpreise liegen momentan allerdings mit rund 1'000 CHF pro t Pflanzenkohle noch deutlich höher und werden sich langfristig vermutlich um 500 CHF pro Tonne einpendeln.

Über 60% des Kohlenstoffs der eingesetzten Biomasse bleibt nach der Pyrolyse in der Pflanzenkohle und geht in den Boden. Im Boden bleibt der Kohlenstoff über hunderte Jahre stabil gespeichert und auch bei einer Auswaschung von Teilen des Kohlenstoffs aus der Pflanzenkohle bleibt der Kohlenstoff gebunden und gelangt nicht zurück in die Atmosphäre (Kuzyakov et al. 2014). Zusätzlich deuten Forschungsergebnisse darauf hin, dass mit Pflanzenkohle behandelte Böden geringere Mengen N₂O als unbehandelte Böden emittieren (Cayuela et al. 2013 und Zhang 2020).

Die Herstellung von Pflanzenkohle hat einen hohen Verbrauch an Biomasse und befindet sich daher in einem Nutzungskonflikt. Biomasse wird ebenfalls in der Energiegewinnung benötigt und beispielsweise in Gebäuden und Möbeln verbaut, weshalb die Akzeptanz für Pflanzenkohle geringer ausfallen könnte. Eine flächendeckende Zulassung für Pflanzenkohle als Dünger oder Bodenverbesserungsmittel in der Schweiz und der EU könnte ein positives Signal für den Einsatz und die Akzeptanz von Pflanzenkohle setzen.

Grundsätzlich ist bei der Herstellung von Pflanzenkohle auf die Auswahl der Biomasse zu achten. Momentan ist nur unbehandeltes Holz als Ausgangsstoff für Pflanzenkohle zugelassen, die danach auf Böden ausgebracht werden darf. Bei schlecht geeigneten Biomassen, wie beispielsweise lackierte Hölzer, können Schadstoffe aus den Ausgangsstoffen in die Pflanzenkohle eingebracht werden und darüber in die Böden gelangen. Diese Schadstoffproblematik (unter anderem Anteile von Schwermetallen, die in den Ausgangsstoffen enthalten sind und PAK⁸) muss adressiert werden, bevor ein breiter Einsatz von Pflanzenkohle realistisch ist.

Ein weiteres Risiko von Pflanzenkohle neben der Schadstoffproblematik beinhaltet eine verschlechterte Albedo der Böden durch eine Verdunklung. Das kann einen leicht verstärkenden Effekt zum Klimawandel darstellen und aufgrund des erwärmten Bodens ungewollte Effekte wie beispielsweise verstärkte mikrobakterielle Aktivität nach sich ziehen. Ebenso ist ein Konkurrenzkampf, um die Nutzung der knappen Biomassepotentiale abzusehen.

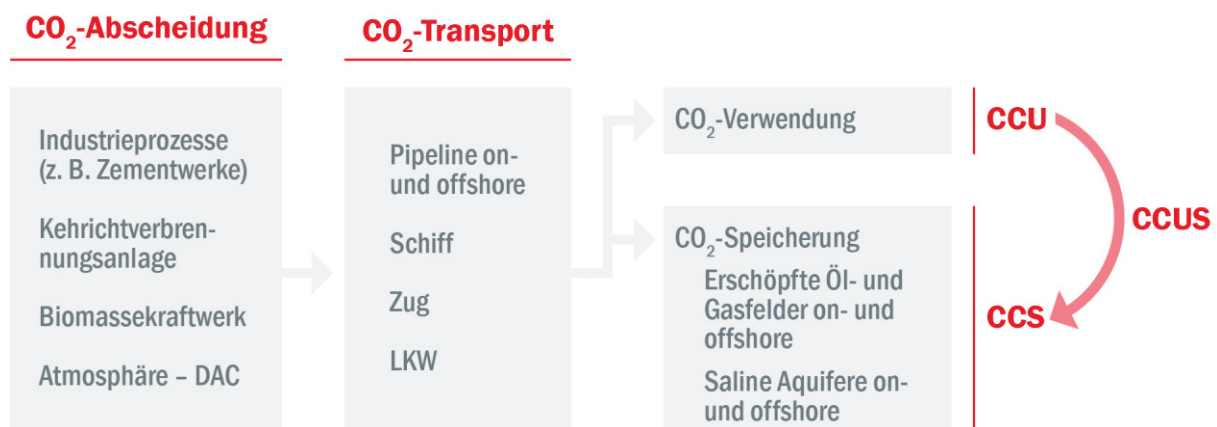
⁸ Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe, die bei der Pyrolyse entstehen

3.3 CO₂-Speicherung: Langzeitspeicher

3.3.1 CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS)

Nach der Abscheidung von CO₂ an Punktquellen oder aus der Umgebungsluft wird das CO₂ entweder zu den passenden Lagerstätten transportiert und in geologischen Tiefen permanent gespeichert (CCS bzw. in-situ Mineralisierung) oder es wird in anderen Produktzyklen genutzt (CCU). Mit CCU in kurzlebigen Produkten, z.B. synthetisches Kerosin, können keine negativen CO₂-Emissionen erzeugt werden. Wohingegen eine langfristige (klimarelevanter Zeitraum) CO₂-Speicherung im Produkt, wie bei der Nutzung in Baustoffen, zu negativen CO₂-Emissionen führen kann (CCUS). Negative Emissionen können auch dann entstehen, wenn das abgeschiedene und in einem Produkt gebundene CO₂, z.B. in Kunststoffen, am Ende des Produktlebenszyklus in einer KVA mit CCS abgeschieden und langfristig geologisch gespeichert wird. Abbildung 8 zeigt den Prozess von der CO₂-Abscheidung über den Transport hin zur Verwendung bzw. Speicherung.

Abbildung 8: Übersicht über Prozessschritte CCS und CCU



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

CO₂-Emissionen können entweder an Punktquellen mittels Post-Combustion, Pre-Combustion und Oxyfuel (siehe Kapitel 3.1.2) oder direkt aus der Atmosphäre entfernt werden (siehe Kapitel 3.1.3).

CO₂-Transport

Das abgeschiedene CO₂ kann nach der Abscheidung und der Komprimierung per Schiff, Zug, LKW oder mittels on- und offshore Pipelines zu den Speicherstätten bzw. zum Verwendungsort transportiert werden. Tabelle 8 gibt eine Übersicht über aktuelle Kostenangaben für die verschiedenen Transportoptionen in Abhängigkeit der angenommenen CO₂-Kapazität (Mt CO₂/Jahr) und der Distanz (km).

Auf dem Land ist der Transport per Pipeline mit einer Kapazität von 20 Mt CO₂/a mit 0.0071 EUR/t CO₂/km am kostengünstigsten. Je grösser die Pipelinekapazität, desto kostengünstiger ist der CO₂-Transport. Beim Transport auf See auf kurzen Strecken ist der CO₂-Transport per Pipeline günstiger im Vergleich zum Schiffstransport. Wohingegen ab grossen Distanzen von über 1'500 km und geringeren Mengen der CO₂-Transport per Schiff preiswerter wird (Tabelle 8). Der CO₂-Schiffstrans-

port, der vergleichbar mit dem Schiffstransport von LPG (liquefied petroleum gas) und LNG (liquefied natural gas) ist, bietet die Vorteile, dass einerseits die transportierte CO₂-Menge flexibel ist und andererseits auch der Zielort kurzfristig geändert werden könnte. Neele et al. (2016) gibt an, dass Schiffe zwischen 10 bis 50 kt CO₂ transportieren können (jeweils abhängig davon, wie breit und tief die befahrenen Flüsse sind und wie viele sphärische Tanks auf ein Schiff passen). Das CO₂ wird auf dem Schiff bei rund 15 bar und -30 °C im flüssigen Zustand transportiert. Beim Transport per Schiff sollten die verursachten Emissionen unter anderem durch den Schiffsmotor, wenn dieser noch nicht treibhausgasneutral angetrieben wird, mit in die CO₂-Bilanz einfließen. Unter der Annahme, dass ein Teil des abgeschiedenen CO₂ in der Schweiz in der norwegischen Nordsee gespeichert wird, ist mit rund 2'000 km Distanz für den Transport zu den ausländischen Speicherstätten zu rechnen.

Tabelle 8: Transportkosten für abgeschiedenes und komprimiertes CO₂

Transportmöglichkeit	Kapazität Mt CO ₂ /a	Distanz km	Kosten aktuell EUR/t CO ₂	Kosten aktuell EUR/t CO ₂ /km	Referenz
LKW	15*10 ⁶	100	13	0.130	Freitas 2015
Zug	1.46	598	7.3	0.0122	Gao et al. 2011
Schiff	2.5	180	13.5	0.0750	Aspelund et al. 2006
	2.5	1'500	19.8	0.0132	ZEP 2011
	20	180	11.1	0.0617	ZEP 2011
	20	1'500	16.1	0.0107	ZEP 2011
Onshore-Pipeline	2.5	180	5.4	0.0300	ZEP 2011
	10	250	3.3	0.0120	IPCC 2005
	20	180	1.5	0.0083	ZEP 2011
Offshore-Pipeline	20	750	5.3	0.0071	ZEP 2011
	2.5	180	9.3	0.0517	ZEP 2011
	2.5	1'500	51.7	0.0345	ZEP 2011
	20	180	3.4	0.0189	ZEP 2011
	20	1'500	16.3	0.0109	ZEP 2011

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

CO₂-Speicherung in der Schweiz

Das abgeschiedene CO₂ kann langfristig z.B. in salinen Aquiferen oder in ausgebeuteten Gas- und Erdöllagerstätten gespeichert werden. Die Speicherung kann entweder auf Land (onshore) oder im Meeresuntergrund (offshore) erfolgen. Der Spezialbericht vom IPCC zu CCS (2005) gibt eine Kostenbandbreite für die CO₂-Speicherung von 1 – 11 EUR/t CO₂ an und das Global CCS-Institute geht von 6 – 12 EUR/t CO₂ für die CO₂-Speicherung aus. Tabelle 9 stellt explizit die aktuellen Kosten für die verschiedenen Speichermöglichkeiten von CO₂ dar unterteilt in on- und offshore Speicherung und in die Wiederverwendung bestehender Öl- und Gasbohrungen.

Für die CO₂-Speicherung im Untergrund in der Schweiz gilt die Kombination von oberer Muschelkalk/Gipskeuper-Evaporit als besonders geeignet. Diese Formation liegt zwischen Olten und

Schaffhausen. Neue gesteinsphysikalische Daten von Gesteinsformationen in Tiefen von rund 1'000 – 2'000 m Tiefe weisen auf eine Speicherkapazität von rund 50 Mio. Tonnen hin. Eine weitere Studie der Uni Genf hat herausgefunden, dass es in der Region Yverdon-Morges-Nyon ein theoretisches CO₂-Speicherpotenzial von rund 10 – 100 Mt CO₂ gibt. Die permanente Speicherung in geologischen Tiefen ist in der Schweiz noch nicht weit erforscht. Das theoretische Speicherpotenzial von 50 – 150 Mt CO₂ muss noch durch weitere Untersuchungen nachgewiesen und bestätigt werden (Diamond, Mazzotti, Siddiqi 2020). Für die Prospektions-, Explorations- und Erschließungsphase würden weitere Kosten anfallen. Bisher ist in der Schweiz noch kein CO₂-Speicherprojekt geplant.

Tabelle 9: Kosten für die Speicherung von CO₂ im Untergrund

Speicherung	Typologie	Kosten aktuell min EUR/t CO ₂	Kosten aktuell max EUR/t CO ₂
Onshore	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen wiederverwenden	1	7
	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen nicht wiederverwenden	1	10
	Saline Aquifere	2	12
Offshore	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen wiederverwenden	2	9
	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen nicht wiederverwenden	3	14
	Saline Aquifere	6	20

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an ZEP 2011.

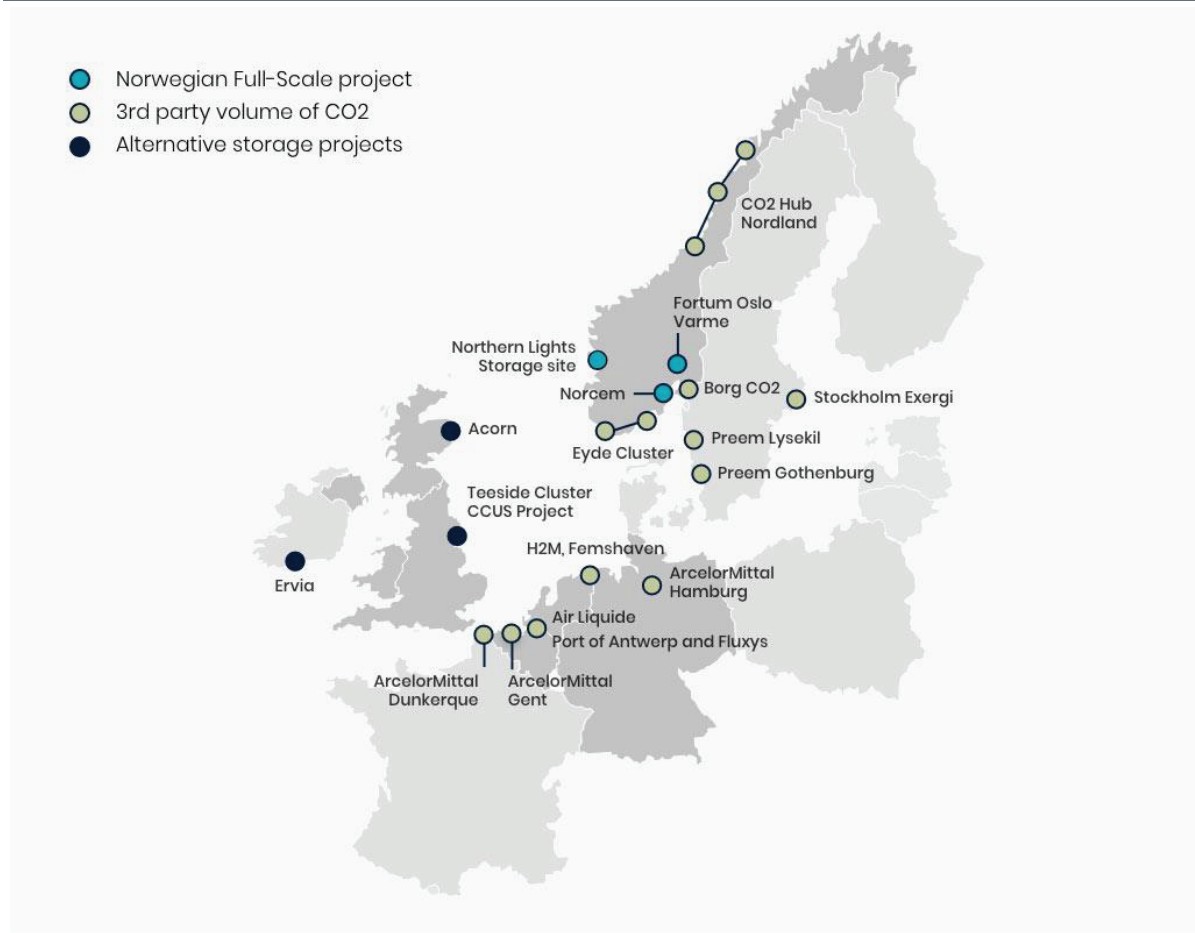
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

CO₂-Speicherung im Ausland

Um die abgeschiedene Menge CO₂ aus Punktquellen oder direkt aus der Atmosphäre zu neu entstehenden CO₂-Hubs und von dort weiter zu den Speicherstandorten zu transportieren, ist langfristig ein europäisches CO₂-Transport- und Speichernetzwerk notwendig. Neben einigen anderen laufenden und geplanten CCS-Projekten in Europa ist das Northern Lights Projekt in Norwegen besonders relevant. Northern Lights, ein Projekt der Gas- und Ölunternehmen Equinor, Shell und Total, gibt an, ab 2024 CO₂-Emissionen aus Drittstaaten zu speichern⁹. Geplant ist, jährlich bis zu 5 Mt CO₂ aus industriellen Anlagen wie der Zementproduktion, aus Müllverbrennungsanlagen oder aus ausländischen Quellen offshore in rund 3'000 m Tiefe zu speichern (siehe Abbildung 9).

⁹ Im September 2019 unterzeichnete Equinor ein Memorandum of Understanding (MoU) mit sieben Unternehmen aus europäischen Drittstaaten (Air Liquide, Arcelor Mittal, Ervia, Fortum Oyi, HeidelbergCement AG, Preem und Stockholm Exergi).

Abbildung 9: Übersicht Northern Lights Projekt



Quelle: Northern Lights 2020

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Dabei wird das flüssige CO₂ zum geplanten CO₂-Hub an die Westküste Norwegens in der Gemeinde Øygarden im Westen von Bergen ins Industriegebiet Naturgassparken transportiert. Von dort soll das CO₂ per offshore Pipeline in die Johansen-Formation südlich von Troll, genannt Aurora, geleitet werden und in 3'000 m Tiefe bei einer Temperatur von etwa 100 °C und einem Druck von zwischen 200 und 300 bar(g)¹⁰ gespeichert werden. Dieser Speicherkomplex soll eine Speicherkapazität von mindestens 100 Mt CO₂ haben. An diesem Projekt sind 16 Unternehmen aus 7 Ländern beteiligt (Northern Lights 2020). Dieses Projekt könnte der Beginn eines europäischen CCS-Netzwerkes sein, das schwer vermeidbare CO₂-Prozessemissionen aus der Industrie (z.B. Zementproduktion) bzw. CO₂-Emissionen aus technologischen CO₂-Entnahme-Methoden wie BECCS und DACCS aufnimmt und langfristig speichert.

Neben Northern Lights gibt es weitere CCS-Projekte in der Nordsee. Das erste grossskalige CCS-Projekt in Europa ist das norwegische Sleipner-Projekt, im Rahmen dessen seit 1996 rund 0.9 Mt CO₂ pro Jahr primär aus der Erdgasaufbereitung eingelagert wurden. Neben Norwegen planen auch Grossbritannien, Irland und die Niederlande langfristige CO₂-Einlagerungen (u.a. aus der Wasserstoffproduktion) in der Nordsee. Insgesamt gibt es in Europa 14 laufende oder geplante CCS-

¹⁰ bar(g) steht für bar (gauge) und entspricht dem Druck im Untergrund, also dem absoluten Druck abzüglich des atmosphärischen Drucks.

Grossprojekte in fünf nordeuropäischen Ländern (Tabelle 10, Stand August 2020). Wovon zwei Projekte durch die Kombination der Biomasse- (Drax in GB) bzw. Abfallverbrennung mit CCS (Stockholm Exergi AB in Schweden) negative Emissionen erzeugen. Weder in der Schweiz noch in Deutschland sind bisher CO₂-Speicherprojekte im Untergrund geplant. Das Global CCS Institute gibt für Europa eine theoretische CO₂-Speicherkapazität von rund 300 Gt CO₂ an, wovon 200 Gt CO₂ in der Nordsee liegen (GCCSI 2019a).

Tabelle 10: Laufende und geplante CCS-Grossprojekte in Europa

CCS-Projekt	Land	Beginn Laufzeit	CO ₂ -Abscheidkapazität (Mt CO ₂ /a)	Industrie
<i>Sleipner CO₂ Storage</i>	Norwegen	1996	1.0	Erdgasaufbereitung
<i>Snøhvit CO₂ Storage</i>	Norwegen	2008	0.70	Erdgasaufbereitung
<i>Norway Full Chain CCS</i>	Norwegen	2023 – 2024	0.80 – 5	Verschiedenes
<i>Acorn Scalable CCS</i>	GB	2020´s	3.0 – 4.0	Öl-Raffinerie
<i>Caledonia Clean Energy</i>	GB	2024	3.0	Energieerzeugung
<i>HyNet North West</i>	GB	Mitte 2020´s	1.5	Wasserstoffproduktion
<i>Northern Gas Network H21 North of England</i>	GB	2026	1.5	Wasserstoffproduktion
<i>Teesside Collective</i>	GB	2020´s	0.8	Verschiedenes
<i>The Clean Gas Project</i>	GB	2025	0.4 – 3	Energieerzeugung
<i>Drax - BECCS</i>	GB	2027	4 – 16	Energieerzeugung
<i>Ervia Cork CCS</i>	Irland	2028	2.5	Energieerzeugung und Raffinerie
<i>Hydrogen 2 Magnum (H2M)</i>	Niederlande	2024	2.0	Energieerzeugung
<i>Port of Rotterdam CCUS Backbone Initiative (Porthos)</i>	Niederlande	2023	2 – 5	Verschiedenes
<i>Stockholm Exergi AB - BECCS</i>	Schweden	2025	2	Strom- und Wärmeproduktion

Quelle: Eigene Darstellung – in Anlehnung an GCCSI 2019b.

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Risiken der CO₂-Speicherung im Untergrund

Hinsichtlich der konkreten Auswirkungen der CO₂-Speicherung im Untergrund und insbesondere der Folgen möglicher ungeplanter Austritte (u.a. Eintragungen ins Grundwasser) besteht noch Forschungsbedarf. Ein grosses Umweltrisiko der langfristigen CO₂-Speicherung im Untergrund ist das wieder Austreten von CO₂ aus den Speicherstätten durch Leckagen. Dabei gibt es zwei Arten von CO₂-Leckagen, die auftreten können:

1. abrupte Leckage durch Versagen des Injektionsbohrlochs oder Leckage in einem stillgelegten Bohrloch und
2. allmähliche Leckagen durch unentdeckte Fehler, Brüche des Gesteins oder Bohrlöcher.

Durch Leckagen können Risiken für das Grundwasser und Böden entstehen. Das freigesetzte CO₂ kann Schadstoffe im Untergrund freisetzen oder salziges Grundwasser aus tiefen Aquiferen verdrängen. Käme es infolge des Lecks zu einer Entleerung der Speicher, könnte dies aufgrund der Treibhausgasemissionen, die bei Abscheidung, Transport und Verpressung entstehen, dazu führen, dass der Anstieg der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre langfristig höher ausfiele als ohne den Einsatz von CCS. Zwar gibt es einige Erfahrungen mit der geologischen Speicherung von CO₂ und Erdgas für Zeiträume von etwa 10 – 20 Jahren, eine langfristige Speicherung über viele Hunderte oder Tausende von Jahren ist jedoch nicht nachgewiesen. Das erste CO₂-Speicherprojekt im Untergrund ist das Sleipner-Projekt in Norwegen, in dem seit 1996 CO₂ im Meeresuntergrund der Nordsee gespeichert wird. Dort wird alle zwei Jahre ein Monitoring über mögliche Leckagen durchgeführt. Im Jahr 2013 wurden bei Untersuchungen Störungen im Sandstein entdeckt. Forscher und Forscherinnen vom GEOMAR Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel gehen davon aus, dass gewisse Mengen an CO₂ wieder austreten können (Monastersky 2013). Von daher erfordern CO₂-Speicherprojekte ein regelmässiges Monitoring der Speicherstätten, gute Sicherheitskonzepte und gute öffentliche Kommunikation, damit eine sichere und langfristige CO₂-Speicherung gewährleistet ist.

CCS auf europäischer Ebene

Auf europäischer Ebene wurde im Jahr 2009 ein rechtlicher Rahmen für die langfristige CO₂-Speicherung geschaffen (EC 2019), die sogenannte CCS-Directive. Die Richtlinie 2009/31/EC des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von CO₂ legt einen Rechtsrahmen für die umweltverträgliche geologische Speicherung von CO₂ fest. Auf europäischer Ebene gibt es auch Förderprogramme für kohlenstoffarme Technologien. Das NER 300 Förderprogramm förderte zwischen 2012 bis 2019 Projekte für Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) und innovative Technologien für erneuerbare Energien innerhalb der EU. Der EU Innovationsfonds, welcher den NER 300 ablöste, stellt zwischen 2020 und 2030 Gelder von rund 10 Mrd. Euro unter anderem für CCU- und CCS-Projekte bereit (EC 2020).

Der transnationale CO₂-Transport zur geologischen CO₂-Speicherung unter dem Meeresboden fällt unter das Londoner Protokoll, ein internationales Abkommen zur Verhinderung von Meeresverschmutzung von 1996. Das Londoner Protokoll verbietet effektiv den Transport von CO₂ über nationale Grenzen für die Zwecke der Speicherung unter dem Meeresboden. Das Protokoll wurde 2009 geändert, um dieses Hindernis zu beseitigen, aber damit die Änderung in Kraft treten kann, muss sie von zwei Dritteln der Vertragsparteien ratifiziert werden. Bei der Erreichung dieses Anteils gab es bisher kaum Fortschritte. Eine grosse Hürde für die Entwicklung einer regionalen CO₂-Transportinfrastruktur wurde 2019 beseitigt. Im Oktober 2019 einigten sich Norwegen und die Niederlande, mit Unterstützung Grossbritanniens, auf eine Zwischenlösung in Form einer Resolution zur vorläufigen Anwendung des CCS Export Amendment von 2009, die es Ländern, die eine Änderung von 2009 ratifiziert haben, erlaubt, CO₂ für die geologische Offshore-Speicherung zu exportieren und zu empfangen. Damit ist die letzte grosse internationale rechtliche Hürde für CCS beseitigt, und das CO₂ kann über internationale Grenzen hinweg transportiert und offshore gespeichert werden.

3.3.2 Beschleunigte Verwitterung

Natürliche Gesteinsverwitterung ist ein integraler Bestandteil des globalen Kohlenstoffkreislaufs. Sie entzieht der Atmosphäre jährlich rund 1.1 Gt CO₂ (Strefler et al. 2018). Dieser natürliche Verwitterungsprozess kann durch verstärkte Verwitterung (Enhanced Weathering) beschleunigt werden. Gewöhnliche Gesteine bilden Karbonatminerale, wenn sie Wasser und CO₂ ausgesetzt sind und binden dadurch das C als Mineral dauerhaft (z.B. CaCO₃-Kalziumkarbonat) (Fuss et al. 2018). Dabei kann zwischen einem in-situ (innerhalb des ursprünglichen Ortes) und einem ex-situ (außerhalb des ursprünglichen Ortes) Mineralisierungsprozess unterschieden werden.

Mineralisierungsprozesse ex- und in-situ

Bei der **ex-situ Mineralisierung** wird Gestein, wie beispielsweise das häufig vorkommende Vulkangestein Basalt oder Olivine, gemahlen und weiträumig als Feinstaub auf Feldern oder Ozeanen verteilt. Durch das Pulverisieren des Gesteins und der Verteilung auf grossen Flächen wird der natürliche Prozess der Verwitterung beschleunigt. Das gemahlene Gestein nimmt bei der Verwitterung CO₂ aus der Atmosphäre auf, wobei Karbonate entstehen. Die Karbonate können über Bäche und Flüsse in die Ozeane gespült werden, wo sie auf den Boden sinken und permanent gespeichert werden (Strefler et al. 2018). Die ex-situ Mineralisierung ist eine technische Methode negative CO₂-Emissionen zu generieren.

Wohingegen die **in-situ Mineralisierung** eine weitere Form der geologischen CO₂-Speicherung, neben den salinen Aquifere oder ausgeschöpften Gas- und Ölfelder, beinhaltet. Bei der in-situ Mineralisierung wird in Wasser gebundenes CO₂ (Kohlensäure) in den Untergrund mit den passenden Gesteinsschichten injiziert und dabei über die Zeit mineralisiert (versteinert). Im Gegensatz zum ex-situ Prozess, bei dem das Gestein auf Böden ausgebracht und der atmosphärischen Luft ausgesetzt wird, wird bei der in-situ Mineralisierung das abgeschiedene CO₂ in einen geeigneten Untergrund injiziert und in den geologischen Tiefen mineralisiert. Die in-situ Mineralisierung kann für abgeschiedenes CO₂ aus Punktquellen (z.B. aus Biomassekraftwerken) oder der direkten CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft (DAC) als geologische CO₂-Speicherung eine wichtige Rolle spielen. Das abgeschiedene CO₂ wird durch die Mineralisierung als Gestein gespeichert und dadurch der Atmosphäre permanent entzogen (Snæbjörnsdóttir et al. 2020).

Basalt ist aufgrund Zusammensetzung besonders geeignet für die Methode der beschleunigten Verwitterung. Bestandteile an Mineralien, wie Silizium, Eisen, Aluminium, Magnesium und Kalzium, werden zur CO₂-Entnahme benötigt. Beim Kontakt mit Kohlensäure entstehen sogenannte Karbonate. Basalt ist eines der häufigsten Gesteine der Erde. Zusätzlich zu den Basaltvorkommen in der Erde kann der Abfallstaub aus dem Bergbau und der bei der Zement- und Stahlproduktion als Nebenprodukt anfallende Rest benutzt werden (Beerling et al. 2020). Vor allem in Island, Sibirien, Mittleren Osten, Südafrika und Teilen Indiens lagern grosse Mengen an Basalt. In Mitteleuropa kommt Basalt nur in geringen Mengen vor. Noch geeigneter als Basalt sind Olivine, bei denen die Einlagerung von CO₂ mit 0.8 t CO₂/t effektiver ist im Vergleich zu 0.3 t CO₂/t bei Basalt (Edwards et al. 2017).

CO₂-Entnahmepotenzial und Kosten ex-situ Mineralisierung

Das globale CO₂-Entnahmepotenzial für die verstärkte Verwitterung ex-situ wird in der Literatur zwischen 2 – 4 Gt CO₂/a geschätzt (Fuss et al. 2018). Beerling et al. (2020) gehen von einem globalen Potenzial von 2 Gt CO₂/a aus, Strefler et al. (2018) sind etwas optimistischer und rechnen mit 4 Gt CO₂/a. Das CO₂-Entnahmepotenzial besteht erst dann, wenn der Feinstaub grossflächig auf zahlreichen Feldern eingesetzt wird. Neben der Grösse der Fläche, auf die der Feinstaub verteilt wird,

hat auch der Mahlgrad des Gesteins einen hohen Einfluss auf das CO₂-Entnahmepotenzial. Köhler et al. (2013) empfehlen eine maximale Partikelgrösse von 1 µm. Wobei zu beachten ist, dass mit der Feinheit der Mahlung der damit verbundene Energiebedarf zunimmt.

Länder mit grossen landwirtschaftlichen Flächen und einem warmen, saisonal feuchten Klima, weisen eine hohe Verwitterungseffizienz von Silikatgestein auf und haben damit ein hohes CO₂-Entnahmepotenzial (Beerling et al. 2020). Länder in Mitteleuropa, wie die Schweiz, haben aufgrund der kleineren Landwirtschaftsfläche und des gemässigten Klimas vergleichsweise geringere Potenziale. Auch in Bezug auf die geschätzten Kosten gibt es eine grosse Spannweite in der betrachteten Literatur. Die Metastudie von Fuss et al. (2018) geht von einer Kostenbandbreite von 50 – 200 USD/t CO₂ im Jahr 2050 aus. Beerling et al. (2020) rechnen in Abhängigkeit der länderspezifischen Eigenschaften mit 80 – 180 USD/t CO₂.

Tabelle 11: Globale Potentiale durch ex-situ Mineralisierung

Studie	Potenzial 2050 Gt CO ₂ /a	Kosten 2050 USD/t CO ₂	Anmerkungen
Strefler et al. (2018)	4	60 – 200	Techno-ökonomische Analyse von verstärkter Verwitterung mit Dunit und Basalt.
Beerling et al. (2020)	0.5 – 2	160 – 190 (USA, Kanada, EU) 55 – 120 (China, Indien, Mexiko, Indonesien, Brasilien)	Argumentieren dafür, dass durch überschüssige industrielle Silikatmaterialien (Abraum des Basaltbergwerks, Beton und Eisen- und Stahlschlacke) keine neuen Minen notwendig sind.
Fuss et al. (2018)	2 – 4	50 – 200	Meta-Studie über die verschiedenen Optionen der CO ₂ -Entnahme

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Kostenunterschiede in den Studien ergeben sich aus den unterschiedlich verwendeten Technologien für das Zerkleinern der Gesteine, dem Transport, der Auswahl der Gesteinsart und der länderspezifischen Eigenschaften. Bei der Extraktion der Gesteine beeinflusst die Tiefe der Lagerstätte der Gesteine die Kosten. Beim Transport der Gesteine ist die Transportinfrastruktur entscheidend. Der Transport per Binnenschifffahrt ist deutlich kostengünstiger als der Strassentransport. Auch die Gesteinsart beeinflusst die Kosten. Gemäss Strefler et al. (2018) sind die Kosten für die verstärkte Verwitterung mit Olivinen mit rund 60 USD/t CO₂ deutlich geringer als mit Basalt bei 200 USD/t CO₂. Dies ist im wesentlichen auf die oben erwähnte Effektivität bei der CO₂-Einlagerung zurückzuführen.

Vor- und Nachteile ex-situ Mineralisierung

Bei der ex-situ Mineralisierung kann der Gesteinsstaub die Fruchtbarkeit des Bodens verbessern und den Nährstoffgehalt der Böden steigern (Lehman, Possinger 2020). Die erhöhten Ernteerträge lässt diese Methode auch für Landwirte attraktiv erscheinen. Zusätzlich könnte der Steinstaub die negativen Folgen von Düngern wie Ammonium, Schwefel oder Harnstoff abmildern. Die Verteilung des Steinstaubs auf Ozeanen könnte der Versauerung der Meere entgegenwirken (Beerling et al. 2020). Im Vergleich zu den CO₂-Entnahmooptionen wie Aufforstung und BECCS werden bei der

verstärkten Verwitterung keine neuen Flächen benötigt. Es könnten die bestehenden landwirtschaftlichen Flächen oder Teile des Ozeans dafür verwendet werden.

Der grosse Nachteil der verstärkten Verwitterung ex-situ ist der hohe Energie- und Wasserbedarf für den Abbau, die Zerkleinerung und den Transport von Gesteinen. Für den ex-situ Prozess wäre ein massiver Minen- und Transportaufwand notwendig, um das Gestein aus dem ursprünglichen Lagerort zu entfernen und zur Zerkleinerung zu transportieren. Wobei untersucht werden muss, wie gross das Potenzial aus dem anfallenden Restanteil aus der Industrie sein kann.

Beim in-situ Mineralisierungsprozess wären rund 25 Liter Wasser notwendig, um 1 Tonne CO₂ in den basaltreichen Untergrund zu injizieren und zu speichern (CarbFix2 2020). Die CO₂-Speicherung durch in-situ Mineralisierung ist daher nur in wasserreichen Regionen mit hohem Basaltvorkommen möglich.

Aktuelle Forschungsprojekte

Die CO₂-Speicherung durch beschleunigte Verwitterung wäre bereits heute mit existierenden Technologien möglich. Die genauen Auswirkungen auf biogeochemische Kreisläufe, Wasserchemie (steigende pH-Werte), die Freisetzung von Schwermetallen, Biomasse und Kohlenstoffvorräte in den Böden und den Pflanzen müssen aber durch weitere Forschung untersucht werden, um die Akzeptanz und den Einsatz für diese CO₂-Entnahmeoption bei Landwirten und Bevölkerung zu steigern. Nachfolgend aufgeführt sind aktuelle Forschungsprojekte:

Ex-situ Mineralisierung:

- An der britischen Universität in Sheffield wird Feldforschung mit Steinstaub aus Basalt auf landwirtschaftlichen Flächen durchgeführt. Dabei wurde herausgefunden, dass das Hinzufügen von Gesteinstaub Erträge von Getreidepflanzen um bis zu 20 Prozent erhöht und dabei den Bedarf an Düngemitteln und landwirtschaftlichem Kalk reduziert. Laut der dazu veröffentlichten Studie der Universität Sheffield (Kelland et al. 2020) erhöht die Zugabe von zerkleinertem Basalt zu Böden im Labor deren Potenzial, viermal mehr Kohlendioxid zu speichern.
- Im Projekt Vesta wird die ex-situ Mineralisierung mit der Verteilung von Olivinen an kalifornischen Stränden erforscht. Dabei wird der Wellengang so genutzt, dass die Olivine ins Meer gespült und zerkleinert werden. Die Olivine-Partikel absorbieren CO₂ und treiben als Kalkstein auf den Meeresgrund (Project Vesta 2020).

In-situ Mineralisierung:

- Das CarbFix2-Projekt auf der isländischen Hochebene Hellisheiði in Island ist das weltweit erste Projekt, das die direkte CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft mit der in-situ Mineralisierung im Untergrund kombiniert. Bei CarbFix2 handelt es sich um ein Gemeinschaftsprojekt des Schweizer Unternehmens Climeworks, des Versorgers Reykjavik Energy und der Universität Island, wobei das injizierte CO₂ innerhalb von zwei Jahren mineralisiert. Dabei wird das abgeschiedene CO₂ mit Wasser vermischt und in eine Basaltschicht in 400 – 800 m Tiefe gepumpt. Gelangt das CO₂-Wassergemisch (Kohlensäure) in Kontakt mit den Mineralien, beginnt dies zu versteinern, wobei wie oben beschrieben Karbonate entstehen und das CO₂ dauerhaft gespeichert ist. Geplant ist, dass diese neuartige Anlage bis zu 3'000 Tonnen CO₂ jährlich abscheidet und dauerhaft einlagert.

Auch zu dem in-situ Mineralisierungsprozess und den damit verbundenen möglichen Risiken liegen noch zu wenig wissenschaftliche Informationen vor. Weitere Untersuchungen sind insbesondere notwendig für die Klärung, ob dieser Prozess zu einer erhöhten Erdbebengefahr führt und ob die Gefahr des Eindringens von CO₂ ins Grundwasser besteht.

3.3.3 Zement als CO₂-Senke

Die Speicherung von CO₂ im Zement ist eine Carbonatisierung, wie sie auch bei der ex-situ Mineralisierung abläuft. Die Speicherung von CO₂ im Zement könnte also auch als beschleunigte Verwitterung bezeichnet werden. Dieser Effekt kann im Fall von Zement noch beschleunigt werden, indem gemahlener (Alt-)Beton unter einer CO₂-Atmosphäre behandelt wird.

Beschreibung des Phänomens

Für die Herstellung von Zementklinker, der unter Beimengung von Wasser für die Aushärtung des Zements zuständige Komponente, wird Kalkstein bei Temperaturen von rund 1'450 °C für bis zu 40 Minuten gebrannt. Dabei entsäuert das Calciumkarbonat im Kalkstein, wobei das ausgetriebene CO₂ in die Atmosphäre entweicht und als prozessbedingte CO₂-Emission bilanziert wird. Der Weltklimarat veranschlagt für die Entsäuerung im Mittel knapp über 500 kg freiwerdendes CO₂ je Tonne produzierten Klinkers (IPCC 2006). Mit einer seit mehr als zwei Jahrzehnten stabilen Klinkerproduktion in der Schweiz von jährlich rund 3.3 Mt werden somit pro Jahr rund 1.8 Mt CO₂ aus der Entsäuerung des Kalksteins zur Zementherstellung emittiert. Hinzu kommen Emissionen von rund 1.0 Mt CO₂-eq aufgrund des hohen Brennstoffeinsatzes für die Bereitstellung der benötigten Ofentemperatur. Mit einem jährlichen Ausstoss von heute insgesamt 2.8 Mt CO₂-eq ist die Zementherstellung die treibhausgasintensivste Industriebranche der Schweiz.

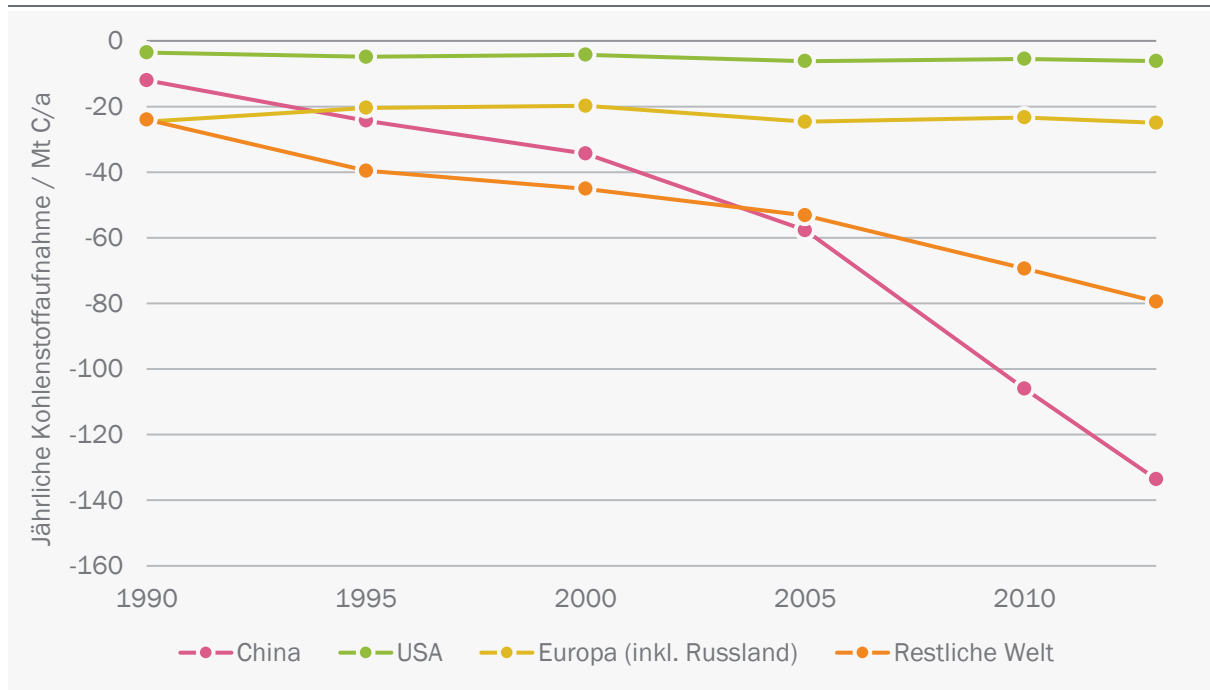
Der verbaute Zement zeigt an seiner Oberfläche jedoch die langsam ablaufende Umkehrreaktion: Der Zementstein (Ca(OH)₂) bindet das Kohlenstoffdioxid (CO₂) aus der Luft unter Bildung von Wasser (H₂O) und Calciumkarbonat (CaCO₃). Dieser Carbonatisierung genannte Vorgang findet bei Zementen statt, die der Witterung ausgesetzt sind. Das CO₂ aus der Luft diffundiert in die Poren des Zementsteins und reagiert dort in Gegenwart von Feuchtigkeit mit hydratisierten Molekülen des Zementsteins. Je grösser die exponierte Oberfläche, desto schneller schreitet die Verwitterung des Zements voran, wobei die Eindringtiefe der Carbonatisierung mit der Wurzel der Dauer voranschreitet. Die Kohlenstoffaufnahme ist im Wesentlichen proportional zum zeitlich integrierten Zementverbrauch (Xi et al. 2016).

Bewertung

Xi et al. (2016) haben die Aufnahme von atmosphärischem CO₂ über einen Zeitraum von 1930 bis 2013 in vier verschiedenen Zementprodukten – Beton, Mörtel, Bauschutt sowie Zementofenstaub – abgeschätzt. Damit werden alle Lebenszyklusstufen von der Produktion, über den Einsatz bis hin zum Abbruch des Zements abgedeckt. Festgestellt wurde ein erheblicher Unterschied bei der Carbonatisierungsrate der einzelnen Zementprodukte. So nimmt Baubeton für Gebäude, Brücken, Tunnel usw. rund 27 % der anfänglichen Emissionen allmählich wieder auf. Der Beton in Bauschutt sowie im Staub aus Zementöfen absorbiert noch einmal 5 % resp. 7 % zusätzlich. Deutlich effizienter wird Kohlenstoff mit einem Anteil von 61 % in Mörtel gebunden, weil dieser oft als Putz aufgetragenen eine grosse Absorptionsfläche bietet. Die regional aufgelöste jährliche Kohlenstoffaufnahme ist in Abbildung 10 dargestellt. Aufgrund der Marktsättigung (überwiegend wird nur bestehende Infrastruktur erneuert) bleibt die Kohlenstoffaufnahme in Europa (inkl. Russland) im betrachteten Zeitverlauf 1990 bis 2013 sehr stabil bei -23±6 Mt C/a resp. -84±22 Mt CO₂/a.

Abbildung 10: Jährliche Kohlenstoffaufnahme durch Carbonatisierung an Zementprodukten

nach Regionen, in Mio. Tonnen Kohlenstoff pro Jahr (Mt C/a)



Quelle: Prognos, auf Basis von Xi et al. (2016).

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Mit einem Anteil von 1.4 ± 0.1 % an der europäischen (und russischen) Zementproduktion im gleichen Zeitraum resultiert für die Schweiz eine Kohlenstoffdioxid-Senke von 1.1 ± 0.3 Mt CO₂/a, was im Mittel rund 60 % der beim Brennen des Zementklinkers emittierten Prozessemissionen entspricht. Diese Abschätzung gilt unter der (berechtigten) Annahme einer ähnlichen Zementproduktverwendung in der Schweiz wie in Europa (inkl. Russland) (Wikipedia 2020, cemsuisse).

Laut Xi et al. (2016) sei die CO₂-Senke durch Carbonatisierung atmosphärischen Kohlenstoffdioxids an Zementprodukten nicht in den Richtlinien des IPCC (IPCC 2006) und damit nicht in den nationalen Treibhausgas-Inventarberichten berücksichtigt. Dem widerspricht Spiegel (2016) mit dem Argument, die CO₂-Aufnahme sei bei den Modellen des IPCC in der „Nettolandsenke“ bereits einkalkuliert. Abschliessend kann in dieser kurzen Recherche lediglich die Aussage getroffen werden, dass die Carbonatisierungssenke derzeit nicht berücksichtigt werden sollte, weil zum einen die aktuelle IPCC-Richtlinie das nicht explizit vorsieht, und zum anderen noch unklar zu sein scheint, ob diese Senke überhaupt in der THG-Bilanz fehlt. Wenn der natürliche Aufnahmeprozess durch gezielte Massnahmen erhöht wird, sollte eine mögliche Anrechnung der Speicherung regelmässig evaluiert werden. Eine erhöhte Aufnahme kann beispielsweise dadurch erreicht werden, dass Altbeton wiederverwertet und dafür aufgebrochen wird und unter CO₂-Atmosphäre dieses CO₂ speichert.

Tabelle 12 gibt eine Kurzübersicht zu relevanten Aspekten.

Tabelle 12: Übersicht zu Aspekten der Carbonatisierung an Zementprodukten

Potenzial in der Schweiz	-1.1 bis -2,5 Mt CO ₂ /a
Potenzial in Europa (inkl. Russland)	-84 Mt CO ₂ /a
Technische Umsetzbarkeit	selbständiger Prozess, der ggf. durch Aufbrechen und grossflächigerer Verteilung des Bauschutts und/oder mit Lagerung unter CO ₂ -Atmosphäre beschleunigt werden kann
Ressourcen-/Energieverbrauch	(ohne)
Technologiekosten/Kostendegression/Kosteneffekte	(ohne)
Abscheideeffizienz/Dauerhaftigkeit	langsamer Prozess (Jahrzehnte), aber dauerhaft
Akzeptanz	akzeptiert, da natürlicher Vorgang
Risiken	Verwitterung des Zements und daraus folgend geringere Stabilität (aber bekannt)
Zwischenfazit	Potenzial vorhanden, aber unklar, ob bereits in IPCC-Methodik enthalten; keine explizite Nennung in IPCC-Berichten, deshalb in den Szenarien (vorerst) ignorieren

Quelle: Xi et al. 2016, Wikipedia 2020, cemsuisse, Bundesrat 2020

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

4 Synthese Technologienvergleich

4.1 CO₂-Abscheidung

Bei den CO₂-Abscheidetechnologien kommen perspektivisch vor allem Post-Combustion und Oxyfuel zur Anwendung. Pre-Combustion kann theoretisch durch hohe Effizienzen und eine grosse Flexibilität an Brennstoffen punkten, allerdings sind viele Grossprojekte eingestellt worden und die CO₂-Abscheidung durch Pre-Combustion Capture wird international kaum im grösseren Massstab weiterverfolgt. Deshalb wird in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+ keine Abscheidung durch Pre-Combustion Capture angenommen. Abscheidung durch Post-Combustion und Oxyfuel werden als realistisch eingestuft und kommen beide zur Anwendung. Post-Combustion wird da eingesetzt, wo die Anwendung von Oxyfuel nicht geeignet erscheint, also bei KVA (Brennkammer und Lufteinschlüsse im Kehricht) und bei der Pyrolyse (Sauerstoff-arme Verbrennung). Direct Air Capture ist weniger effizient, da Umgebungsluft mit niedriger CO₂-Konzentration als Quelle genutzt wird. Dafür ist das Abscheidepotenzial von Direct Air Capture nur durch den Flächen- und erneuerbaren Energiebedarf begrenzt und die resultierenden negativen Emissionen können frei skaliert werden (Tabelle 13).

Tabelle 13: Übersicht Abscheidetechnologien

CO ₂ -Abscheidetechnologie	Vorteile	Nachteile	Anmerkungen
Post-Combustion Capture	Nachrüstbar für alle Punktquellen Etablierte Technologie	Niedrigere Effizienz	Gut geeignet für Nachrüstungen und Anlagen, die nicht für Oxyfuel geeignet sind
Oxyfuel Combustion Capture	Hohe Abscheideeffizienzen Einfache Abscheidetechnologie	Nicht für alle Kraftwerke geeignet bzw. nachrüstbar	Die zusätzlich benötigte Energie für Oxyfuel ist nur Elektrizität und keine Wärme
Pre-Combustion Capture	Effizienter Prozess für viele Brennstoffe	Nicht etablierte Technologie Viele gescheiterte Grossprojekte international	Grosse Unsicherheit, ob und wann sich die Technologie etablieren kann
Direct Air Capture	Abscheidung direkt aus der Umgebungsluft ohne Punktquelle möglich	Hohe Kosten und hoher Energieaufwand durch Abscheidung aus niedrigen CO ₂ -Konzentrationen	DAC bei langfristiger Speicherung nur durch Energie- und Flächenbedarf begrenzt

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

4.2 CO₂-Transport

Beim CO₂-Transport von der Abscheidung zur weiteren Nutzung oder Speicherung ist vor allem die Distanz und die zu transportierende Menge an CO₂ relevant. Ein Transport mit LKW ist für kurze Strecken und kleine Mengen bei Pilotanlagen ohne Zugsanbindung möglich. Allerdings nehmen die Kosten mit steigenden Distanzen und Transportvolumen stark zu. Der Transport mittels Lastwagen

wird daher nicht als valides Transportmittel für die in den Szenarien notwendigen Mengen betrachtet. Über die Schiene können kostengünstiger und grössere Mengen transportiert werden. Ein Schifftransport erlaubt noch grössere Transportvolumen pro Fahrt und kann bei Bedarf auch offshore Speicherorte erreichen. Am effizientesten bei grossen Transportvolumen ist eine Pipelineinfrastruktur, die grosse Mengen an CO₂ transportieren kann. Ein geeignetes CO₂-Pipelinennetz kann stetig erweitert werden und als CO₂-Hub mit anderen Transportmoden wie einer Schienenverbindung von der Quelle zum Hub kombiniert werden (Tabelle 14).

Tabelle 14: Übersicht CO₂-Transport

CO ₂ -Transportform	Vorteile	Nachteile	Anmerkungen
Lastwagen	Einfache Option für geringe Menge an CO ₂	Hohe Kosten pro Tonne CO ₂ skaliert nicht gut mit wachsenden Distanzen	Geeignet für kleine Pilotprojekte
Zug	Einfache Option für moderate Mengen an CO ₂	Skaliert nicht gut mit wachsenden Distanzen	Geeignet für moderate Mengen als Zwischen-transport
Schiff	Einfache Option für grosse Mengen an CO ₂ für weite Distanzen offshore	CO ₂ muss von der Quelle zum Hafen anderweitig transportiert werden	Gute Alternative zum Transport offshore
Pipeline	Günstiger Transport für grosse Mengen an CO ₂ für weite Distanzen on- und offshore	Neubau oder aufwändige Nachrüstung von Pipelineinfrastrukturen	Endausbaustufe für Transportinfrastruktur

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

4.3 Kurze- und mittelfristige CO₂-Speicherung

Als kurz- und mittelfristige CO₂-Speicher stehen unterschiedliche natürliche und technische Senken bereit. Forstliche Massnahmen haben durch Aufforstung und intensivere Nutzung ein relevantes Potenzial als CO₂-Senke. Das Senkenpotenzial von forstlichen Massnahmen wird allerdings nicht in den Szenarien der Energieperspektiven berücksichtigt (vgl. Kapitel 3.2 und BAFU 2020). Moore sind keine Nettosenke für CO₂ und werden daher nicht berücksichtigt. Pflanzenkohle kann mit bereits etablierten Methoden hergestellt werden und hat neben der Generierung negativer Emissionen auch alternative Nutzen in landwirtschaftlichen Anwendungen. Dadurch ergibt sich ein potenzielles Geschäftsmodell als Ergänzung zum Dünger und es ist grundsätzlich keine geologische Speicherung nötig. Von den kurz- und mittelfristigen Speichern wird nur die Pflanzenkohle in den Szenarien betrachtet (Tabelle 15).

Tabelle 15: Übersicht kurz- und mittelfristiger CO₂-Speicher

Kurz- bis mittelfristige CO₂-Speicherung	Vorteile	Nachteile	Anmerkungen
Forstliche Massnahmen (Aufforstung und intensivere Bewirtschaftung)	Effizientere Holzproduktion und THG-Senke durch schnellere Ernte	Flächennutzungskonkurrenz im Falle von Aufforstung	Eine verstärkte Nutzung von Holz in Möbeln und Gebäuden dient als weiterer mittelfristiger Speicher
Moore	Umwidmung von vernässten Landwirtschafts- und Grünflächen in Moore kann die natürlichen Bodenemissionen senken	Keine Nettosenke von Treibhausgasen	Der Erhalt ist wichtig, damit die natürlichen Emissionen aus Mooren nicht deutlich erhöhen
Pflanzenkohle	Einfache Speicherung auf Böden als Düngerergänzung möglich	Starke Nutzungskonkurrenz bei der Biomassenutzung	Ergänzende Massnahme für negative Emissionen die keine unterirdischen Speicher benötigt

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

4.4 Langfristige CO₂-Speicherung

Bei den langfristigen CO₂-Senken ist vor allem die tiefengeologische Speicherung relevant. Das beinhaltet natürliche Gesteinsschichten wie beispielsweise saline Aquifere sowie auch erschöpfte Gas- und Ölfelder. Beide Speicher stehen zu Land und auf See zur Verfügung. Vorerst sind ausgediente Gas- und Ölfelder besser untersucht und erschlossen, weshalb die Nutzung von natürlichen Gesteinsschichten gegebenenfalls etwas langsamer anläuft. Die beschleunigte Verwitterung hat grundsätzlich ein grosses Senkenpotenzial, wird aber aufgrund der noch grossen Unsicherheiten nicht in den Szenarien berücksichtigt. Zement ist als Senke bisher nur begrenzt geeignet, da die natürlichen Aufnahmeprozesse langsam sind und die Menge an CO₂, die aufgenommen werden kann, bei der Herstellung emittiert wurde (Tabelle 16). Es besteht allerdings die Möglichkeit, dass Zement mit CCS produziert wird und anschliessend eine Senkenwirkung entfaltet in dem der Beton zermahlen deponiert oder unter mittels beschleunigter Aufnahme unter CO₂-Atmosphäre behandelt und wiederverwertet wird.

Für den Ausgleich der rund 7 Mt CO₂ an residualen Emissionen in 2050 in der Schweiz sind im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ die folgenden CO₂-Entnahme-Methoden vorgesehen:

Inländisch werden negative Emissionen durch die Abscheidung und Speicherung von biogenem CO₂ erzielt. Das gilt für Biomassekraftwerke im Umwandlungssektor und in geringem Masse in der Industrie. Bei den KVA sind aufgrund der grossen Mengen an CO₂ sowohl das Vermeiden von fossilen Emissionen in die Atmosphäre als auch die negativen Emissionen aus dem biogenen CO₂ relevant. Je nach Einsatz von Biomasse im Industriesektor müssen auch hier Mischrechnungen

von fossilem und biogenem CO₂ gemacht werden. Pflanzenkohle steht in einer starken Nutzungskonkurrenz zur Biomasse, kann aber aufgrund etablierter Technologien und ohne geologische Speicherung verhältnismässig einfach negative Emissionen generieren. DACCS wird im Ausland eingesetzt, um die übrigen residualen Emissionen auszugleichen, die nicht durch die negativen CO₂-Emissionen innerhalb der Schweiz kompensiert werden können (Abbildung 1).

Tabelle 16: Übersicht langfristiger CO₂-Speicher

langfristige CO ₂ -Speicherung	Vorteile	Nachteile	Anmerkungen
Natürliche Gesteinsschichten (z.B. saline Aquifere)	Grosse Potenziale	Aufwändige Erkundung und Evaluation der Schichten nötig	Die gesellschaftliche Akzeptanz von offshore-Speicherung dürfte höher sein als bei onshore-Speicherung
Erschöpfte Erdgas- und Erdölfelder	Bereits erkundete und erwiesenermassen dichte Gasspeicher Teilweise durch bestehende Förderbohrlöcher befüllbar	Bestehende Förderbohrlöcher müssen abgedichtet werden Begrenzttes Potenzial proportional zur geförderten Menge	Steht inländisch nicht zur Verfügung
Beschleunigte Verwitterung ex-situ	Für ex-situ Mineralisierungsprozess keine geologische Speicherung notwendig	Hohe Energiebedarfe für die Zerkleinerung des Basaltgesteins.	Bisher sind nur Ergebnisse von Pilotprojekten vorhanden
Zement als CO ₂ Senke	Automatisch ablaufender Prozess Der Prozess kann z.B. mit einer Behandlung von aufgebrochenem Altbeton unter CO ₂ -Atmosphäre verstärkt und beschleunigt werden.	Die Menge an CO ₂ die aufgenommen werden kann, wurde bei der Produktion freigesetzt Die Aufnahmegeschwindigkeit skaliert mit der Oberfläche	Der natürliche Aufnahmeprozess ist langsam und der beschleunigte Prozess ist aufwändig Zerkleinerter ausgedünnter Beton kann, anstatt auf Flächen aufgebracht als Senke zu dienen, auch teilweise in neuem Beton recycelt werden

Quelle: Eigene Darstellung

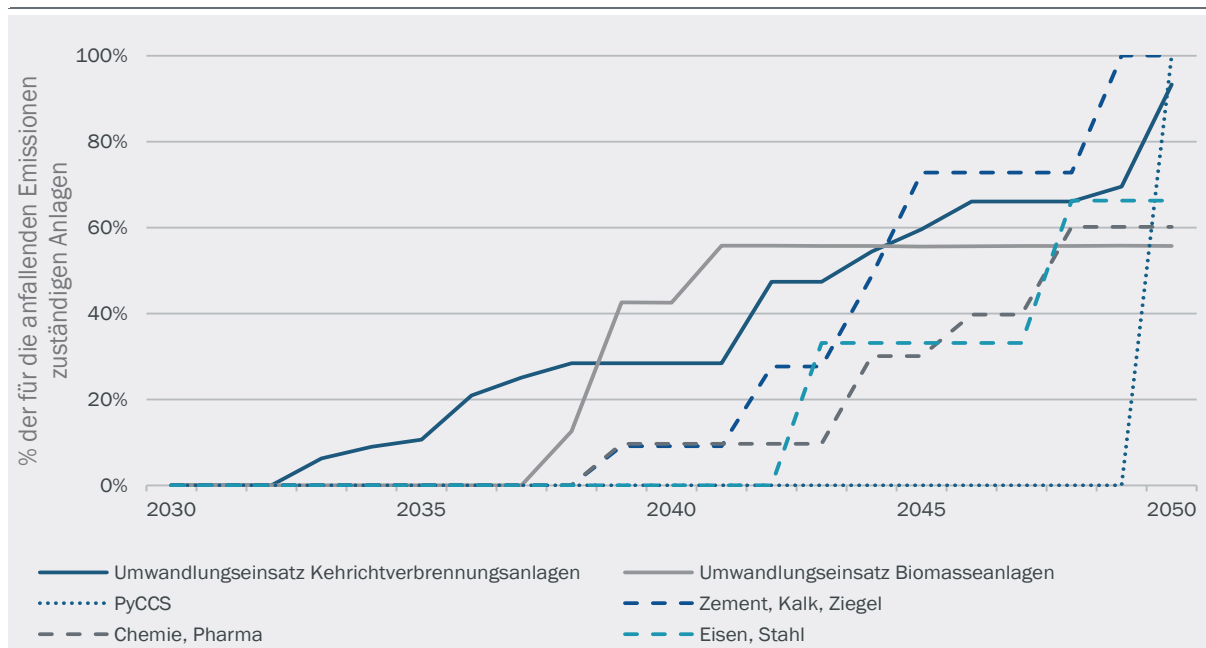
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

5 Einsatz von Negativemissionstechnologien und CCS in den Szenarien der Energieperspektiven 2050+

5.1 Annahmen

Im Szenario ZERO Basis werden in der Schweiz zwischen 2030 und 2035 die ersten Kehrichtverwertungsanlagen mit CO₂-Abscheideanlagen ausgestattet. Damit können auch erste negative CO₂-Emissionen in Höhe des biogenen Kohlenstoffs erzeugt werden. Noch vor 2040 wird CCS sowohl bei einigen Biomassekraftwerke (BECCS) zur Erzeugung negativer CO₂-Emissionen implementiert als auch bei einigen Zement- und Chemiewerken eingesetzt (und ab etwa 2043 auch für Eisen und Stahl), um Prozessemissionen zu vermeiden. Bei der Herstellung von Pflanzenkohle werden ab 2050 zusätzlich noch Abgase aus der Pyrolysegasverbrennung (PyCCS) abgeschieden und gespeichert, um weitere negative CO₂-Emissionen in geringen Mengen zu generieren. Bis 2050 sind in den sechs Bereichen, bei denen eine Abscheidungsanlage aufgrund der Emissionsmengen zu rechtfertigen ist, die Anlagen mit CO₂-Abscheidung ausgerüstet. Daraus resultiert, dass zwischen 56 % und 100 % der jeweiligen Emissionen aus den Bereichen durch eine CO₂-Abscheideeinheit geleitet werden (Abbildung 11: Umwandlungssektor mit durchgezogenen Linien, PyCCS gepunktet und Industrie mit gestrichelten Linien). Die Differenz zu 100 % lässt sich in der Regel durch viele kleine Punktquellen erklären, bei denen die für eine Abscheidung notwendige Infrastruktur nicht plausibel erscheint. Die tatsächlich abgeschiedene Menge an CO₂ liegt jeweils etwas tiefer, da die Abscheideprozesse nur 90 bis 95 % der Emissionen abscheiden. Der Hochlaufpfad bezieht sich auf die Ausstattung von CO₂ Punktquellen, wobei hier nicht zwischen biogenem und fossilem CO₂ unterschieden wird.

Abbildung 11: Hochlaufpfade der mit CCS ausgerüsteten Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

CO₂-Abscheidung

Im Szenario ZERO Basis werden alle KVA mit einer installierten Leistung von über 6 MW mit Post-Combustion-Anlagen ausgestattet. Die Nachrüstung erfolgt an den jeweiligen angenommenen Revisionszeitpunkten alle 30 Jahre ab dem Jahr 2033. Spätestens bis zum Jahr 2050 sind alle grösseren KVA mit CCS ausgestattet. Die Abscheideraten der Post-Combustion-Anlagen liegt bei 90 % für Anlagen, die vor 2040 nachgerüstet wurden, während bei Anlagen ab 2040 eine Abscheiderate von 95 % angenommen wird. Die kleineren neun KVA mit einer Leistung unter 6 MW werden nicht mit CO₂-Abscheidungsanlagen ausgestattet, da der Infrastruktur- und Investitionsaufwand unplausibel hoch erscheint. Diese neun Anlagen machen zusammen weniger als 7 % der THG-Emissionen aus KVA aus.

Biomassekraftwerke können mit CCS (BECCS) ausgestattet werden und durch die Kombination des CO₂-neutralen Energieträgers und dem Abscheiden und Speichern des CO₂ negative Emissionen erreichen. Im Szenario ZERO Basis werden an vier Kraftwerksblöcken an drei Standorten mit je über 8 MW installierter Leistung Oxyfuel-Anlagen nachgerüstet. Zwischen 2038 und 2041 werden bei den angenommenen Revisionszeitpunkten der Kraftwerksblöcke die Abscheidungsanlagen installiert. Auch hier haben die Anlagen vor 2040 eine Abscheiderate von 90 % und ab 2040 von 95 %. Analog zu den KVA wurde auch bei den Biomassekraftwerken darauf verzichtet, die kleineren Anlagen auszurüsten, da das Kosten-Nutzen-Verhältnis für eine Abscheidungsanlage nicht realistisch erscheint. Hinzu kommt, dass einige der Kraftwerke als Biomasseheizkraftwerke teilweise auch nur saisonal eingesetzt werden.

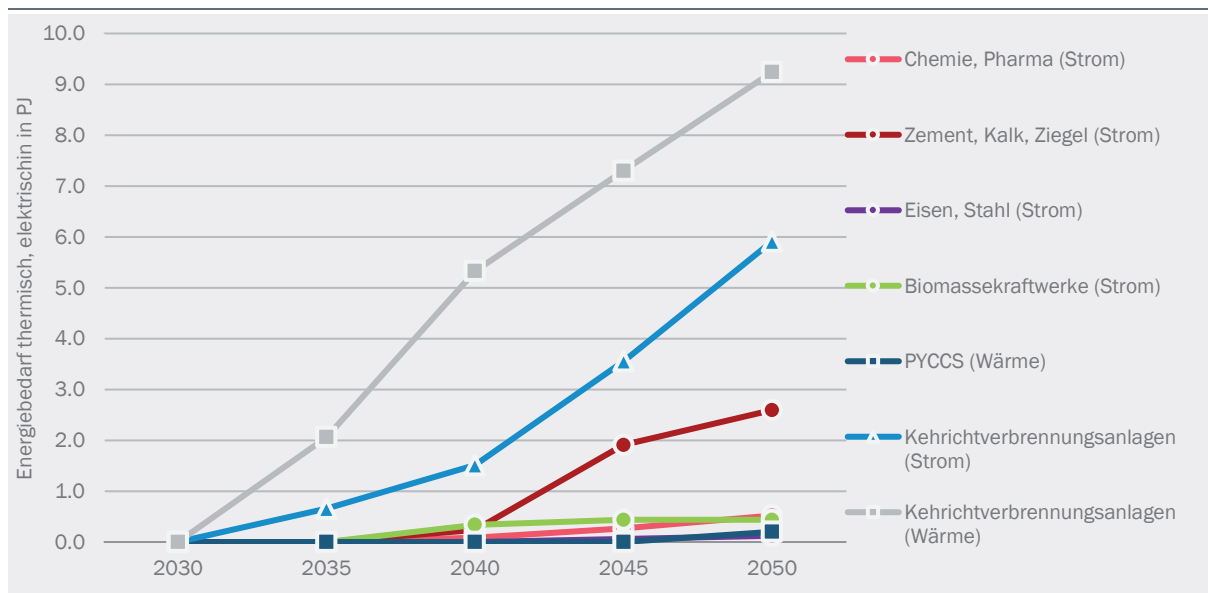
In der Industrie fallen neben den energetischen Emissionen auch Prozessemissionen an, die sich aus dem Herstellungsprozess von Zement, Stahl und einigen Chemieprozessen ergeben. Bei allen sechs Schweizer Zementwerken, sowie in einzelnen Werken der Chemie- und Stahlindustrie wird im Szenario ZERO Basis CCS eingesetzt, um die Prozessemissionen zu vermeiden. Für die Berechnungen wird eine Abscheidung mit der Oxyfuel-Technologie angenommen. Die technischen Annahmen für die Oxyfuel-Anlagen sind identisch zu denjenigen für die Biomassekraftwerke.

Bei der Herstellung von negativen Emissionen aus Pflanzenkohle wird für die Pyrolyseanlagen angenommen, dass diese angrenzend an Kehrrichtverwertungsanlagen aufgestellt werden, da diese mit einer Post-Combustion CO₂-Abscheideeinheit ausgerüstet sind. Bei der Produktion von Pflanzenkohle kann das Abgas aus der Pyrolysegasverbrennung durch die Anlage der KVA-Abscheideeinheit geleitet werden und negative THG-Emissionen erzeugt werden. Für die verhältnismässig kleinen Pyrolyseanlagen lohnt sich keine eigene Abscheideeinheit, aber die im Vergleich zur KVA geringen Mengen an CO₂ können durch die Mitbenutzung der Abscheideeinheit zu grossen Teilen abgeschieden werden. Daher sind im Szenario ZERO Basis 100 % der Emissionen aus der Pyrolyseabgasverbrennung an eine Abscheideeinheit angeschlossen.

Insgesamt sind bis zum Jahr 2050 in den sechs Bereichen (KVA, Biomassekraftwerke, Zement, Chemie, Stahl, Pflanzenkohle PyCCS) jeweils mehr als die Hälfte der anfallenden Emissionen abfangbar (fossile und biogene Emissionen). Bei den Zementwerken und KVA werden alle bzw. fast alle Anlagen nachgerüstet. Bei Abscheideraten von 90 – 95 % sind damit die meisten THG-Emissionen aus Punktquellen in der Schweiz abgedeckt (Abbildung 11).

Für die CO₂-Abscheidung und -Komprimierung fallen entsprechende Energiebedarfe an. Dabei wurde für die Abscheidung und Komprimierung mittels Post-Combustion ein thermischer Energiebedarf von 720 kWh_{th}/tCO₂ und ein elektrischer Energiebedarf von 400 kWh_{el}/tCO₂ angenommen. Für die Abscheidung mittels Oxyfuel wird nur Strom in Höhe von 300 kWh_{el}/tCO₂ benötigt. In Abbildung 12 wird der Energiebedarf thermisch und elektrisch für die CO₂-Abscheidung und -Komprimierung für die jeweiligen Punktquellen über die Zeit bis 2050 gezeigt.

Abbildung 12 Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung (inkl. Komprimierung) an Punktquellen
thermisch und elektrisch, in PJ



● = Oxyfuel Strombedarf; ▲ = Post-Combustion Strombedarf; ■ = Post-Combustion Wärmebedarf

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

CO₂-Transport

Für den Transport des abgeschiedenen CO₂ in der Schweiz wird im Szenario ZERO Basis angenommen, dass das CO₂ innerhalb der Schweiz anfangs per Zug transportiert wird. Langfristig wird von einer CO₂-Pipeline-Infrastruktur in der Schweiz ausgegangen, die mit einem europäischen CO₂-Pipelinennetzwerk verbunden ist. Die Mengen an CO₂, die nicht in der Schweiz langfristig gespeichert werden, werden ins internationale CO₂-Netz eingespeist.

Für den CO₂-Weitertransport ausserhalb der Schweiz wird eine onshore Pipelineinfrastruktur angenommen. Dabei wird das CO₂ zu sogenannten CO₂-Hubs an Küstenstandorten transportiert, von denen aus das CO₂ per offshore-Pipeline zu den geeigneten geologischen offshore-Speicherstätten in der Nordsee transportiert wird.

Der Energieverbrauch für den CO₂-Transport wurde in den Energieperspektiven nicht explizit berücksichtigt. Der Verbrauch für den inländischen Transport per Schiene ist implizit in den unterstellten Güterverkehrsmengen und Verbräuchen enthalten. Der Pipelinetransport zur Nordsee fällt überwiegend im Ausland an.

CO₂-Speicherung

Bei der inländischen Speicherung von CO₂ wird von einer maximalen Speicherkapazität von 3 Mt CO₂ pro Jahr ausgegangen. Die erste inländische CO₂-Speicherung beginnt im Jahr 2040 mit 0.1 Mt CO₂. In den Folgejahren bis zum Jahr 2050 steigt die jährliche inländische Speicherung linear bis auf 3 Mt CO₂ an und bleibt ab 2050 bei 3 Mt CO₂ pro Jahr. Die abgeschiedenen Mengen an CO₂, die nicht inländisch gespeichert werden können, werden ins Ausland transportiert und dort

gespeichert. Die inländische geologische Speicherung von CO₂ ist mit grossen Unsicherheiten behaftet. Daher wurde auf detailliertere Annahmen, die über einen linearen Anstieg hinaus gehen, verzichtet. Grundsätzlich ist es vorstellbar, dass mehrere grössere Speichervorhaben bis zum Jahr 2050 umgesetzt werden, wobei die Menge an inländisch speicherbarem CO₂ dann eher in Stufen ansteigen würde anstatt linear. Angesichts dessen, dass unklar ist, wann und wie viele Speichervorhaben umgesetzt werden, ist der lineare Anstieg als grobe Annahme zu einem möglichen Hochlauf zu verstehen. Der Energiebedarf für die inländische geologische CO₂-Speicherung wurde nicht abgebildet, da der Stromverbrauch für die Injektionspumpen vernachlässigbar gering sein dürfte.¹¹

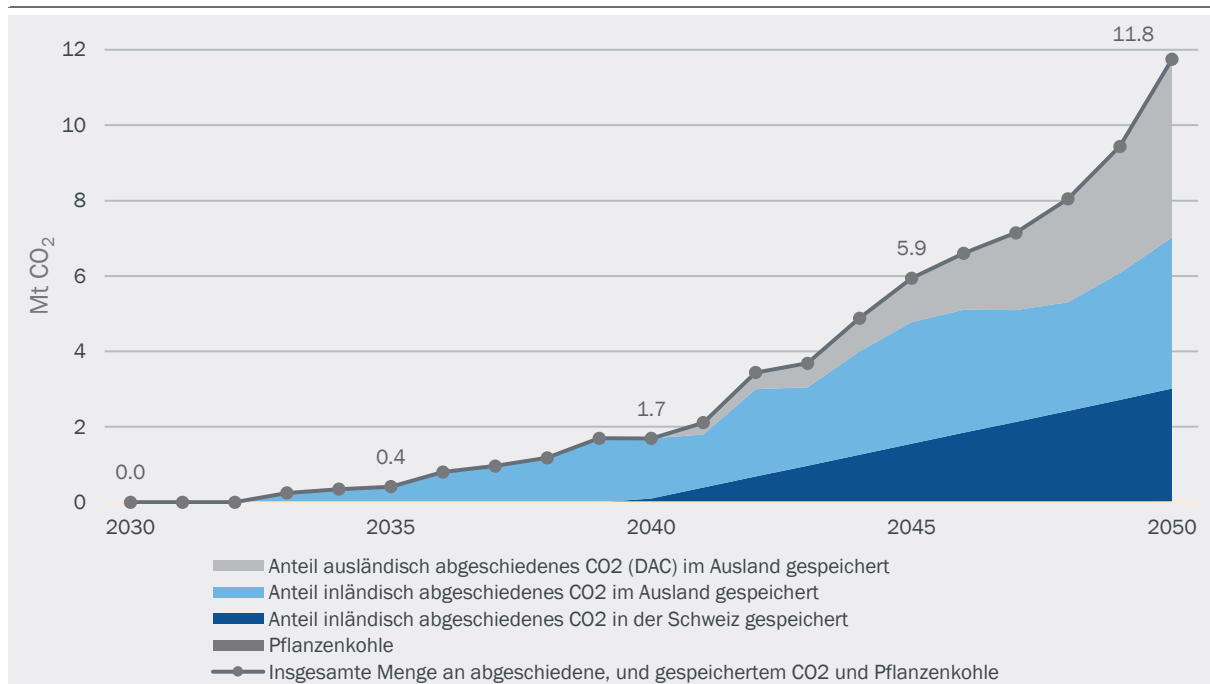
Für die CO₂ Mengen, welche die inländische Speicherkapazität überschreiten, wird ein internationaler Pipelinetransport zu den Speicherstätten angenommen. Für die CO₂-Speicherung im Ausland nehmen wir an, dass das CO₂ offshore in salinen Aquiferen oder auch alten Erdgas- und Erdöllagerstätten gespeichert wird.

Zusätzlich zum CO₂-Ausgleich in der Schweiz wird ein Teil der Restemissionen in der Schweiz durch adsorptionsbasierte DAC-Anlagen im Ausland ausgeglichen. Geeignete Standorte für DAC-Anlagen sind dort, wo die Nähe zur permanenten geologischen Speicherung gegeben ist und wo der Zugang zu erneuerbaren Energien vorhanden ist, die für den Strom- und Wärmebedarf notwendig sind. Dafür bieten sich küstennahe Standorte in Nordeuropa aufgrund verfügbarer Fläche, Windenergie und Nähe zu offshore Speicherorten an. Grundsätzlich schliessen wir aber den Einsatz von DAC-Anlagen in der Schweiz nicht aus. Im Vergleich zum Einsatz von DAC sind die Kosten für den Einsatz einer adsorptionsbasierten DAC-Anlage in der Schweiz voraussichtlich aber sehr hoch, deshalb wurde dieser Fall im Rahmen der Szenarien ZERO nicht betrachtet. DAC im Ausland für die Kompensation von Schweizer Residualemissionen setzt in den Szenarien ZERO ab 2041 ein und wird bis 2050 hochskaliert, um ab dem Jahr 2050 eine treibhausgasneutrale Emissionsbilanz zu erreichen (Abbildung 13).

Insgesamt zeigt sich, dass die inländisch jährlich abgeschiedenen Mengen an fossilem und biogenem CO₂ zusammen von 2050 bis 2060 unter den getroffenen Annahmen bei rund 7 Mt CO₂ verbleiben (Annahme Ziel bleibt nach 2050 weiterhin Netto-Null THG-Emissionen). Die grösste jährliche Menge an CO₂, die abgeschieden und gespeichert wird, beträgt inklusive ausländischem DAC insgesamt 11.7 Mt CO₂ im Jahr 2050. Die Menge an Negativemissionen durch DAC im Ausland sinkt ab 2050 um rund eine Mt CO₂, da die auszugleichenden residualen THG-Emissionen in der Schweiz ebenfalls sinken. Entsprechend verringert sich der Anteil von DAC von 40 % im Jahr 2050 auf etwa ein Drittel im Jahr 2060, während die inländische und ausländische Speicherung von 26 % resp. 34 % auf 29 % resp. 38 % leicht ansteigen. Die Differenz zu den 11.8 Mt CO₂, die ausgeglichen werden sollen, bilden die <0.1 Mt CO₂ aus der Pflanzenkohle.

¹¹ Der Druck des flüssigen oder thermodynamisch superkritischen CO₂ im Rohrleitungsnetz zusammen mit dem Druck der hydrostatischen Säule im Bohrloch ist deutlich höher als der Porendruck im unterirdischen CO₂-Speicher. Somit kann man in Näherung davon ausgehen, dass das CO₂ ohne zusätzliche Druckbeaufschlagung in das unterirdische Speicherreservoir fließen wird. Der Stromverbrauch für Messinstrumente etc. ist ebenfalls vernachlässigbar.

Abbildung 13: Gesamtmengen an abgeschiedenem und gespeichertem CO₂ (biogene und fossile) sowie Pflanzkohle



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

5.2 Technologien

Insgesamt werden im Szenario ZERO Basis im Jahr 2050 in der Schweiz rund 7 Mt biogenes und fossiles CO₂ mittels CCS abgeschieden. Teilweise ergeben sich auch Negativemissionen, da die Brennstoffe anteilig oder vollständig biogen sind. Das biogene CO₂ aus dem Brennholz oder den biogenen Anteilen des Kehrichts und des Industriemülls wurde ursprünglich durch Biomassewachstum der Atmosphäre entzogen und kann daher fossile Restemissionen ausgleichen. Aufgrund der verbleibenden Restemissionen ist ein Ausgleich durch Negativemissionen notwendig, um eine Treibhausgasbilanz von Netto-Null zu erreichen. Da die inländischen Negativemissionen nicht für einen vollständigen Ausgleich der Restemissionen ausreichen, werden Negativemissionen im Ausland benötigt. Mittels Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS) werden deshalb im Jahr 2050 im Ausland zusätzliche 4.7 Mt CO₂ aus der Atmosphäre entfernt. Diese 4.7 Mt CO₂ an DACCS entsprechen der Differenz aus den 11.8 Mt CO₂eq Emissionen vor CCS (Kapitel 2.2) und der Menge an inländisch abgeschiedenen Emissionen mit 7.0 Mt CO₂ (vermiedene fossile Emissionen und negative biogene Emissionen) sowie der Pflanzkohle¹² mit 0.01 Mt CO₂. In Tabelle 17 sind die Mengen an CO₂ aufgeteilt in die totale Summe an CO₂ für den Transport und die Speicherung, sowie aufgeteilt nach fossilem CO₂ (vermiedene Emissionen) und biogenem/atmosphärischem CO₂ (negative Emissionen).

¹² Die 0.01 Mt CO₂ aus der Pflanzkohle macht die Differenz aus zwischen den 11.74 Mt an insgesamt abgeschiedenem CO₂ und den 11.75 Mt CO₂ an Restemissionen. Bei der Rundung auf eine Nachkommastelle ist der Beitrag der Pflanzkohle daher relevant.

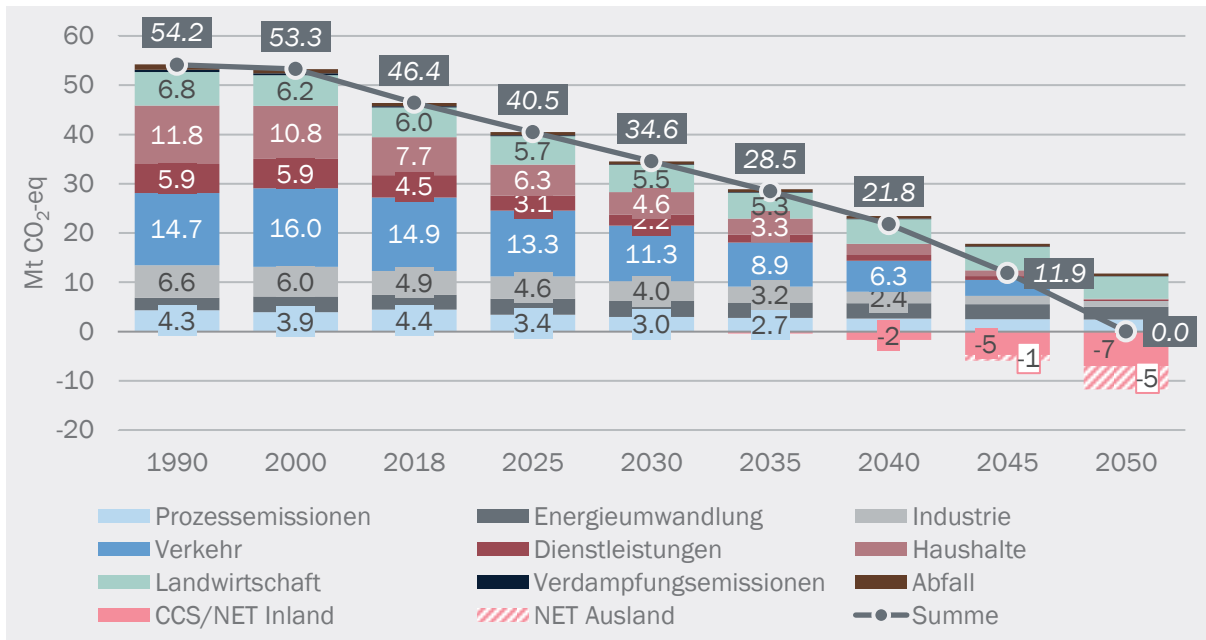
Tabelle 17 Übersicht abgeschiedenes CO₂ im Rahmen der Energieperspektiven 2050

Bereich	Technologie	Menge abgeschiedenes CO ₂ in Mt CO ₂	Abgeschiedene Menge fossiles CO ₂ in Mt CO ₂	Negative Emissionen durch biogenes CO ₂ * in Mt CO ₂	Anmerkungen
Gesamte CO₂ Abscheidung im Inland		7.0	5.0	2.0	
Industrie		3.0	2.36	0.64	
Zement	Oxyfuel-Verfahren	2.4	1.8	0.6	Energetische Emissionen und Prozessemissionen
Chemie	Oxyfuel-Verfahren	0.5	0.5	-	Energetische Emissionen und Prozessemissionen
Stahl	Oxyfuel-Verfahren	0.1	0.06	0.04	Energetische Emissionen und Prozessemissionen
Energiesektor		4.0	2.6	1.4	
KVA	Post-Combustion-Verfahren	3.6	2.6	1.0	Teilweise negative Emissionen aufgrund der Mischung biogener und fossiler Brennstoffe im Kehricht
Biomassekraftwerke	Oxyfuel-Verfahren	0.4	-	0.4	Negative Emissionen aufgrund biogener Brennstoffe
PyCCS	Post-Combustion-Verfahren	0.0	-	0.0	Negative Emissionen aufgrund biogener Brennstoffe
Gesamte CO₂-Abscheidung im Ausland		4.7	-	4.7	
	Direct Air Capture	4.7	-	4.7	Negative Emissionen aufgrund der Reduktion von atmosphärischem CO ₂
Total abgeschiedenes CO₂		11.7	5.0	6.7	ohne Pflanzenkohle
davon geologische Speicherung im Inland		3.0	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	Maximal angenommene inländische Speicherkapazität
davon geologische Speicherung im Ausland		8.6	<i>n.a.</i>	<i>n.a.</i>	Differenz der abgeschiedenen Menge CO₂ und des inländischen Speicherpotenzials
Negativemissionen aus Pflanzenkohle		0.01	-	0.01	bis 2050 geringer Beitrag aufgrund limitierter Biomassepotenziale
Insgesamt abgeschiedenes CO₂ und Pflanzenkohle		11.8	5.0	6.8	

* atmosphärisches CO₂ im Falle von DACCS im Ausland; n.a. = nicht aufgeteilt

Im Jahr 2050 werden die jährlich verbleibenden Residualemissionen (siehe Abbildung 1 in Kapitel 2.2) durch Negativemissionen vollständig ausgeglichen (Abbildung 14). Aufgrund der von 2050 bis 2060 leicht abnehmenden Mengen an Residualemissionen (unterstellt wird hier eine gleichbleibende Zielvorgabe), sinkt entsprechend auch der Umfang der Ausgleichsmengen durch DAC im Ausland um rund 1 Mt CO₂. Die inländisch abgeschiedenen Mengen CO₂ (fossile und biogen) sinken geringfügig, während die Negativemissionen aus Pflanzenkohle im gleichen Zeitraum leicht ansteigen. Daraus ergeben sich insgesamt geringfügig steigende Mengen von insgesamt abgeschiedenem fossilem und biogenem CO₂ im Inland (von 7.0 Mt auf 7.1 Mt). Die Jahre 2050 bis 2060 sind jeweils treibhausgasneutral, weisen also bilanziell keine THG-Emissionen mehr auf (Netto-Null).

Abbildung 14: THG-Emissionen mit CCS und CO₂-Entnahme in der Schweiz



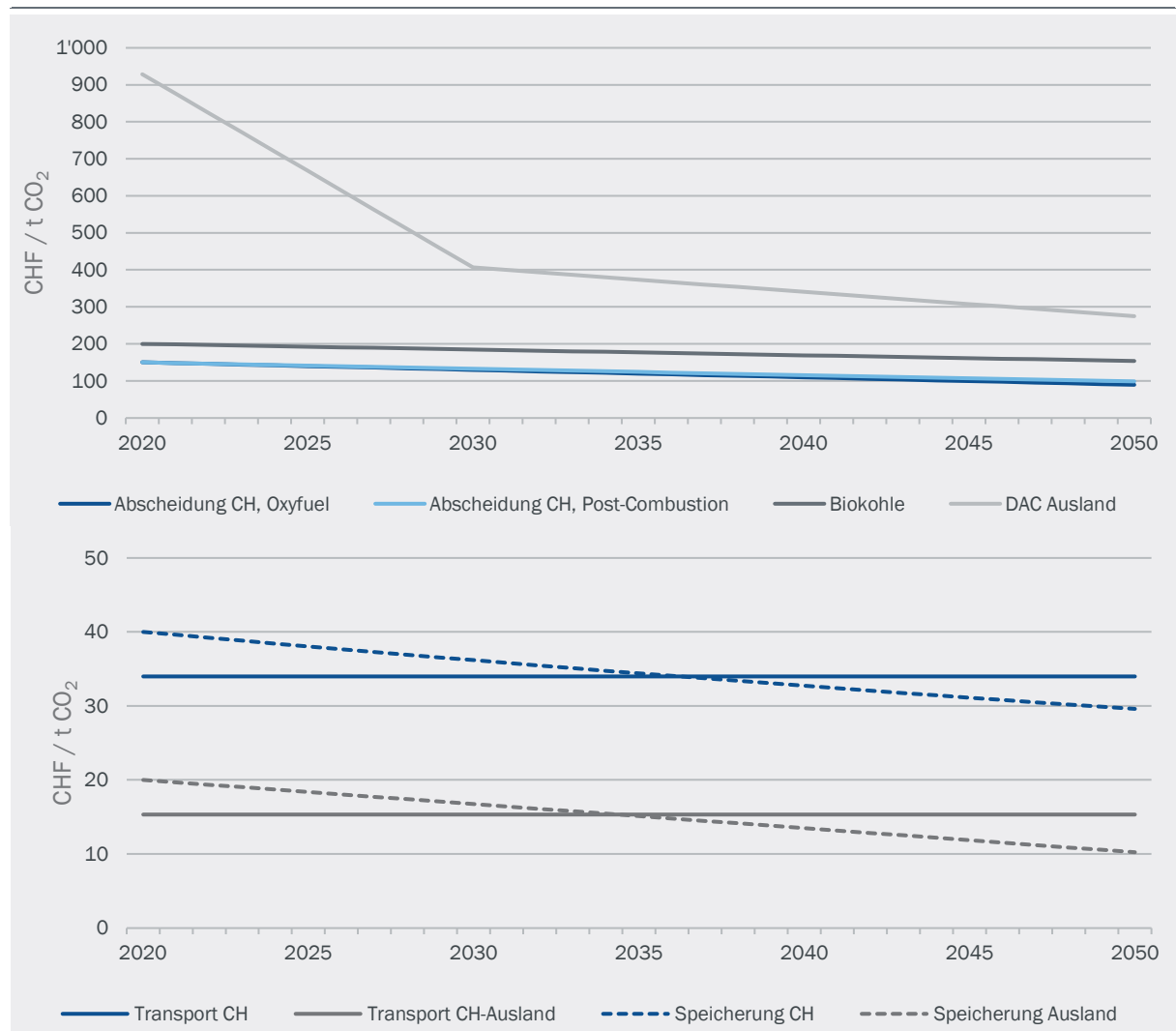
Quelle: Szenarienrechnung Energieperspektiven 2050+, Szenario ZERO Basis, THG nach IPCC-Abgrenzung, Verkehr ohne internationalen Luftverkehr
 © Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

5.3 Kosten

Kostenentwicklung CCS und CO₂-Entnahme-Methoden über die Zeit

CCS und Negativemissionstechnologien sind aus heutiger Perspektive teure Optionen zur Reduktion der THG-Emissionen und verursachen (im Vergleich zum Szenario Weiter wie bisher) erhebliche Mehrkosten. Die Kosten für CCS teilen sich jeweils auf den Abscheidungsprozess (Oxyfuel oder Post-Combustion Capture), auf die Transportart (Zug oder Pipeline) und auf die Speicherform. Abbildung 15 zeigt die Annahmen zur Entwicklung der spezifischen Kosten des jeweiligen CCS-Prozessschrittes bzw. der verwendeten CO₂-Entnahme-Methode in den Energieperspektiven über die Zeit an. Die Kostenannahmen beruhen auf den in Kapitel 3 beschriebenen Quellen für die Entwicklung der untersuchten Technologien und wurden für die Betrachtung der Schweiz angepasst.

Abbildung 15: Kostenannahmen für CO₂-Entnahme-Methoden, sowie Transport und Speicherung im In- und Ausland zwischen 2020 und 2050 für das Szenario ZERO Basis



Quelle: Eigene Darstellung

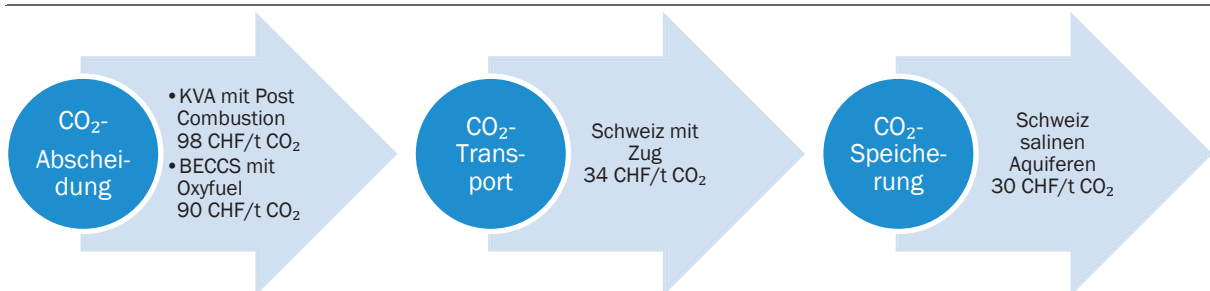
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Der grösste Kostenposten ist die Verwendung von DACCS im Ausland. Im Jahr 2020 werden Kosten von rund 900 CHF/t CO₂ angenommen, wobei die Kosten bis 2050 auf rund 275 CHF/t CO₂ bzw. bis 2060 auf rund 210 CHF/t CO₂ sinken. DAC im Ausland wird im Szenario ZERO Basis erst ab 2040 genutzt, wenn die Kosten auf deutlich unter 400 CHF/t CO₂ fallen. Für die CO₂-Abscheidung bei Biomassekraftwerken (BECCS) und in Industriewerken ergeben sich Kosten von 150 CHF/t CO₂ im Jahr 2020, die bis zum Jahr 2050 auf knapp unter 90 CHF/t CO₂ und bis 2060 auf 70 CHF/t CO₂ sinken. Post-Combustion-Abscheidung bei KVA und Pyrolyseanlagen liegt ebenfalls bei 150 CHF/t CO₂ im Jahr 2020 und sinkt etwas weniger stark auf knapp über 98 CHF/t CO₂ in 2050 bzw. 80 CHF/t CO₂ im Jahr 2060. Für den CO₂-Transport per Zug in der Schweiz fallen die Kosten von rund 34 CHF/t CO₂ im Jahr 2020 an und bleiben bis 2060 konstant auf dem Kosteniveau. Auch die Kosten für den CO₂-Transport im Ausland per Pipeline verbleiben bis 2060 die Kosten auf rund 15 CHF/t CO₂. Ein allfälliger Pipelinetransport in der Schweiz würde aufgrund der kürzeren Distanzen knapp unter 10 CHF/t CO₂ landen. Aufgrund der hohen Investitionskosten, der lokal verstreuten Punktquellen und der verhältnismässig geringen Transportkapazitäten für Pipelines, wird wohl auch langfristig der inländische CO₂-Transport nicht vollständig über Pipelines stattfinden. Die Kosten für die CO₂-Speicherung sowohl innerhalb der Schweiz als auch im Ausland sinken über die Zeit. Für die CO₂-Speicherung in der Schweiz in salinen Aquiferen liegen die Kosten bei rund 40 CHF/t CO₂ und sinken über die Zeit auf rund 30 CHF/t CO₂ in 2050 bzw. 26 CHF/t CO₂ in 2060. Für die CO₂-Speicherung im Ausland in salinen Aquiferen offshore werden geringere Kosten angenommen. Hier fallen die Kosten von 20 CHF/t CO₂ in 2020 auf rund 10 CHF/t CO₂ in 2050 und auf 7 CHF/t CO₂ in 2060.

Kostenbestandteile CO₂-Entnahme-Methoden für das Stichjahr 2050

Die Gesamtkosten für die jeweilige CO₂-Entnahme-Methode setzen sich aus den einzelnen Prozessschritten zusammen. Abbildung 16 gibt die einzelnen Kostenbestandteile für die CO₂-Abscheidung an einer BECCS-Anlage (Oxyfuel) bzw. einer KVA mit CCS (Post-Combustion) ausgestattet mit anschliessender Speicherung innerhalb der Schweiz für das Stichjahr 2050 an.

Abbildung 16: Kostenbestandteile für die CO₂-Entnahme in der Schweiz und CO₂-Speicherung innerhalb der Schweiz in 2050



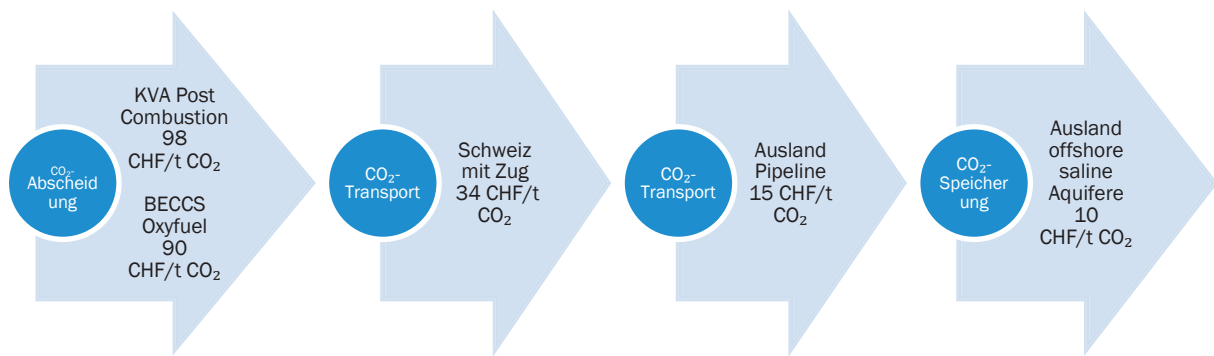
Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Damit würden für die CO₂-Entnahme-Technologie BECCS mittels Oxyfuel mit Zugtransport in der Schweiz und Speicherung in der Schweiz Gesamtkosten von rund 154 CHF pro erzeugte negative CO₂-Emission im Jahr 2050 anfallen. Bei KVA mit CCS liegen die Kosten mit 162 CHF/t CO₂ etwas höher, da der Abscheidungsprozess mit Post Combustion etwas höhere Kosten erzeugt.

Da nach den getroffenen Annahmen zur inländischen Speicherung nicht alle abgeschiedenen CO₂-Emissionen innerhalb der Schweiz permanent im Untergrund gespeichert werden können, zeigt Abbildung 17 exemplarisch die Kostenbestandteile für die CO₂-Abscheidung in der Schweiz aber mit dem CO₂-Weitertransport ins Ausland und der CO₂-Speicherung in salinen Aquiferen (offshore) im Ausland.

Abbildung 17 Kostenbestandteile für CO₂-Speicherung in der Schweiz und CO₂-Speicherung im Ausland in 2050



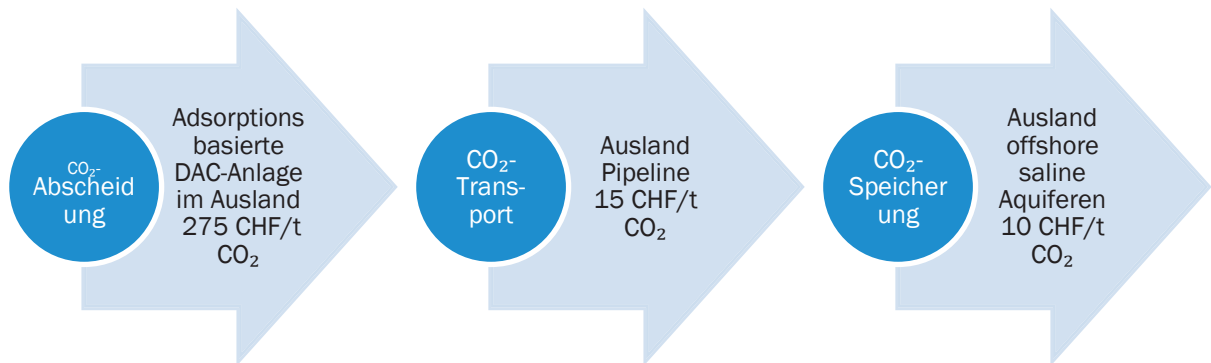
Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Die Gesamtkosten bei der CO₂-Abscheidung in der Schweiz und der CO₂-Speicherung im Ausland, sind im Vergleich zur Speicherung innerhalb der Schweiz etwas geringer. Das hängt damit zusammen, dass für die CO₂-Speicherung im Ausland in salinen Aquiferen offshore geringere Kostenparameter angenommen werden. Für eine BECCS-Anlage mit CO₂-Speicherung im Ausland entstehen Gesamtkosten von rund 149 CHF/t CO₂ und für eine KVA mit CCS von rund 157 CHF/t CO₂ für das Jahr 2050.

Zusätzlich zur CO₂-Entnahme innerhalb der Schweiz wird ein Grossteil der residualen Emissionen durch DACCS im Ausland ausgeglichen. Abbildung 18 zeigt die Kostenbestandteile für DACCS im Ausland für das Jahr 2050. Im Vergleich zum Einsatz von DAC im Ausland sind die Kosten für den Einsatz einer DAC-Anlage in der Schweiz sehr hoch. Deswegen werden in den Energieperspektiven adsorptionsbasierte DAC-Anlagen nur im Ausland angenommen.

Abbildung 18 Kostenbestandteile für DACCS im Ausland in 2050



Quelle: Eigene Darstellung

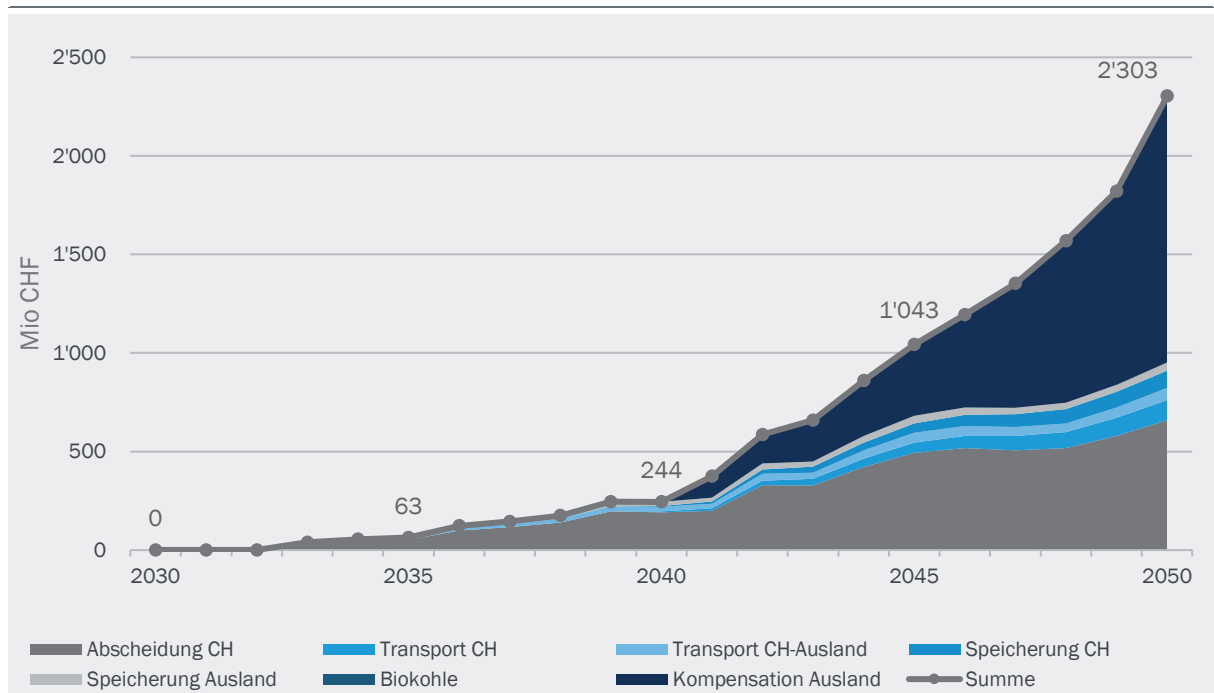
© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Wir rechnen für eine direkte CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft im Ausland mittels einer adsorptionsbasierten DAC-Anlage mit Kosten von 275 CHF/t CO₂ im Jahr 2050. Dazu kommt der CO₂-Transport per Pipeline und die CO₂-Speicherung in salinen Aquiferen offshore, was zu rund 300 CHF/t CO₂ spezifischen Gesamtkosten für DACCS im Ausland im Jahr 2050 führt.

Gesamtkostenentwicklung für den Einsatz von CCS im Szenario ZERO Basis

Die Gesamtkostenentwicklung für den Einsatz von CCS bestehen einerseits aus der CO₂-Abscheidung der Prozessemissionen in der Industrie und dem fossilen CO₂-Emissionsanteil aus der KVA und andererseits aus der CO₂-Abscheidung biogener und atmosphärischer CO₂-Emissionen (DACCS, BECCS, PyCCS, biogener Anteil KVA) zum Ausgleich der residualen THG-Emissionen in der Schweiz. Die Gesamtkosten ergeben sich aus den spezifischen Kosten (EUR/tCO₂) der jeweiligen Technologie multipliziert mit der abgeschiedenen, transportierten oder gespeicherten CO₂-Menge (t CO₂). Abbildung 19 bildet die Entwicklung der Gesamtkosten für den Einsatz von CCS zur CO₂-Vermeidung und zur CO₂-Entnahme ab.

Abbildung 19 Gesamtkostenentwicklung für den Einsatz von CCS im Szenario ZERO Basis bis 2050



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2021

Ab dem Jahr 2033 werden die ersten CO₂-Emissionen mittels KVA und einer Post-Combustion Anlage langfristig aus der Atmosphäre entzogen. Bis 2050 steigen die jährlichen Kosten kontinuierlich an. Ab dem Jahr 2040 wird ein Teil der residualen Emissionen durch DAC-Anlagen im Ausland ausgeglichen. Dadurch steigen die Kosten stark an und erreichen mit rund 2'300 Mio. CHF im Jahr 2050 ein Maximum. Der Einsatz von DAC im Ausland ist der größte Kostenposten. Dies liegt vor allem an die hohen Abscheidungskosten einer adsorptionsbasierten DAC-Anlage. Der Anteil von DACCS sinkt nach 2050 wie in den Kapiteln davor beschrieben etwas ab, sodass auch die jährlichen Kosten bis 2060 auf unter 1'600 Mio. CHF absinken. Ein weiterer Grund dafür sind die weiter sinkenden Kosten der betrachteten Technologien (Abbildung 19).

6 Fazit

Im Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven kann durch Effizienzmassnahmen und durch den Ersatz fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien im Inland ein deutlicher Rückgang der Treibhausgasemissionen erreicht werden. Im Jahr 2050 verbleibt jedoch ein Sockel von 11.8 Mt CO₂-eq. Die verbleibenden Treibhausgasemissionen resultieren insbesondere aus Prozessmissionen der Industrie, der energetischen Verwertung von Abfällen im Industriesektor und in Kehrichtverwertungsanlagen sowie nichtenergetischer Emissionen in der Landwirtschaft. Daher ist im Szenario ZERO bis zum Jahr 2050 auch der Einsatz von CCS und Negativemissionstechnologien im In- und Ausland notwendig, um das Ziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen zu erreichen.

Im Inland wird im Szenario ZERO die Abscheidung von CO₂ in der Zementherstellung, an Standorten von Grosseinstallenten der chemischen Industrie, bei Kehrichtverwertungsanlagen und bei grossen Biomassekraftwerken implementiert. Durch erneuerbare Anteile der Brennstoffe von Kehrichtverwertungsanlagen, Biomassekraftwerken und bei einigen Industrieanlagen werden Negativemissionen im Inland erzeugt. Langfristig wird auch der Einsatz von Pflanzenkohle und die Abscheidung der bei der Herstellung freiwerdenden CO₂-Mengen im Szenario ZERO implementiert. Diese Massnahmen reichen noch nicht aus, um die gesamten verbleibenden THG-Emissionen im Jahr 2050 auszugleichen. Es wird zusätzlich der Einsatz von Negativemissionstechnologien im Ausland benötigt. Dafür wird die Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre und Einlagerung in geologische Schichten angenommen.

Der Einsatz von CCS zur CO₂-Vermeidung fossiler CO₂-Emissionen und zur CO₂-Entnahme biologischer und atmosphärischer CO₂-Emissionen im In- und Ausland muss Mitte der 2030er Jahre starten, um einen entsprechenden Hochlauf im Hinblick auf das Netto-Null-Ziel im Jahr 2050 gewährleisten zu können. Die abgeschiedenen CO₂-Mengen müssen zudem permanent gespeichert werden. Hier wird ein CO₂-Transport zu den Lagerspeicherstätten und ab 2040 auch ein Hochlauf der CO₂-Speicherung in der Schweiz bis 2050 auf ein Niveau von 3 Mt CO₂eq pro Jahr angenommen.

Der Prozess zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung ist zum aktuellen Zeitpunkt noch durch hohe Kosten gekennzeichnet. Im Zeitverlauf ist durch die flächendeckende Anwendung dieser Technologien und den damit zusammenhängenden Lern- und Skaleneffekten von einem Rückgang der Technologiekosten auszugehen. Trotzdem verursachen diese Technologien deutliche Mehrkosten gegenüber dem Szenario Weiter wie bisher. Unter Berücksichtigung der mit der Implementierung von CO₂-Abscheidung und -Speicherung verbundenen Risiken sind diese Technologien nicht der inländischen Emissionsvermeidung durch Effizienzmassnahmen und durch die Nutzung erneuerbarer Energien vorzuziehen. CCS und Negativemissionstechnologien sind im Hinblick auf das Netto-Null-Ziel aus heutiger Perspektive aber ein unverzichtbarer Bestandteil des notwendigen Massnahmenkatalogs.

7 Quellenverzeichnis

BAFU 2019

Jahrbuch Wald und Holz, BAFU (2019): https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/wald-holz/uz-umwelt-zustand/jahrbuch-wald-holz-2019-uz-1914.pdf.download.pdf/de_BAFU_UZ-1914_JB_Wald-Holz_2019_GzD_2_komplett_22-01.pdf .

BAFU 2020

Faktenblatt, BAFU 7.4.2020: https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/klima/fachinfo-daten/faktenblatt_wald_und_holz.pdf.download.pdf/Faktenblatt_Wald_und_Holz_D.pdf .

Bundesrat 2020

Der Bundesrat (2020): Von welcher Bedeutung könnten negative CO₂-Emissionen für die künftigen klimapolitischen Massnahmen der Schweiz sein? Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 18.4211 Thorens Goumaz vom 12. Dezember 2018. Bern, 2. September 2020.

Bastin et al. 2019

Jean-Francois Bastin, Yelena Finegold, Claude Garcia, Danilo Mollicone, Marcelo Rezende, Devin Routh, Constantin M. Zohner, Thomas W. Crowther (2019): The global tree restoration potential. Science 5. Juli 2019 76-79.

Beerling et al. 2020

Beerling et al. (2020): Potential for large-scale CO₂ removal via enhanced rock weathering with croplands.

Beuttler et al. 2019

Beuttler, C.; Keel, S. G.; Leifeld, J.; Schmid, M.; Berta, N.; Gutknecht, V.; Wohlgemuth, N.; Brodmann, U.; Stadler, Z.; Tinibaev, D.; Wlodarczak, D.; Honegger, M.; Stettler, C. (2019): The Role of Atmospheric Carbon Dioxide Removal in Swiss Climate Policy – Fundamentals and Recommended Actions. Report by Risk Dialogue Foundation. Commissioned by the Federal Office for the Environment, Bern.

Breyer et al. 2019

Breyer, C., Fasihi M., Bajamundi C., Creutzig F. (2019): Direct Air Capture of CO₂: A key technology for ambitious climate change mitigation.

Brown et al. 2012

Brown, T., Gambhir, A., Florin N., Fennell P. (2012), Grantham Institute for Climate Change Briefing paper No 7: Reducing CO₂ emissions from heavy industry: a review of technologies and considerations for policy makers, [https://www.imperial.ac.uk/grantham/publications/mitigation/reducing-CO₂-emissions-from-heavy-industry-a-review-of-technologies-and-considerations-for-policy-makers---grantham-briefing-paper-7.php](https://www.imperial.ac.uk/grantham/publications/mitigation/reducing-CO2-emissions-from-heavy-industry-a-review-of-technologies-and-considerations-for-policy-makers---grantham-briefing-paper-7.php).

CarbFix2 2020

CarbFix2 (2020): <https://www.carbfix.com/carbfix2> .

Carbon Engineering

Carbon Engineering (2020): <https://carbonengineering.com/our-technology/> .

Cayuela et al. 2013

M.L. Cayuela, L. van Zwieten, B.P. Singh, S. Jeffery, A. Roig, M.A. Sánchez-Monedero (2013): Bio-char's role in mitigating soil nitrous oxide emissions: A review and meta-analysis, <http://dx.doi.org/10.1016/j.agee.2013.10.009> .

cemsuisse

Kennzahlen. cemsuisse (verschiedene Jahrgänge), <https://www.cemsuisse.ch/kennzahlen/> .

Christensen et al. 2004

Christensen TR, Friberg T (lead authors) with Byrne KA, Chojnicki B, Drösler M, Freibauer A, Frolking S, Lindroth A, Mailhammer, J, Malmer N, Selin S, Turunen J, Valentini R, Zetterberg L, Vandewalle M. (2004): EU peatlands: Current carbon stocks and trace gas fluxes, Report 4/2004 to 'Concerted action: Synthesis of the European Greenhouse Gas Budget', Geosphere-Biosphere Centre, Univ. of Lund, Sweden.

Climeworks

Climeworks (2020): <https://www.climeworks.com/page/CO2-removal> .

Congressional Research Service 2013

Carbon Capture: A Technology Assessment (2013): <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/R/R41325/25> .

Diamond, Mazzotti, Siddiqi 2020

Experteninterview am 09.03.2020 unter anderem mit Laryn Diamond (Uni Bern), Marco Mazzotti (ETH Zürich) und Gunther Siddiqi (BFE) im Rahmen des NET Exkurs, organisiert durch das BFE.

EC 2019

European Commission (2019): Report from the Commission to the European Parliament and the Council on Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide.

EC 2020

EC 2020 - European Commission (2020): https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund/ner300_en.

Eckle et al. 2021

Eckle, P., Spokaite M., Kruger M., Wüllenweber J., Lalitha R.U., Gunnar D. (2021): Feasibility of a demonstrator for the carbon capture and storage value chain in CH with a waste-to-energy plant: <https://www.suslab.ch/ms-ccs-feasibility>.

Edwards et al. 2017

Edwards, David P.; Lim, Felix; James, Rachael H.; Pearce, Christopher R.; Scholes, Julie; Freckleton, Robert P.; Beerling, David J. (2017): Climate change mitigation: potential benefits and pitfalls of enhanced rock weathering in tropical agriculture. In *Biology letters* 13 (4). DOI: 10.1098/rsbl.2016.0715.

Fasihi et al. 2019

Fasihi, M., Efimova, O., Breyer, C. (2019): Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants.

Fischlin et al. 2006

Fischlin A., Buchter B., Matile L., Hofer P., Taverna R. (2006): CO₂-Senken und -Quellen in der Waldwirtschaft – Anrechnung im Rahmen des Kyoto-Protokolls. Umwelt-Wissen Nr. 0602. Bundesamt für Umwelt, Bern. 45 S.

Fuss et al. 2018

Fuss, S. et al. (2018): Negative emissions - Part 2: Costs, potentials and side effects, Environ. Res. Lett. 13 063002.

GCCSI 2019a

GCCSI 2019 Global CCS Institute (2019): Global Status of CCS 2019.

GCCSI 2019b

GCCSI 2019 Global CCS Institute (2019): <https://CO2re.co/FacilityData>.

Gutzwiller 2020

Experteninterview am 30.03.2020 mit Stephan Gutzwiller (Kaskad-E) im Rahmen des NET Exkurs, organisiert durch das BFE.

Honegger und Reiner 2018

Matthias Honegger und David Reiner (2018) The political economy of negative emissions technologies: consequences for international policy design, Climate Policy, 18:3, 306-321, DOI: 10.1080/14693062.2017.1413322 .

IEA 2020

Special Report on CCUS (2020): <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/a-new-era-for-ccus> .

IPCC 2005

IPCC (2005): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.

IPCC 2006

IPCC (2006): IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 3 Industrial Processes and Product Use, Chapter 2 Mineral Industry Emissions, https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/3_Volume3/V3_2_Ch2_Mineral_Industry.pdf .

IPCC 2018

IPCC (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 [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. In Press.

Kelland et al. 2020

Kelland, M.E. et al. (2020): Increased yield and CO₂ sequestration potential with the C4 cereal Sorghum bicolor cultivated in basaltic rock dust-amended agricultural soil.

Keith et al. 2018

Keith, D.W., Holmes, G., St. Angelo, D., Heidel, K. (2018): A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere.

Kerre et al. 2016

Kerre B., Bravo C.T., Leifeld J., Cornelissen G., Smolders E. (2016): Historical soil amendment with charcoal increases sequestration of non-charcoal carbon: a comparison among methods of black carbon quantification. *Eur. J. Soil Sci.* 67, 324–331.

Köhler et al. 2013

Köhler P, Abrams J F, Völker C, Hauck J and Wolf-Gladrow D A (2013): Geoengineering impact of open ocean dissolution of olivine on atmospheric CO₂, surface ocean pH and marine biology *Environ. Res. Lett.* 8.

Krekel et al. 2018

Krekel, D., Samsun, R.C., Peters, R., Stolten, D. (2018): The separation of CO₂ from ambient air – A techno-economic assessment.

Kuzyakov et al. 2014

Kuzyakov Y., Bogomolova I., Glaser B. (2014): Biochar stability in soil: Decomposition during eight years and transformation as assessed by compound-specific ¹⁴C analysis, <http://dx.doi.org/10.1016/j.soilbio.2013.12.021>.

Lackner 2015

Lackner, K.S. (2015): State of Direct Air Capture IPCC calls for negative emissions. In Carbon Management Technologies Conference. Sugarland, Texas.

Lehman, Possinger 2020

Lehmann, J., Possinger, A. (2020): Atmospheric CO₂ removed by rock weathering.

LWF 2011

Bayrische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft, Merkblatt 27, Kohlenstoffspeicherung von Bäumen; <https://www.lwf.bayern.de/mam/cms04/service/dateien/mb-27-kohlenstoffspeicherung-2.pdf>.

Mazzotti et al. 2013

Mazzotti, M. et al. (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), pp.119–135.

Minx et al. 2018

Minx et al. (2018): Negative emissions—Part 1: Research landscape and synthesis.

Neele et al. 2016

Neele, F. et al. (2016): CO₂ Transport by Ship: The Way Forward in Europe.

Nemet et al. 2018

Nemet, G.F. et al. (2018): Negative emissions—Part 3: Innovation and upscaling.

Northern Lights 2020

Northern Lights (2020): CCS and the EU COVID-19 Recovery Plan – The positive economic impact of a European CCS ecosystem.

Monastersky 2013

Monastersky, Richard (2013): Seabed scars raise questions over carbon-storage plan, Nature 504, 339–340, (19 December 2013), doi:10.1038/504339a.

Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan 2020

Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan (2020): Energieperspektiven 2050+ Kurzbericht. i.A. des Bundesamts für Energie, Bern.

Prognos, TEP Energy, Infrac 2021

Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan (2021): Energieperspektiven 2050+ Exkurs Biomasse. i.A. des Bundesamts für Energie, Bern.

Project Vesta 2020

Project Vesta (2020): <https://projectvesta.org/how-it-works/> .

Repenning et al. 2019

Repenning et al. (2019): Endbericht Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung, <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Folgenabschaetzung-Klimaschutzplan-2050.pdf> .

Roestenberg 2015

Roestenberg, T. (2015): Design Study Report–ANTECY solar fuels development.

Scolow et al. 2011

Scolow et al. APS Report (2011): Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals - A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs.

SEPA 2013

Scottish Environment Protection Agency (2013): Review of Amine Emissions from Carbon Capture Systems, https://www.sepa.org.uk/media/141046/review_of_amine_emissions_from_carbon_capture_systems.pdf.

Snæbjörnsdóttir et al. 2020

Snæbjörnsdóttir et al. (2020): Carbon dioxide storage through mineral carbonation.

Spiegel 2016

Spiegel 2016: Zement, der unbekannte CO₂-Schluckler. (22.11.2016). www.spiegel.de/wissenschaft/natur/zement-der-unbekannte-co2-schlucker-a-1122551.html.

Strefler et al. 2018

Strefler, J. et al. (2018): Potential and costs of carbon dioxide removal by enhanced weathering of rocks.

Taverna et al. 2007

Taverna R., Hofer P., Werner F., Kaufmann E., Thürig E. (2007): CO₂-Effekte der Schweizer Wald- und Holzwirtschaft. Szenarien zukünftiger Beiträge zum Klimaschutz. Umwelt-Wissen Nr. 0739. Bundesamt für Umwelt, Bern. 102S.

Wang et al. 2013

Wang, T., Lackner, K.S. & Wright, A.B. (2013): Moisture-swing sorption for carbon dioxide capture from ambient air: A thermodynamic analysis. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 15(2), pp.504–514.

Wikipedia 2020

Wikipedia (2020): List of countries by cement production. Wikipedia (2020). en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_cement_production basierend auf Daten des US Geological Survey, zuletzt abgerufen am 04.09.2020.

Xi et al. 2016

Xi, F., Davis, S., Ciais, P. et al. Substantial global carbon uptake by cement carbonation. *Nature Geosci* 9, 880–883 (2016). doi.org/10.1038/ngeo2840.

Zhang et al. 2020

Zhang Q., Xiao J., Xue J., Zhang L, (2020): Quantifying the Effects of Biochar Application on Greenhouse Gas Emissions from Agricultural Soils: A Global Meta-Analysis, doi:10.3390/su12083436.

ZEP 2011

ZEP (2011): The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage.