

# CO<sub>2</sub>- Abscheide-, Speicher- und Verwertungspotenziale in Tirol

Titelbild: Foto von Tom Barrett, Unsplash

<b>Titel</b>	CO <sub>2</sub> -Abscheide-, Speicher- und Verwertungspotenziale in Tirol
<b>Berichtslegung</b>	29. September 2025
<b>Ausführung</b>	Energieagentur Tirol GmbH, Bürgerstraße 1-3, 6020 Innsbruck: Dr. Lukas SCHIFFERLE, BSc Robert GLEIRSCHER, BSc Nora ELs, PhD DI Rupert EBENBICHLER
	MCI Internationale Hochschule GmbH, Department Umwelt-, Verfahrens- und Energietechnik, Universitätsstraße 15, 6020 Innsbruck: Prof. (FH) Dr. Angela HOFMANN Nina Viktoria SCHAAF, MSc
<b>Zitievorschlag</b>	SCHIFFERLE, L.; SCHAAF, N. V.; GLEIRSCHER, R; HOFMANN, A.; ELs, N., EBENBICHLER, R. (2025): CO <sub>2</sub> -Abscheide-, Speicher- und Verwertungspotenziale in Tirol. Energieagentur Tirol, 122 S.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>6</b>
<b>1. Veranlassung und Zielsetzung .....</b>	<b>8</b>
<b>2. Begriffsbestimmungen .....</b>	<b>9</b>
<b>3. Rahmenbedingungen .....</b>	<b>13</b>
3.1. Internationale Übereinkünfte .....	13
3.1.1. Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen zu Klimaänderungen.....	13
3.1.2. Das Wiener Übereinkommen und das Montreal-Protokoll .....	14
3.1.3. Kyoto-Protokoll .....	14
3.1.4. Pariser Abkommen .....	16
3.2. Verpflichtungen und Maßnahmen auf europäischer Ebene .....	16
3.2.1. European Green Deal.....	16
3.2.2. EU-Klimagesetz .....	18
3.2.3. Effort Sharing Regulation.....	19
3.2.4. EU Industrial Carbon Management Strategy .....	20
3.2.5. Renewable Energy Directive .....	20
3.2.6. Energieeffizienzrichtlinie .....	22
3.2.7. Zertifizierung von Carbon Removal, Carbon Farming und CO <sub>2</sub> -Speicherung in Produkten .....	22
3.2.8. LULUCF Verordnung .....	23
3.2.9. EU Carbon Border Adjustment Mechanism .....	24
3.2.10. Geologische Speicherung von Kohlenstoffdioxid.....	25
3.3. Förderung und Unterstützung für CO <sub>2</sub> -Speicherung,- Abscheidung und -Verwertung in der EU.....	26
3.4. Greenhouse Gas Protocol.....	27
3.5. Österreichische Rechtsvorschriften und Regelungen .....	27
3.5.1. Klimaschutzgesetz .....	28
3.5.2. Nationaler Energie- und Klimaplan .....	29
3.5.3. Energieeffizienzgesetz.....	34
3.5.4. Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz .....	35
3.5.5. Verbot der geologischen Speicherung von CO <sub>2</sub> .....	36
3.5.6. Österreichische Carbon Management Strategie.....	37
3.6. Energiestrategie Tirol 2050 energieautonom .....	39
<b>4. Emissions-Bepreisung .....</b>	<b>41</b>
4.1. Allgemeines.....	41

4.2. Emissionshandel der Europäischen Union .....	41
4.3. Nationales Emissionszertifikatehandelsgesetz 2022 (Österreich).....	45
4.4. Effekte und Auswirkungen .....	46
<b>5. Treibhausgasemissionen in Österreich und Tirol.....</b>	<b>47</b>
5.1. Quantifizierung .....	47
5.2. Emissionsspezifische Sektoren .....	48
5.3. Treibhausgasemissionen auf Bundesebene.....	50
5.4. Treibhausgasemissionen Tirol .....	53
<b>6. CO<sub>2</sub>-Abscheidungsmöglichkeiten.....</b>	<b>55</b>
6.1. Überblick Abscheidungsmechanismen .....	56
6.2. CO <sub>2</sub> -Abscheidung aus thermochemischen Prozessen .....	59
6.3. CO <sub>2</sub> -Abscheidung aus bio-chemischen Prozessen.....	61
6.3.1. Biogas und Faulgas .....	61
6.3.2. Industrielle Gwärgase .....	61
6.4. Direct Air Capture .....	61
<b>7. Transport und Logistik .....</b>	<b>63</b>
7.1. Transport per Pipeline .....	64
7.2. Transport per Schiff .....	65
7.3. Transport per Lkw und Zug .....	65
7.4. Kostenbetrachtung.....	65
7.5. CO <sub>2</sub> -Transportinfrastruktur-Planungen in Europa.....	66
<b>8. CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten.....</b>	<b>70</b>
8.1. Technische Speicher / Kurzzeitspeicher .....	70
8.2. Kavernenspeicher.....	70
8.2.1. Salz-Kavernen.....	71
8.2.2. Bestehende Untertagebauwerke .....	72
8.3. Ausgeförderte Erdöl- und Erdgasfelder.....	72
8.4. Salinare Aquifere .....	73
8.5. Kohlevorkommen.....	74
8.6. Hydratisierung .....	74
8.7. Beschleunigte Verwitterung .....	76
<b>9. CO<sub>2</sub>-Wertschöpfungsketten .....</b>	<b>78</b>
9.1. Direkteinsatz von gasförmigem CO <sub>2</sub> .....	78
9.2. CO <sub>2</sub> -Umwandlung und Synthese.....	80

9.2.1. Großindustrielle, chemische Nutzung von CO <sub>2</sub> .....	80
9.2.2. Synthetische Kraftstoffe .....	81
9.2.3. Kunststoffe (NVS) .....	84
9.3. Dauerhafte CO <sub>2</sub> -Speicherung in Produkten .....	84
9.3.1. Sekundärrohrstoff in der Bauindustrie.....	84
9.3.2. Biokohle .....	85
<b>10. Potenzial der CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -speicherung und -verwertung in Tirol.....</b>	<b>86</b>
10.1. Abscheidepotenziale in Tirol .....	86
10.1.1. Methodik CO <sub>2</sub> -Abscheidepotenziale .....	87
10.1.2. Ergebnis und Interpretation der CO <sub>2</sub> -Abscheidepotenziale in Tirol.....	91
10.1.3. Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse .....	95
10.2. Speicherpotenziale .....	96
10.2.1. Salz-Kavernen.....	96
10.2.2. Bestehende Untertagebauwerke .....	98
10.2.3. Ausgeförderte Erdöl- und Erdgasfelder .....	99
10.2.4. Salinare Aquifere.....	101
10.2.5. Kohlevorkommen.....	106
10.2.6. Beschleunigte Verwitterung.....	108
10.2.7. Biokohle .....	109
10.2.8. Zusammenfassung Speicherpotenziale Tirol .....	110
10.3. Verwertungspotenziale .....	110
<b>11. Schlussfolgerungen und Empfehlungen .....</b>	<b>112</b>
<b>12. Literaturverzeichnis .....</b>	<b>116</b>
<b>13. Anhang .....</b>	<b>122</b>

## Abkürzungsverzeichnis

%	Prozent	EUR	Euro
§	Paragraph	EWR	Enhanced Rock Weathering
°C	Grad Celsius	FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
µm	Mikrometer	F-Gase	Fluorierte Gase
a	Jahr	FH	Fachhochschule
AAU	Assigned Amount Unit (Emissionszertifikat nach dem Kyoto Protokoll)	FKW	Fluorkohlenwasserstoffe
BCR	Biochar Carbon Removal	GHG	Greenhouse Gas
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage	GJ	Gigajoule
BLI	Bundesländer-Luftschadstoff-Inventur	GOK	Geländeoberkante
BMF	Bundesministerium für Finanzen	Gt	Gigatonne
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie	GTP	Global Temperature Potential
BMAW	Bundesministerium für Arbeit und Wirtschaft	GW	Gigawatt
BMLFUW	Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft	GWh	Gigawattstunde
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsausgaben)	GWP	Global Warming Potential
CMB	Coalbed Methane	H <sub>2</sub> S	Schwefelwasserstoff
CC	Carbon Capture	ha	Hektar
CCS	Carbon Capture and Storage	HFBKW	Fluorbrückenkohlenwasserstoffe
CCSA	Carbon Capture and Storage Association	HFCKW	Teihalogenierte FCKW
CCU	Carbon Capture and Utilisation	IAOP	International Association of Oil & Gas Producers
CCUS	Carbon Capture Utilisation and Storage	IEA	International Energy Agency
CDR	Carbon Dioxide Removal	IEC	International Electrotechnical Commission
CH <sub>4</sub>	Methan	IOGP	International Association of Oil & Gas Producers
CMS	Carbon Management Strategie	IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
CO	Kohlenmonoxid	ISO	International Organization for Standardization
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid	K	Kelvin
CO <sub>2</sub> -eq	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	kg	Kilogramm
COP	Conference of the Parties (UNFCCC)	km	Kilometer
DAC	Direct Air Capture	KMU	Kleines und mittleres Unternehmen
DACCS	Direct Air Capture with Carbon Storage	KSG	Klimaschutzgesetz
E	Ost	kW	Kilowatt
ECBM	Enhanced Coalbed Methane	KWh	Kilowattstunde
EEffG	Bundes-Energieeffizienzgesetz	LKW	Lastkraftwagen
EG	Europäische Gemeinschaft	LPG	Liquefied Petroleum Gas
EOR	Enhanced Oil Recovery	LULUCF	Land use, land use change and forestry
ESR	Effort Sharing Regulation	LWR	Langwellige Strahlung
ETS	Emission Trading System	m. ü. A.	Meter über Adria
EU	Europäische Union	mm	Millimeter
EU CBAM	EU Carbon Border Adjustment Mechanism	Mio.	Millionen
EU-ETS	European Union Emissions Trading System	MPa	Megapascal
		Mrd.	Milliarden
		Mt	Megatonne
		MW	Megawatt

MWh	Megawattstunde	RED III	Renewable Energy Directive, aktuellste Fassung (RL (EU) 2023/2413)
N	Nord	RL	Richtlinie
N <sub>2</sub> O	Distickstoffmonoxid	S	Süd
NDC	Nationally Determined Contribution	SBI	Subsidiary Body for Implementation
NEHG	Nationales Emissionszertifikatehandelsgesetz	SBSTA	Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice
NEKP	Nationaler Energie- und Klimaplan	SF <sub>6</sub>	Schwefelhexafluorid
NF <sub>3</sub>	Stickstofftrifluorid	SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
NISA	Nationale Inventursystem Austria	SWR	Kurzwellige Strahlung
NMVOC	Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan	t	Tonne
NO <sub>x</sub>	Stickoxide	tCDR	Technical Carbon Dioxide Removal
O <sub>2</sub>	Sauerstoff	THG	Treibhausgas
O <sub>3</sub>	Ozon	TJ	Terajoule
OLI	Österreichische Luftschadstoffinventur	TRL	Technology Readyness Level
OPEX	Betriebskosten	TWh	Terawattstunde
PFC	Per- und polyfluorierte Chemikalien	UBA	Umweltbundesamt (Österreich)
PFKW	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe	UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
PJ	Petajoule	VO	Verordnung
ppm	parts per million	Vol.-%	Volumenprozent
PM <sub>10</sub>	Feinstaub Staubfraktion mit Ø < 10 µm	W	West
PM <sub>2,5</sub>	Feinstaub Staubfraktion mit Ø < 2,5 µm	ZEP	Zero Emissions Platform
R <sub>CO2</sub>	CO <sub>2</sub> -Entzugspotenzial		
RED	Renewable Energy Directive		

## 1. Veranlassung und Zielsetzung

Der durch den Menschen verursachte Klimawandel stellt durch die steigenden Temperaturen, Meeresspiegelanstieg, Diversitäts- und Habitatsverluste, Verstärkung globaler Ungleichheiten, Gefährdung der Nahrungsmittelsicherheit und häufiger auftretende extreme Wetterereignisse eine existenzielle Bedrohung für Mensch und Ökosystem dar (IPCC, 2022).

Um weitere negative Auswirkungen zu begrenzen, laufen weltweit – und somit auch auf europäischer und nationaler Ebene – zahlreiche Bestrebungen, durch gesetzgeberische Maßnahmen eine Umstellung des Gesellschafts-, Energie- und Wirtschaftssystems zu vollziehen. Damit soll der weitere Ausstoß von Treibhausgasen (THG) – darunter insbesondere Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) – stark reduziert werden. Durch den European Green Deal wurde der rechtliche Rahmen geschaffen, die Europäische Union (EU) bis 2050 klimaneutral zu gestalten. In diesem Übereinkommen verpflichten sich die Mitgliedsstaaten, notwendige Maßnahmen auf nationaler Ebene umzusetzen sowie Anpassungsstrategien an den Klimawandel zu entwickeln. Auch Österreich hat sich verpflichtet, sowohl Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen zu treffen als auch die Einsparungs-Fortschritte laufend zu überwachen.

Das Bundesland Tirol hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 seinen gesamten Energiebedarf (bilanziell) aus heimischen, erneuerbaren Energieträgern zu decken. Mit dem „Energie-Zielszenario Tirol 2050“ (EBENBICHLER et al. 2024) besteht ein konkreter Zielpfad, wie das Bundesland die Defossilisierung erreichen kann und zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen will.

Neben dem Umbau des Energie- und Wirtschaftssystems wird zukünftig auch die Entwicklung von Netto-Null- und Netto-Negativ-Emissionstechnologien eine zentrale Rolle spielen, um eine Reduktion der schwer oder nicht zu verhindern (Rest-)Emissionen zu erzielen und die globalen Klimaziele einhalten zu können. Da die EU und somit auch Österreich nach 2050 negative Emissionen anstreben, wird eine aktive Abscheidung, Speicherung und Verwertung von CO<sub>2</sub> zukünftig einen wesentlichen Beitrag zur Verringerung des anthropogenen Ausstoßes von Treibhausgasen leisten.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird dargestellt, wo und in welcher Größenordnung in Tirol CO<sub>2</sub> in Prozessen anfällt, welches für eine **Abscheidung** (Capture) und weitere **Speicherung** (Storage) (ausgenommen Speicherpotenziale in Vegetation, Gewässern oder im Boden) oder **Verwertung** (Utilisation) in Frage kommt (Carbon Capture Utilisation and Storage, CCUS). Es werden technische Möglichkeiten und Potenziale der **CO<sub>2</sub>-Speicherung** und **CO<sub>2</sub>-Verwertung** aufgezeigt, um zukünftig Wertschöpfungsketten für das abgeschiedene CO<sub>2</sub> in Tirol zu schaffen. Ziel der gegenständlichen Studie ist die Schaffung einer faktenbasierten Datengrundlage zu technologisch-wirtschaftlichen Potenzialen hinsichtlich Abscheidung, Speicherung und Verwertung von CO<sub>2</sub>. Damit sollen lokale Handlungsfelder und auch Tirol-spezifische Empfehlungen und Handlungsbedarfe für Wirtschaft, Politik, und Forschung aufzeigt werden.

## 2. Begriffsbestimmungen

### Treibhauseffekt

Die Sonne ist der Treiber des Klimasystems der Erde und sendet Energie in Form von kurzwelliger Strahlung aus (Abbildung 1). Die Temperatur auf der Erde resultiert aus dem Verhältnis von eintreffender kurzwelliger Sonnenstrahlung (SWR) und ausgehender langwelliger Strahlung (LWR). Die einfallende Sonnenstrahlung wird zu rund 50 % von der Erdoberfläche absorbiert. Der Anteil der SWR, der durch Gase, Aerosole, Wolken und die Oberfläche der Erde (Albedo) zurück ins All reflektiert wird, beträgt ungefähr 30 %, während rund 20 % in der Atmosphäre absorbiert werden (Abbildung 1).

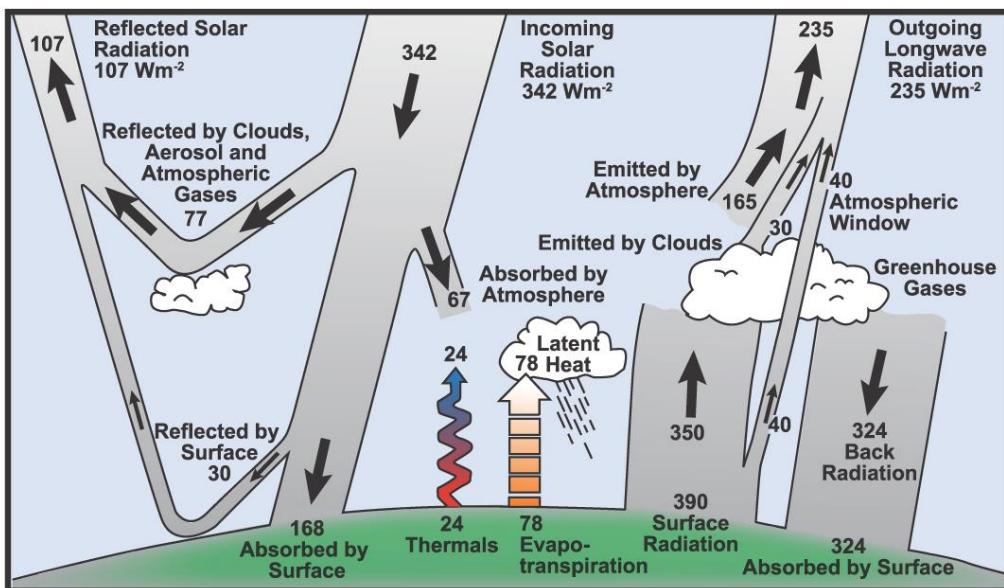


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Bestandteile und Größenordnung der jährlichen globalen mittleren (Strahlungs-)Energiebilanz [ $\text{Wm}^{-2}$ ] (KIEHL ET AL., 1997).

Bedingt durch die Temperatur der Erdoberfläche wird die ausgehende LWR großteils im infraroten Bereich des Spektrums abgegeben und zu einem großen Teil von Luftbestandteilen wie Wasserdampf ( $\text{H}_2\text{O}$ ), Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ), Methan ( $\text{CH}_4$ ), Lachgas ( $\text{N}_2\text{O}$ ), Sauerstoff ( $\text{O}_2$ ), Ozon ( $\text{O}_3$ ) bzw. von Wolken (und anderen Gasen) absorbiert und gleichzeitig in alle Richtungen emittiert. Der nach unten gerichtete Anteil der LWR erhöht die Wärme in den unteren Schichten der Atmosphäre und an der Erdoberfläche. Diese Erwärmung wird als Treibhauseffekt bezeichnet (IPCC, 2013). Ohne diesen natürlichen Treibhausgaseffekt könnte die von der Erdoberfläche abgegebene Infrarotstrahlung ungehindert in das Weltall entweichen und somit zu einer erheblichen Abkühlung des Planeten führen.

Veränderungen der globalen Energiebilanz resultieren entweder aus Schwankungen in der einfallenden Sonnenstrahlung oder aus Variationen in der ausgehenden langwirigen Strahlung. Die Nettoveränderung der einfallenden Sonnenstrahlung kann durch Änderungen der Sonnenaktivität oder durch eine veränderte Erdalbedo entstehen. Der Anteil der ausgehenden langwirigen Strahlung wird von Faktoren wie der Temperatur, der Emissivität an der

Erdoberfläche oder der Atmosphäre beeinflusst. In der Atmosphäre ergeben sich Unterschiede in der Emissivität vor allem durch Variationen in der Wolkenbedeckung, den Eigenschaften der Wolken, den Treibhausgasen und den Aerosolkonzentrationen.

Der natürliche Treibhauseffekt wird durch menschengemachte Treibhausgas-Emissionen von CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O und Fluorchlorkohlenwasserstoffen (FCKW) direkt beeinflusst. Darüber hinaus verändern Schadstoffe wie Kohlenmonoxid (CO), flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (NMVOC), Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) indirekt den Treibhauseffekt, indem sie durch chemische Reaktionen in der Atmosphäre die Konzentration wichtiger Gase wie CH<sub>4</sub> und O<sub>3</sub> beeinflussen oder als Vorläufer sekundärer Aerosole wirken.

## Treibhausgase

Gemäß IPCC (2013) umfasst der Begriff Treibhausgase alle natürlichen und anthropogenen gasförmigen Anteile der Atmosphäre, die von Erdoberfläche, Atmosphäre und Wolken emittierte Infrarotstrahlung absorbieren und wiederum (ungerichtet) emittieren und damit zur Erwärmung der Erdoberfläche und Troposphäre beitragen. Zu den wichtigsten Treibhausgasen gehören:

- > H<sub>2</sub>O Wasserdampf,
- > CO<sub>2</sub> Kohlenstoffdioxid,
- > N<sub>2</sub>O Distickstoffmonoxid (Lachgas),
- > CH<sub>4</sub> Methan,
- > O<sub>3</sub> Ozon

sowie rein anthropogen erzeugte Gase (Halogenkohlenwasserstoffe), die u. a. im Montreal-Protokoll (Kap. 3.1.2) behandelt werden, die neben dem Treibhauseffekt auch zum Abbau von Ozon in der Stratosphäre beitragen. Dazu zählen:

- > Fluorchlorkohlenwasserstoffe und
- > Bromierte Kohlenwasserstoffe.

Mit dem Kyoto-Protokoll (Kap. 3.1.3) werden zudem weitere auf anthropogene Emissionen zurückzuführende Gasemissionen in die Regulatorien aufgenommen:

- > SF<sub>6</sub> Schwefelhexafluorid,
- > HFCs teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe und
- > PFCs Per- und polyfluorierte Chemikalien.

Wasserdampf ist das mengenmäßig bedeutendste Treibhausgas der Erdatmosphäre und verstärkt den natürlichen Treibhauseffekt zwei- bis dreimal mehr als CO<sub>2</sub> – abhängig von der Berechnungsmethodik. Der Wasserdampfgehalt in der Atmosphäre wird hauptsächlich durch die Lufttemperatur gesteuert und mit jedem Grad Celsius Temperaturanstieg kann die Luft rund 7 % mehr an Wasserdampf aufnehmen. Die Erhöhung der atmosphärischen Was-

serdampf-Konzentration verstärkt den Treibhauseffekt und führt zu einer Zunahme der Erderwärmung. Dieser Prozess wird im Allgemeinen als Wasserdampfrückkoppelung bezeichnet und sollte nicht als direkter Strahlungsantrieb aus anthropogenen Emissionen verstanden werden.

Die Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre hat seit Beginn der Industrialisierung dramatisch zugenommen. Gemäß IPCC (2021) erreichten die CO<sub>2</sub>-Werte im Jahr 2019 ein Niveau, das in den letzten zwei Millionen Jahren nicht überschritten wurde. Die Konzentrationen von CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O waren mit sehr hoher Sicherheit höher als zu jedem Zeitpunkt in den letzten 800.000 Jahren. Seit 1750 stiegen die CO<sub>2</sub>-Werte um 47 % und die CH<sub>4</sub>-Werte um 156 %, während die Zunahme von N<sub>2</sub>O mit 23 % den natürlichen Schwankungen zwischen Eis- und Warmzeiten ähnelt. Diese Veränderungen übertreffen die natürlichen, mehrtausendjährigen Schwankungen erheblich und sind maßgeblich durch menschliche Aktivitäten verursacht.

## Treibhauspotenzial

Das Global Warming Potential (GWP) stellt ein Maß dar, um die Auswirkungen unterschiedlicher Treibhausgase hinsichtlich des Treibhauseffekts vergleichen zu können. Gemäß IPCC (1990) ist das GWP definiert als das Verhältnis des über die Zeit integrierten Strahlungsantriebes durch die sofortige Freisetzung von 1 kg eines Treibhausgases im Vergleich zu 1 kg des Referenzgases CO<sub>2</sub> (GWP = 1). Das GWP berücksichtigt dabei nicht nur die unmittelbare Klimawirkung eines Gases, sondern auch seine atmosphärische Verweilzeit sowie die spezifische Absorptionsfähigkeit der Wärmestrahlung.

Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) aktualisiert regelmäßig die GWP-Werte für verschiedene Treibhausgase auf Basis neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse. Beispielsweise wurde für Methan (CH<sub>4</sub>) in den Berichten des IPCC ein GWP von 28 bis 36 über einen Zeitraum von 100 Jahren angegeben (IPCC, 2013), während es über 20 Jahre betrachtet ein GWP von etwa 84 bis 87 aufweist. Dies zeigt, dass Methan kurzfristig eine viel stärkere Erwärmungswirkung als CO<sub>2</sub> hat, jedoch schneller in der Atmosphäre abgebaut wird.

Lachgas (N<sub>2</sub>O) hat ein GWP von etwa 265 bis 298 über 100 Jahre, da es eine lange atmosphärische Lebensdauer von über 100 Jahren aufweist und stark zur Zerstörung der Ozonschicht beiträgt. Fluorierte Gase wie teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW) oder Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) besitzen extrem hohe GWP-Werte, die je nach Verbindung mehrere tausend- bis zehntausendmal höher als die von CO<sub>2</sub> sein können.

Durch die Berücksichtigung des GWP lassen sich Emissionen unterschiedlicher Gase in eine gemeinsame Einheit – das CO<sub>2</sub>-Äquivalent – umrechnen. Dadurch wird eine einheitliche Bewertung von Klimaschutzmaßnahmen und eine bessere Vergleichbarkeit der Emissionen ermöglicht.

Im Gegensatz dazu konzentriert sich das Global Temperature Potential (GTP) darauf, die Temperaturänderung an einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft zu bewerten, die durch die Emission eines bestimmten Treibhausgases verursacht wird. Das GTP ist besonders nützlich, um die langfristigen Auswirkungen verschiedener Gase zu bewerten – insbesondere im Kontext von Klimaschutzstrategien mit festen Temperaturzielen wie dem Pariser Abkommen.

Wichtige GWP und GTP sind Tabelle 1 zu entnehmen.

Tabelle 1: Häufige Treibhausgase und deren auf 20 sowie 100 Jahre bezogenes Global Warming Potential (GWP) sowie Global Temperature Potential (GTP) (IPCC, 2013).

Treibhausgas	Chemische Formel	GWP 20 Jahre	GWP 100 Jahre	GTP 20 Jahre	GTP 100 Jahre
Kohlenstoffdioxid	CO <sub>2</sub>	1	1	1	1
Distickstoffmonoxid (Lachgas)	N <sub>2</sub> O	264	265	277	234
Methan	CH <sub>4</sub>	85	28	67	4
Schwefelhexafluorid	SF <sub>6</sub>	17.500	23.500	18.900	28.200
Stickstofftrifluorid	NF <sub>3</sub>	12.800	16.100	13.700	18.100

## Abscheidung

Im Sinne der gegenständlichen Studie umfasst die CO<sub>2</sub>-Abscheidung (Carbon Capture, CC) jenen Prozess, bei dem CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre, aus anthropogenen erzeugten Gasen (z. B. aus industriellen oder gewerblichen Prozessen) oder aus sonstigen, auf anthropogene Tätigkeiten zurückzuführenden Prozessen extrahiert und isoliert wird und somit an einer weiteren Ausbreitung in der Atmosphäre gehindert wird (IPCC, 2018).

Im Anschluss an die Abscheidung kann das CO<sub>2</sub> in Folgeprozessen einer Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) oder Verwertung (Carbon Capture and Utilisation, CCU) zugeführt werden.

## Speicherung

Die CO<sub>2</sub>-Speicherung umfasst jenen Prozess, der das abgeschiedene CO<sub>2</sub> langfristig (bzw. dauerhaft) an einem bestimmten Ort lagert bzw. bindet, um einen Übergang des CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre zu verhindern (IPCC, 2018). Von einer Speicherung begrifflich abgegrenzt ist die kurzfristige Lagerung von CO<sub>2</sub> (unabhängig von der Aggregat-form), sofern anschließend noch Transporte, Umlagerungen oder Verwertungen der CO<sub>2</sub>-Speicherprodukte erfolgen. In gegenständlicher Studie werden keine Speicherpotenziale aus der Land- und Forstwirtschaft (z. B. Vegetation, Gewässern, Feuchtgebiete, Boden etc.) betrachtet.

## Verwertung

Unter CO<sub>2</sub>-Verwertung wird die Nutzung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> für verschiedene Anwendungen verstanden (CCU). Ziel der Verwertung ist es, das abgeschiedene CO<sub>2</sub> nicht einer reinen Speicherung zuzuführen, sondern es über Einbindung / Umwandlung in Prozesse oder Produkte in den Wirtschaftskreislauf einzubinden.

In der Österreichischen Carbon Management Strategie (BMF et al., 2024) wird bei der Nutzung klar zwischen der permanenten Nutzung (bspw. in Baumaterialien) bzw. der nicht-permanenten Nutzung (z. B. Kunststoffe, synthetische Kraftstoffe, Getränke) unterschieden, da letzteres lediglich eine Freisetzung von Treibhausgasen verzögert, jedoch nicht verhindert.

## 3. Rahmenbedingungen

Im gegenständlichen Kapitel werden einige relevante rechtliche Rahmenbedingungen – internationale Vereinbarungen, gesetzgeberische Regelungen und Ziele ebendieser – vorgestellt. Ein Anspruch auf Vollständigkeit kann jedoch nicht gewährt werden.

### 3.1. Internationale Übereinkünfte

Der menschgemachte Klimawandel und seine Auswirkungen sind eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Deshalb spielen wegweisende, internationale Abkommen eine zentrale Rolle bei der Begrenzung von Treibhausgasemissionen, dem Schutz der Ozonschicht sowie der Anpassung an die Auswirkungen der klimatischen Veränderungen.

#### 3.1.1. Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen zu Klimaänderungen

Das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen – auch Klimarahmenkonvention UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) – ist ein internationales Abkommen, das 1992 während des Weltgipfels für Umwelt und Entwicklung in Rio de Janeiro von 154 Staaten – darunter auch Österreich – beschlossen und im Jahr 1994 in Kraft getreten ist. Neben den Mitgliedsländern der EU haben aktuell 198 Staaten die Klimarahmenkonvention ratifiziert.

Das Hauptziel der Klimarahmenkonvention und aller damit verbundener Rechtsakte besteht darin, die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre derart zu stabilisieren, dass gefährliche anthropogene Eingriffe in das Klimasystem vermieden werden. Dieses Ziel soll in Übereinstimmung mit den Bestimmungen des Übereinkommens und innerhalb eines Zeitrahmens erreicht werden, der sicherstellt, dass sich die Ökosysteme auf natürliche Weise an die Klimaänderungen anpassen können, die Nahrungsmittelproduktion nicht gefährdet ist und eine nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung gewährleistet wird.

Gemäß Artikel 4 der UNFCCC-Konvention werden die Verantwortlichkeiten der Vertragsparteien unter Berücksichtigung des Prinzips der „*gemeinsamen, aber unterschiedlichen Verantwortungen*“ geregelt. Industrieländer, die im Annex I des Rahmenübereinkommens aufgeführt sind, tragen eine größere Verantwortung, um den wirtschaftlichen Fortschritt der Entwicklungsländer nicht zu behindern. Zu den Verpflichtungen gehört die Bereitstellung von Technologien, finanzielle Unterstützung sowie Monitoring-Maßnahmen. Zudem müssen diese Staaten regelmäßig über ihre nationale Klimapolitik und Maßnahmen zur Emissionsreduktion berichten und eine jährliche Bestandsaufnahme ihrer Treibhausgasemissionen vorlegen.

Die Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention kommen jährlich zu den Vertragsstaatenkonferenzen (Conference of the Parties, COP) zusammen, die als höchstes Entscheidungsgremium der UNFCCC dienen. Neben der COP finden regelmäßig Sitzungen der beiden ständigen Nebenorgane, des Subsidiary Body for Implementation (SBI) und des Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice (SBSTA), statt. Der SBI befasst sich mit Fragen der Umsetzung des Übereinkommens einschließlich der Bewertung von Berichten der Vertragsstaaten und der Koordination der finanziellen Unterstützung für Entwicklungsländer. Der SBSTA liefert wissenschaftliche und

technologische Expertise, um die Entscheidungen der COP zu untermauern, beispielsweise durch die Bewertung von Technologien zur Emissionsreduktion und zur Anpassung an den Klimawandel.

Die jährlichen COP-Treffen sind entscheidend für die Weiterentwicklung der internationalen Klimapolitik. Dort werden neue Ziele und Maßnahmen vereinbart wie etwa das Kyoto-Protokoll oder das Pariser Abkommen (Kap. 3.1.3 und Kap. 3.1.4). Diese Konferenzen bringen nicht nur Regierungen, sondern auch Vertreter aus Wissenschaft, Wirtschaft, Zivilgesellschaft und internationalen Organisationen zusammen, um globale Lösungen für die Klimakrise zu diskutieren. Sie bieten eine Plattform für Verhandlungen, Kooperationen und die Überprüfung der Fortschritte der einzelnen Vertragsstaaten bei der Umsetzung ihrer Klimaziele.

### 3.1.2. Das Wiener Übereinkommen und das Montreal-Protokoll

Das Wiener Übereinkommen zum Schutz der stratosphärischen Ozonschicht wurde 1985 verabschiedet und trat 1988 in Kraft. Dieses Übereinkommen zielt darauf ab, die internationale Zusammenarbeit im Bereich der Forschung zur Ozonschicht sowie den Austausch von Informationen und Daten zu stärken. Es fördert die systematische Überwachung der Ozonschicht, um deren Zustand und Veränderungen besser zu verstehen. Darüber hinaus legt diese Vereinbarung den Grundstein für Maßnahmen zur Begrenzung und Kontrolle der Produktion sowie des Verbrauchs ozonschädigender Substanzen.

Das Montreal-Protokoll ist ein multilaterales Umweltabkommen zum Schutz der stratosphärischen Ozonschicht, wurde 1987 von den Vertragsparteien des Wiener Abkommens angenommen und trat 1989 in Kraft. Ziel dieses Protokolls ist eine schrittweise Reduktion des Verbrauchs ozonabbauender Chemikalien, die großteils auch potente Treibhausgase sind. Von den Regelungsmaßnahmen sind fluor-, chlor- und bromhaltige Stoffe wie z. B. FCKW, Halone, HFC (teilhalogenierte FCKW) oder HFBKW (Fluorbromkohlenwasserstoffe) betroffen. 2019 trat die Kigali-Änderung des Montreal-Protokolls in Kraft, das nun auch FKW (Fluorkohlenwasserstoffe) reglementiert. Obwohl diese Stoffe keinen direkten Abbau der Ozonschicht verursachen, soll durch die Regulierung verhindert werden, dass diese Chemikalien als Ersatz für ozonabbauende Stoffe eingesetzt werden.

Die UNFCCC deckt alle Treibhausgase ab, die nicht durch das Montrealer Protokoll geregelt sind. Dazu gehören CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFKW, perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFKW), SF<sub>6</sub> und Stickstofftrifluorid (NF<sub>3</sub>).

### 3.1.3. Kyoto-Protokoll

Das 1997 verabschiedete Kyoto-Protokoll trat am 16. Februar 2005 in Kraft und führte erstmals rechtlich verbindliche Verpflichtungen für Industrieländer zur Reduktion von Treibhausgasemissionen ein. Aufbauend auf der UNFCCC ergänzte es innovative Mechanismen, um die Kosten der Emissionsminderung zu reduzieren.

Die Annex-I-Staaten verpflichteten sich, ihre Emissionen im Zeitraum 2008 bis 2012 um durchschnittlich 5 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken. Die Europäische Union setzte ein ambitionierteres Ziel von 8 % und teilte dieses unter den Mitgliedsstaaten auf. Für Österreich wurde eine Reduktion von 13 % gegenüber dem Basisjahr 1990 festgelegt, jedoch wurde die Kyoto-Verpflichtung nicht erreicht. Deshalb mussten CO<sub>2</sub>-Äquivalente in Form von Zertifikaten eingesetzt bzw. zugekauft werden, um die Verpflichtung zu erfüllen.

Das Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls erforderte die Ratifikation durch mindestens 55 Vertragsparteien der UNFCCC, die gemeinsam für 55 % der Kohlendioxidemissionen von 1990 verantwortlich waren. Diese Hürde wurde mit Russlands Ratifikation im Jahr 2004 genommen. Mit Stand Jänner 2025 haben 191 Staaten inklusive der Europäischen Union das Protokoll ratifiziert<sup>1</sup>.

Um die Reduktionsziele zu erreichen, führte das Kyoto-Protokoll drei flexible Mechanismen ein:

1. Emissionshandel (Artikel 17): Der Emissionshandel ist ein zentrales Instrument des Kyoto-Protokolls. Staaten erhalten Emissionszertifikate (AAU) für erlaubte Emissionen. Nicht genutzte Zertifikate können verkauft, fehlende zugekauft werden. Zertifikate können auch durch Gutschriften aus Klimaschutzprojekten oder Kohlenstoffsenken ersetzt werden, um kostengünstig Emissionen zu sparen. Artikel 17 betont, dass der Handel nur eine Ergänzung zu direkten Klimaschutzmaßnahmen sein soll. Es gibt den internationalen Handel zwischen Staaten und den EU-internen Handel zwischen Unternehmen. AAU konnten auch im EU-Emissionshandel genutzt werden.
2. Gemeinsame Umsetzung (Joint Implementation, Artikel 6): Ein Annex-I-Staat kann Emissionsgutschriften durch Finanzierung von Projekten zur Emissionsreduktion in einem anderen Annex-I-Land erhalten. Dieses Instrument ermöglicht es Industrieländern, Klimaschutzprojekte in anderen Ländern durchzuführen. Die erzielte Emissionsreduktion wird dem Investorland angerechnet. Dies erlaubt es, Verpflichtungen durch kostengünstigere Maßnahmen in anderen Ländern zu erfüllen.
3. Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Artikel 12): Annex-I-Staaten oder deren Unternehmen können Gutschriften durch Projekte in Nicht-Annex-I-Ländern erhalten, wenn diese nachweislich zur Emissionsminderung und nachhaltigen Entwicklung beitragen.

Diese Mechanismen erlauben es, Emissionsminderungen dort umzusetzen, wo sie wirtschaftlich am effektivsten sind und sollen sicherstellen, dass die Gesamtemissionen begrenzt bleiben.

Nach der ersten Verpflichtungsperiode wurde das Kyoto-Protokoll durch die Doha-Änderung bis 2020 verlängert. Die zweite Verpflichtungsperiode trat am 31. Dezember 2020 in Kraft, nachdem die erforderlichen 144 Vertragsparteien ihre Zustimmung erklärt hatten. Parallel dazu setzte die EU unabhängig von der Doha-Änderung eigene Ziele. Im Rahmen der Effort Sharing Decision (Vorgänger der Effort Sharing Regulation, ESR) verpflichtete sie sich zu einer 20%igen Reduktion der Emissionen unter das Niveau von 1990 bis 2020. Für Österreich bedeutete dies eine Senkung der Emissionen um 16 % im Vergleich zu 2005 ohne Berücksichtigung der durch das EU-Emissionshandelssystem geregelten Sektoren.

Das Kyoto-Protokoll schuf die Grundlage für verbindliche internationale Klimaschutzmaßnahmen und bereitete den Weg für nachfolgende Abkommen wie das Pariser Abkommen von 2015, das eine globale Zusammenarbeit in einem breiteren Rahmen anstrebt. Trotz seiner Errungenschaften wurden Schwächen wie die fehlende Beteiligung wichtiger Emittenten und die Begrenzung auf Annex-I-Staaten kritisiert.

---

<sup>1</sup> <https://unfccc.int/process/the-kyoto-protocol/status-of-ratification>, Zugriff: 28.01.2025.

### 3.1.4. Pariser Abkommen

195 Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention haben sich am 12. Dezember 2015 auf der UN-Klimakonferenz (COP 21) geeinigt, gemeinsam erhebliche Maßnahmen zu treffen, um die Erderwärmung zu begrenzen und gegen deren Folgen vorzugehen. Nachdem 55 Staaten, die zumindest 55 % der Emissionen der weltweiten THG-Emissionen verursachen, die Ratifizierung abgeschlossen hatten, trat das Pariser Abkommen am 4. November 2016 in Kraft.

Die Ziele des Abkommens sind in Artikel 2 folgendermaßen geregelt:

- > Die durchschnittliche globale Erderwärmung soll auf deutlich unter **2 K** gegenüber dem vorindustriellen Niveau gehalten werden. Zudem sollen Anstrengungen unternommen werden, um den Temperaturanstieg auf **1,5 K** zu begrenzen. Um das 1,5 K-Ziel zu erreichen, ist es notwendig, dass das Maximum der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen spätestens 2025 erreicht wird und die Emissionen bis 2030 um 43 % gesenkt werden<sup>2</sup>. Die Anpassungsfähigkeit an die negativen Auswirkungen des Klimawandels soll erhöht werden. Zum einen umfasst das die Förderung der Widerstandsfähigkeit gegenüber den Auswirkungen des Klimawandels, zum anderen die Förderung einer Entwicklung, die mit geringen Treibhausgasemissionen einhergeht und zugleich die Nahrungsmittelproduktion nicht beeinträchtigt.
- > Die Finanzmittelflüsse sollen mit einer emissionsarmen und klimawandelresistenten Entwicklung in Einklang gebracht werden. Somit sollen CO<sub>2</sub>-intensive Investitionen zugunsten nachhaltiger Alternativen reduziert werden.

Jeder Vertragsstaat ist verpflichtet, einen national festgelegten Beitrag einzureichen und auf freiwilliger Basis nationale Minderungsmaßnahmen zu ergreifen.

## 3.2. Verpflichtungen und Maßnahmen auf europäischer Ebene

In Anbetracht der Klimakrise erkennt die Europäische Union ihre Rolle in der Bekämpfung des Klimawandels und bekennt sich dazu, Klimaschutzmaßnahmen zu ergreifen sowie das Übereinkommen von Paris umzusetzen. Dazu setzt sich die Europäische Union mit dem Europäischen Klimagesetz auch rechtsverbindlich das Ziel, bis 2050 klimaneutral zu werden. Ein Kernpunkt dieses Bekenntnisses ist der europäische Green Deal, in dessen Rahmen sowohl die Treibhausgasemissionen verringert als auch eine Dekarbonisierung der Wirtschaft erfolgen sollen. Um diesen Wandel zu vollziehen, sind – u. a. auch durch Änderungen der Rechtsvorschriften der EU – die Mitgliedsstaaten gefordert, ihren Beitrag zu leisten, womit auch Österreich verpflichtet wird, seine Netto-Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

### 3.2.1. European Green Deal

Der European Green Deal ist das klimapolitische Konzept, mit dem die Klimaneutralität der EU bis 2050 erreicht werden soll und gleichzeitig ein nachhaltiges, ressourceneffizientes und wettbewerbsfähiges Wirtschaftssystem erhalten und gefördert werden kann. Teil der EU-Klimapolitik ist somit die Verbindung von ökologischen, sozialen

---

<sup>2</sup> <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>, Zugriff am 20.01.2025.

und wirtschaftlichen Zielen. Neben einer reinen Reduktion der Treibhausgasemissionen sollen damit auch erneuerbare Energien gefördert, Energieeffizienz verbessert und Biodiversität geschützt werden. Dahingehend sind diverse Bereiche geregelt, u. a. Energie, Verkehr, Landwirtschaft, Industrie und Bauwesen, die einerseits durch legislative Maßnahmen Vorgaben erhalten, andererseits auch gleichzeitig auf Förderungen aus diversen Fonds zurückgreifen können (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Auswahl von Fonds und Finanzierungsmechanismen des European Green Deals.

Fond	Ziel	Volumen / Mittelherkunft
Just Transition Fund	Unterstützung von Regionen, die stark durch die Energiewende betroffen sind.	Volumen: ca. 19,7 Mrd. EUR (2021-2027) aus EU-Haushalt und European Recovery Instrument <sup>a</sup>
Modernisation Fund	Förderung Modernisierung Energiesystem und Energieeffizienz in 13 einkommensschwächeren Mitgliedsstaaten.	Einnahmen aus dem EU-ETS (Anteil 2 bzw. 2,5 %) <sup>b</sup>
Innovation Fund	Förderung innovativer Technologien und Projekte zur Emissionsminde rung (u. a. Wasserstoff, CO <sub>2</sub> -Abscheidung, Energiespeicher u. v. m.).	Volumen geschätzt 40 Mrd. EUR (2020-2030) aus Einnahmen aus dem EU-ETS <sup>c</sup>
InvestEU Programme	Mobilisierung privater Investitionen für nachhaltige Projekte.	Fondsvolumen ca. 26,2 Mrd. EUR (soll bis zu 372 Mrd. Privatinvestitionen auslösen) aus dem EU-Haushalt <sup>d</sup>
Social Climate Fund	Abfederung der CO <sub>2</sub> -Bepreisung für einkommensschwache Haushalte, kleine Unternehmen und Verkehrsteilnehmer.	Fondsvolumen ca. 72,2 Mrd. EUR (2025-2032) aus EU-ETS <sup>e</sup>
European Regional Development Fund und Cohesion Fund	Förderung nachhaltige Entwicklung und Behebung von sozialen und wirtschaftlichen Disparitäten innerhalb der EU.	Fondsvolumen ca. 313 Mrd. EUR bzw. 36,6 Mrd. EUR (2021-2027) <sup>f</sup>
Horizon Europe	Finanzierung von Forschung und Entwicklung im Bereich Klimawandelanpassung, Energie, Transport und Mobilität.	Fördermittel: 95,5 Mrd. EUR (2021-2027) <sup>g</sup>
NextGenerationEU	Unterstützung der Wirtschaft nach der Corona-Pandemie mit Fokus auf grünem und digitalem Wandel.	Fondsmittel: 806,9 Mrd. EUR (großteils für Green-Deal) <sup>h</sup>

<sup>a</sup> [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/finance-and-green-deal/just-transition-mechanism/just-transition-funding-sources\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/finance-and-green-deal/just-transition-mechanism/just-transition-funding-sources_en), Zugriff am: 10.12.2024

<sup>b</sup> [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/modernisation-fund\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/modernisation-fund_en), Zugriff am: 10.12.2024

<sup>c</sup> [https://cinea.ec.europa.eu/programmes/innovation-fund\\_en](https://cinea.ec.europa.eu/programmes/innovation-fund_en), Zugriff am: 10.12.2024

<sup>d</sup> [https://investeu.europa.eu/investeu-programme\\_en](https://investeu.europa.eu/investeu-programme_en), Zugriff am: 10.12.2024

<sup>e</sup> [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/social-climate-fund\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/social-climate-fund_en), Zugriff am: 10.12.2024

<sup>f</sup> [https://ec.europa.eu/regional\\_policy/funding/available-budget\\_en](https://ec.europa.eu/regional_policy/funding/available-budget_en), Zugriff am: 10.12.2024

<sup>g</sup> [https://cinea.ec.europa.eu/programmes/horizon-europe\\_en#:~:text=Horizon%20Europe%20is%20the%20EU's,runs%20parts%20of%20the%20programme](https://cinea.ec.europa.eu/programmes/horizon-europe_en#:~:text=Horizon%20Europe%20is%20the%20EU's,runs%20parts%20of%20the%20programme), Zugriff am: 10.12.2024

<sup>h</sup> [https://next-generation-eu.europa.eu/index\\_de](https://next-generation-eu.europa.eu/index_de), Zugriff am: 10.12.2024

Ein zentrales Element des European Green Deals ist das **Maßnahmenpaket „Fit for 55“**, welches konkrete Zielsetzungen hinsichtlich der Reduktion der Treibhausgasemissionen setzt. So soll bis 2030 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 55 % gegenüber 1990 erzielt und 2050 die Klimaneutralität erreicht werden (s. Kap. 3.2.2). Neben den genannten Reduktionszielen umfasst das Paket eine Reihe weiterer Maßnahmen, die in den Unterkapiteln der Kap. 3.2 und 3.6 genauer behandelt werden. Diese Maßnahmen umfassen u. a. <sup>3</sup>:

- > Umstellung von fossilen zu erneuerbaren Gasen bzw. solchen mit niedrigen CO<sub>2</sub>-Emissionen,
- > Reform des Europäischen Emissionshandels (ETS2: u. a. Schifffahrt, Gebäude, Transporte auf der Straße, Treibstoffe etc.),
- > Reduktion der Emissionen von Gebäuden, Transport, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft,
- > Erreichen der Klimaziele in den Bereichen Landnutzung und Forstwirtschaft: Maßnahmen im Bereich LULUCF,
- > Nachhaltiger(er) Transport: Unterstützung Ausbau Ladestationsnetzwerk und alternative Treibstoffe,
- > Berücksichtigung der Emissionen außerhalb der EU: Carbon Border Adjustment Mechanism,
- > Unterstützung der durch die Transformation betroffenen Bevölkerung und Wirtschaft,
- > Erhöhung des Einsatzes von grünen Treibstoffen im Bereich Luft- und Schifffahrt (u. a. ReFuelEU aviation, FuelEU maritime),
- > Reduktion der Methan-Emissionen im Energiesektor,
- > Strengere Vorgaben bezüglich CO<sub>2</sub>-Emissionen von Kraftfahrzeugen,
- > Reform der Energiebesteuerung,
- > Unterstützung des Ausbaus der Erneuerbaren,
- > Förderung von Energieeffizienz: jährliche (End-)Energieeinsparungen und
- > Umweltfreundlichere Gebäude (Energieeffizienz): bis 2050 Nullemissionsgebäude.

### 3.2.2. EU-Klimagesetz

Das Europäische Klimagesetz ist ein zentraler Bestandteil des European Green Deals und trat im Juli 2021 in Kraft. Es zielt darauf ab, die EU bis zum Jahr 2050 klimaneutral zu machen, indem die Treibhausgasemissionen auf null reduziert werden. Das Gesetz schreibt verbindliche Ziele vor, darunter die Reduktion der Netto-Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % bis 2030 im Vergleich zu den Werten von 1990:

- > bis 2030: Senkung der Netto-Treibhausgasemissionen der EU um mindestens 55 % gegenüber 1990<sup>a</sup>.
- > bis 2040: Senkung der Netto-Treibhausgasemissionen der EU um mindestens 90 % gegenüber 1990<sup>b</sup>.
- > bis 2050: Reduktion der Netto-Treibhausgasemissionen der EU auf null (Erreichen der Klimaneutralität. Somit dürfen nur so viele Treibhausgase freigesetzt werden, wie die Natur absorbieren kann).
- > ab 2050: Anstreben negativer Emissionen.

<sup>a</sup> Netto-Treibhausgasemissionen: Emissionen nach Abzug des Abbaus, innerhalb der Union

<sup>b</sup> Zielvorgabe liegt als Legislativvorschlag seitens der Europäischen Kommission vor, wurde bisher (Stand Juni 2025) noch nicht in die Verordnung aufgenommen.

<sup>3</sup> <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/fit-for-55/#0>, Zugriff am 16.12.2024

Ein zentrales Element des Gesetzes ist die Einführung eines wissenschaftlich fundierten Überwachungsmechanismus'. Die Europäische Kommission überprüft regelmäßig die Fortschritte der Mitgliedsstaaten und passt Maßnahmen an, um sicherzustellen, dass die EU auf Kurs bleibt. Der Klimazielpunkt für 2030 sowie nationale Energie- und Klimapläne der Mitgliedsstaaten sind integrale Bestandteile dieses Überwachungsprozesses.

Das Gesetz verpflichtet die EU zudem, Kohlenstoffsenken wie Wälder und Böden zu stärken, um Emissionen zu kompensieren. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Förderung erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz. Außerdem werden die sozialen und wirtschaftlichen Auswirkungen der Transformation berücksichtigt, um einen fairen Übergang zu gewährleisten.

Das EU-Klimagesetz ist rechtlich bindend und ermöglicht es der EU, eine Vorreiterrolle im globalen Klimaschutz einzunehmen. Es unterstreicht das Engagement für das Pariser Klimaabkommen und soll als Beispiel für andere Staaten dienen, ihre Klimaziele ambitionierter zu gestalten. Die langfristige Vision ist, ein nachhaltiges Wirtschaftswachstum zu fördern und die Lebensgrundlagen künftiger Generationen zu sichern.

Ein Kernpunkt des Europäischen Klimagesetzes liegt in der regelmäßigen Bewertung der Fortschritte und in Maßnahmen zur Erreichung der europäischen Ziele in den Mitgliedsstaaten durch die Europäische Kommission, basierend auf nationalen Energie- und Klimaplänen, langfristigen Strategien und zweijährlichen Fortschrittsberichten.

Für Quellen, welche außerhalb des Emissionshandels liegen (u. a. Verkehr, Raumwärme, Land- und Abfallwirtschaft), wird 2005 als Basisjahr verwendet. Mittels der „*Effort Sharing Regulation, Nr. 2018/842*“ (ESR) wurden die notwendigen Treibhausgaseinsparungen für die Mitgliedsstaaten entsprechend dem Pro-Kopf-Bruttoinlandsprodukt aufgeteilt (teilweise 2023 mit Verordnung (EU) 2023/857 abgeändert). Für Österreich ist eine Reduktionsverpflichtung von minus 48 % bis 2030 auf Basis 2005 vorgegeben (s. Kap. 3.2.3).

### 3.2.3. Effort Sharing Regulation

Die Lastenteilung (Effort Sharing Regulation) zwischen den Mitgliedsstaaten regelt die Senkung der Treibhausgasausstoße für den Zeitraum 2021 bis 2030 und legt verbindliche Ziele für die jährlichen Reduktionen in den einzelnen Mitgliedsstaaten. Ziel der Lastenteilungsverordnung (VO (EU) 2018/842) ist die Umsetzung des Klimaziels der EU, bis 2030 eine Netto-Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % gegenüber 2005 zu erzielen (für alle unter die Verordnung fallenden Sektoren – für die restlichen Sektoren gilt als Zielwert 30 %). Die Verordnung gilt für folgende Sektoren:

- > Energie,
- > Industrieprozesse und Produktverwendung,
- > Landwirtschaft und
- > Abfall.

Die für die Mitgliedsstaaten geltenden Begrenzungen sind im Anhang I in Spalte 2 festgelegt. In den Jahren bis zur Erreichung des Ziels wird von einer linearen Verringerung ausgegangen. Unter anderem auf Basis der Berücksichtigung des Bruttoinlandsproduktes wurde für Österreich ein Reduktionsziel von **-48 % im Jahr 2030** im Vergleich zu 2005 festgelegt. Auf die notwendigen Einsparungen sind zudem Einsparungen aus veränderten Flächennutzungen anrechenbar (LULUCF).

### 3.2.4. EU Industrial Carbon Management Strategy

Die Industrial Carbon Management Strategy verfolgt das Ziel, die industrielle Kohlenstoffbilanz zu verbessern und den Übergang zu einer klimaneutralen Wirtschaft zu beschleunigen. Das entsprechende Strategiepapier liegt als Mitteilung COM/2024/62 seitens der Europäischen Kommission vor. Da Maßnahmen wie der verstärkte Ausbau der Erneuerbaren, Energieeffizienz etc. jedoch nicht ausreichen werden, sind weitere Maßnahmen notwendig, um in industriellen Prozessen weitere Einsparungen zu ermöglichen. Dazu werden im Wesentlichen drei technologische Zielpfade verfolgt:

- > CCS: CO<sub>2</sub> aus fossilen, biogenen oder atmosphärischen Quellen wird abgeschieden und einer geologischen Speicherung zugeführt.
- > Direct Air Capture (DAC): biogenes oder atmosphärisches CO<sub>2</sub> wird abgeschieden und einer geologischen Speicherung zugeführt.
- > CCU: langfristig aus biogenen und atmosphärischen Quellen abgeschiedenes CO<sub>2</sub> wird genutzt, um fossile Kohlenstoffquellen in Produkten oder Treibstoffen zu ersetzen.

Gemäß der Mitteilung der Europäischen Kommission<sup>4</sup> kann die Klimaneutralität bis 2050 nur erreicht werden, wenn neben der Nutzung der natürlichen CO<sub>2</sub>-Senken und einer klimaeffizienten Landwirtschaft bereits vor 2040 industrielle CO<sub>2</sub>-Entnahmen aus biogenen und atmosphärischen Quellen erfolgen, um die schwer vermeidbaren Emissionen in der EU auszugleichen. Laut der Netto-Null-Industrie-Verordnung sollen bis 2030 die Voraussetzungen geschaffen werden, 50 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr geologisch zu speichern – inkl. der nötigen Transportmittel (Pipeline, Schiff, Zug, LKW). Zudem sollen bis 2040 laut einer aktuellen Studie des Joint Research Centre (TUMARA ET AL. 2024) 280 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> (ca. die Hälfte davon aus biogenen Quellen oder der Atmosphäre) und bis 2050 450 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> abgeschieden werden. Da die negativen Emissionen derzeit keine Berücksichtigung hinsichtlich der Lastenteilung, dem Emissionshandel oder der LULUCF-Verordnung finden, sollen zukünftig auch Möglichkeiten geprüft werden, entsprechende Anreize für die Erzielung negativer Emissionen durch die Unternehmen zu schaffen.

### 3.2.5. Renewable Energy Directive

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive; RED) schafft einen gemeinsamen Rahmen für die Förderung und den Ausbau der Erneuerbaren Energien am Endverbrauch in der EU. Ein wesentlicher Kernpunkt der Richtlinie RL (EU) 2023/2413, RED III ist die Festlegung eines **verbindlichen Unionszieles** für den Gesamtanteil von **Energie aus erneuerbaren Quellen**. Bis zum Jahr **2030** soll dieser bei **mindestens 42,5 %** liegen. Zudem enthält die Richtlinie Regeln für Förderungen, Zusammenarbeit, Herkunfts nachweise und Kriterien für Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen. Zudem verpflichten sich die Mitgliedsstaaten auch, nationale Beiträge festzulegen, um das Gesamtziel zu erreichen. Deren Fortschritte werden in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen berichtet und seitens der Europäischen Kommission bewertet.

---

<sup>4</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_24\\_585](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_585), Zugriff am 20.01.2025

Die Umsetzung der RED III-Richtlinie in den Mitgliedsstaaten sieht unter anderem vor, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 auf mindestens 57 % zu steigern. Tirol hat dieses Ziel gemäß STATISTIK AUSTRIA (2024) bereits im Jahr 2023 mit anteilmäßig 57,9 % (gemäß EU-RL 2009/28/EG) erreicht, während Österreich einen Anteil von 40,8 % aufwies. Ein besonderer Fokus liegt auf der Stromerzeugung, denn der inländische Strombedarf soll bis 2030 bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Gemäß STATISTIK AUSTRIA (2024) lag der Anteil im Jahr 2023 auf Bundesebene bei 87,7 %.

Im Sektor Verkehr verpflichtet die RED III-Richtlinie die Mitgliedsstaaten, den Anteil erneuerbarer Treibstoffe bis 2030 deutlich zu erhöhen, womit Tankstellen mehr erneuerbare Kraftstoffe ein- und verkaufen müssen. Zur Zielerreichung muss entweder der Anteil erneuerbarer Treibstoffe bis 2030 mindestens 29 % betragen oder die Treibhausgasintensität im Verkehrssektor um durchschnittlich 14,5 % gesenkt werden. Dies soll durch den verstärkten Einsatz von erneuerbarem Strom, biogenen Treibstoffen und Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs) – wie zum Beispiel Wasserstoff – erreicht werden. Während bisher vor allem biogene Kraftstoffe genutzt wurden, sollen RFNBOs künftig eine größere Rolle spielen und bis 2030 einen Anteil von mindestens 1 % am Treibstoffverbrauch ausmachen.

Zusätzlich sieht die RED III-Richtlinie ein Credit-System im Verkehrssektor vor. Betreiber von Ladestationen erhalten Gutschriften (Credits) für jede Kilowattstunde erneuerbaren Stroms, die sie bereitstellen. Diese Credits können dann an Tankstellenbetreiber verkauft werden, die sie nutzen können, um ihre Verpflichtungen im Rahmen der Kraftstoffverordnung zu erfüllen. In Österreich existiert dieses System bereits. Darüber hinaus fordert die RED III-Richtlinie, dass Mitgliedsstaaten intelligentes („*smartes*“) und bidirektionales Laden für private Ladestationen ermöglichen. Das bedeutet, dass E-Autos nicht nur Strom laden, sondern diesen bei Bedarf auch wieder ins Netz einspeisen können. Mit der neuen „*Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe*“ (AFIR) soll diese Verpflichtung auch auf öffentliche Ladestationen ausgeweitet werden. Als erneuerbare Energien im Sinne der RED III-Richtlinie gelten: Wind, Sonne (Photovoltaik und Solarthermie), Geothermische Energie, Salzgradient-Energie, Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft, Energie aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas.

Detaillierte Vorgaben gibt es hinsichtlich der energetischen Nutzung der Biomasse Holz. So soll keine Verzerrung des Rohstoffmarktes stattfinden. Zudem müssen auch Auswirkungen auf Umwelt- und Klima berücksichtigt und eine kaskadische Nutzung (stofflich vor thermisch) berücksichtigt werden. Bis 2027 soll seitens der Kommission ein Bericht über die Auswirkungen der Förderregelungen zur Biomasse vorgelegt werden.

Ebenso werden die Mitgliedsstaaten zu Förderungen und Maßnahmen verpflichtet, Hindernisse für einen hohen Erneuerbaren-Anteil an der Stromversorgung abzubauen – bspw. Maßnahmen in den Bereichen Genehmigungsverfahren, Übertragungs-, Verteilungs- und Speicherinfrastruktur zu setzen. Zwei wesentlicher Kernpunkte darin sind die Anerkennung eines überragenden öffentlichen Interesses am Ausbau der Erneuerbaren (Artikel 16f) (sowohl was Bau, Betrieb, Netzanschluss etc. betrifft), als auch die Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für erneuerbare Energie (Artikel 15c).

### 3.2.6. Energieeffizienzrichtline

Mit der Richtlinie 2012/27/EU (zuletzt im Mai 2023 novelliert) wird der Rahmen geschaffen, die Ziele zur Energieeffizienz (minus 11,7 % bis 2030 im Vergleich zu 2020) zu erreichen. Die jährlichen Einsparungen liegen im Mittel bei 1,5 %, steigen jedoch bis 2030 kontinuierlich auf 1,9 %/a<sup>5</sup>.

Seitens der Mitgliedsstaaten sind entsprechend Energieeffizienzziele festzulegen und an die Kommission zu übermitteln (Artikel 3). Deren Berechnungsart ist in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen zu beschreiben. Insbesondere für öffentliche Gebäude gelten konkrete Mindestforderungen an die Gesamtenergieeffizienz, wobei der (Flächen)Anteil energieeffizienter öffentlicher Gebäude ab 2014 jährlich um mindestens drei Prozentpunkte gemessen an der jährlichen Gesamtfläche erhöht werden soll (Artikel 5).

Hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Abscheidung gelten neue Einbauten von CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen nicht als Modernisierung der Verbrennungsanlage (Artikel 14, Absatz 5).

### 3.2.7. Zertifizierung von Carbon Removal, Carbon Farming und CO<sub>2</sub>-Speicherung in Produkten

Am 27. November 2024 wurde die Verordnung (EU) 2024/3012 zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung der dauerhaften CO<sub>2</sub>-Entnahme, kohlenstoffspeichernde Landbewirtschaftung (Carbon Farming) und CO<sub>2</sub>-Speicherung in Produkten geschaffen. Dadurch wurden im Wesentlichen folgende Bereiche geregelt:

- > Dauerhafte Entnahme von CO<sub>2</sub>:
  - > Dauerhafte Entnahme ist definiert als Abscheidung und Speicherung von atmosphärischem oder biogenem CO<sub>2</sub> über mehrere Jahrhunderte (gilt auch für permanente chemische Bindung in Produkten).
  - > Darunter fällt auch die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub>.
- > Carbon Farming und Speicherung von CO<sub>2</sub> im Boden:
  - > Klimaeffiziente Landwirtschaft (Bindung von CO<sub>2</sub> in Wäldern, Böden und anderen Kohlenstoffspeichern).
  - > Verringerung der THG-Emissionen aus Kohlenstoffquellen im Boden.
  - > Prozessdurchführungsdauer zumindest fünf Jahre.
- > CO<sub>2</sub>-Speicherung in langlebigen Produkten:
  - > Abscheidung und Speicherung von atmosphärischem oder biogenem CO<sub>2</sub> für mindestens 35 Jahre in einem langlebigen Produkt.
  - > Dauerhaft in Produkten chemisch gebundenes CO<sub>2</sub> (bei normalem Gebrauch darf auch nach Ende der Produktlebensdauer keine CO<sub>2</sub>-Abgabe in die Atmosphäre erfolgen).
  - > Holzbasierte und biobasierte Bauprodukte haben bei der Zertifizierung von CO<sub>2</sub>-Speicherung in Produkten Vorrang.

---

<sup>5</sup> <https://www.europarl.europa.eu/topics/de/article/20221128STO58002/energieeinsparung-eu-massnahmen-zur-reduzierung-des-energieverbrauchs#:~:text=Die%20im%20Juli%202023%20vom,5%20Prozent%20pro%20Jahr%20einsparen>, Zugriff am 16.12.2024

Gemäß der Richtlinie gilt, dass CO<sub>2</sub>-Entnahmen und Verringerungen von Bodenemissionen zertifizierbar sind, wenn sie gewisse Qualitätskriterien erfüllen. Diese sind (aus Artikel 7 in Kurzform):

- > Dauerhafter Nettonutzen der CO<sub>2</sub>-Enahme.
- > Vorrübergehender Nettonutzen der kohlenstoffspeichernden Landbewirtschaftung, CO<sub>2</sub>-Entnahme oder Verringerung von Bodenemissionen,
- > Vorrübergehender Nettonutzen der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Produkten,
- > Die Tätigkeiten müssen zusätzlich sein und damit über die gesetzlichen Anforderungen von Union und Mitgliedsstaaten hinaus gehen,
- > Tätigkeiten dürfen die Umwelt nicht erheblich beeinträchtigen und können (nachhaltige) positive Nebeneffekte haben:
  - > Klimaschutz über den Nettonutzen der CO<sub>2</sub>-Entnahme / Emissionsverringerung hinaus,
  - > Anpassung an Klimawandel,
  - > Übergang zur Kreislaufwirtschaft: inkl. Verwendung biobasierter Materialien aus nachhaltigen Quellen,
  - > Vermeidung / Verminderung Umweltverschmutzung,
  - > Schutz und Wiederherstellung Biodiversität und Ökosysteme, Bodenschutz.
- > Kohlenstoffspeichernde Landwirtschaft muss zumindest den Schutz/Wiederherstellung der Biodiversität bzw. den Bodenschutz (Bodengesundheit und Vermeidung von Bodendegradation) sicherstellen.
- > Mindestanforderungen an Nachhaltigkeit: Berücksichtigung von Auswirkungen, bestehende Nachhaltigkeitskriterien für Forstwirtschaft und landwirtschaftliche Biomasse-Rohstoffe.

Unter Carbon Farming fallen beispielsweise <sup>6</sup>: Wiedervernässung und Renaturierung von Torf- und Feuchtgebieten (Reduktion Kohlenstoff-Oxidation, Förderung Kohlenstoff-Speicherung durch Ökosystem-Wiederherstellung), Förderung Agroforstwirtschaft und gemischte Landnutzung (Durchmischung mit Bäumen und Sträuchern auch in Ackerbau und Viehzucht), Etablierung Bodenschutzstrategien (Zwischenfruchtanbau, Deckfrüchte, Anlage von Hegen, um Bodenerosion zu vermeiden), Wiederaufforstung mit Berücksichtigung der Biodiversität (nachhaltige Forstwirtschaft und vielfältige Bewirtschaftung), Optimierung Düngemitteleinsatz (Verringerung N<sub>2</sub>O Emissionen).

Hinsichtlich der Technologie der Abscheidung gibt es aus der Verordnung bei der CO<sub>2</sub>-Entnahme keine dezidierten Einschränkungen, somit sollten voraussichtlich Direct Air Capture with Carbon Storage (DACCs), Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS) und andere Biomasse-basierte Methoden zertifizierbar sein.

### 3.2.8. LULUCF Verordnung

Mit der Verordnung (EU) 2018/841 wurde auf EU-Ebene ein Rechtsrahmen geschaffen, die Emissionen und den Abbau von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (land use, land use change and forestry – LULUCF) in die Energiepolitik einzubeziehen. Diesbezüglich werden folgende Flächen hinsichtlich aktueller, zukünftiger und ehemaliger Nutzung als relevant betrachtet:

---

<sup>6</sup> [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-removals-and-carbon-farming\\_en?prefLang=de&etrans=de](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-removals-and-carbon-farming_en?prefLang=de&etrans=de), Zugriff am 06.12.2024

- > Waldflächen,
- > Ackerflächen,
- > Grünland und
- > Feuchtgebiete.

Gemäß Artikel 1 verpflichten sich die Mitgliedsstaaten, Maßnahmen im LULUCF-Sektor zu ergreifen. Emissionen und der Abbau von Treibhausgasen im LULUCF-Sektor sind für die Staaten anrechenbar und verbuchbar. Ziele für Union und Mitgliedsstaaten wurden hinsichtlich dem Netto-Abbau von Treibhausgasen im LULUCF-Sektor festgelegt.

Ein wesentlicher Kernpunkt ist, dass die Emissionen aus der Landnutzung und Forstwirtschaft im Zeitraum 2021 bis 2030 durch einen CO<sub>2</sub>-Abbau ausgeglichen werden müssen und somit keine negative Bilanzsumme entsteht. Dazu wurde für die Union ein jährliches Abbau-Ziel von 310 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-eq für 2030 festgelegt (Anhang IIa, Spalte D). Für die einzelnen Mitgliedsstaaten gelten individuelle Zielpfade. Für Österreich gilt eine Zielvorgabe von -879.000 Tonnen CO<sub>2</sub>-eq im Jahr 2030 (Anhang IIa, Spalte C). Für den Zeitraum 2000 bis 2009 wurde ein durchschnittlicher Abbau durch Senken aus Waldflächen in Österreich in Höhe von -5,34 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-eq pro Jahr aufgelistet (Anhang VII). Die Obergrenze für den möglichen Ausgleich durch LULUCF wurde auf -17,1 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-eq pro Jahr festgelegt.

Im Rahmen der LULUCF-Verordnung wurde auch geregelt, wie die Emissionen bzw. Änderungen der Kohlenstoffspeicher bei Holzprodukten (Papier (Halbwertszeit 2a), Holzwerkstoffe (Halbwertszeit 25a), Schnittholz (Halbwertszeit 35a)) zu verbuchen sind. Gemäß Anhang I gilt im Bereich der LULUCF folgendes als Kohlenstoffspeicher:

- > Lebende Biomasse,
- > Streu,
- > Totholz,
- > Tote organische Substanz,
- > Mineralböden,
- > Organische Bodenflächen und
- > Holzprodukte in aufgeforsteten Flächen und bewirtschaftete Waldflächen.

### 3.2.9. EU Carbon Border Adjustment Mechanism

Der EU Carbon Border Adjustment Mechanism (EU CBAM) dient dazu, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Herstellung CO<sub>2</sub>-emissionsintensiver Produkte beim Import in die EU zu bepreisen und damit einerseits eine CO<sub>2</sub>-effiziente Produktion im Ausland sicherzustellen und andererseits die heimische Wirtschaft und den Standort Europa vor Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen (und Betriebsabsiedelungen) zu schützen. Dazu wurde die VO (EU) 2023/956 und die Durchführungsverordnung (EU) 2023/1773 erlassen. Der EU CBAM trat am 01.10.2023 in Kraft und befindet sich derzeit noch in einer Übergangsphase, bevor er ab 01.01.2026 in endgültiger Fassung in Kraft treten wird. Die Übergangsphase geht einher mit der schrittweisen Verringerung der kostenlosen Zertifikatzuteilungen aus dem ETS-Handel. Gemäß EU CBAM entspricht der Preis der CO<sub>2</sub>-Einfuhren (graue Emissionen) dem CO<sub>2</sub>-Preis der innereuropäischen Emissionen.

In der Übergangsphase gilt der CBAM für folgende Produkte (Anhang II, Tabelle 1):

- > Zement (inkl. Klinker, gebrannten Ton etc.),
- > Strom,
- > Düngemittel (Salpetersäuren, Harnstoff, Ammoniak, gemischte Düngemittel),
- > Eisen und Stahl (Sinter, Roheisen, Eisen- oder Stahlerzeugnisse),
- > Aluminium (Rohform und Aluminiumerzeugnisse) und
- > Wasserstoff.

### 3.2.10. Geologische Speicherung von Kohlenstoffdioxid

Auf europäischer Ebene regelt die RL 2009/31/EG die geologische (dauerhafte) Speicherung von CO<sub>2</sub> in den Mitgliedsstaaten (Hoheitsgebiet und Wirtschaftszonen). Aus dieser RL ergeben sich Einschränkungen und Vorgaben für die Speicherung von CO<sub>2</sub> in Speicherstätten. Auszugsweise sind dies:

- > Eine Speicherung von CO<sub>2</sub> in der Wassersäule (Wasserkörper von der Oberfläche bis zu den Bodensedimenten) ist verboten (Artikel 1, Absatz 4),
- > Mitgliedsstaaten, welche die geologische Speicherung zulassen (wollen), sind verpflichtet, die Speicherkapazitäten abzuschätzen, (Artikel 4, Absatz 2),
- > Kriterien für die Bewertung der Eignung (Anhang I),
- > eine Speicherung wird nur ermöglicht, sofern kein erhebliches Risiko für Leckage, Umwelt oder Gesundheit besteht (Artikel 4, Absatz 4),
- > für Speicherstätten werden keine konkurrierenden Nutzungen genehmigt (Artikel 6, Absatz 3),
- > Injektionsanlagen, Speicherkomplex und ggf. Umfeld müssen hinsichtlich folgender Punkte überwacht werden: tatsächliches vs. modelliertes Verhalten des CO<sub>2</sub> in der Speicherstätte, Migration, Leckagen, (erheblich nachteilige) Auswirkungen auf Umgebung, Bewertung der Sicherheit.

Entsprechende Genehmigungen haben (u. a.) genaue Angaben und Abgrenzungen zur Speicherstätte, zur hydraulischen Einheit, zu Anforderungen an den Speichervorgang, zur Gesamtmenge des zu speichernden CO<sub>2</sub>, zu Druckgrenzwerten der Lagerstätte, zu maximalen Injektionsraten, zu maximalen Injektionsdrücken, zu Anforderungen an die Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Stroms, zu Vorgaben zur Überwachung und zum Verhalten bei Leckagen zu enthalten (Artikel 9). Die Genehmigung ist durch die Europäische Kommission zu prüfen (Artikel 10). Auch der Entzug einer Genehmigung ist möglich (Artikel 11, Absatz 3).

Hinsichtlich der Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Stroms gilt, dass dieser im Wesentlichen aus CO<sub>2</sub> bestehen muss und keine anderen Stoffe zum Zweck der Entsorgung hinzugefügt werden dürfen. Zudem müssen die CO<sub>2</sub>-Ströme laufend auf ihre Zusammensetzung hin analysiert werden, um das Korrosionsrisiko zu bewerten.

Durch die Mitgliedsstaaten ist sicherzustellen, dass potenzielle Nutzer transparent und diskriminierungsfrei Zugang zu den Transportnetzen und Speicherstätten erhalten (Grundsatz des offenen Zugangs zu offenen Bedingungen) (Artikel 21). Sohin sind auch keine bilateralen Abkommen zwischen den Staaten zur Nutzung der Transportinfrastruktur nötig.

### 3.3. Förderung und Unterstützung für CO<sub>2</sub>-Speicherung,- Abscheidung und -Verwertung in der EU

Zum aktuellen Stand sind eine Vielzahl der möglichen Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Speicherung, oder -Verwertung mit hohen Kosteneinsätzen verbunden und wirtschaftlich nur schwer tragfähig. Um die Entwicklung und Markteinführung von Prozessen zur Abscheidung, -Speicherung und -Verwertung von CO<sub>2</sub> zu fördern, gibt es zahlreiche Förderprogramme und Unterstützungen seitens der Europäischen Union, um die Dekarbonisierung der Industrie, als auch die Erreichung der Klimaneutralität voranzutreiben. Dieses Kapitel soll einen kurzen Überblick dazu geben.

Eines der zentralen Förderinstrumente für innovative CO<sub>2</sub>-arme und „net-zero“-Technologien ist der **Innovation Fund**, das auch eines der weltweit größten Beispiele seiner Art darstellt (vgl. Tabelle 2). Daraus können Projekte gefördert werden, die mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Speicherung und -Verwertung zu einer erheblichen Emissionsminderung sorgen. Zwischen 2020 und 2030 stehen dafür rund 40 Milliarden Euro zur Verfügung, die direkt aus dem EU-ETS Handel (die Einnahmen aus dem Verkauf von Emissionszertifikaten) stammen.

Über die **Connecting Europe Facility** soll, neben einer Unterstützung des grenzüberschreitenden Waren- und Energietransportes, auch die Förderung von CO<sub>2</sub>-Transport und -Speicherung erfolgen. Dazu wurden beispielsweise CO<sub>2</sub> Export-Hubs in Rotterdam (NL) und Dunkirk (F) gefördert, aber Pipeline-Netzwerke zu Industriestandorten und zukünftigen CO<sub>2</sub>-Speicherstätten. Auch die bereits in Betrieb befindliche CO<sub>2</sub>-Speicherstätte Northern Lights wurde mit Mitteln der Connecting Europe Facility unterstützt<sup>7</sup>.

Im Rahmen von **Horizon Europe** werden Forschung und Innovation gefördert (Zeitraum 2021 bis 2027). Darunter fällt beispielsweise auch die Verwertung von CO<sub>2</sub> um fossile Kohlenwasserstoffe zu ersetzen. Ziel ist es durch eine hohe Förderquote den Kapitaleinsatz für die Technologien zur Umwandlung des CO<sub>2</sub> in Produkte zu verringern und damit zu einer Etablierung des CO<sub>2</sub> Einsatzes beizutragen<sup>8</sup>.

Des Weiteren werden durch die **Europäische Investitionsbank** auch Kredite vergeben, die Projekte unterstützen, welche zu einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen und die Finanzierungslücke schließen sollen. So wurde kürzlich in Stockholm zur Errichtung einer BECCS Anlage ein Kredit vergeben, der bis zu 800.000 Tonnen biogenes CO<sub>2</sub> jährlich abscheiden soll und in der Northern Lights Speicherstätte einer geologischen Speicherung zuführt<sup>9</sup>.

<sup>7</sup> [https://energy.ec.europa.eu/news/connecting-europe-facility-nearly-eu600-million-energy-infrastructure-contributing-decarbonisation-2023-12-08\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/connecting-europe-facility-nearly-eu600-million-energy-infrastructure-contributing-decarbonisation-2023-12-08_en), Zugriff am 03.06.2025

<sup>8</sup> <https://www.euro-access.eu/de/calls/2124/Nutzung-von-abgeschiedenem-CO2-als-Ressource-zum-Ersatz-fossiler-Kohlenwasserstoffe-in-der-industriellen-Produktion>, Zugriff am 03.06.2025

<sup>9</sup> <https://www.eib.org/de/press/all/2025-172-eib-finances-ground-breaking-carbon-capture-plant-in-stockholm>, Zugriff am: 03.06.2025

Auch auf nationaler Ebene werden innerhalb Europas auch konkrete Projekte gefördert. So z. B. in **Österreich** über den **Klima und Energie Fonds**, wo aktuell Projekte zu Carbon Capture und nachhaltigen Kohlenstoffkreisläufen gefördert werden, so z. B. Projekt „Carbon – Cycle Economy Demonstration“<sup>10</sup> oder Projekt „ZEUS – Zero Emissions throUgh Sectorcoupling“<sup>11</sup>.

### 3.4. Greenhouse Gas Protocol

Das Greenhouse Gas (GHG) Protocol resultiert aus einer internationalen Initiative zur globalen Standardisierung von Treibhausgasemissionen durch Unternehmen und öffentliche Institutionen, um deren THG-Emissionen zu messen, zu quantifizieren und um berichten zu können. Gemäß dem GHG-Protokoll können THG-Emissionen nach verschiedenen Scopes unterschieden werden:

- > **Scope 1:** direkte Emissionen aus „eigenen Quellen“, die vom Unternehmen bzw. der Organisation selbst kontrolliert werden können. Darunter fallen bspw. die Verbrennung von fossilen Brennstoffen in eigenen Heizanlagen, der Treibstoffverbrauch in eigenen Fahrzeugen sowie industrielle Prozesse, bei denen THG-Emissionen freigesetzt werden (z. B. Kalkbrennen), oder flüchtige Emissionen z. B. bei Leckagen.
- > **Scope 2:** indirekte Emissionen aus dem Einsatz eingekaufter Energie, darunter Strom, Wärme, Kühlung etc. Diese Emissionen entstehen bei der Erzeugung der Energie, die seitens des Unternehmens genutzt wird, z. B. eingekaufter Strom für die Beleuchtung, den Anlagenbetrieb oder eingekaufte Wärme, um Prozesse oder die Heizung zu beschicken.
- > **Scope 3:** andere indirekte Emissionen, die in der Wertschöpfungskette des Unternehmens auftreten. Darunter fallen beispielsweise die Beschaffung von Waren und Dienstleistungen (Emissionen, die bei der Produktion entstehen), der Pendlerverkehr der Angestellten, Geschäftsreisen (Flugreisen, Mietwagen), die Abfallentsorgung, der Transport (Logistikkette), Investitionen (in andere Unternehmen), Leasing oder die Verwendung gekaufter Produkte.

### 3.5. Österreichische Rechtsvorschriften und Regelungen

Die Erreichung der Klimaneutralität stellt ein zentrales Element der österreichischen Klimapolitik dar – sowohl auf nationaler Ebene als auch im Rahmen internationaler Verpflichtungen. Österreich orientiert sich hierbei an den Zielvorgaben der EU, die bis zum Jahr 2050 die Erlangung der Klimaneutralität im Rahmen des europäischen Klimagesetzes fordert, welches für alle Mitgliedsstaaten verbindlich ist (Kap. 3.2.2). Allerdings hat die österreichische Bundesregierung im Regierungsübereinkommen für die Jahre 2020–2024 ein ehrgeizigeres Ziel definiert, das eine Erreichung der Klimaneutralität bereits bis zum Jahr 2040 anstrebt (Kap. 3.5.2). Auch laut aktuellen Regierungsprogramm (ÖVP et al., 2025) soll dieses Ziel im Rahmen eines Klimafahrplans erreicht werden.

Abbildung 2 veranschaulicht die beiden genannten Zielpfade zur Erlangung der Klimaneutralität in den Jahren 2040 und 2050: Im Rahmen des EU Green Deals sollen die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % gegenüber dem Niveau von 1990 (rund 79 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq) reduziert werden. Darüber hinaus empfiehlt die Europäische

<sup>10</sup> <https://www.wiva.at/project/c-ced/>, Zugriff am 03.06.2025

<sup>11</sup> <https://www.wiva.at/project/zeus/?lang=en>, Zugriff am 03.06.2025

Kommission, bis 2040 eine Reduktion von 90 % der Emissionen gegenüber 1990 zu erreichen, um den Weg zur vollständigen Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 zu ebnen.

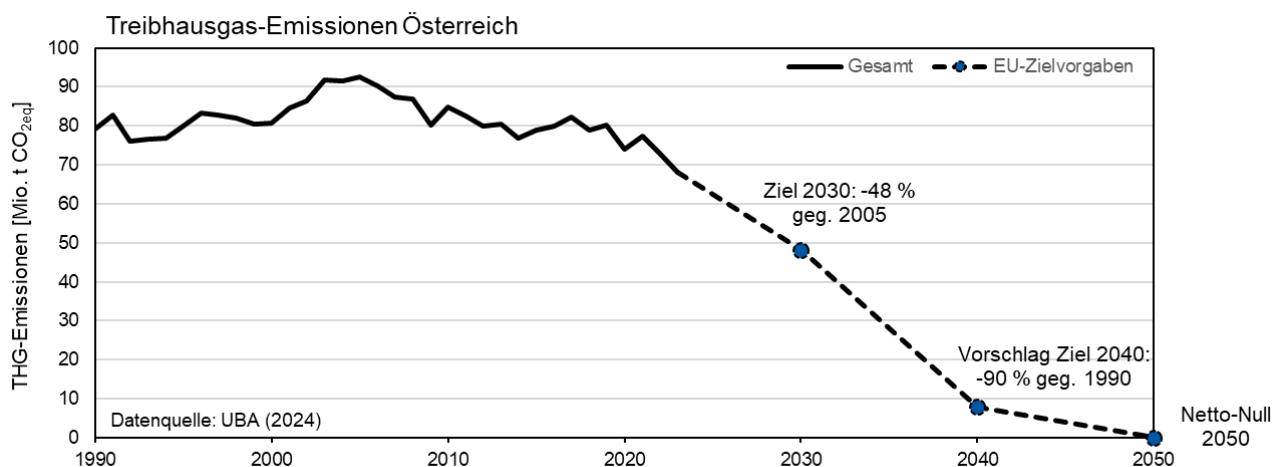


Abbildung 2: Treibhausgasemissionen Österreichs und Zielpfade gemäß EU-Zielvorgabe (EU Green Deal – Klimaneutralität im Jahr 2050) sowie Österreichs Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2040. Datenquelle UBA (2024).

### 3.5.1. Klimaschutzgesetz

Das „Bundesgesetz zur Einhaltung von Höchstmengen von Treibhausgasen und zur Erarbeitung von wirksamen Maßnahmen zum Klimaschutz“ (Klimaschutzgesetz, KSG) wurde 2011 beschlossen und zuletzt 2017 novelliert. Ziel des Gesetzes ist es, Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasen zu setzen und eine Verstärkung von Kohlenstoffsenken zu erreichen. Dazu wurden auf Bundesebene Höchstmengen für Treibhausgasemissionen und eine Aufteilung auf Sektoren festgelegt sowie ein Nationales Klimaschutzkomitee eingerichtet.

In der seitens des BMK in Auftrag gegebenen Evaluierung des Klimaschutzgesetzes (SCHULEV-STEINDL ET AL., 2020) wurde festgestellt, dass die Maßnahmen bisher nicht ausreichend wirksam waren, durch Emissionsguthaben ausgeglichen werden mussten und eine Novelle des Gesetzes notwendig erscheint, insbesondere, um den Zielpfad zur Klimaneutralität Österreichs bis 2040 zu erreichen.

Im Jahr 2024 wurde der neueste Fortschrittsbericht gemäß § 6 KSG vorgelegt, der Emissionstrends, Hauptverursacher und Zukunftsausblicke gibt. Aus der Effort-Sharing-Regulation ergeben sich konkrete jährliche Zielvorgaben für die Treibhausgasemissionen außerhalb des EU-ETS (ab inkl. 2021). 2022 wurden rund 46,2 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-eq in Österreich emittiert und somit die höchst zulässige Menge von 47,4 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-eq um 1,2 Mio. Tonnen unterschritten.

Tabelle 3: Höchstmengen an Treibhausgasemissionen nach Sektoren (2008-2012) (KSG, Anlage 1).

Sektor	Höchstmengen Treibhausgasemissionen 2008-2012 [Mio. Tonnen CO <sub>2</sub> -eq]
Raumwärme	59,5
Energieaufbringung	Nicht-ETS Handel: 8,9
Abfallwirtschaft	10,5
Verkehr	94,5
Industrie und produzierendes Gewerbe	Nicht-ETS Handel: 18,4
Fluorierte Gase	7,0
Sonstige Emissionen	4,5
Landwirtschaft	35,5

Tabelle 4: Höchstmengen an Treibhausgasemissionen nach Sektoren (2013-2020) in Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-eq/a (KSG, Anlage 2).

Sektor	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Abfallwirtschaft	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8	2,7
Energie und Industrie (Nicht-ETS Handel)	7,0	6,9	6,9	6,8	6,7	6,6	6,6	6,5
Fluorierte Gase	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1
Gebäude	10,0	9,7	9,4	9,1	8,8	8,5	8,2	7,9
Landwirtschaft	8,0	8,0	8,0	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Verkehr	22,3	22,3	22,2	22,1	22,0	21,9	21,8	21,7
Summe	52,6	52,1	51,5	51,0	50,4	49,9	49,4	48,8

### 3.5.2. Nationaler Energie- und Klimaplan

Der Nationale Energie- und Klimaplan (NEKP) bildet die strategische Grundlage für die Umsetzung der Energie- und Klimapolitik Österreichs. Dieser Plan ist ein wesentlicher Bestandteil der Umsetzung der Verordnung (EU) 2018/2019 des europäischen Parlaments und des Rates über das Governance-System für die Energieunion und des Klimaschutzes. Die erste Version des NEKP wurde im Dezember 2019 erstellt und an die europäische Kommission übermittelt. Seitdem hat sich das energiepolitische Umfeld aufgrund neuer Herausforderungen – u. a.

COVID-19-Pandemie und Energiekrise infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine – erheblich verändert. Vor diesem Hintergrund erfolgte eine umfassende Aktualisierung des NEKP, der sich an den Zielen des EU Green Deals, des EU-Klimagesetzes sowie der Initiative „Fit for 55“ orientiert.

Der NEKP definiert die strategische Ausrichtung Österreichs in fünf zentralen Zieldimensionen der Energieunion, die als Leitlinien der europäischen Energie- und Klimapolitik gelten. Ziel ist es, eine sichere, nachhaltige, wettbewerbsfähige und leistbare Energieversorgung für alle EU-Bürger\*innen zu gewährleisten.

### Die fünf Dimensionen der Energieunion

1. Dekarbonisierung: Die Dekarbonisierung umfasst die Reduktion von Treibhausgasemissionen durch den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien und die Förderung klimafreundlicher Technologien. Der Fokus liegt auf einer umfassenden Transformation von Industrie, Verkehr und Gebäudesektor sowie auf Maßnahmen zur Kohlenstoffspeicherung in Wäldern und durch technische Senken.
2. Energieeffizienz: Diese Dimension stellt den Grundsatz „*Efficiency First*“ in den Mittelpunkt. Ziel ist es, den Energiebedarf durch Sanierungen, energieeffiziente Technologien und optimierte Produktionsprozesse nachhaltig zu senken.
3. Energieversorgungssicherheit: Die Versorgungssicherheit wird durch die Diversifizierung der Energieimporte, den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur und die Nutzung heimischer erneuerbarer Ressourcen gewährleistet. Dies ist essenziell, um die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten zu verringern.
4. Energiebinnenmarkt: Diese Dimension zielt darauf ab, nationale Energiemarkte besser in den europäischen Binnenmarkt zu integrieren, Marktbarrieren zu beseitigen und die Energiekosten zu senken. Gleichzeitig werden Energiegemeinschaften und Bürger\*innen stärker in die Energieversorgung eingebunden.
5. Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit: Forschung und Innovation fördern die Entwicklung sauberer Technologien und stärken die Wettbewerbsfähigkeit Österreichs. Investitionen in grüne Technologien schaffen Arbeitsplätze und sichern die Position des Landes im internationalen Wettbewerb.

Ein zentrales Ziel des NEKP ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen ohne Emissionshandel um **48 % bis 2030** im Vergleich zu 2005. Darüber hinaus soll der nationale Strombedarf bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Um dies zu erreichen, setzt der Plan auf den massiven Ausbau von Photovoltaik, Windkraft und Biomasse sowie auf umfangreiche Effizienzmaßnahmen. Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung wurde eingeführt, um den Wechsel zu nachhaltigen Energieträgern zu beschleunigen.

Nicht nur rechtlich verbindliche Ziele, sondern auch Maßnahmen und strategische Vorgaben, die zur Erreichung der Klimaziele erforderlich sind, werden im Klimaplan berücksichtigt (Tabelle 6). Ergänzt werden diese durch wesentliche Vorhaben der Bundesregierung und ressortspezifische Strategien (Tabelle 7). Wichtige rechtlich verbindliche Ziele und Maßnahmen sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Ein weiterer Schwerpunkt des NEKP ist die Steigerung der Energieeffizienz. Investitionen in thermische Sanierungen und innovative Technologien sollen den Energiebedarf nachhaltig senken. Im Verkehrssektor wird durch Programme wie das Klimaticket, den Ausbau des öffentlichen Verkehrs und die Förderung von Elektromobilität eine deutliche Reduktion der Emissionen angestrebt. Parallel dazu setzt der Plan auf die Diversifizierung der Energiequellen, um die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten zu verringern und die Resilienz des Energiesystems zu stärken.

Der NEKP legt großen Wert auf soziale Gerechtigkeit und einen fairen Übergang („*Just Transition*“). Bildungs- und Qualifizierungsprogramme für Klimaberufe sowie gezielte Unterstützung für wirtschaftlich schwächere Regionen sollen soziale und wirtschaftliche Auswirkungen der Transformation abfedern. Ziel ist es, alle gesellschaftlichen Gruppen aktiv in den Wandel einzubinden und deren Bedürfnisse zu berücksichtigen.

Tabelle 5: Rechtlich determinierte Ziele bzw. Maßnahmen im Rahmen des NEKP.

Bereich	<u>Verbindliches Ziel bzw. Maßnahme</u>	Rechtsgrundlage
Treibhausgasemissionen	Reduktion der Treibhausgasemissionen in Sektoren außerhalb des Emissionshandels um 48 % bis 2030 (gegenüber 2005).	Effort Sharing Regulation (ESR)
LULUCF	Steigerung der Netto-Kohlenstoffspeicherung bis 2030 um rund 880.000 t CO <sub>2</sub> im Vergleich zur Periode 2016-2018.	LULUCF-Verordnung
Erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in Österreich auf mindestens 57 % bis 2030.	Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED III)
Stromversorgung	Deckung des inländischen Strombedarfs bis 2030 zu 100 % durch erneuerbare Energien (national bilanziell).	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)
Netzausbau	Beschleunigung des Netzausbaus und Verstärkung der Netzkapazitäten für elektrische Energie.	Österreichischer Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) gemäß EAG
Endenergiebedarf	Endenergiebedarf von maximal 904 PJ im Jahr 2030.	Energieeffizienzgesetz (EEffG)
Energieeinsparung	Kumulative Einsparverpflichtung von mindestens 717 PJ in der Periode 2021 bis 2030.	Energieeffizienzgesetz (EEffG)
Gebäudebestand des Bundes	Energieeinsparverpflichtung von 390 TJ kumuliert bis 2030.	Energieeffizienzgesetz (EEffG)
BIG-Gebäudebestand	Weitere Einsparverpflichtung von 930 TJ im Gebäudebestand der Bundesimmobiliengesellschaft (BIG) bis 2030.	Energieeffizienzgesetz (EEffG)
Gasimporte	Diversifizierung der Importrouten für Erdgas nach Österreich und Erschließung alternativer Lieferquellen.	Gasdiversifizierungsgesetz (GDG)
Russisches Gas	Möglichst schneller Ersatz von russischen Gaslieferungen <sup>12</sup>	Gasdiversifizierungsgesetz (GDG)
Infrastrukturentwicklung	Strategische Weiterentwicklung und Anpassung der nationalen Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastruktur.	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)
Elektrizitätsbinnenmarkt	Beseitigung von Hindernissen beim grenzüberschreitenden Handel mit Strom.	Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (2019/943)
Mobilität	Klimaticket Österreich	Klimaticket Gesetz

<sup>12</sup> Derzeit (Stand Juni 2025) finden noch immer russische Gasimporte in die EU über die TurkStream Pipeline statt (<https://www.gas-connect.at/netzinformationen/auf-einen-blick/russ-import>, Zugriff am 10.06.2025)

Bereich	Verbindliches Ziel bzw. Maßnahme	Rechtsgrundlage
CO <sub>2</sub> -Bepreisung	Einführung einer nationalen CO <sub>2</sub> -Bepreisung ab Oktober 2022, mit Übergang in ein EU-weites „ETS2“ ab 2027.	Nationales Emissionszertifikatehandelsgesetz (NEHG)
Gebäudesanierung	Gesetzlich determinierter Ausstieg aus fossilen Brennstoffen für Heizung und Kühlung in Neubauten.	Umweltförderungsgesetz (UFG), Bauordnungen der Länder
Verkehr	Ausbau des öffentlichen Verkehrs, z. B. Regionalstadtbahnen, und Einführung des Klimatickets.	ÖBB-Rahmenplan, Klimaticketgesetz
Industrie	Transformation der Industrie, Förderungen zur Dekarbonisierung und emissionsarme Technologien.	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), UFG
Wasserstoff	Förderung der Wasserstoffproduktion und Ausbau der Infrastruktur für erneuerbaren Wasserstoff.	Wasserstoffsförderungsgesetz (WFöG)

Tabelle 6: Wesentliche Ziele und Vorhaben der Bundesregierung im Rahmen des NEKP.

Bereich	Ziel bzw. Vorhaben	Grundlage
Klimaneutralität	Erreichen der Klimaneutralität für Österreich bis 2040 – zehn Jahre früher als gemäß EU-Vorgabe.	Regierungsprogramm 2020–2024
Treibhausgasreduktion	Raschere Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 im Einklang mit den Zielen des EU-Klimagesetzes.	Regierungsprogramm 2020–2024
Erneuerbare Energien	Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur vollständigen (100%) Deckung des Strombedarfs bis 2030 aus inländischen Quellen.	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)
Wasserstoff	Förderung der Wasserstoffproduktion und Aufbau einer geeigneten Infrastruktur für erneuerbaren Wasserstoff.	Wasserstoffstrategie, Wasserstoffsförderungsgesetz (WFöG)
Energieeffizienz	Deutliche Erhöhung der Energieeffizienz insbesondere durch Maßnahmen zur thermischen Sanierung von Gebäuden.	Energieeffizienzgesetz (EEffG)
Resilienz des Energiesystems	Erhöhung der Resilienz des Energiesystems angeichts des Klimawandels und geopolitischer Unsicherheiten.	Regierungsprogramm 2020–2024
Unabhängigkeit von Energieimporten	Reduktion der Abhängigkeit von russischen Energieimporten durch Diversifizierung der Lieferquellen <sup>13</sup> .	Gasdiversifizierungsgesetz (GDG)
Wald- und Landnutzung	Zielgerichtete Waldbewirtschaftung zur Steigerung der Resilienz und Kohlenstoffbindung.	LULUCF-Verordnung
Methanreduktion	Zusätzlicher Fokus auf die Reduktion von Methanemissionen als Teil der Klimastrategie.	EU-Klimagesetz

<sup>13</sup> Derzeit (Stand Februar 2025) finden noch immer russische Gasimporte in die EU über die TurkStream Pipeline statt (<https://www.gas-connect.at/netzinformationen/auf-einen-blick/russ-import>, Zugriff am 11.02.2025).

Bereich	Ziel bzw. Vorhaben	Grundlage
Soziale Inklusion	„Leaving no one behind“: Sicherstellung der sozialen Inklusion aller Bevölkerungsgruppen bei der Energiewende.	Regierungsprogramm 2020–2024
Forschung und Innovation	Stärkung von Forschung und Innovation in saubere Energietechnologien sowie Wettbewerbsfähigkeit.	Regierungsprogramm 2020–2024
Just Transition Regionen	Unterstützung strukturveränderter Regionen durch gezielte Maßnahmen im Rahmen des Just Transition Plans.	Just Transition Plan Österreich (JTP)
Mobilität	Förderung emissionsfreier Mobilität, z. B. Ausbau des öffentlichen Verkehrs und Einführung des Klimatickets.	ÖBB-Rahmenplan, Klimaticketgesetz
Flächennutzung	Reduktion des Flächenverbrauchs und der Bodenversiegelung durch nachhaltige Raumplanung.	Österreichisches Raumentwicklungskonzept (ÖREK)
Erneuerbare Energien	Steigerung des Anteils erneuerbarer Gase, insbesondere Biomethan, zur Substitution fossiler Brennstoffe.	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)

Tabelle 7: Ziele und Maßnahmen aus Ressortstrategien und wesentlichen Berichten im Rahmen des NEKP.

Bereich	Ziel bzw. Maßnahme aus Ressortstrategien und Berichten	Ressort bzw. Bericht
Mobilität	Umsetzung der Strategien aus dem Mobilitätsmasterplan 2030	Mobilitätsmasterplan (BMK)
Wasserstoff	Steigerung der Elektrolysekapazität bis zum Jahr 2030 auf 1 GW zur Produktion von Wasserstoff	BMK und BMAW
Wasserstoff	Substitution von mindestens 80 % des derzeitigen Verbrauchs fossil erzeugten Wasserstoffs in der energieintensiven Industrie durch klimaneutralen Wasserstoff	BMK und BWAW
Wasserstoff	Schaffung von Importmöglichkeiten von klimaneutralem Wasserstoff und Aufbau einer geeigneten Wasserstoffinfrastruktur	Wasserstoffstrategie, BMK und BMAW
Erneuerbare Energien	Optimale Nutzung aller inländischen erneuerbaren, nachhaltigen Energieressourcen mit besonderem Fokus auf die Unabhängigkeit von internationalen Lieferketten	BMK und BMAW
Energiebereitstellung und Netzmanagement	Flexibilitätslösungen bezogen auf Energiebereitstellung sowie im Verbrauch durch Speicher und intelligentes Netzmanagement	BMK
Unabhängigkeit von Energieimporten	Reduktion der Energiearmut; Stärkung der Rechte der Verbraucher*innen	BMK
Mobilität	Beschleunigung neuer Mobilitätsdienstleistungen	BMK
Wald- und Landnutzung	Waldstrategie	BML

Bereich	Ziel bzw. Maßnahme aus Ressort-strategien und Berichten	Ressort bzw. Bericht
Mobilität	Aktionsplan Digitale Transformation Mobilität (AP-DTM), Aktionsprogramm Donau 2030, FTI-Strategie Luftfahrt 2040+, Masterplan Gehen 2030, Masterplan Güterverkehr 2030, Sharing Strategie im Personen-Mobilitätsbereich	BMK
Mobilität	Sofortprogramm: Erneuerbare Energie in der Mobilität (BMK). Umsetzung Just Transition Aktionsplan zur Ausbildung von Fachkräften	BMK

### 3.5.3. Energieeffizienzgesetz

Das *Bundesgesetz über die Verbesserung der Energieeffizienz bei Haushalten, Unternehmen und dem Bund sowie Energieverbrauchserfassung und Monitoring* (kurz: Bundes-Energieeffizienzgesetz, EEffG) bezweckt, die Energieeffizienz zu verbessern und den Endenergiebedarf zu senken, um die unionsrechtlichen Vorgaben (u. a. Richtlinie 2018/2002, Verordnung 2018/1999) in Österreich umzusetzen. Weitere Inhalte des EEffG sind:

- > Stärkung innovativer und energieeffizienter Technologien,
- > Anrechenbarkeit von Energieeffizienzmaßnahmen,
- > Rahmenbedingungen und Qualitätsstandards für Energiedienstleistungen, systematische Vorgaben für Audits,
- > Dekarbonisierung über Energieeffizienz vorantreiben,
- > Verbrauchserfassung zur Verbesserung der Energieeffizienz,
- > Beitrag zu nationaler Klimaneutralität 2040, EU-Klimaneutralität 2050, Forcierung Erneuerbarer Energien, Reduktion von Treibhausgasen und
- > Vermeidung von negativen Lock-in-Effekten (schwer oder nicht behebbare wirtschaftliche Nachteile) im Energie- und Klimabereich.

Ziel des EEffG ist es, den Endenergiebedarf in Österreich bis 2030 im Vergleich zu 2020 um 650 PJ (181 TWh) zu senken, sodass der Endenergiebedarf in Österreich maximal 920 PJ (256 TWh) beträgt. Dies entspricht jährlichen Einsparungen von durchschnittlich 1,05 %. Dazu mussten Bund und Länder eine Strategie zur Dokumentation der Durchführung des Prinzips „*Energieeffizienz an erster Stelle*“ erarbeiten (BMK, 2024).

Zudem schreibt das EEffG verpflichtete Energieaudits oder Einrichtungen von Management-Systemen für bestimmte Unternehmen vor. Die „*verpflichteten Unternehmen*“ sind:

- > Große Unternehmen: mindestens 250 Beschäftigte, Umsatz > 50 Mio. EUR oder Bilanzsumme > 43 Mio. EUR,
- > Unternehmen, die im vorangegangenen Kalenderjahr die Schwellenwerte für mittlere Unternehmen (§ 37 Z 31) überschritten haben,
- > Unternehmen als Teile von Konzernen, wenn die verbundenen Unternehmen die Schwellenwerte für mittlere Unternehmen überschritten haben.

Die Energieaudits sind gemäß den Begriffsbestimmungen des EEffG „*regelmäßige Überprüfungen gemäß § 42 Abs. 1 Z 1 in Verbindung mit Anhang 1 zu § 42*“, mit denen Informationen zum Energiebedarfsprofil von Gebäuden, Betriebsabläufen, industriellen oder gewerblichen Anlagen, Industrie, Gewerbe, privaten oder öffentlichen Dienstleistungen erhoben werden, um Möglichkeiten für kostenwirksame Energieeinsparungen zu ermitteln, zu quantifizieren und in einem Bericht darzustellen. Diese sind regelmäßig, zumindest alle vier Jahre, durchzuführen. Wesentliche Informationen aus den Berichten, die den Vorgaben der E-Control folgen, sind:

- > Angaben zum Energiebedarf aller eingesetzten Energieträger,
- > Abwärmepotenziale,
- > Angaben zu den Bereichen, in denen der Großteil der Energie eingesetzt wird,
- > Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz inklusive Bezifferung der jährlichen Einsparung (in kWh/a), Investitionskosten etc.

Für einen Großteil der Einsparungen ist der Bund verantwortlich. Beiträge der Länder (und Gemeinden) können nach § 70 Abs. 1 und Anhang 2 und § 70 berücksichtigt werden. Gemäß Anhang 2 beträgt der Startwert des Kalenderjahres 2020 für Tirol 87.670 TJ (ca. 24.353 GWh). Der Anteil Tirols an den Gesamteinsparungen wurde auf 7 % festgelegt.

Auch wenn konkret keine direkten CCS- oder CCU-Maßnahmen im EEffG festgelegt wurden, so soll durch eine Verbesserung der Energieeffizienz auch gleichzeitig eine Dekarbonisierung stattfinden. Zudem ist durch die Berichtspflichten der großen Unternehmen ein Rückschluss auf deren aktuelle CO<sub>2</sub>-Ausstöße möglich.

### 3.5.4. Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) bildet die Grundlage für eine nachhaltige und CO<sub>2</sub>-sparende Transformation des Energiesektors. Das im Juli 2021 verabschiedete Gesetz zielt u. a. darauf ab, den **Strombedarf bis 2030 national bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Energien** zu decken (§ 4 Absatz 2). Mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von rund 30 Mrd. EUR soll der Ausbau von Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und Biomasse entscheidend vorangetrieben werden.

Das EAG definiert für Österreich klare Ausbauziele (§ 4 Absatz 4): Bis 2030 sollen österreichweit 11 Terawattstunden (TWh) zusätzliche Energie aus Photovoltaik, 10 TWh aus Windkraft, 5 TWh aus Wasserkraft und 1 TWh aus Biomasse gewonnen werden. Hierfür wurde ein umfassendes Fördermodell geschaffen, das Marktprämien für erneuerbare Energieerzeuger sowie Investitionszuschüsse für kleinere Projekte umfasst. Der Fokus liegt hierbei auf Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren, um den Ausbau erneuerbarer Energien zu erleichtern.

Ein zentraler Aspekt des EAG ist die Schaffung von Energiegemeinschaften. Diese ermöglichen es Bürger\*innen, Gemeinden und Unternehmen, aktiv am Energiemarkt teilzunehmen – etwa durch gemeinschaftliche Investitionen in Photovoltaikanlagen. Dadurch soll nicht nur die Akzeptanz erneuerbarer Energien gesteigert, sondern auch ein Beitrag zur Dezentralisierung der Energieversorgung geleistet werden.

Zusätzlich setzt das Gesetz auf die Integration innovativer Technologien wie Wasserstoff. Mit dem "Wasserstoffförderungsgesetz" als Teil des EAG wird die Produktion von grünem Wasserstoff für industrielle Anwendungen und den Mobilitätssektor gezielt gefördert. Ziel ist es, bis 2030 eine Elektrolysekapazität von einem Gigawatt zu erreichen.

### 3.5.5. Verbot der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub>

Mit dem Bundesgesetz 144/2011 über das Verbot der geologischen Speicherung von Kohlenstoffdioxid (die nationale Umsetzung der europäischen RL 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid) besteht derzeit im gesamten Bundesgebiet Österreichs ein Verbot, CO<sub>2</sub> in geologischen Strukturen zu speichern. Zudem ist durch dieses Gesetz ebenso die Exploration und somit auch die Beurteilung möglicher Speicherstätten (z. B. Bohrungen, Injektionstests) verboten. Ausgenommen sind lediglich Forschungsvorhaben mit einem geplanten Speichervolumen von bis zu 100.000 t und die Entwicklung neuer Produkte und Verfahren (§ 2). Sofern Tätigkeiten unter die Ausnahmefälle laut § 2 Z 2 fallen und Kohlenwasserstoff-führende Strukturen betreffen, ist dafür die Erlaubnis des Bundes als Eigentümer der Kohlenwasserstoffe und auch der Lagerstätte einzuholen (§ 3).

Gemäß § 4 ist das Bundesgesetz im fünf-Jahres Rhythmus zu evaluieren. Sofern sich aus dem Evaluierungsbericht die Notwendigkeit gesetzgeberischer Maßnahmen ergibt, hat die Bundesregierung dem Nationalrat entsprechende Entwürfe vorzulegen (§ 4 Z 2). Im Juni 2024 wurde die aktuelle Fassung des Evaluierungsberichtes vorgelegt (BMF, 2024). Darin empfiehlt die Bundesregierung dem Nationalrat, die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> für „schwer bzw. nicht vermeidbare, prozessbedingte Emissionen (Rest- bzw. Residualemissionen) aus „hard to abate“-Sektoren unter strengen Sicherheits- und Umweltauflagen zuzulassen“.

Gemäß dem Evaluierungsbericht wäre zur Ermöglichung der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> in Österreich zunächst das entsprechende Verbot aufzuheben und anschließend die RL 2009/31/EG vollständig in nationales Recht umzusetzen. Weitere Maßnahmen umfassen die Prüfung ggf. notwendiger Novellierungen anderer Rechtsvorgaben. Der grobe zeitliche Aufwand zur Festlegung, Abstimmung und Umsetzung dieser Schritte wurde auf ca. ein Jahr abgeschätzt (BMF, 2024). Demnach könnte ein mögliches CCS-Regelwerk folgende Bereiche regeln:

- > Anwendungsbereiche,
- > Auswahl der Speicherstätten (u. a. Priorisierung bei konkurrierenden Nutzungen, notwendige Unterlagen, Überprüfung der Genehmigung durch die Europäische Kommission),
- > Annahmekriterien des einzuleitenden CO<sub>2</sub>,
- > Vorgaben zu Überwachung, Inspektionen, Berichtspflichten,
- > Vorgehen im Falle von Leckagen und
- > Sicherstellung der Finanzierung, Verantwortlichkeiten, Nachsorge etc.

Gemäß Regierungsprogramm 2025-2029 (ÖVP, SPÖ & NEOS, 2025) soll das Verbot der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Österreich aufgehoben werden. Durch eine Entscheidung der EU-Kommission wurde auch die OMV kürzlich verpflichtet bis 2030 eine CO<sub>2</sub>-Einspeisekapazität in geologische Speicher zu schaffen.<sup>14</sup>

### 3.5.6. Österreichische Carbon Management Strategie

Am 26. Juni 2024 wurde durch den Ministerrat die **Österreichische Carbon Management Strategie (CMS)** zur Kenntnis genommen (MRV 103a/1). Ziel der durch das Bundesministerium für Finanzen (BMF) und Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) gemeinsam mit einem Wissenschaftsbeirat und diversen Stakeholdern entwickelten CMS ist, Optionen und Umsetzungsschritte aufzuzeigen bzw. einzuleiten, die sich mit dem Umgang mit schwer bzw. nicht vermeidbaren Restemissionen („hard-to-abate“) in Österreich befassen. Vor allem sollen damit die Lücken durch hard-to-abate Emissionen hin zur Klimaneutralität geschlossen werden. Auf die CMS aufbauend sollen schließlich Potenzialstudien und Lösungsansätze entwickelt werden, die sich mit den folgenden Prozessen befassen (BMF ET AL., 2024):

- > Carbon Capture and Storage (CCS),
- > Carbon Capture and Utilisation (bzw. Storage) (CCU/CCUS) und
- > (Technical) Carbon Dioxide Removal (in natürlichen oder technischen Senken) ((t)CDR).

Grundsätzlich besteht die CMS aus zwei wesentlichen Phasen, wobei Phase 1 großteils abgeschlossen ist und diese durch Phase 2 (Aktionsplan) zur Umsetzung gebracht werden soll:

- > Phase 1:
  - > Analyse des aktuellen Status' und Festlegung eines Aktionsplans,
  - > Beschluss der CMS.
- > Phase 2, Teil 1:
  - > Aufhebung des geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherverbotes,
  - > Anpassung der Rechtslage zum röhrengebundenen CO<sub>2</sub>-Transport,
  - > Anpassung der Rahmenbedingungen für CCUS/tCDR (u. a. Inventurfähigkeit, Berichtspflichten, Priorisierung, Bewertung, Genehmigungsverfahren etc.),
  - > Verbesserung internationaler Zusammenarbeit.
- > Phase 2, Teil 1: Planung Umsetzung des Aktionsplanes
  - > Planungsbasis für CCUS/tCDR schaffen (gestützt auf Wissenschaft und Szenarien),
  - > Festlegung von (Mindest-)Zielen für Abscheidung, Transport, Speicherung technische/natürliche Senken, sowie Sicherung europäischer CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten,
  - > Förderungen für Forschung und Entwicklung zu CCUS/tCDR,
  - > Förderung von Leitprojekten (u. ä.) und Machbarkeitsstudien für CCUS/tCDR,
  - > Optimierung der Behördenstruktur,

<sup>14</sup> [https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/commission-identifies-eu-oil-and-gas-producers-provide-new-co2-storage-solutions-hard-abate-2025-05-22\\_en](https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/commission-identifies-eu-oil-and-gas-producers-provide-new-co2-storage-solutions-hard-abate-2025-05-22_en), Zugriff am 05.06.2025

- > Förderung von Pilotprojekten,
- > Öffentlichkeitsarbeit für verbesserte Akzeptanz.

Die CMS ist dabei Teil der Phase 1 und erkennt insbesondere auch die bestehenden Herausforderungen, dass derzeit keine Infrastruktur für CCU bzw. CCS (CCUS) oder technisches CDR vorhanden ist, als auch viele regulatorische Grundlagen und finanzielle Anreize fehlen. Nach der CMS sind spätestens ab Mitte der 2030er Jahre CCUS-/tCDR-Technologien unverzichtbar, um die Klimaziele zu erreichen. Hinsichtlich der Machbarkeit eines nationalen CO<sub>2</sub>-Transportnetzes wurde vom BMK eine Machbarkeitsstudie über ein CO<sub>2</sub>-Sammel- und Transportnetz in Österreich an das Austrian Institute of Technology vergeben, dessen Ergebnisse Ende 2024 veröffentlicht wurden (SCHÜTZENHOFER ET AL., 2024).

Ein wesentliches **Bekenntnis** der CMS ist, die **geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> in Österreich** für schwer bis nicht-vermeidbare CO<sub>2</sub>-Emissionen „**unter strengen Sicherheits- und Umweltauflagen zuzulassen**“. Voraussetzung dafür ist jedoch die Aufhebung des entsprechenden Bundesgesetzes (BGBl. I Nr. 144/2011). Zudem soll die EU-CCS-RL vollständig in nationales Recht umgesetzt werden. In diesem Sinne wird seitens des Wissenschaftsbeirates *hard-to-abate* (für den Bereich „*Industry*“, darin z. B. Steine und Erden, Glas, Zement- und Kalkindustrie, Metallindustrie) wie folgt definiert (BACH ET AL., 2024):

*„Prozessbedingt anfallende CO<sub>2</sub>-Mengen gelten insoweit als unvermeidbar, als deren Entstehung trotz Optimierung des Produktionsverfahrens oder des Produktes nicht vermieden werden kann. Als unvermeidbar im Rahmen der Transformation zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie gelten diese CO<sub>2</sub>-Mengen dann, wenn keine alternativen Prozesse und keine alternativen Produkte oder Ressourcen für denselben Anwendungsfall verfügbar sind bzw. deren Potenziale begrenzt sind.“*

Die obige Definition ist jedoch ausdrücklich konditional verfasst und wird vom zeitlichen Wandel und den Fortschritten in Wissenschaft und Technologie abhängig gemacht. Gegebenenfalls können dadurch heute als unvermeidbar geltende CO<sub>2</sub>-Emissionen zukünftig als vermeidbar eingestuft werden. Prozesse, welche in die hard-to-abate Definition fallen, gelten demnach als **potenziell für CCUS** bzw. **CDR geeignet**.

Unter anderem mit Verweis auf den Evaluierungsbericht zur geologischen Kohlenstoffdioxidspeicherung (BMF, 2024) und den Beitrag des Wissenschaftsbeirates (BACH ET AL., 2024) werden in der CMS für die österreichischen hard-to-abate Emissionen folgende geologische Speichermöglichkeiten aufgezählt:

> **Kohlenwasserstofffelder (KW-Felder):**

Einspeicherung ab ca. 2030 möglich, Speicherkapazität 150 bis 250 Mt (davon entfallen 100 bis 150 Mt auf die sieben größten), technisch-wirtschaftlich erschließbare Speicher könnten eine Einspeicherung von 6 Mt/a ermöglichen.

> **Salinare Aquifere:**

Potenzial im Gigatonnenbereich, jedoch noch hoher Explorationsbedarf; vsl. ab 2030 bis 2040 nutzbar.

> **Speicherstätten im europäischen Ausland:**

vorausgesetzt die entsprechende Schaffung weiterer europäischer Vorgaben/Regelungen (und Infrastruktur) vsl. ab 2040/2050 verfügbar.

Dafür soll nach der CMS auch der rechtliche Rahmen bzw. Unterstützungsmaßnahmen für die Bildung einer CCS-Wertschöpfungskette geschaffen werden. Insbesondere soll auch eine Priorisierung zur Nutzung vorhandener Speicherkapazitäten festgelegt werden (z. B. für H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, Enhanced Oil Recovery, Wärmespeicherung, Geothermie etc.)

### 3.6. Energiestrategie Tirol 2050 energieautonom

In den Studien zur Tiroler Energiestrategie „*Energie-Zielszenario Tirol 2050*“ (EBENBICHLER et al. 2024) sowie „*EnergieSpeicher Tirol 2050*“ (Ebenbichler et al., 2023) wird die Tiroler Energiestrategie für das Jahr 2050 skizziert. Da ein wesentliches Ziel der Energiestrategie die Dekarbonisierung der Energieerzeugung ist, hat die Umsetzung dieser Strategie einen zentralen Einfluss auf die künftige Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Da in der vorliegenden Studie nur Emissionen aus Feuerungsanlagen > 2 MW bzw. Industrieöfen betrachtet werden, sind vor allem der Sektor Produktion sowie die übergeordnete Energieinfrastruktur (Heiz- und Heizkraftwerke) aus der Energiestrategie für die Betrachtung von Relevanz. Zusammengefasst werden folgende Rahmenbedingungen für die Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in 2050 aus den genannten Studien herangezogen:

- > Für den Sektor Produktion wird ein jährliches Wirtschaftswachstum von 1,5 % angenommen. Da in Tirol keine Schwerindustrie angesiedelt ist, wirkt sich dies in einer jährlichen Nutzenergiesteigerung von 0,8 % aus. Diese Steigerungsrate wird auch in der gegenständlichen CO<sub>2</sub>-Studie berücksichtigt. Eine wesentliche Veränderung der Industrielandschaft selbst wird nicht angenommen, mit Ausnahme der bereits bekannten Verlagerung von Teilen eines Zementwerks von Tirol nach Bayern.
- > Im Sektor Industrie werden Energieeffizienzmaßnahmen auch weiterhin ambitioniert forciert. Je nach Technologie wird eine jährliche Effizienzsteigerung von 0,8 % bei Industrieöfen bis hin zu 2,0 % für Standmotoren (jeweils bezogen auf das Gesamtsystem der Nutzenergiebereitstellung) angenommen.
- > Fossile Energieträger werden in der Industrie sowie auch in der übergeordneten Energieinfrastruktur nicht mehr eingesetzt. Wo es technologisch möglich ist, wird Strom als Energiequelle genutzt (v. a. in der Bereitstellung von mechanischer Energie und Niedertemperaturwärme bzw. Prozessdampf). Bei Verfahren, die Hochtemperatur oder Kohlenstoff als chemischen Grundstoff benötigen, kommt Biomasse, Wasserstoff und/oder Biogas und synthetisches Methan zum Einsatz. Daraus ergibt sich der in Abbildung 3 dargestellte Verlauf der Endenergie für den Sektor Produktion.
- > In der übergeordneten Energieinfrastruktur wird vorwiegend Holzbiomasse in Heizwerken bzw. Heizkraftwerken eingesetzt. Für die Regelenergiebereitstellung und zur Energiespeicherung wird synthetisches Methan verwendet, welches in Speicherstätten außerhalb Tirols zwischengespeichert wird. Auch die Produktion des synthetischen Methans wird außerhalb von Tirol stattfinden, da sich diese Anlagen erst ab einer gewissen Größenordnung rentieren und hierfür auch große Mengen an CO<sub>2</sub> notwendig sind, die in Tirol nicht verfügbar sind.

Auf Basis dieser Rahmenbedingungen wird in Kapitel 10 ein Ausblick auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2050 gezeigt.

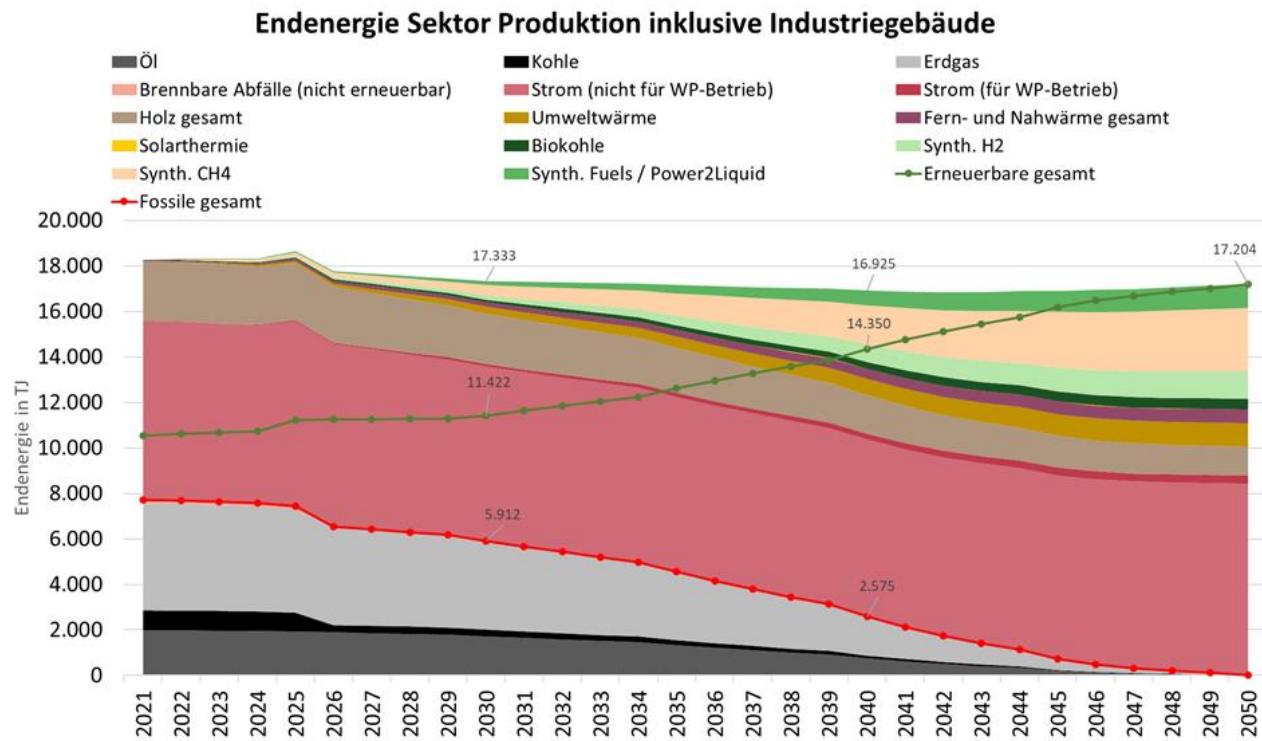


Abbildung 3: Endenergieentwicklung des Sektors Produktion in Tirol, entnommen aus EBENBICHLER ET AL. (2024).

## 4. Emissions-Bepreisung

### 4.1. Allgemeines

Die Bepreisung von Emissionen bzw. der Handel mit Emissionsrechten ist ein klimapolitisches, marktbares Instrument, das dazu führen soll, den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren. Weltweit existieren dazu verschiedene Emissionshandelssysteme, die grundsätzlich nach demselben Prinzip funktionieren. Für den Ausstoß von CO<sub>2</sub> oder anderen Treibhausgasen wird eine Obergrenze (Gesamtbetrag der Emissionen) festgelegt, die schrittweise gesenkt wird, um festgelegte Klimaziele zu erreichen. Unternehmen können Emissionszertifikate erwerben oder zugeteilt bekommen, welche ihnen das Recht auf bestimmte Emissionsmengen geben. Bilanziell müssen die Unternehmen ihre gesamten Emissionen über die Zertifikate zumindest decken können; falls dies nicht der Fall ist, müssen die Unternehmen zusätzliche Emissionsrechte ankaufen. Wenn die Emissionen des Unternehmens unter den aus den Zertifikaten erworbenen Emissionsrechten liegen, können die überschüssigen Zertifikate an andere Marktteilnehmer verkauft werden. So soll ein wirtschaftlicher Anreiz geschaffen werden, Emissionen zu senken. Das wohl bekannteste derartige System ist das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS), das seit 2005 existiert und ein zentraler Bestandteil der Klimapolitik der EU ist.

### 4.2. Emissionshandel der Europäischen Union

Der EU-Emissionshandel hat seine Ursprünge u. a. in der Verpflichtung aus dem Kyoto-Protokoll, den Treibhausgasausstoß der EU zu reduzieren. Nachdem zunächst nationale Ansätze vorbereitet wurden bzw. seitens des Vereinigten Königreiches und Dänemarks bereits eigene Handelssysteme umgesetzt wurden, konnte 2003 durch die Richtlinie 2003/87/EG (Emissionshandelsrichtlinie) ein einheitliches Handelssystem für Treibhausgasemissionszertifikate in der EU geschaffen werden (CONVERY, 2009).

Mit der Emissionshandelsrichtlinie wurde für die Union durch den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten ein einheitliches System geschaffen, dessen Hauptziel eine kosten- und wirtschaftseffiziente Verringerung der Treibhausgasemissionen in der EU ist. Zudem regelt sie auch die Bewertung der Umsetzung der Verpflichtung. Von der Richtlinie sind derzeit nur bestimmte Tätigkeiten und Treibhausgase (teilweise ab gewissen Schwellenwerten) umfasst. Als Treibhausgase gemäß den Artikeln 3 und 30 gelten CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, FKW, PFC, SF<sub>6</sub>.

Tabelle 8: Dem EU-ETS unterliegende Tätigkeiten gemäß Anhang I Emissionshandelsrichtlinie (Stand: Fassung von 01.03.2024).

Tätigkeit	Allfällige Schwellenwerte	Treibhausgase
Verbrennung von Brennstoffen in Anlagen. Auch bei Verbrennung von Siedlungsabfällen, Raffination von Öl mit Verbrennungseinheiten	Gesamtfeuerungswärmeleistung > 20 MW	CO <sub>2</sub>
Herstellung von Koks		CO <sub>2</sub>
Röstung und Sinterung von (Metall)Erzen		CO <sub>2</sub>
Eisen und Stahlherstellung	Kapazität > 2,5 t/h	CO <sub>2</sub>

Tätigkeit	Allfällige Schwellenwerte	Treibhausgase
Verarbeitung/Herstellung von Eisenmetallen mit Verbrennungseinheiten (Schmieden, Walzen, Glühen, Gießen etc.)	Gesamtfeuerungswärmeleistung > 20 MW	CO <sub>2</sub>
Aluminium- oder Aluminiumoxidherstellung		CO <sub>2</sub> und PFC
Sekundäraluminiumherstellung mit Verbrennungsanlagen	Gesamtfeuerungswärmeleistung > 20 MW	CO <sub>2</sub>
Zementklinkerherstellung	Drehrohröfen mit Produktionskapazität > 500 t/d, andere Öfen mit Produktionskapazität > 50 t/d	CO <sub>2</sub>
Brennung von Kalk, Dolomit oder Magnesit	Produktionskapazität > 50 t/d	CO <sub>2</sub>
Glas- und Glasfaserherstellung	Schmelzkapazität > 20 t/d	CO <sub>2</sub>
Herstellung von keramischen Erzeugnissen (Ziegel, Fliesen, Feuerfestmaterial etc.)	Produktionskapazität > 75 t/d	CO <sub>2</sub>
Mineralwolle-Herstellung aus Glas, Stein oder Schlacke	Produktionskapazität > 20 t/d	CO <sub>2</sub>
Trocknen oder Brennen von Gips, Herstellung von Gipserzeugnissen	Produktionskapazität (Gips, trocken) > 20 t/d	CO <sub>2</sub>
Zellstoffherstellung		CO <sub>2</sub>
Papier- und Kartonherstellung	Produktionskapazität > 20 t/d	CO <sub>2</sub>
Industrierußherstellung durch Karbonisierung organischer Stoffe (Öle, Teere, Crack- und Destillationsrückstände)	Produktionskapazität > 20 t/d	CO <sub>2</sub>
Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure, Glyoxal, Glyoxylsäure		CO <sub>2</sub> und N <sub>2</sub> O
Herstellung von Ammoniak		CO <sub>2</sub>
Herstellung von organischen Grundchemikalien durch Cracken, Reformieren, partielle/vollständige Oxidation u. ä. Verfahren	Produktionskapazität > 100 t/d	CO <sub>2</sub>
Herstellung von Wasserstoff und Synthesegas	Produktionskapazität > 5 t/d	CO <sub>2</sub>
Herstellung von Soda und Natriumbicarbonat		CO <sub>2</sub>
Abscheidung, Beförderung und Speicherung von Treibhausgasen zur geologischen Speicherung in einer gemäß RL 2009/31/EG genehmigten Speicherstätte		CO <sub>2</sub>
Luftverkehr	Diverse Ausnahmen	CO <sub>2</sub>
Seeverkehr	Diverse Ausnahmen	CO <sub>2</sub> , ab 01.01.2026 auch CH <sub>4</sub> & N <sub>2</sub> O.

Ein Zertifikat im Sinne dieser Richtlinie berechtigt für einen bestimmten Zeitraum zur Emission einer Tonne CO<sub>2</sub>-eq, kann aber auch übertragen werden. Voraussetzung für die Erteilung des Zertifikats und damit die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen ist, dass die Betreiber/innen der Anlage die Emissionen überwachen und darüber Bericht erstatten.

Derzeit ist noch eine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten möglich (57 % sollen nach Art. 10 versteigert werden), v. a. vor dem Hintergrund, dass damit „Carbon Leakage“ verhindert wird, das heißt, dass CO<sub>2</sub>-intensive Unternehmen ihre Produktion in Länder mit weniger strengen Klimaschutzregelungen verlagern. Diese kostenlose Zuteilung wird schrittweise reduziert, sodass ab 2034 keine kostenlose Zuteilung mehr stattfinden darf.

Ab 2019 sind seitens der Mitgliedsstaaten die nicht kostenlos zugeteilten Zertifikate zu versteigern. Ein Teil davon wird für bestimmte Mitgliedsstaaten zur Schaffung von Fonds für Modernisierung und Energieeffizienz-Verbesserung verwendet. Die Einnahmen sind seitens der Mitgliedsstaaten u. a. zur Reduktion von Treibhausgasemissionen, Klimawandelanpassungsmaßnahmen, Entwicklung der Nutzung erneuerbarer Energien, Maßnahmen zur Verhinderung des Abholzens von Wäldern, Wiederherstellung von Ökosystemen, Unterstützung von Haushalten mit niedrigen Einkommen, finanzielle Unterstützung von Kohlenstoffspeicherung durch Forstwirtschaft und im Boden u. v. m. zu verwenden.

Über einen Investitionsfonds sollen sowohl umweltverträgliche **CCU**-Maßnahmen für unvermeidbare Prozessemissionen ermöglicht werden, als auch Anreize für **CCS** (Abscheidung, Transport und geologische Speicherung) geschaffen werden. Letzteres soll vor allem für unvermeidbare Emissionen aus industriellen Prozessen (z. B. aus mit festen fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken, industriellen Sektoren und Teilsektoren auch in Drittstaaten) zur Anwendung kommen. Eine weitere Maßnahme ist zudem die Förderung von **DACCS** mit sicherer, geologischer Speicherung. Zudem soll der Investitionsfonds auch dazu dienen, die Entwicklung neuer Technologien anzuregen (bspw. zur Herstellung CO<sub>2</sub>-armer und CO<sub>2</sub>-freier Kraftstoffe) und die Dekarbonisierung von See-, Luft-, Schienen- und Straßenverkehr voranzutreiben.

Seitens der EU-Kommission soll ein CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystem eingeführt werden, das CO<sub>2</sub>-Preise für Importe erhebt, um einerseits gleiche Wettbewerbsbedingungen für EU-Unternehmen gegenüber Importwaren zu schaffen und anderseits auch Carbon Leakage zu verhindern. Als Übergangsmaßnahme (Art. 10b) werden den von CO<sub>2</sub>-Leakage gefährdeten Sektoren und Teilsektoren bis 2030 kostenlose Zertifikate bis in Höhe von 100 % der in Art. 10a bestimmten Menge zugeteilt. Auch soll zukünftig geprüft werden, ob weitere Maßnahmen ergriffen werden müssen, um das Risiko der Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu verringern.

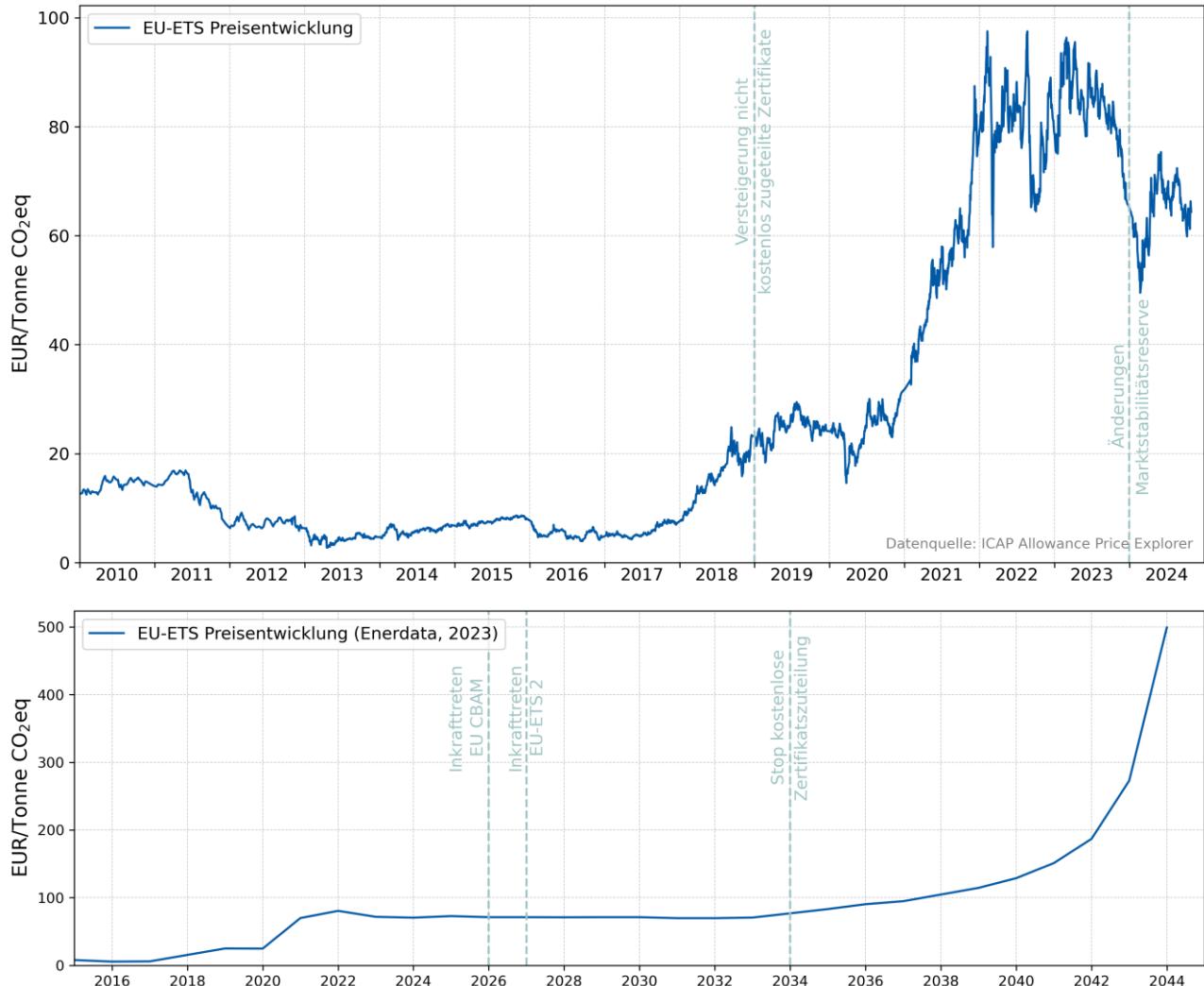


Abbildung 4: Preisentwicklung im EU-ETS Handel seit 2010 sowie modellierte (mögliche) Preisentwicklung bis 2044. Datenquelle: ICAP Allowance Price Explorer (Primary Market). (<https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices>, Zugriff am: 05.12.2024) sowie ENERDATA (2023).

Festgelegt ist weiterhin, dass keine Verpflichtung zur Abgabe von Zertifikaten für Emissionen besteht, die als abgeschieden und zur ständigen geologischen Speicherung in einer genehmigten Anlage verbracht sind. Des Weiteren besteht keine Zertifikatspflicht für abgeschiedene und dauerhaft chemisch gebundene Treibhausgasemissionen (auch nach der Entsorgung des Produktes), wenn dadurch verhindert wird, dass die Gase in die Atmosphäre gelangen (Artikel 12, Satz 3a-3b).

Bis 31. Juli 2026 ist die Europäische Kommission verpflichtet, dem Europäischen Parlament einen Bericht und ggf. Legislativvorschlag vorzulegen, wie negative Emissionen aus DAC und dauerhafte Speicherung zu berücksichtigen und im Rahmen des ETS-Handels abzubilden sind. Ähnliches gilt für die Anrechnung der Treibhausgasemissionen bei Speicherung in einem Produkt.

Ab 2025 startet ein separates Emissionshandelssystem für Gebäude und Straßenverkehr (ETS2), das nach einer Implementierungsphase ab 2027 in Kraft tritt, da diese Sektoren nicht im regulären EU-ETS abgebildet sind. Dabei werden die Emissionen aus Brennstoffen berücksichtigt. Erfasst sind laut Anhang III die Überführung von Brennstoffen in den freien Verkehr, die Verbrennung im Gebäude und der Straßenverkehrssektor. Monitoring- als auch abgabepflichtig sind dabei die Treibstoffhändler.

Um die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, werden die unionsweiten jährlichen Mengen der Zertifikate systematisch reduziert (auf -62% in 2030 im Vergleich zu 2005<sup>15</sup>). 2024 waren insgesamt rund 1.386 Mio. Zertifikate erhältlich<sup>16</sup>, zukünftig soll deren Menge gemäß Art. 9 über einen linearen Faktor reduziert werden (-4,3 % von 2024-2017 und -4,4 % ab 2028). Artikel 29a sieht im Falle großer Preissteigerungen die Freigabe zusätzlicher Zertifikate vor.

In Anhang IV sind spezifische Grundsätze für die Überwachung und Berichterstattung festgelegt. Grundsätzlich gilt, dass die Überwachung entweder durch Berechnung oder auf Grundlage von Messungen zu erfolgen hat. Dies basiert auf den Tätigkeiten und der Anwendung etablierter Emissionsfaktoren (z. B. IPCC-Leitlinien Stand 2006 oder Aktualisierungen) und Standardoxidationsfaktoren (RL 2010/75/EU). Der Emissionsfaktor für Biomasse wurde auf null festgelegt, sofern die Nutzung den festgelegten Kriterien entspricht. Die Angaben zu den Emissionen sind zudem zu validieren und strategisch, prozesshaft und risikobezogen zu prüfen.

#### 4.3. Nationales Emissionszertifikatehandelsgesetz 2022 (Österreich)

Das Nationale Emissionszertifikatehandelsgesetz 2022 (NEHG) dient dazu, in Österreich Treibhausgasemissionen zu bepreisen, die nicht dem EU-ETS unterliegen. Ab 2027 soll das dazu geschaffene nationale Handelssystem in das europäische System ETS2 überführt werden. Mit dem NEHG werden die Treibhausgasemissionen aus Energieträgern, die in Österreich in Verkehr gebracht werden, besteuert. Dies umfasst fossile Mineralöle, Kraft- und Heizstoffe, Erdgase und Kohle und ist seitens der Inverkehrbringer durch Zertifikatserwerb entsprechend abzubilden. Die Treibhausgasemissionen dieser Energieträger ergeben sich aus Anlage 1 dieses Gesetzes. Für die nationalen Emissionszertifikate wurden folgende Ausgabewerte festgelegt (Tabelle 9):

<sup>15</sup> [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/eu-ets-emissions-cap\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/eu-ets-emissions-cap_en), Zugriff am 28.01.2025.

<sup>16</sup> [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/eu-ets-emissions-cap\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/eu-ets-emissions-cap_en), Zugriff am 28.01.2025

Tabelle 9: Ausgabewerte der Emissionszertifikate gemäß § 10, NEHG 2022.

Kalenderjahr	Ausgabewert der Emissionszertifikate
2022	30,00 EUR
2023	32,50 EUR
2024	45,00 EUR
2025	55,00 EUR

Von der Verpflichtung, am nationalen Emissionshandel teilzunehmen, sind lediglich Akteure ausgeschlossen, die pro Jahr weniger als eine Tonne Treibhausgasemissionen in Verkehr bringen (§ 21) (neben einigen weiteren Ausnahmen, siehe §§ 22 und 23). Um Carbon Leakage und grenzüberschreitende Wettbewerbsfähigkeit zu berücksichtigen, sind anteilige Entlastungen für Land- und Forstwirtschaft und energieintensive Betriebe vorgesehen (§ 24).

#### 4.4. Effekte und Auswirkungen

Der Emissionshandel hat weitreichende wirtschaftliche und ökologische Auswirkungen. Durch die Verpflichtung, Emissionszertifikate zu erwerben, erhöhen sich Energiepreise und Produktionskosten und damit die insgesamten Produktkosten für jene Unternehmen, die CO<sub>2</sub>-intensive Herstellungsweisen verfolgen. Besonders betroffen sind daher vor allem energieintensive Branchen wie Stahl-, Zement- und Chemie-Industrie, die dem EU-ETS Handel unterliegen (vgl. Tabelle 8). Der Aufschlag dieser Kostensteigerungen auf die Produktkosten kann ohne wirksames Grenzausgleichssystem die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen beeinflussen, insbesondere wenn sie mit internationalen Konkurrenten aus Regionen ohne vergleichbare CO<sub>2</sub>-Bepreisung konkurrieren. Andererseits fördert der Emissionshandel aber auch Innovationen und Investitionen in emissionsarme Technologien, da durch die ETS-Aufwendungen für Unternehmen finanzielle Anreize bestehen, ihre Emissionen zu reduzieren und dadurch Kosten zu sparen.

Neben den direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe zielt der Emissionshandel auch indirekt darauf ab, emissionsintensive Energiequellen unattraktiver zu machen und die Nutzung erneuerbarer Energien zu fördern. Unternehmen im EU-ETS – darunter Kraftwerke und Industrieanlagen mit hohen Emissionen – spüren die direkten Auswirkungen, während indirekte Effekte über erhöhte Wärmebezugs- und Strompreise auch andere Wirtschaftssektoren betreffen können. Mit der Einführung des ETS2 werden auch Emissionen aus den Sektoren Gebäudeheizung und Straßenverkehr einbezogen, was den Druck auf Unternehmen und Verbraucher erhöht, nachhaltigere Alternativen zu fossilen Brennstoffen zu nutzen. Dieser Aspekt des Emissionshandels trägt langfristig dazu bei, klimafreundliches Verhalten zu fördern, kann jedoch auch soziale und wirtschaftliche Herausforderungen mit sich bringen, die durch entsprechende Ausgleichsmechanismen gemildert werden sollten.

## 5. Treibhausgasemissionen in Österreich und Tirol

### 5.1. Quantifizierung

Die österreichische Luftschatstoffinventur (OLI) bildet die Basis für die Erfüllung nationaler und internationaler Berichtspflichten insbesondere gegenüber dem UNFCCC. Jährlich stellt das Umweltbundesamt die entsprechenden Daten bereit, die im Bericht „*Austrias National Inventory Report*“ umfassend dokumentiert sind. Der aktuelle Bericht (UBA, 2025) deckt den Zeitraum 1990 bis 2023 ab und wurde im Rahmen der Verpflichtungen Österreichs gegenüber dem UNFCCC und der Europäischen Union erstellt.

Die Berichterstattung im Rahmen der OLI dient der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Emissionsentwicklung sowie der Überprüfung der Klimaschutzverpflichtungen auf Basis der ESR. Die OLI unterscheidet dabei zwischen Emissionen aus Punktquellen wie großen Industrieanlagen oder Kraftwerken und Flächenquellen, etwa aus Haushalten oder dem Verkehr. Punktquellen werden direkt von den Betreibern gemeldet und sind so den jeweiligen Regionen klar zuordenbar. Flächenquellen werden mithilfe von Emissionsfaktoren, statistischen Hilfsgrößen und Modellen berechnet. Die zugrunde liegenden Emissionsfaktoren stammen aus nationalen und internationalen Quellen wie dem Umweltbundesamt oder den IPCC-Berichten und werden regelmäßig aktualisiert.

Zur Sicherstellung der Qualität der Inventurprozesse wurde das Nationale Inventursystem Austria (NISA) etabliert, das den gesamten Prozess der OLI-Verwaltung und -Berichterstattung überwacht. Ein wesentlicher Bestandteil des NISA ist das Qualitätsmanagementsystem, das nach EN ISO/IEC 17020 zertifiziert ist und regelmäßigen Audits unterzogen wird, um die Transparenz, Konsistenz und Genauigkeit der OLI zu gewährleisten. Die OLI bildet somit die zentrale Grundlage für die nationale Berichterstattung von Emissionsdaten und stellt sicher, dass diese Daten konsistent, vollständig und mit den internationalen Anforderungen abgestimmt sind.

#### Bundesländer Luftschatstoff-Inventur

Basierend auf den Ergebnissen der OLI für den Zeitraum 1990 bis 2022 werden Treibhausgasemissionen in der Bundesländer Luftschatstoffinventur (BLI) auf Bundesländer-Ebene heruntergebrochen (Tabelle 10). Dies geschieht im Auftrag der Bundesländer sowie des BMK.

Tabelle 10: Inhalt der BLI mit bundesländerspezifischen Emissionsdaten.

Treibhausgase	Luftschatstoffe
CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
CH <sub>4</sub>	NMVOC
N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub>
Fluorierte Gase	NH <sub>3</sub>
	PM <sub>2,5</sub> und PM <sub>10</sub>

Hauptverantwortlich für rund 80 % der Treibhausgas-Emissionen ist die Umwandlung fossiler Brennstoffe in Energie (UBA, 2023), welche vor allem auf Top Down-Daten der Bundesländer-Energiebilanzen (STATISTIK AUSTRIA) basieren. Weitere Datenquellen sind die Grünen Berichte des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft (BML) sowie Handbücher und Jahresberichte aus dem Energiesektor.

Trotz umfassender Datenerhebungen und Modellierungen müssen die Ergebnisse der BLI mit Vorsicht interpretiert werden. Faktoren wie Rundungsdifferenzen, inkonsistente Datengrundlagen, Unsicherheiten bei der Zuordnung von Emissionen oder die lückenhafte Verfügbarkeit von Aktivitätsdaten führen zu möglichen Ungenauigkeiten und erfordern eine sorgfältige Interpretation der Emissionsdaten auf Bundesländerebene. Außerdem werden die Zeitreihen der Energiebilanzen der Statistik Austria jährlich gemäß der Erfassungs-Granularität angepasst.

#### Berücksichtigung von Daten aus dem Emissionshandel

Das EU-ETS deckt große industrielle Anlagen und Kraftwerke ab (Tabelle 8). Diese Daten fließen direkt in die Berechnungen für stationäre Verbrennungsprozesse und industrielle Prozesse ein. Die nicht vom ETS erfassten Emissionen werden anhand sektoraler Statistiken und standardisierter Emissionsfaktoren abgeschätzt. Dabei erfolgt eine klare Trennung zwischen den ETS- und den nicht-ETS-Emissionen, um eine konsistente Bilanzierung sicherzustellen.

## 5.2. Emissionsspezifische Sektoren

Gemäß dem Common Reporting Berichtsformat (CRF) des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen sind die verursachenden Emittenten den jeweiligen Sektoren wie folgt zugeordnet (UBA, 2024):

### Energie

- > Kalorische Kraft- und Fernwärmewerke (ohne Abfallverbrennung),
- > Raffinerie, Energieeinsatz bei Erdöl- und Erdgas-Gewinnung und -Verarbeitung,
- > Emissionen von Pipeline-Kompressoren,
- > Kohle-, Erdgas- und Erdölförderung sowie Verteilung – flüchtige Emissionen.

### Industrie

- > Pyogene Emissionen der Industrie,
- > Prozessemisionen der Industrie,
- > Offroad-Geräte der Industrie (z. B. Baumaschinen),
- > CO<sub>2</sub>- und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus dem Lösungsmittelleinsatz und anderer Produktverwendung (z. B. Einsatz von N<sub>2</sub>O für medizinische Zwecke).

## Verkehr

- > Straßenverkehr (enthält Emissionen aus dem Kraftstoffexport),
- > Bahnverkehr, Schifffahrt, Flugverkehr (national)<sup>17</sup>,
- > Militärische Flug- und Fahrzeuge,
- > Emissionen am Flughafengelände für Flugzeugabfertigung am Boden.

## Gebäude

- > Heizungsanlagen privater Haushalte, privater und öffentlicher Dienstleister und des (Klein-) Gewerbes,
- > Mobile Geräte privater Haushalte, mobile Geräte sonstiger Dienstleister,

## Landwirtschaft

- > Verdauungsbedingte Emissionen des Viehs,
- > Emissionen des Wirtschaftsdüngermanagements,
- > Düngung mit organischem und mineralischem Stickstoff- und Harnstoffdünger,
- > Offene Verbrennung von Pflanzenresten am Feld,
- > Land- und forstwirtschaftliche mobile und stationäre Geräte,
- > Kalken von landwirtschaftlichen Flächen (CO<sub>2</sub>),
- > Harnstoffanwendung (CO<sub>2</sub>),
- > Anwendung von Kalkammonsalpeter (CO<sub>2</sub>).

## Abfallwirtschaft

- > Abfalldeponien,
- > Abfallverbrennung in Energieversorgungsanlagen und in geringem Ausmaß ohne energetische Verwertung,
- > Kompostierung und mechanisch-biologische Abfallbehandlung,
- > Abfallvergärung (Biogasanlagen mit Abfalleinsatz),
- > Abwasserbehandlung und -entsorgung.

## Fluorierte Gase

- > Einsatz von fluorierten Gasen als Ersatz für ozonschädigende Substanzen (überwiegend HFKWs in Kälte- und Klamaanlagen),
- > Sonstiger Einsatz von fluorierten Gasen, insbesondere SF<sub>6</sub>, v. a. in der Metall- und Elektronikindustrie sowie in Schallschutzfenstern.

---

<sup>17</sup> Die Emissionen aus dem internationalen Flugverkehr werden zwar in den internationalen Konventionen berichtet, sind aber – mit Ausnahmen des nationalen Flugverkehrs innerhalb Österreichs gemäß UNFCCC-Berichtspflicht – nicht in den nationalen Gesamtemissionen inkludiert.

## 5.3. Treibhausgasemissionen auf Bundesebene

Gemäß UBA (2024) beliefen sich die österreichweiten Treibhausgasemissionen im Jahr 2022 auf insgesamt 72,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (Abbildung 5). Die Emissionen erreichten im Jahr 2005 mit 92,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq den Höchststand und sanken bis 2022 um 26 % – eine Reduktion um 6,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq bzw. 8 % gegenüber dem Basisjahr 1990.

Zur Umsetzung des Klimaschutzabkommens in Kyoto wurde im Jahr 2005 der Europäische Emissionshandel eingeführt. Die Gesamtemissionen können demnach in die Klassen Treibhausgase nach Emissionshandel (EH) und Treibhausgase nach Klimaschutzgesetz unterteilt werden.

Im Jahr 2022 wurden in den gemäß Klimaschutzgesetz (KSG) geregelten Sektoren österreichweit insgesamt 46,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq ausgestoßen. Dies entspricht einer Reduktion von 19 % bzw. 10,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq im Vergleich zum Jahr 2005. Die KSG-Sektoren umfassen Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und fluorierte Gase. Ihre Anteile an den Gesamtemissionen sind unterschiedlich verteilt:

- > **Verkehr:** Mit 20,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq trug der Verkehrssektor 45 % zu den Emissionen nach KSG bei.
- > **Gebäude:** Die Emissionen des Gebäudesektors beliefen sich auf 7,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq und machten damit 16 % der KSG-Emissionen aus.
- > **Landwirtschaft:** Die Landwirtschaft emittierte 8,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq – das entspricht 18 % der KSG-Emissionen.
- > **Abfallwirtschaft:** Mit 2,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq hatte die Abfallwirtschaft einen Anteil von 5 %.
- > **Fluorierte Gase:** Die Emissionen fluorierter Gase lagen bei 1,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq – das sind 4 % der KSG-Emissionen.

Die Bereiche, die dem europäischen Emissionshandel unterliegen, verzeichneten im Jahr 2022 Emissionen von 26,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq. Das entspricht einem Rückgang um 9,1 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (26 %) im Vergleich zu 2005. Der Emissionshandel umfasst vor allem energieintensive Industrien und (öffentliche) Energieerzeugungsanlagen, die gemeinsam einen erheblichen Beitrag zu den Gesamtemissionen leisten:

- > **Industrie:** Innerhalb des Emissionshandels trugen Industrieanlagen 24,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq bei – das entspricht 93 % der Emissionshandels-Emissionen.
- > **Strom- und Wärmeproduktion:** Die Emissionen aus Kraft- und Fernwärmewerken beliefen sich auf 4,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq, was einem Anteil von etwa 18 % innerhalb des Emissionshandels-Sektors entspricht.

Zusammen machten die Bereiche nach Emissionshandel 37 % der gesamten Treibhausgasemissionen Österreichs aus, während die KSG-Sektoren für 63 % verantwortlich waren.

Anteilmäßig setzten sich die Treibhausgasemissionen im Jahr 2022 zu 84 % aus Kohlenstoffdioxid, zu 9 % aus Methan, zu 4 % aus Lachgas und zu 3 % aus fluorierten Gasen zusammen.

Die Treibhausgasemissionen in Österreich entwickelten sich in den Jahren 1990 bis 2022 unterschiedlich je nach Sektor. Während vor allem in den Sektoren Energie, Gebäude und Abfallwirtschaft deutliche Reduktionen erzielt wurden, verzeichneten die Sektoren Verkehr und Industrie einen signifikanten Anstieg der Emissionen. Der Ge-

samt Rückgang seit dem Höchststand im Jahr 2005 betrug 26 %, wobei die sektorale Entwicklung sowohl vom Umstieg auf erneuerbare Energien als auch von spezifischen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen geprägt ist (Abbildung 6).

Im Zeitraum von 2005 bis 2022 sanken die Emissionen in fast allen Sektoren – mit Ausnahme eines leichten Anstiegs bei den fluorierten Gasen. Die größten Einsparungen wurden in den Bereichen Energie, Gebäude und Verkehr erzielt.

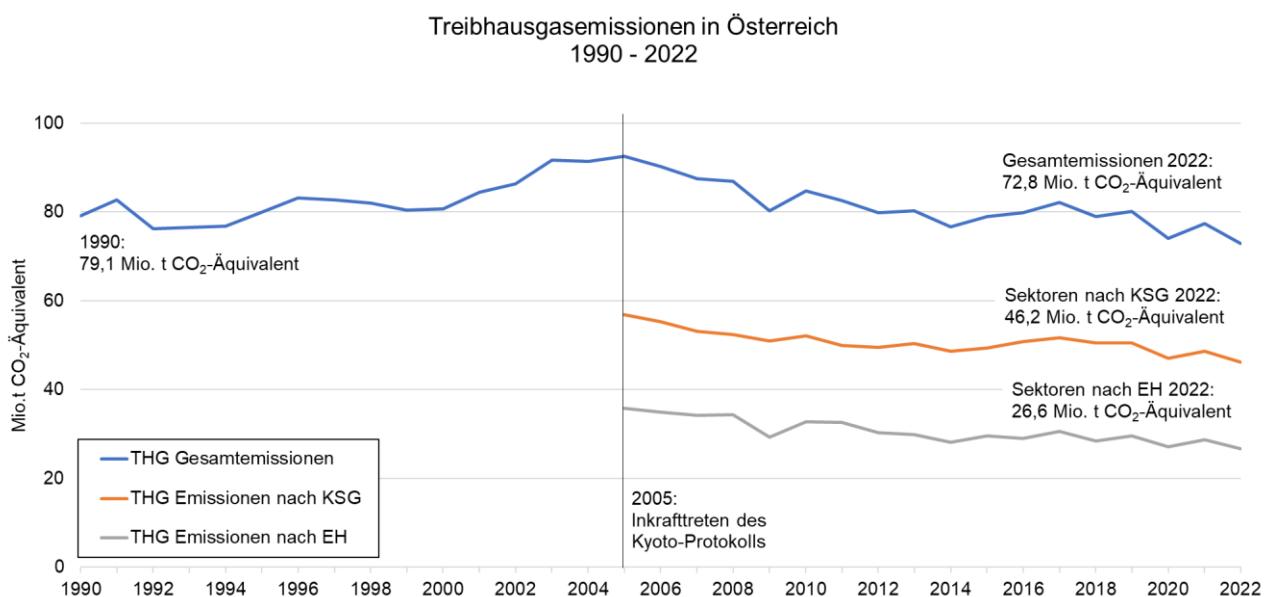


Abbildung 5: Darstellung der gesamten Treibhausgasemissionen in Österreich 1990 – 2022 (blau) sowie unterteilt in Emissionen nach KSG (orange) und nach Emissionshandel (grau).

Nachfolgend werden die wesentlichen Entwicklungen und Veränderungen in den einzelnen Sektoren detailliert dargestellt:

- > **Verkehr:** Hauptverantwortlich für die generelle Emissionszunahme ist der Sektor Verkehr. Zwischen 1990 und 2022 stiegen die Emissionen in diesem Sektor um 6,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq an. Dieser Anstieg wurde vor allem durch einen größer werdenden Fahrzeugbestand, die Zunahme der Fahrleistung von Diesel-Pkw und preisbedingte Kraftstoffexporte verursacht. Im Zeitraum 2005–2022 konnten die Emissionen des Sektors jedoch vor allem durch höhere Kraftstoffpreise und eine geringere Nutzung von Diesel-Lkw um 4 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (16 %) reduziert werden. Mit 20,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq war der Verkehrssektor 2022 für 28 % der Gesamtemissionen verantwortlich.
- > **Gebäude:** Im Gebäudesektor wurden zwischen 1990 und 2022 deutliche Einsparungen erzielt. Die Emissionen sanken um 5,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (43 %). Im Zeitraum 2005–2022 betrug der Rückgang 5,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (42 %). Wesentliche Faktoren waren thermische Sanierungen, energieeffiziente Neubauten, der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien und der Ausbau der Fernwärme. Im Jahr 2022 verursachte der Sektor 7,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq – das entsprach einem Anteil von 10 % an den Gesamtemissionen.

- > **Energie:** Die Emissionen des Energiesektors sanken zwischen 1990 und 2022 um 6,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (46 %) und zwischen 2005 und 2022 um 8,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (52 %). Die Hauptursachen waren der Umstieg von Kohle- und Öl- auf Gaskraftwerke sowie der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien. 2022 emittierte der Energiesektor mit 7,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq etwa 11 % der Gesamtemissionen.
- > **Industrie:** Im Industriesektor stiegen die Emissionen zwischen 1990 und 2022 um 3 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (14 %), während sie im Zeitraum 2005–2022 um 0,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (2 %) zurückgingen. 2022 war die Industrie mit 24,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (34 % der Gesamtemissionen) der größte Emittent. Hauptursache für den Anstieg sind energieintensive Prozesse insbesondere in der Eisen- und Stahlproduktion.
- > **Landwirtschaft:** Die Emissionen der Landwirtschaft sanken zwischen 1990 und 2022 um 1,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (16 %). Seit 2005 stabilisierten sie sich jedoch weitgehend – mit einem leichten Rückgang von 0,1 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (1 %) bis 2022. Methanemissionen aus der Verdauung von Wiederkäuern und Lachgasemissionen aus Düngemitteln bleiben die Hauptquellen. 2022 emittierte der Sektor mit 8,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq rund 11 % der Gesamtemissionen.
- > **Abfallwirtschaft:** Die Emissionen der Abfallwirtschaft gingen kontinuierlich zurück und sanken zwischen 1990 und 2022 um 2,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (52 %). Zwischen 2005 und 2022 betrug die Reduktion 1,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (37 %). Der Rückgang ist auf das seit 2004 geltende Deponieverbot für unbehandelte organische Abfälle zurückzuführen. 2022 verursachte die Abfallwirtschaft 2,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (3 % der Gesamtemissionen).
- > **Fluorierte Gase:** Die Emissionen fluorierter Gase stiegen zwischen 1990 und 2022 um 0,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq an, zeigten jedoch zwischen 2005 und 2022 nur einen leichten Anstieg von 20.000 t CO<sub>2</sub>-eq. Seit 2018 führen gesetzliche Beschränkungen und Verbote einzelner F-Gase zu einem langsamen Rückgang. Im Jahr 2022 lagen die Emissionen bei 1,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (2 % der Gesamtemissionen).

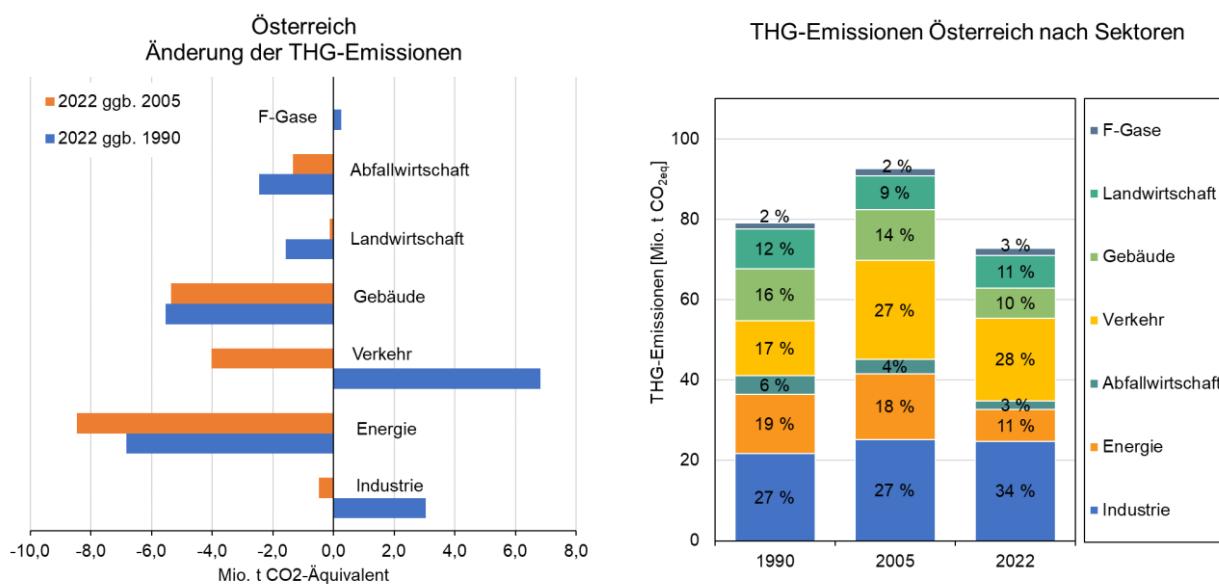


Abbildung 6: Darstellung der sektorspezifischen Änderung der gesamten Treibhausgasemissionen in Österreich innerhalb der Zeiträume 1990 – 2022 und 2005 – 2022 (a) sowie der sektorspezifische Anteil an den Gesamtemissionen in den Jahren 1990, 2005 und 2022 (b).

## 5.4. Treibhausgasemissionen Tirol

Im Jahr 2022 lagen die Treibhausgasemissionen in Tirol bei insgesamt 4,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq. Seit 1990 verzeichnete das Bundesland einen Anstieg der Emissionen um 7 %, wobei der Anteil Tirols an den österreichweiten Gesamtemissionen von 5,8 % auf 6,3 % im Jahr 2022 stieg. Seit dem Höchststand im Jahr 2005 konnten die Emissionen um 13,5 % reduziert werden. Tirol unterscheidet sich hinsichtlich der sektoralen Verteilung der Emissionen insbesondere durch den dominanten Beitrag des Verkehrssektors deutlich von anderen Bundesländern.

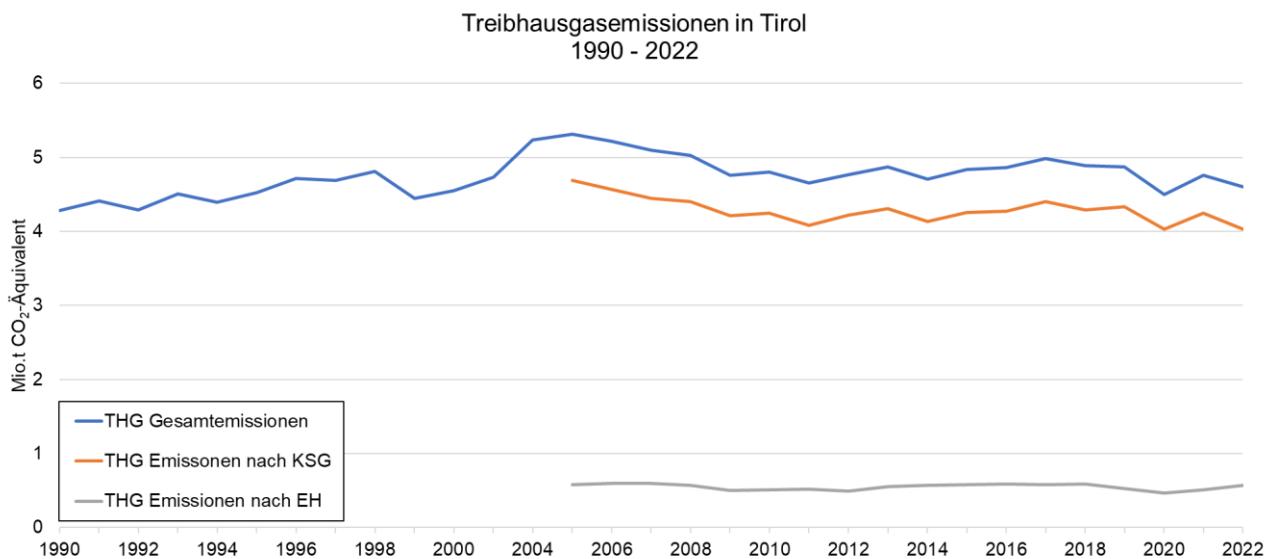


Abbildung 7: Darstellung der gesamten Treibhausgasemissionen in Tirol 1990 – 2022 (blau) und unterteilt in Emissionen nach KSG (orange) und nach Emissionshandel (grau).

Die Treibhausgasemissionen in Tirol zeigen im Langzeitrend einen Anstieg, der insbesondere von den Sektoren Verkehr und fluorierte Gase dominiert wird. Dem stehen Emissionsreduktionen in den Sektoren Abfallwirtschaft, Energie und Industrie sowie Gebäude gegenüber (Abbildung 8). Die sektorale Verteilung der Emissionen unterscheidet sich deutlich vom österreichweiten Durchschnitt, mit einem dominanten Anteil des Verkehrs und einer untergeordneten Rolle des Energiesektors. Nachfolgend werden die wesentlichen Entwicklungen und Veränderungen in den einzelnen Sektoren dargestellt:

- > **Verkehr:** Der Verkehrssektor ist mit Abstand der größte Verursacher von Treibhausgasemissionen in Tirol. 2022 wurden bei einem Anteil von 36 % der Gesamtemissionen des Bundeslandes in etwa 1,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq emittiert. Zwischen 1990 und 2022 stiegen die Emissionen im Verkehr um rund 0,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq und somit um rund 58 %. Ursachen liegen zum einen bei der zunehmenden Fahrleistung und zum anderen beim Kraftstoffexport in das Ausland aufgrund der im Vergleich zu den Nachbarstaaten günstigeren Kraftstoffpreise. Gegenüber 2005 nahmen die Emissionen des Sektors 2022 jedoch leicht um 0,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq bzw. um 14 % ab.
- > **Gebäude:** Im Gebäudesektor wurden im Jahr 2022 rund 0,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (20 % der Gesamtemissionen) emittiert. Seit 1990 nahmen die Emissionen leicht um 20.000 t CO<sub>2</sub>-eq zu (2 %). Zwischen 2005 und 2022 konnte hingegen eine Reduktion um rund 0,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq (21 %) erreicht werden. Die Emissionen in diesem Sektor

sind eng mit dem Witterungsverlauf in den Wintermonaten und dem daraus resultierenden Heizbedarf sowie den schwankenden Energiepreisen gekoppelt.

- > **Energie:** Der Energiesektor trug im Jahr 2022 in etwa 48.000 t CO<sub>2</sub>-eq bzw. 1 % zu den Gesamtemissionen bei. Je nach Einsatz fossiler Energieträger unterliegt der Sektor relativ hohen Schwankungen (so lagen die Emissionen in 2022 um 111% höher als im Jahr 1990). Die Größenordnung der Emissionen blieb jedoch in den Jahren seit 1990 insgesamt auf niedrigem Niveau,
- > **Industrie:** Im Jahr 2022 wurde in diesem Sektor rund eine Mio. t CO<sub>2</sub>-eq emittiert. Der Industriesektor trug im Jahr 2022 in etwa 1,02 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq und somit 22 % zu den Gesamtemissionen bei. Im Zeitraum 1990–2022 verringerten sich die Emissionen um knapp 10 %, während die Emissionen seit 2005 um 4 % zurückgingen. Der Rückgang in den neunziger Jahren ist in erster Linie auf die Stilllegung eines Produktionsbetriebes in der Zementindustrie zurückzuführen.
- > **Landwirtschaft:** Mit knapp 0,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq trägt der Sektor Landwirtschaft 15 % zu den Gesamtemissionen im Jahr 2022 bei. Zwischen 1990 und 2022 sanken die Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor um 70.000 t CO<sub>2</sub>-eq (9 %), während im Zeitraum 2005 – 2022 ein nur schwacher Zuwachs zu verzeichnen war.
- > **Abfallwirtschaft:** Die Emissionen der Abfallwirtschaft beliefen sich im Jahr 2022 auf rund 0,1 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq und trugen somit 2 % zu den Gesamtemissionen bei. Zwischen 1990 und 2022 reduzierten sich die Emissionen um 76 % – diesbezüglich sind vor allem die verstärkte Abfalltrennung seit den 1990er Jahren sowie eine neue Deponeieverordnung seit 01.01.2009 als Hauptgründe zu nennen.
- > **Fluorierte Gase:** Im Jahr 2022 wurden rund 149.000 t CO<sub>2</sub>-eq an fluorierten Gasen emittiert. Neben der höchsten absoluten Zunahme des Emissionsanstiegs im Sektor Verkehr ist in diesem Sektor der Anstieg seit 1990 mit 1.265 % bemerkenswert. Fluorierte Gase werden vor allem in Klima- und Kühlgeräten verwendet und kamen ab den 1990er Jahren als Alternative zu den ozonschädigenden FCKW zum Einsatz.

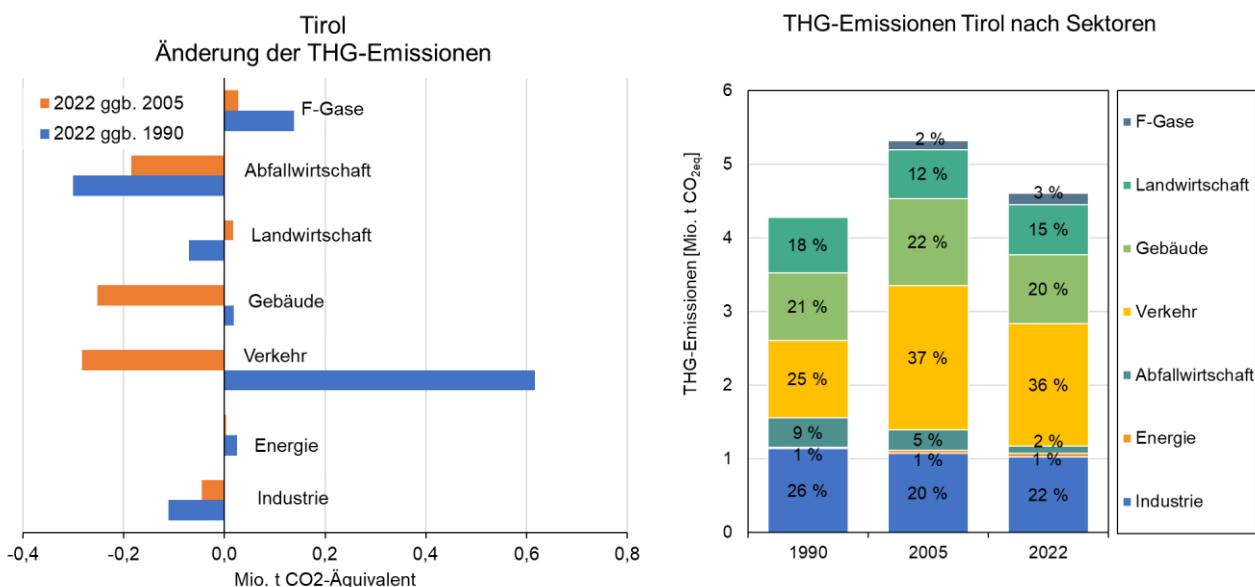


Abbildung 8: Darstellung der sektorspezifischen Änderung der gesamten Treibhausgasemissionen in Tirol innerhalb der Zeiträume 1990 – 2022 und 2005 – 2022 (a) sowie der sektorspezifische Anteil an den Gesamtemissionen in den Jahren 1990, 2005 und 2022.

## 6. CO<sub>2</sub>-Abscheidungsmöglichkeiten

Kohlenstoff ist aufgrund seiner besonderen Elektronenkonfiguration in der Lage, stabile und komplexe Molekülstrukturen zu bilden. Er tritt daher in einer Vielzahl chemischer Verbindungen auf. Diese Eigenschaft macht ihn zu einem fundamentalen Baustein im Klimageschehen der Erde. In seiner reinen Form ist Kohlenstoff relativ reaktionsstabil, entfaltet jedoch eine bemerkenswerte Vielfalt an chemischen Eigenschaften, wenn er mit anderen Elementen in Verbindung tritt. Während die Umwandlung von Kohlenstoff in der Industrie zur Herstellung wichtiger Produkte beiträgt, entsteht dabei fast immer Kohlenstoffdioxid als Nebenprodukt. Dies geschieht insbesondere bei Verbrennungsprozessen, bei denen fossile Brennstoffe wie Kohle, Erdöl oder Erdgas zur Energieerzeugung genutzt werden, sowie bei mikrobiologischen Abbauprozessen, bei denen komplexe Kohlenstoffverbindungen in einfachere Moleküle zerlegt werden.

Durch diese unterschiedlichen chemischen Reaktionen entstehen CO<sub>2</sub>-Quellen in verschiedenen industriellen, natürlichen und biologischen Prozessen. Das führt dazu, dass CO<sub>2</sub> zahlreiche Ursprünge wie Energieerzeugungsanlagen, chemische Prozesse, Zementherstellung, Abfallverwertung und landwirtschaftliche Aktivitäten hat. Jede dieser Quellen erfordert spezifische Ansätze zur Abscheidung und Nutzung von CO<sub>2</sub>. In diesem Abschnitt werden daher die verschiedenen Ursprünge von CO<sub>2</sub> berücksichtigt, um geeignete Strategien für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und - Nutzung aufzuzeigen.

Das IPCC hat mit Abbildung 9 eine Übersicht über mögliche CO<sub>2</sub>-Abscheidemöglichkeiten zusammengestellt. Dabei werden die Methoden nach den Abscheideprozessen kategorisiert (in grau dargestellt) und die Länge der Speicherdauer zeitlich eingeordnet (von kurzen Zeiträumen in hellgelb bis zu tausenden Jahren und länger in dunkel orange).

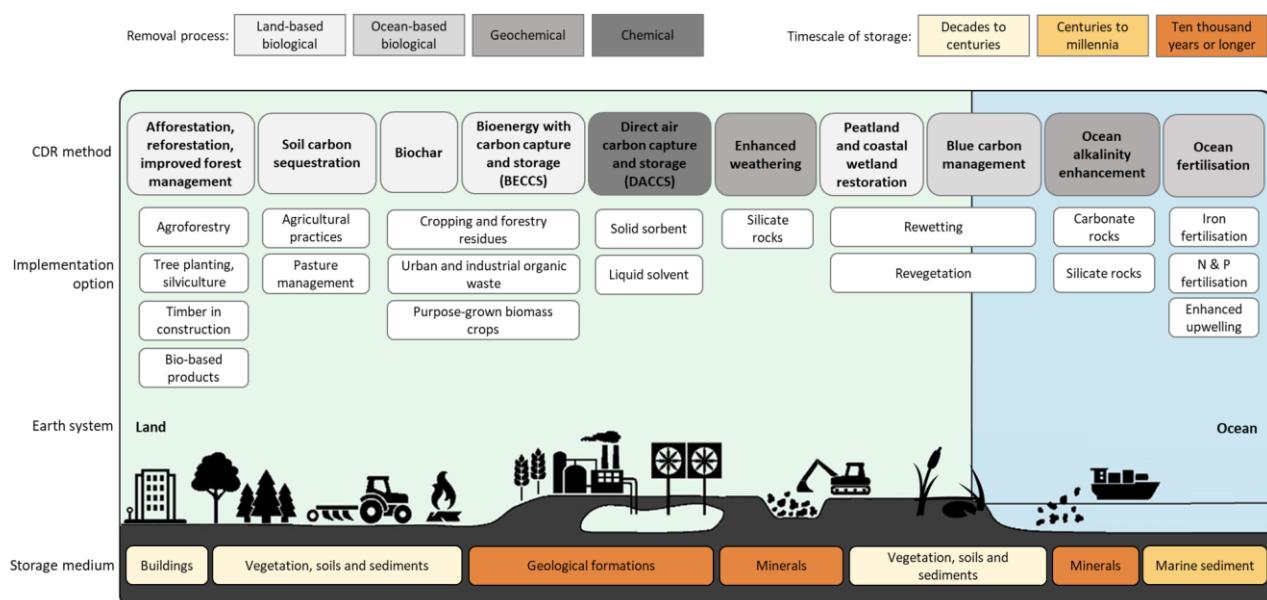


Abbildung 9: Kategorisierte Methoden von CO<sub>2</sub>-Abscheidungsmethoden (graue Farben) und Zeitspanne der Speicherung (von gelb zu orange) (IPCC, 2022).

## 6.1. Überblick Abscheidungsmechanismen

Es gibt einige grundlegende Mechanismen, wie CO<sub>2</sub> in einem Gas(-strom) abgeschieden werden kann. Je nach Quelle, Menge, Prozessbedingung und Konzentration gibt es verschiedene Abtrennungstechnologien (FISCHEDICK ET AL., 2015). Im weitesten Sinne kann zwischen folgenden chemisch-physikalischen Verfahren zur Trennung unterschieden werden:

- > Absorptionsverfahren,
- > Verfahren mit Gas-Feststoff-Reaktionen,
- > Adsorptionsverfahren,
- > Kryogenverfahren,
- > Membranverfahren und
- > Verfahren mit einer natürlichen Einbindung.

Eine detaillierte Übersicht über die Mechanismen, Prozessabläufe und Materialien zeigt Abbildung 10. Nachfolgend werden die obigen sechs Kategorien kurz erläutert. In den nächsten Kapiteln werden diese Grundlagen zur Erklärung der Mechanismen verwendet.

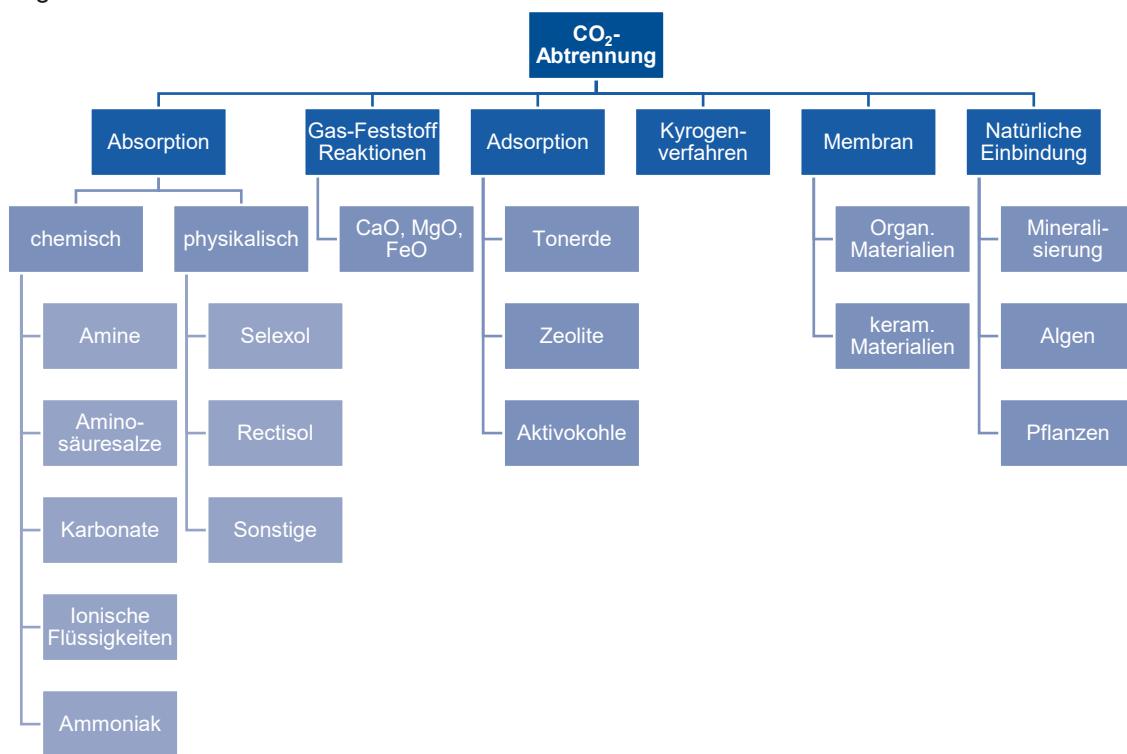


Abbildung 10: Schematischer Überblick von CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien, angelehnt an FISCHEDICK ET AL. (2015).

## Absorption

Unter Absorption versteht man die Aufnahme von Gasen, Dämpfen oder Flüssigkeiten in einer Flüssigkeit oder einem porösen Festkörper. Der aufgenommene Stoff (z. B. CO<sub>2</sub>) wird dabei als Absorbat und das aufnehmende Medium als Adsorbens bezeichnet. Dabei wird zwischen physikalischer und chemischer Absorption unterschieden. Die physikalische Absorption beruht auf intermolekularen Kräften wie den Van-der-Waals-Wechselwirkungen, wobei eine Vermischung, jedoch keine chemische Reaktion stattfindet. Bei der chemischen Absorption reagiert das Absorbat mit dem Adsorbens, wodurch ein neuer Stoff entsteht. Die chemische Absorption wird häufig für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung eingesetzt.

## Gas-Feststoff-Reaktionen

Gas-Feststoff-Reaktionen nutzen feste Erdalkalioxide, die durch chemische Reaktionen in Karbonate umgewandelt werden. Häufig wird Kalziumoxid (CaO) eingesetzt, das durch Kalzinierung (Brennen) von Kalkstein (CaCO<sub>3</sub>) gewonnen wird. Beim Carbonate Looping-Verfahren reagiert das CaO mit CO<sub>2</sub> im Abgasstrom, wodurch Kalziumkarbonat (CaCO<sub>3</sub>) entsteht. Das CO<sub>2</sub> wird anschließend im Kalzinator durch Erhitzen wieder freigesetzt und das Kalziumoxid regeneriert.

## Adsorption

Bei der Adsorption haften Moleküle durch physikalische Kräfte (meist Van der Waals-Kräfte) an der Oberfläche eines Materials, ohne dabei chemische Bindungen einzugehen. Daher wird dieser Vorgang auch als Physisorption bezeichnet. Das Adsorbens kann ein Feststoff oder eine Flüssigkeit sein, an dessen Grenzfläche die Moleküle angelagert werden. Oft wird deshalb eine hohe spezifische Oberfläche des Adsorbens angestrebt. Gleichzeitig tritt auch Desorption auf, sodass ein Gleichgewicht zwischen Adsorption und Desorption entsteht. Die Lage dieses Gleichgewichts hängt von Druck, Temperatur sowie den Eigenschaften und der Größe der Grenzfläche ab.

## Kryogenverfahren

Das Kryogenverfahren nutzt extrem niedrige Temperaturen, um Gase durch Verflüssigung oder Verfestigung zu trennen. Dazu wird das Gasgemisch so weit abgekühlt, dass einzelne Bestandteile aufgrund ihrer unterschiedlichen Siedepunkte kondensieren oder gefrieren und somit voneinander getrennt werden können. Bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird CO<sub>2</sub> bei Temperaturen unter -78,5 °C in die Festphase überführt, um es effizient aus dem Abgasstrom zu isolieren. Der Vorteil des Verfahrens ist die hohe Reinheit des abgetrennten CO<sub>2</sub>, jedoch ist der Energieaufwand für die Abkühlung sehr hoch.

## Membranverfahren

Membranverfahren trennen Stoffe basierend auf der Größe von Atomen und Molekülen sowie durch Diffusion, Löslichkeit und Ladungsunterschiede. Je nach Membrantyp können Moleküle entweder die Poren passieren oder durch spezifische Wechselwirkungen zurückgehalten werden. Zudem spielen Unterschiede in der Transportgeschwindigkeit eine Rolle. Da kein Phasenwechsel erforderlich ist, sind Membranverfahren häufig energieeffizienter als thermochemische Trennverfahren. Es handelt sich um eine rein physikalische Trennmethode.

## Natürliche Einbindung

Die natürliche CO<sub>2</sub>-Einbindung erfolgt durch Photosynthese in Pflanzen und Algen, bei der CO<sub>2</sub> in organische Stoffe umgewandelt wird und somit in der Biomasse gebunden bleibt. Mikroalgen sind besonders effizient, da sie hohe

CO<sub>2</sub>-Mengen pro Fläche aufnehmen können. Ein weiterer Prozess ist die Mineralisation, bei der CO<sub>2</sub> durch Reaktion (wie in Gas-Feststoff-Reaktionen beschrieben) mit Mineralien wie Kalzium- oder Magnesiumsilikaten in stabile Karbonate umgewandelt und dauerhaft gebunden wird. Dieser Ansatz kann für die langfristige Speicherung in Baustoffen oder Gesteinsformationen genutzt werden.

Die meisten CO<sub>2</sub>-Abscheidesysteme sind darauf ausgelegt, 85-90 % des CO<sub>2</sub> an der Emissionsquelle zu erfassen, da dies die geringsten Kosten pro Tonne abgeschiedenem CO<sub>2</sub> verursacht. Für ein Netto-Null-Energiesystem werden jedoch höhere Abscheideraten von nahezu 100 % erforderlich sein. Laut aktuellen Studien ist dies sowohl technisch als auch wirtschaftlich machbar (IEA, 2020). Die Kosten der CO<sub>2</sub>-Abscheidung variieren stark und hängen insbesondere von der CO<sub>2</sub>-Konzentration im Abgasstrom, dem Standort der Anlage, der Energie- und Dampfintegration sowie der Einbindung in bestehende Prozesse ab.

- > Hohe CO<sub>2</sub>-Konzentration: In Prozessen mit hoher CO<sub>2</sub>-Konzentration, wie Ethanolproduktion, Erdgasaufbereitung oder Oxyfuel-Verbrennung (z. B. in Kraftwerken), kann CO<sub>2</sub> vergleichsweise kostengünstig abgeschieden werden. In der Erdgasaufbereitung – wo CO<sub>2</sub> oft vor der Vermarktung entfernt werden muss – liegen die Abscheidungskosten beispielsweise bei 15 bis 25 USD pro Tonne CO<sub>2</sub> (vgl. Abbildung 11).
- > Niedrige CO<sub>2</sub>-Konzentration: Verdünnte CO<sub>2</sub>-Ströme wie Abgase aus Kohlekraftwerken (3-14 % CO<sub>2</sub>) oder Hochöfen der Stahlindustrie (20-27 % CO<sub>2</sub>) verursachen deutlich höhere Abscheidungskosten. Diese liegen meist über 40 USD pro Tonne CO<sub>2</sub> und können in manchen Fällen sogar über 100 USD pro Tonne betragen. Durchschnittlich machen die Abscheidungskosten rund 75 % der Gesamtkosten von CCUS aus. Die übrigen 25 % fallen auf den Transport und die Speicherung (IEA, 2020).

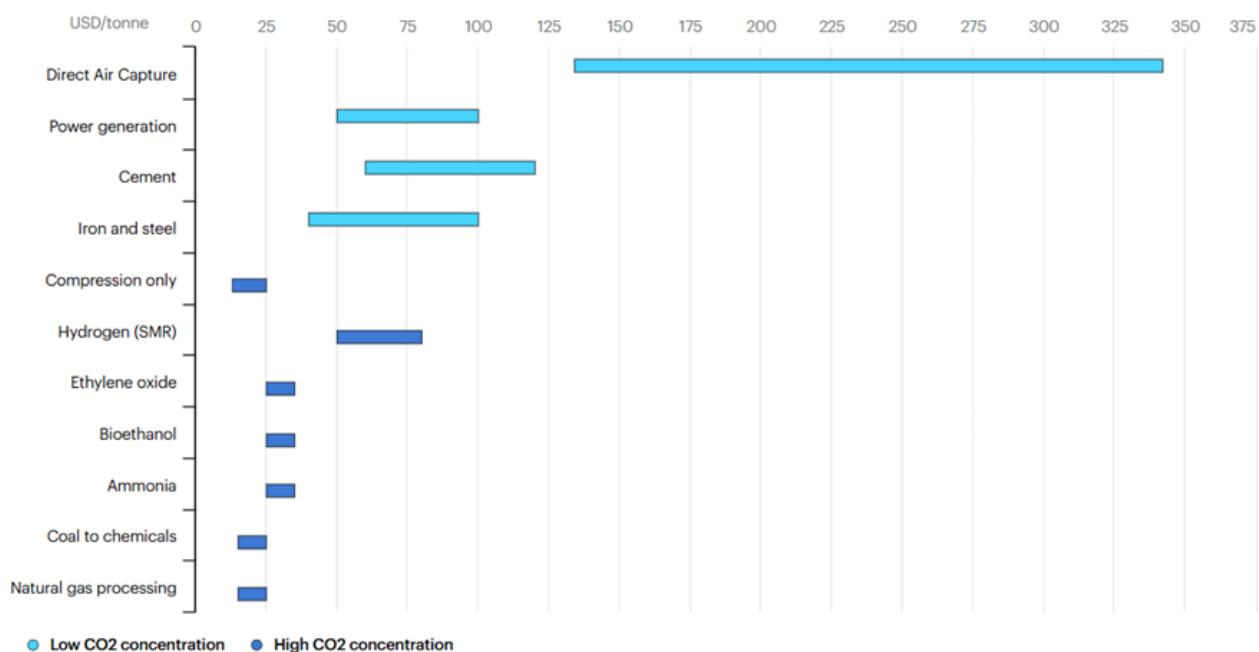


Abbildung 11: Normierte Kosten der CO<sub>2</sub>-Abscheidung nach Sektor und anfänglicher CO<sub>2</sub>-Konzentration, modifiziert aus IEA (2020).

## 6.2. CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus thermochemischen Prozessen

Thermochemische Prozesse umfassen sämtliche Prozesse, bei denen organische Stoffe (biogen, fossil oder auch Abfallstoffe) bei hohen Temperaturen in ein gasförmiges Endprodukt sowie feste Nebenprodukte umgewandelt werden, meist zum Zwecke der Energiegewinnung. Zu den bekanntesten thermochemischen Prozessen in der Energietechnik zählen die Verbrennung und die thermochemische Vergasung, aber auch seltene Prozesse wie Pyrolyse, Torrefizierung oder hydrothermale Carbonisierung. Verbrennung/Vergasung wird zumeist für die Energiegewinnung (oder wie im Fall der Abfallverbrennung zum Zweck der Entsorgung von Reststoffen und Abfällen) verwendet, die anderen Prozesse werden vorrangig für die Herstellung von kohlenstoffreichen Sekundärenergieträgern wie Holzkohle oder anderen Biokohlen verwendet. Eine energetische Nutzung ist hier nur zweitrangig. Allen Prozessen ist jedenfalls gemeinsam, dass der im Ausgangsmaterial chemisch gespeicherte Kohlenstoff nach dem Prozess entweder gasförmig (CO<sub>2</sub> und/oder Kohlenmonoxid) oder fest in Form von Kohle vorliegt.

Zusätzlich zu den thermochemischen Prozessen der Energietechnik sind industrielle Prozesse zu erwähnen, die – unabhängig von der klassischen Verbrennung – gasförmiges CO<sub>2</sub> bei hohen Temperaturen freisetzen. Als wichtigster dieser Prozesse sei das Kalkbrennen genannt, bei dem aus Kalkstein (Kalziumcarbonat) unter hohen Temperaturen Branntkalk (Kalziumoxid) unter der Freisetzung von CO<sub>2</sub> hergestellt wird. Dieses CO<sub>2</sub> wird als „geogenes Kohlendioxid“ bezeichnet. Ebenfalls in diese Kategorie fällt das so genannte „Steam Reforming“, einer der Hauptprozesse zur Herstellung von industriell genutztem Wasserstoff. Dabei wird Erdgas bei hohen Temperaturen und unter Anwesenheit eines Katalysators mit Wasserdampf versetzt. Das enthaltene Methan wird so zu Wasserstoff und CO<sub>2</sub> umgesetzt.

In Tabelle 11 sind die jeweiligen Endprodukte der einzelnen Prozesse dargestellt:

Tabelle 11: Thermochemische Prozesse und deren Kohlenstoff-Senken.

Prozess	Einsatzstoff	Kohlenstoff-Senken
<b>Verbrennung</b>	Brennstoffe biogenen oder fossilen Ursprungs (Holz, Kohle, Heizöl, Erdgas, Abfälle, ...)	100 % CO <sub>2</sub> (CO und fester Kohlenstoff nur in Spuren)
<b>Vergasung, Gasifizierung</b>	Feste Brennstoffe biogenen oder fossilen Ursprungs (Holz, Kohle, Abfälle)	35-50 % CO <sub>2</sub> 35-50 % CO <sup>18</sup> 0 – 30 % fester Kohlenstoff (Koks)
<b>Pyrolyse</b>	Feste Brennstoffe biogenen oder fossilen Ursprungs (Holz, Kohle, Abfälle)	30-50 % fester Kohlenstoff (Kohle) 50-70 % CO <sub>2</sub>
<b>Torrefizierung</b>	Feste Brennstoffe biogenen Ursprungs mit niedrigem Wassergehalt (vorwiegend Holz)	50-70 % fester Kohlenstoff (Kohle) 30-50 % CO <sub>2</sub>
<b>Hydrothermale Carbonisierung</b>	Feste Brennstoffe biogenen Ursprungs mit hohem Wassergehalt (vorwiegend Bioabfälle)	50-70 % fester Kohlenstoff (Kohle) 30-50 % CO <sub>2</sub>
<b>Kalkbrennen</b>	Kalkstein (Kalziumcarbonat)	100 % CO <sub>2</sub>

<sup>18</sup> CO wird entweder über einen Synthesepfad in gasförmige, flüssige oder feste chemische Produkte umgewandelt oder über den Verbrennungspfad (BHKW, Gasbrenner) weiter zu CO<sub>2</sub> umgesetzt. In keinem Fall wird CO in die Atmosphäre entlassen.

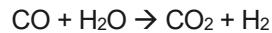
Prozess	Einsatzstoff	Kohlenstoff-Senken
<b>Steam Reforming</b>	Erdgas (Methan)	100 % CO <sub>2</sub>

Die Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Abscheidung unterscheiden sich in Pre-Combustion- und Post-Combustion-Verfahren. Eine besondere Form der Post-Combustion-Abscheidung ist das Oxyfuel-Verfahren. Nachfolgend werden diese Verfahren näher erläutert:

#### Pre-Combustion-Abscheidung

Das Grundprinzip dieses Verfahrens ist die CO<sub>2</sub>-Abscheidung vor der eigentlichen Verbrennung des Energieträgers. Um dies realisieren zu können, werden feste Brennstoffe erst einer thermochemischen Vergasung unterzogen. Dabei entsteht ein Brenngas, welches vorwiegend aus Wasserstoff, Kohlenmonoxid, Kohlendioxid und Wasserdampf besteht. Je nach Vergasungsverfahren sind noch unterschiedlich hohe Anteile an Stickstoff sowie Spuren gasen wie Ammoniak und Schwefelwasserstoff vorhanden.

Meist wird dieses Gas direkt für die Energieerzeugung verwendet, in vielen Fällen in einem Gasmotor verbrannt, wo der Wasserstoff zu Wasserdampf und das Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid umgesetzt werden. Beim Pre-Combustion-Verfahren wird das Gas vor der Verbrennung der Wassergas-Shift-Reaktion unterzogen, bei der mit Hilfe von Wasserdampf bei hohen Temperaturen und der Anwesenheit eines Katalysators das Kohlenmonoxid in Wasserstoff und Kohlendioxid umgesetzt wird:



Somit besteht das Brenngas nur noch aus Wasserstoff, überschüssigem Wasserdampf und CO<sub>2</sub>. Das CO<sub>2</sub> kann mit Hilfe der in Kap. 6.1 beschrieben Verfahren bereits vor der Verbrennung abgeschieden werden. Allerdings kommen wegen des erhöhten Druckes, bei dem das erzeugte Synthesegas anfällt, vornehmlich physikalische Absorptionsverfahren in Frage (FISCHEDICK ET AL. 2015). Das eigentliche Brenngas besteht dann nur noch aus Wasserstoff, welches bei der Verbrennung lediglich Wasserdampf freisetzt.

Ein zusätzlicher Punkt bei der thermochemischen Vergasung ist, dass – je nach eingesetztem Verfahren – bis zu 30 % des Kohlenstoffes aus dem Brennstoff als fester Kohlenstoff (Koks) zurückbleibt. Dieser Kohlenstoff kann mit relativ geringem Aufwand als dauerhafte Kohlenstoff-Senke – z. B. mittels Sequestrierung im Boden – genutzt werden. Dieses Verfahren wird bei der Verwendung von biogenen Brennstoffen als Biochar-Carbon-Removal (BCR)-Verfahren bezeichnet.

#### Post-Combustion-Abscheidung

Bei der Post-Combustion-Abscheidung werden die Brennstoffe konventionell verbrannt. Das Abgas enthält rund 15 % CO<sub>2</sub>, die restlichen Bestandteile des Abgases sind hauptsächlich Stickstoff sowie Wasserdampf. Je nach Zusammensetzung des Brennstoffes und Verbrennungstemperatur können auch Spurengase wie Schwefeloxide und Stickoxide enthalten sein. Für die Abscheidung des CO<sub>2</sub> können unterschiedliche Verfahren (Kap. 6.1) angewendet werden. Grundsätzlich könnte jede Verbrennungsanlage (auch Heizungsanlagen und Verbrennungsmotoren) mit einer Post-Combustion-Anlage ausgestattet werden. Eine wirtschaftlich-technisch sinnvolle Anlagengröße (v. a. aufgrund der dahinterstehenden CO<sub>2</sub>-Logistik) ist allerdings erst ab einer Brennstoffleistung von mehr als 2 MW gegeben.

Zur Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Konzentration im Abgas wird das so genannte [Oxyfuel-Verfahren](#) eingesetzt. Dabei wird nicht Luft, sondern reiner Sauerstoff für die Verbrennung verwendet. Damit entfällt der relativ hohe Stickstoff-Anteil im Abgas und die Konzentration von CO<sub>2</sub> steigt auf bis zu 80%. Die restlichen Abgaskomponenten sind vorwiegend Wasserdampf sowie die Spurengase Schwefel- und Stickoxide.

## 6.3. CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus bio-chemischen Prozessen

### 6.3.1. Biogas und Faulgas

Biogas und Faulgas werden in anaeroben Prozessen aus biologisch leicht abbaubaren Biomassen hergestellt. Anaerob-Prozesse sind Prozesse, bei denen die Biomasse mithilfe von Mikroorganismen unter anaeroben Bedingungen – also unter Luftausschluss – in ein brennbares Gas umgewandelt wird. Im klassischen Biogas-Prozess werden hierfür Rohstoffe wie landwirtschaftliche Reststoffe (Gülle, Mist), nachwachsende Rohstoffe (Mais, Gras) oder Bioabfälle aus der Haushaltssammlung oder der Lebensmittelindustrie eingesetzt. Dieser Prozess wird auch auf Kläranlagen genutzt, wo Primärschlamm aus der Abwasserreinigung in Faultürmen nachvergärt wird. Diese Prozesse laufen bei atmosphärischem Druck und Temperaturen zwischen 35°C und 60°C ab, das Produkt ist bei beiden Prozessen sehr ähnlich: eine Mischung aus ca. 60-70 % Methan, 30-40 % CO<sub>2</sub> und Spurengasen wie Wasserdampf, Ammoniak und Schwefelwasserstoff.

Die derzeit häufigste Verwendung dieser Biogase ist die Verbrennung in Gasmotoren zur Gewinnung von Strom und Wärme. Mittlerweile ist aber auch schon die Aufbereitung des Biogases zu Erdgas-Qualität (>95 % Methan) mittels CO<sub>2</sub>-Abscheidung etabliert. In Tirol wird dies bereits in den Biogasanlagen Schlitters und Roppen durchgeführt und ist ebenso bei der geplanten Biogasanlage in Zirl angedacht.

### 6.3.2. Industrielle Gärage

Die alkoholische Gärung ist ein wichtiger Prozess in der Lebensmittelindustrie. Es handelt sich dabei ebenfalls um einen anaeroben Prozess, bei dem mit Hilfe von Mikroorganismen Zucker in Alkohol umgewandelt wird. Dabei entsteht CO<sub>2</sub> als Nebenprodukt des Gärprozesses – so werden z. B. pro Hektoliter Bier ca. 4 kg CO<sub>2</sub> freigesetzt. In der Branche wird dieses CO<sub>2</sub> teilweise bereits abgetrennt und für die Produktion von kohlensäurehaltigen Getränken oder als Kältemittel für Kompressoren verwendet (GROßER, 2006; ATLAS COPCO, 2022).

## 6.4. Direct Air Capture

Direct Air Capture (DAC) bezeichnet eine CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologie, bei der CO<sub>2</sub> direkt aus der Atmosphäre gezogen wird. Derzeit werden zwei Verfahren verwendet, um CO<sub>2</sub> aus der Luft abzuscheiden: Flüssig-Absorption und Feststoff-Adsorption (IEA, 2022). Auch Pflanzen nehmen CO<sub>2</sub> direkt aus der Luft durch Photosynthese auf und bilden dabei Biomasse.

### Solid Direct Air Capture (S-DAC):

S-DAC nutzt feste Adsorptionsmittel, die CO<sub>2</sub> aus der Luft durch einen Adsorptions- und Desorptionszyklus entfernen. Die Adsorption erfolgt bei Umgebungstemperatur und -druck, während die Desorption durch einen Temperatur-Vakuum-Swing-Prozess stattfindet, bei dem CO<sub>2</sub> bei niedrigen Drücken und mittleren Temperaturen (80-100°C) freigesetzt wird. Eine typische S-DAC-Einheit kann etwa 50 t CO<sub>2</sub> pro Jahr abscheiden. Die Anlagen sind modular

aufgebaut und können nach Bedarf erweitert werden. Zusätzlich kann Wasser aus der Atmosphäre extrahiert werden, wenn es die Bedingungen zulassen (IEA, 2022). Das größte derzeitige S-DAC-Projekt fängt rund 3.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr ab (CLIMEWORKS, 2024).

### Liquid Direct Air Capture (L-DAC)

L-DAC basiert auf zwei chemischen Kreisläufen. Im ersten Kreislauf wird atmosphärische Luft durch die Sorptionseinheit geleitet, wo CO<sub>2</sub> mit einer basischen Lösung (wie Kaliumhydroxid) chemisch gebunden wird. Im zweiten Kreislauf wird das CO<sub>2</sub> durch Erhitzen (zwischen 300°C und 900°C) aus der Lösung freigesetzt. Eine großflächige L-DAC-Anlage kann bis zu 1 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr abscheiden. Aufgrund des Prozesses kann zusätzliches Wasser erforderlich sein – abhängig von den Wetterbedingungen vor Ort beispielsweise etwa 4,7 m<sup>3</sup> Wasser pro Tonne CO<sub>2</sub> bei bestimmten Umgebungsbedingungen (IEA, 2022). Ein Prozessschema der Firma CARBONCREDITS zeigt Abbildung 12.

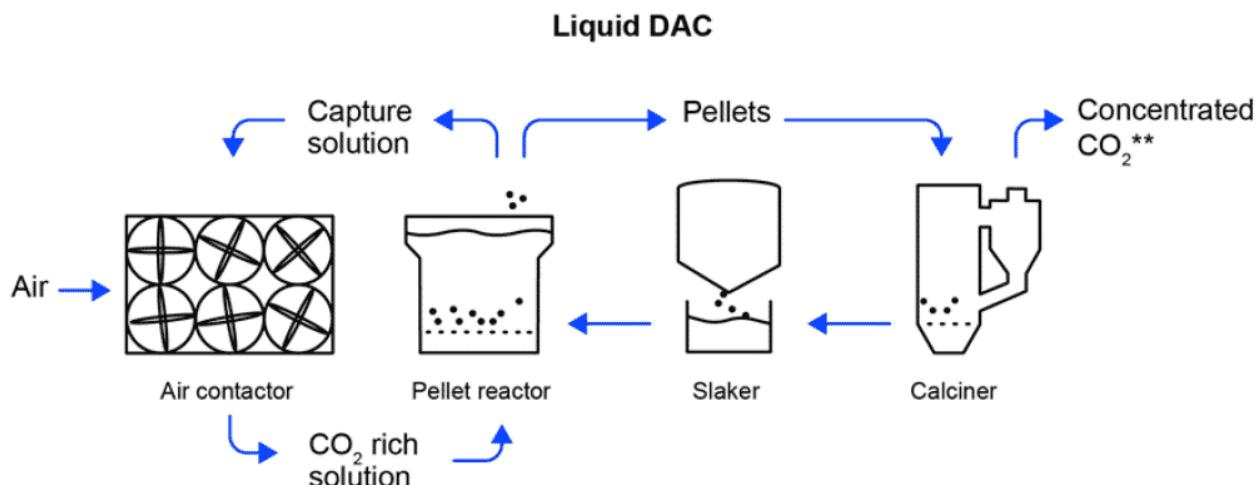


Abbildung 12: Prozessschema Liquid-DAC (CARBONCREDITS, 2022).

Die globale mittlere Konzentration von CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre liegt bei 422,8 ppm im Jahr 2024 was in etwa einem Volumenanteil von 0,042 % entspricht<sup>19</sup>. Zwar steigt die Konzentration kontinuierlich an und liegt beim absoluten Maximum des anthropogenen Zeitalters, dennoch ist der Anteil für eine Extraktion des CO<sub>2</sub> im Vergleich zu den vorher beschriebenen Prozessen eher gering, weshalb ein hoher Energiebedarf nötig ist. Die IEA (International Energy Agency) geht im aktuellen DAC-Bericht davon aus, dass sich die Kosten für die Technologie bis 2050 auf 50-170 USD/tCO<sub>2</sub> belaufen werden in Abhängigkeit der Verwendung von Flüssig-Absorption oder Feststoff-Adsorption. Es wird angenommen, dass letztere teurer sein wird.

<sup>19</sup> <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide#:~:text=Based%20on%20the%20annual%20analysis,one%2Dyear%20increase%20on%20record.>, Zugriff am: 12.06.2025

## 7. Transport und Logistik

Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> kann in verschiedenen Aggregatzuständen wie gasförmig, flüssig oder superkritisch transportiert werden. Der kritische Punkt von CO<sub>2</sub> liegt bei 31,1°C und 73,9 bar, ab dem CO<sub>2</sub> in einem superkritischen Zustand vorliegt, bei dem es sowohl Eigenschaften einer Flüssigkeit als auch eines Gases zeigt. Dieser Zustand ermöglicht eine höhere Dichte, was den Transport bei gleichem Volumen effizienter macht. Dennoch ist der Transport von flüssigem oder superkritischem CO<sub>2</sub> aufgrund des hohen Energie- und Kostenaufwands oft weniger effizient. Der Transport von CO<sub>2</sub> im festen Zustand wird aufgrund des noch höheren Energieaufwands in der Regel nicht berücksichtigt.

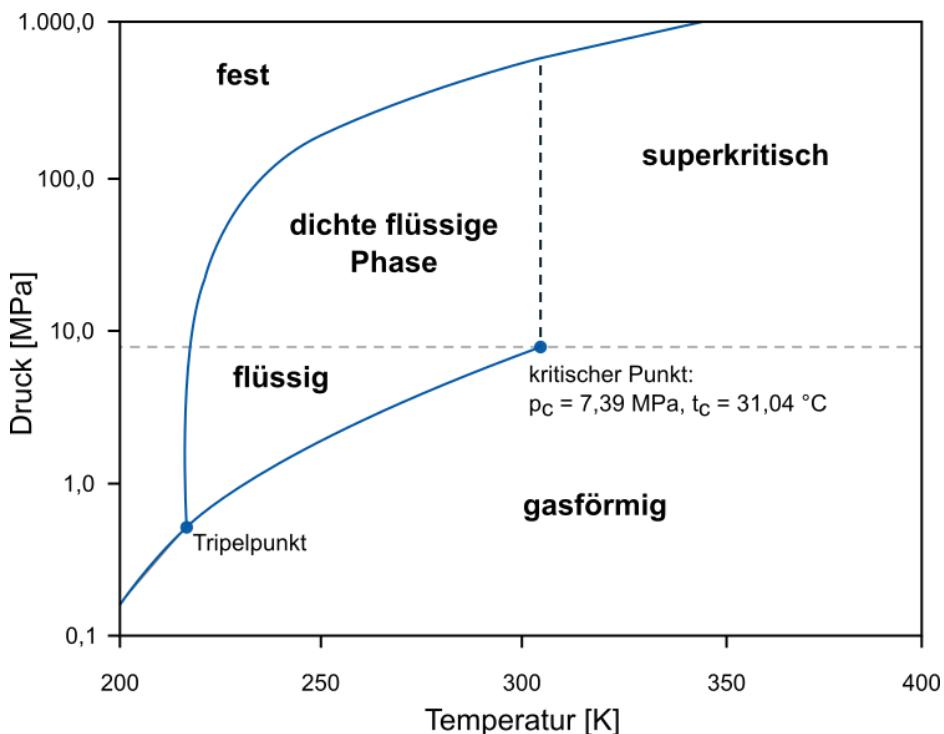


Abbildung 13: Phasendiagramm von CO<sub>2</sub>, geringfügig modifiziert nach WITKOWSKI ET AL. (2014).

Ein Transportsystem für CO<sub>2</sub> besteht üblicherweise aus mehreren Komponenten, darunter Verdichter, Verflüssiger, Pumpen, Zwischenspeicher und das Transportsystem selbst (z. B. Pipeline, Lkw, Tanklastwagen oder Tankschiff).

Mit „Northern Lights“ bei Øygarden (Norwegen) wurde im September 2024 die weltweit erste dezidierte CO<sub>2</sub>-Speicherstätte in Betrieb genommen, die auch grenzüberschreitend CO<sub>2</sub>-Transport und -Speicherung ermöglicht. Die Transport- und Speicherstätte, die Teil des CCS-Projektes „Longship“ ist, wird seitens Equinor, Shell und TotalEnergies betrieben und soll in einer ersten Phase die Speicherung von 1,5 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr ermöglichen (EQUINOR, 2024). Eine schematische Übersicht über das Projekt und die verschiedenen Speicher- und Transportschritte ist Abbildung 14 zu entnehmen.

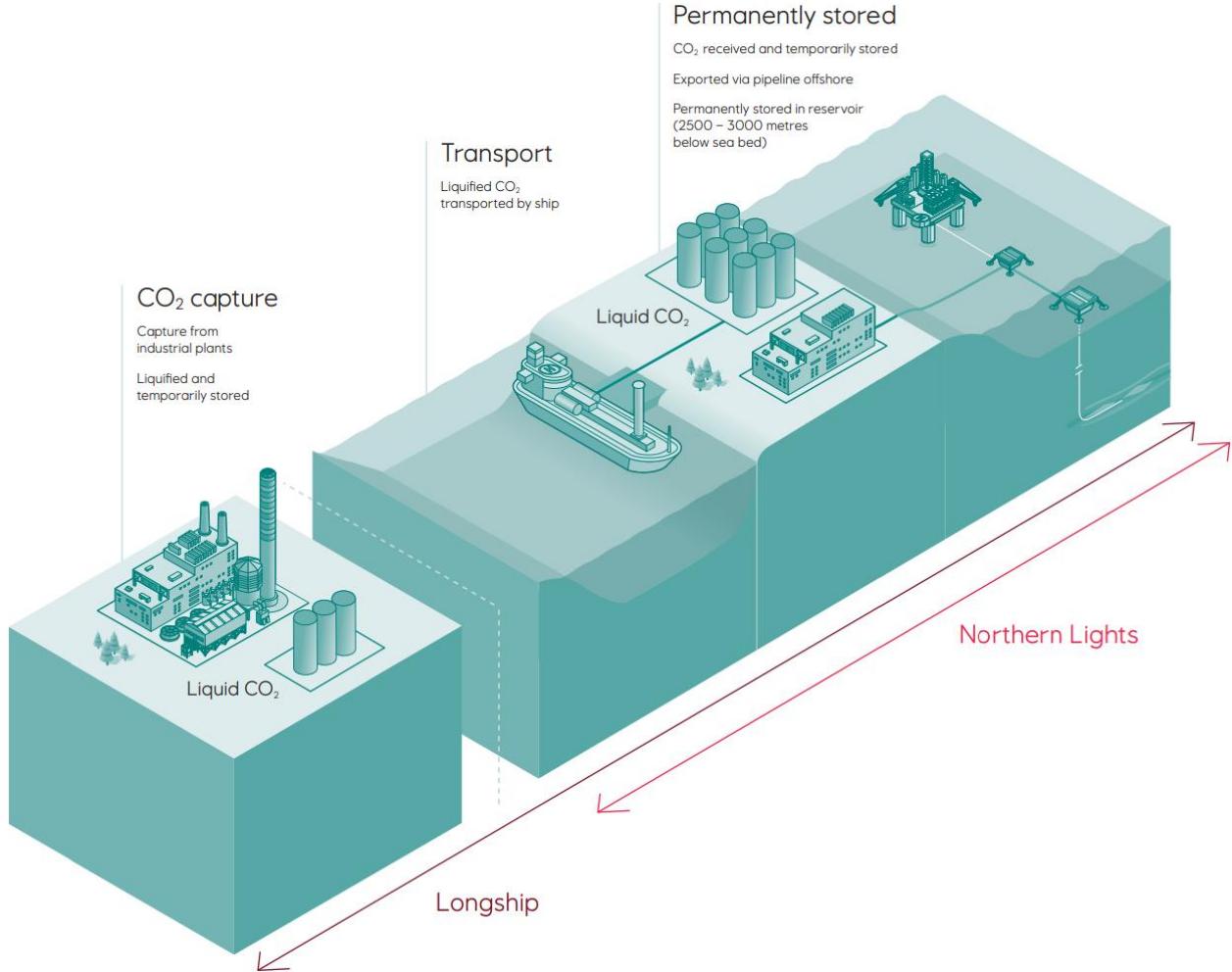


Abbildung 14: Schematische Abbildung des Speicherprojekts "Northern Lights", Bildherkunft: © Equinor.

## 7.1. Transport per Pipeline

Der Transport von Gasen durch Pipelines ist eine bewährte Technologie und wird sowohl in dicht besiedelten Gebieten als auch in abgelegenen Regionen wie Wüsten und Meeresgebieten genutzt. In den USA wird CO<sub>2</sub> bereits über mehrere tausend Kilometer per Pipeline transportiert, insbesondere im Zusammenhang mit Enhanced Oil Recovery (EOR)-Projekten. Der Transport in Pipelines ist insbesondere bei großen Mengen die effizienteste und kostengünstigste Lösung für den Transport über Distanzen von rund 100 bis 1.000 km. Damit der CO<sub>2</sub>-Transport über Pipelines reibungslos funktioniert, müssen einige Bedingungen erfüllt sein (IPCC, 2005), unter anderem:

- > Wasserfreiheit: Das CO<sub>2</sub> muss getrocknet werden, um Korrosion zu verhindern.
- > Reinheit: Das CO<sub>2</sub> sollte frei von Verunreinigungen wie H<sub>2</sub>S (Schwefelwasserstoff) sein, um Korrosion vorzubeugen.
- > Druckkontrolle: Regelmäßige Überdruck- und Dichtigkeitsprüfungen sind erforderlich, um die Integrität des Systems sicherzustellen und den Druck aufrecht zu erhalten.

## 7.2. Transport per Schiff

Der Transport von CO<sub>2</sub> über die Hochseeschifffahrt (bzw. ggf. auch Binnenschifffahrt) zu geologischen Speicherstätten spielt eine zentrale Rolle in den europäischen CO<sub>2</sub>-Transport-Infrastrukturplanungen (TUMARA et al., 2024). Für Österreich relevant ist dabei die direkte Anbindung an die transeuropäische Großschifffahrtstrecke auf der Rhein-Main-Donau Route (Europakanal) zwischen der Nordsee bei Rotterdam (Niederlande) und dem Schwarzen Meer bei Constanța (Rumänien). Der Transport kann dabei ähnlich dem jetzigen Transport von LPG bei hohem Druck und/oder niedriger Temperatur in Cryobehältern in flüssiger Form erfolgen (ZEP et al., 2022). Bei der Konzeption von Offshore-Speicherlagerstätten stellt der Schiffstransport (auch über Binnen-Wasserstraßen, z. B. Planung in PLEIER et al., 2024) eine wichtige Alternative zum Bau von Pipelines dar und ist besonders für große Distanzen und transnationale Projekte von entscheidender Bedeutung (ZEP et al., 2022).

## 7.3. Transport per Lkw und Zug

Der Transport von CO<sub>2</sub> per Lkw oder Zug ist für kurze Strecken geeignet, insbesondere wenn Pipelines keine Option darstellen. Diese Methode ist jedoch aufgrund der begrenzten Kapazitäten pro Transportfahrzeug kostenintensiv und meist auf Zwischentransporte, kleinere CCS-Projekte oder Pilotprojekte beschränkt.

## 7.4. Kostenbetrachtung

Die Kosten für den Transport von CO<sub>2</sub> hängen stark von der Distanz und dem Transportmittel ab. Bei kürzeren Transporten bis zu 650 km sind Verfrachtungen mit Tankwagen mit Kosten von 90-150 \$/t CO<sub>2</sub> und km am günstigsten. Bei intermodularen Zugverbindungen entstehen ähnliche, bei kurzen Strecken und geringen Transportmengen höhere Kosten als bei Tankwagen, ab Transportvolumen von 200.000 t CO<sub>2</sub>/a ergeben sich vergleichbare Transportkosten (Abbildung 15) (MYERS ET AL., 2024). Für den Transport mittels Offshore Pipelines fallen je nach Transportdistanz Kosten zwischen 3 \$/t CO<sub>2</sub> (200 km) und 30 \$/t CO<sub>2</sub> (2.000 km) an. Onshore Pipelines sind in Bau und Errichtung günstiger, somit ergeben sich dabei Kosten von bis zu 22 \$/CO<sub>2</sub> (IPCC 2005) (transportierte Menge: 6 Mio. t CO<sub>2</sub>/a) – inflationsbereinigt<sup>20</sup> sind dies zwischen 4,8 und 48 \$/t CO<sub>2</sub> bzw. 35 \$/t CO<sub>2</sub>. Die Kosten für den Bau und den Betrieb einer Pipeline übersteigen ab einer Distanz von etwa 1.500 km die Kosten vom Schiffstransport (

Abbildung 16) (IPCC, 2005). Die bei SCHÜTZENHOFER et al. (2024) mit 35 bis 50 Euro je Tonne angegebenen Transportkosten für die Onshore Pipeline liegen in einem vergleichbaren Kostenrahmen.

<sup>20</sup> Kumulative Inflationsrate in den USA von 2004 bis 2024 60,6% laut <https://www.usinflationcalculator.com/>, Zugriff am 11.02.2025.

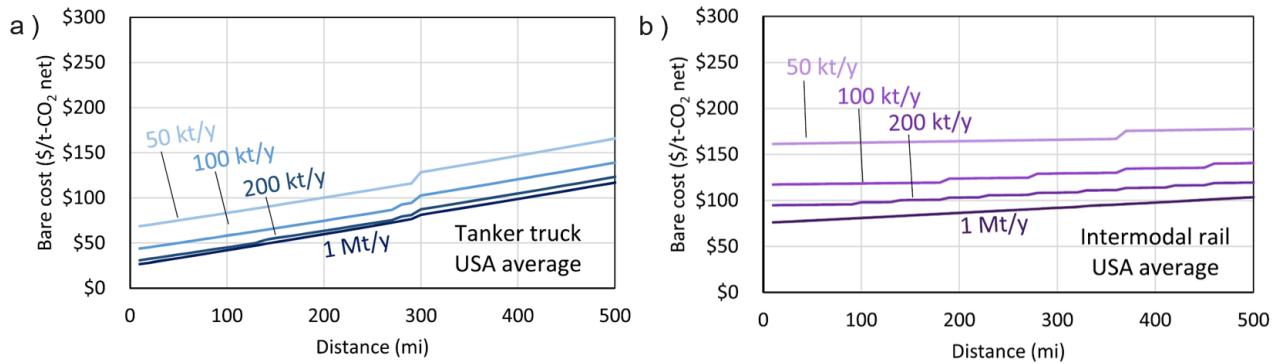


Abbildung 15: Beispiel für Transportkosten per Tonne CO<sub>2</sub> über die Strecke mittels a) Tankwagen b) intermodularer Zugverkehr in den USA. aus MYERS ET AL. (2024).

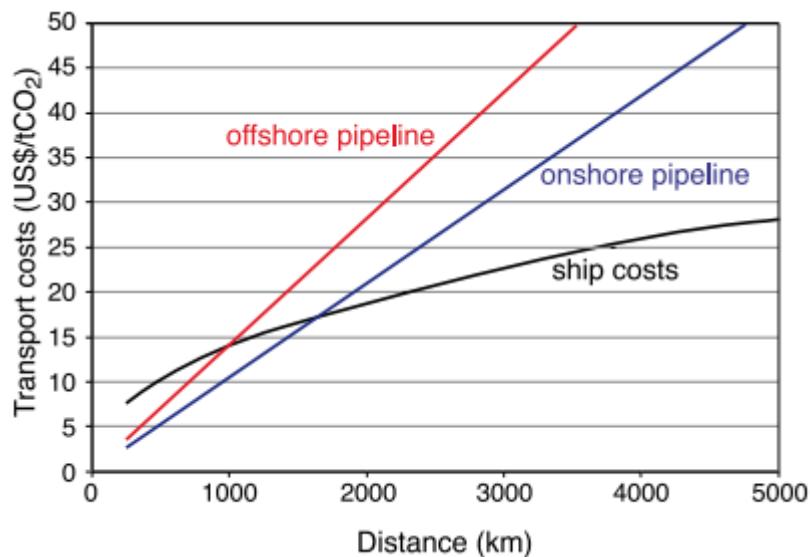


Abbildung 16: CO<sub>2</sub>-Transportkosten mittels Schiff oder Pipeline per km. von IPCC (2005)

## 7.5. CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur-Planungen in Europa

In Europa gibt es zahlreiche Projekte und Studien, die sich auf unterschiedlichen Betrachtungsskalen mit dem nationalen als auch grenzüberschreitenden CO<sub>2</sub>-Transport zu verschiedenen Speicherstätten innerhalb Europas beschäftigen(z. B. TUMARA et al., 2024, SCHÜTZENHOFER et al., 2024, PLEIER et al., 2024). Dem Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Kommission zufolge (TUMARA et al., 2024) könnte bis 2050 ein bis zu 19.000 km langes Pipeline-Transportnetz errichtet werden, um CO<sub>2</sub> zu geeigneten Speicherstätten in Europa zu transportieren. Die dafür angesetzten Kosten liegen zwischen 9,3 und 23,1 Mrd. EUR. Zudem spielt der Schiffstransport im Offshore-Bereich eine wesentliche Rolle (Abbildung 17).

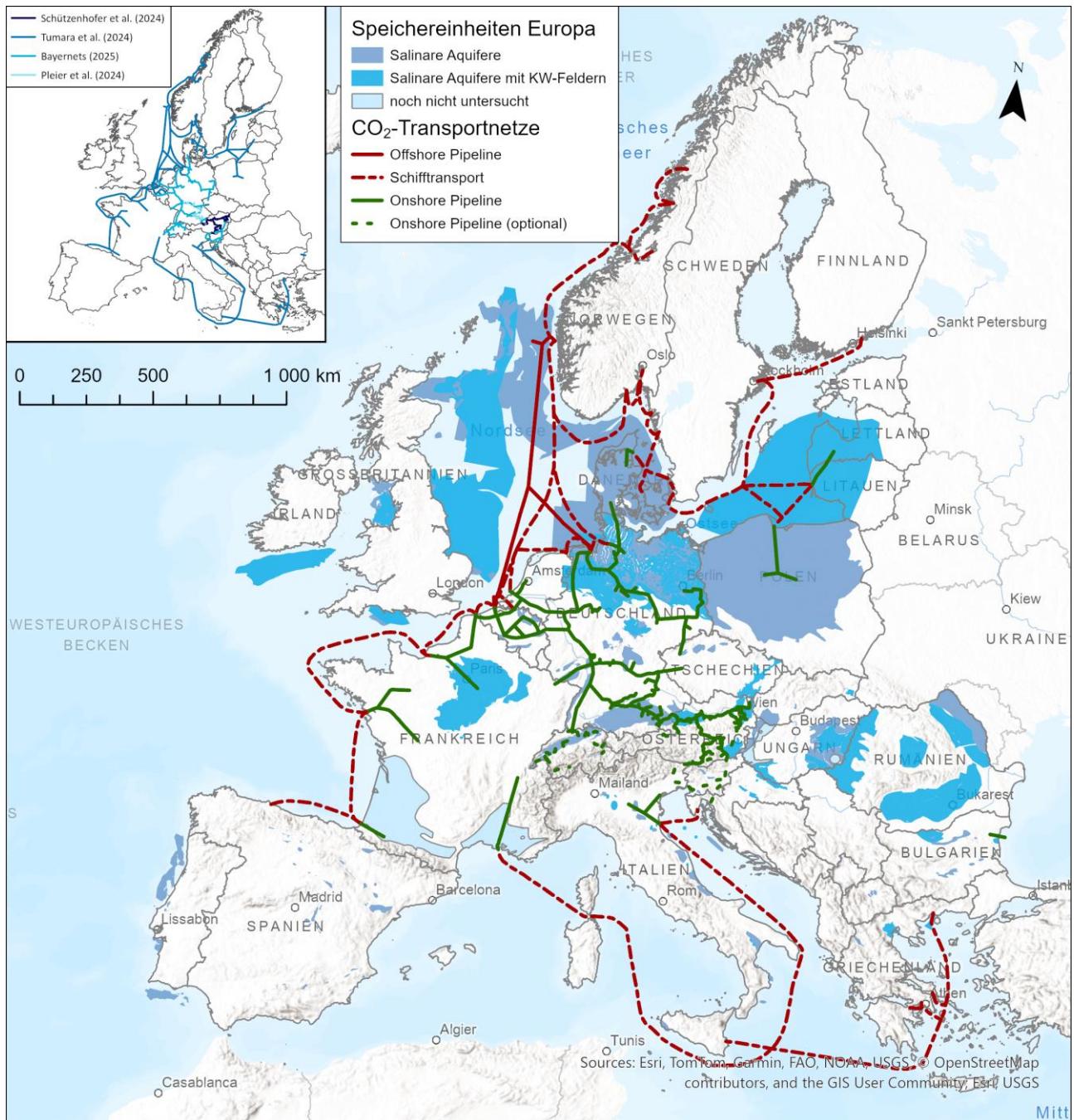


Abbildung 17: Planungen für CO<sub>2</sub>-Transportnetzwerke per Pipeline und Schiff zu europäischen geologischen Speicherstätten. Datenquellen für die Transportnetze: TUMARA ET AL. (2024), PLEIER ET AL. (2024), SCHÜTZENHOFER ET AL. (2024), BAYERNETS (2025): co2pipeline. Datenquellen Speichereinheiten: KULICH ET AL. (2023), POULSEN ET AL. (2014)

Für Bayern wurde im November 2024 seitens des vbw und der FfE eine Analyse des zukünftigen CO<sub>2</sub>-Anfalls und -Verwertungsbedarfes und der dafür notwendigen Transportinfrastruktur vorgelegt (PLEIER et al., 2024). Für eine zukünftige Abscheidung relevant sind demnach prozessbedingte Restemissionen aus der Produktion von Glas,

Zement-/klinker und Branntkalk sowie in der Energiewirtschaft die Emissionen aus thermischen Abfallbehandlungsanlagen und die (Negativ-)Emissionen aus Biomassekraftwerken. Ein Teil des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> (ca. 2 Mio. t/a in 2040) soll einer Nutzung in der Chemieindustrie (Methanol, Naphtha und synthetisches Kerosin) zukommen, der Großteil muss einer geologischen Speicherung zugeführt werden (ca. 8 Mio. t/a). Für die notwendigen Transportkapazitäten werden auch die CO<sub>2</sub>-Transite aus Österreich (ca. 8 Mio. t/a) und Tschechien (ca. 4 Mio. t/a) mitberücksichtigt. Unter günstigen Bedingungen wird in der Studie von neun Jahren Bauzeit für die Pipelines ausgegangen. Bis zum Bestehen der Leitungen (Abbildung 17) kann der Transport anfangs per Binnenschiff (ca. 50 Ladungen/a) und Güterzug (150 Ladungen/a) erfolgen. Für Bayern wird mit Errichtungskosten (CAPEX) von ca. ein bis zwei Mrd. Euro gerechnet, für das Sammernetz sind zusätzliche 200 bis 800 Mio. EUR erforderlich (PLEIER et al., 2024). Aktuell gibt es mit dem Projekt „co2ipeline“ seitens der bayernets die Planung der Errichtung eines CO<sub>2</sub>-Netzes im Süden von Bayern, dass auch eine Teilstrecke in Österreich von Burghausen nach Linz vorsieht<sup>21</sup> (Abbildung 18).

Zur Evaluierung des Bedarfs und Verlauf von möglichen CO<sub>2</sub>-Transportnetzen in Österreich wurde seitens des BMK eine Studie beauftragt, die seitens AIT, Montanuniversität Leoben, AGGM und Frontier Economics durchgeführt wurde (SCHÜTZENHOFER et al., 2024). Darin enthalten sind Abschätzungen des Bedarfs an CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Nutzung, aber auch Ableitungen, um die Klimaziele zu erreichen. Das geplante CO<sub>2</sub>-Netz erstreckt sich dabei im Maximalausbau ca. von Salzburg nach Wien, mit einer Verbindung nach Süden und Anschluss von großen CO<sub>2</sub>-Emittenten in Kärnten und der Steiermark. Grenzübertritte befinden sich dabei zu Deutschland bei Überackern/Burghausen und nach Italien bei Arnoldstein/Tarviso. Für Tirol ist kein direkter Anschluss des Raums Kufstein/Kitzbühel (Abbildung 18) an das österreichische Netz vorgesehen, hierbei könnte eine Anbindung an das bayrische Netz bei Nußdorf am Inn erfolgen, oder gegebenenfalls ein Bahntransport stattfinden. Je nach betrachtetem Szenario sollen so Einspeisungen aus Punktquellen wie der Zement-, Kalk-, und Feuerfestindustrie, aus Müllverbrennungsanlagen sowie der Papier-/Zellstoffherstellung, Biomasse-KWK-Anlagen und Bioethanolherstellung aufgenommen werden und einem Transport zu österreichischen bzw. europäischen Speicherstätten zugeführt werden, da der Bedarf an Abscheidung den Bedarf an CCU übersteigt. Laut der entsprechenden Schätzung des AIT liegt die zu transportierende CO<sub>2</sub>-Menge in Österreich im Bereich zwischen 5 und 20 Mt/a und ist mit CAPEX für das Pipelinennetzwerk in Höhe von 12 bis 18 Mrd. EUR verbunden. Die Kostenabschätzung für OPEX liegt bei 1,2 bis 3,5 Mrd. EUR pro Jahr. Daraus resultieren kumulative Kosten von 35 bis 50 EUR je transportierter Tonne CO<sub>2</sub> (SCHÜTZENHOFER et al., 2024). Die aktuellen Transportnetz-Planungen in Österreich fokussieren sich derzeit fast ausschließlich auf den CO<sub>2</sub>-Transport mittels Pipeline, sehen jedoch für Tirol keinen entsprechenden Infrastrukturbedarf vor. Auf einen möglichen Schiffstransport wie in Bayern wird in der AIT-Studie (SCHÜTZENHOFER et al., 2024) nicht näher eingegangen und auch der Transport per Zug (und LKW) wird lediglich für kurze Strecken als praktikabel erachtet. Aus rechtlicher Sicht ist der grenzüberschreitende Transport von CO<sub>2</sub> in Österreich zulässig (BMK, 2024), vielfach fehlen jedoch noch die gesetzlichen Grundlagen (SCHÜTZENHOFER et al., 2024).

---

<sup>21</sup> <https://www.co2pipeline.com/>, Zugriff am 31.01.2025.

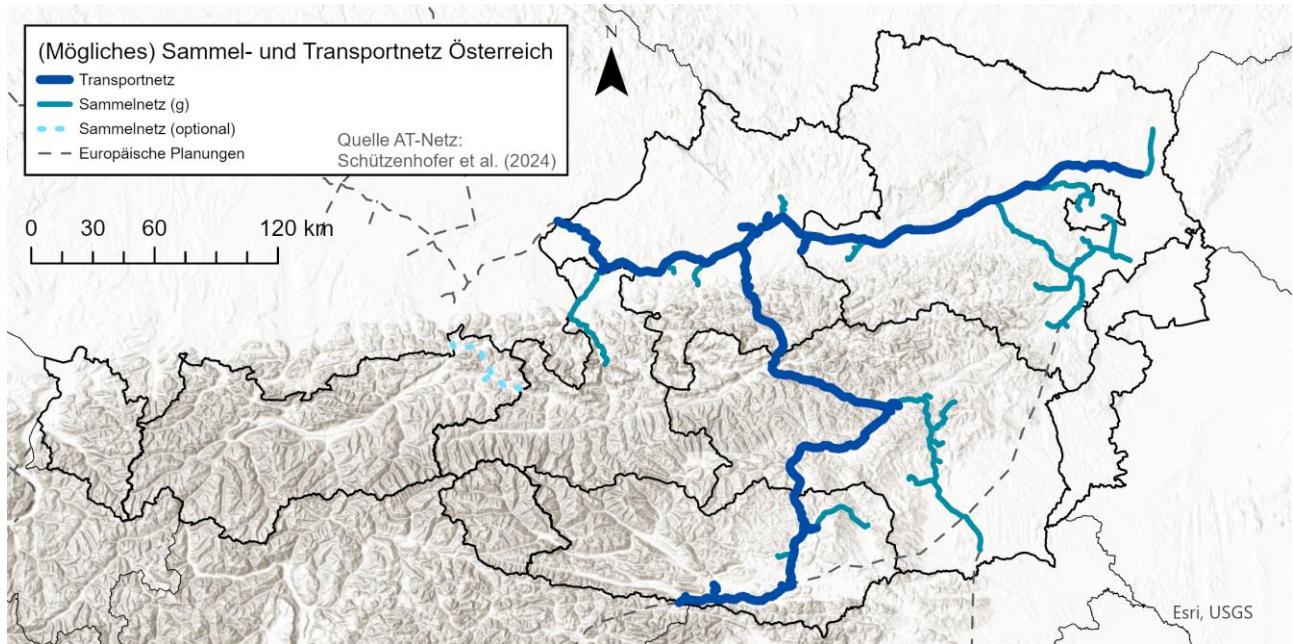


Abbildung 18: Mögliche Netzverläufe eines Sammel- und Transportnetzes (Szenario 4) in Österreich aus der Machbarkeitsstudie von SCHÜTZENHOFER ET AL. (2024). Datenquellen für die europäische Planungen: TUMARA ET AL. (2024), PLEIER ET AL. (2024), BAYERNETS (2025); co2ipeline.

Gemäß SCHÜTZENHOFER ET AL. (2024) liegen die geologischen Speicher mit dem höchsten TRL in ehemaligen Kohlenwasserstofflagerstätten und könnten von den vorliegenden Speicherpotenzialen am ehesten genutzt werden. Auch wenn in salinaren Aquiferen große Potenziale liegen (KULICH ET AL., 2023), so werden für diese längere Explorationsphasen notwendig. Durch die begrenzte jährliche Einspeiserate in diese geologischen Speicher wird auch bei Nutzung der österreichischen Speicher immer ein CO<sub>2</sub>-Export ins Ausland notwendig sein, der 2050 nach SCHÜTZENHOFER ET AL. (2024) im Maximalszenario 15 Mt/a beträgt. Sofern eine Speicherung innerhalb Österreichs nicht ermöglicht wird, so erhöht sich die notwendige Exportmenge auf bis zu 20 Mt/a.

## 8. CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten

In diesem Kapitel wird vorrangig die langfristige geologische Speicherung (“*Endspeicherung*“ im Sinne von CCS) von CO<sub>2</sub> behandelt, mit dem Ziel, das abgeschiedene CO<sub>2</sub> nicht mehr in die Atmosphäre rückzuführen. Hier besteht eine Abgrenzung zur Zwischenspeicherung des Gases in technischen Speichern, wenn es beispielsweise für den Transport und die weitere Verwendung als Chemierohstoff (z. B. für die Kraftstoffsynthese) verwendet wird.

Je nach Druck- und Temperaturbedingungen im Speicher wird das CO<sub>2</sub> dabei in unterschiedlichen Aggregatzuständen gespeichert (Abbildung 13) oder auch chemisch gebunden. Je nach Anwendungsart haben diese Speichertechnologien v. a. standortabhängige Kapazitätsgrenzen, jedoch kann die geologische Speicherung eine wichtige Brückentechnologie darstellen, um die weitere Emission von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre zu begrenzen, bevor die technologisch-wirtschaftlichen Voraussetzungen geschaffen sind, eine Verwertung des anfallendes CO<sub>2</sub> zu schaffen (OTT ET AL., 2024; BACH ET AL., 2024).

### 8.1. Technische Speicher / Kurzzeitspeicher

Als Kurzzeitspeicher werden vor allem Druckspeicher und Flüssiggasspeicher verwendet, welche über den Land- oder Wasserweg transportierbar sind. Der Transport der bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung anfallenden Mengen an CO<sub>2</sub> kann wirtschaftlich nur in superkritischem (oder auch: dichtem) Zustand oder in kaltflüssigem Zustand erfolgen, da im gasförmigen Zustand die zu transportierenden Volumina zu groß wären. Damit ergibt sich ein beträchtlicher energetischer Aufwand, um das CO<sub>2</sub> in den dichten bzw. kaltflüssigen Zustand zu überführen (Abbildung 13), der sich wiederum in hohen Kosten für diesen Verfahrensschritt niederschlägt.

Der Energiebedarf ist abhängig von den benötigten Zwischenkühlungsstufen bei der Verdichtung / Verflüssigung sowie der Reinheit des CO<sub>2</sub>. Der Energieeinsatz für die Kompression von CO<sub>2</sub> von atmosphärischem Druck auf 110 bar bei Umgebungstemperatur beträgt ca. 120 kWh/t CO<sub>2</sub> (RADGEN ET AL., 2006). Je nach Lagerungsdruck (bis zu 200 bar) erhöht sich dieser Energiebedarf entsprechend. Die Druckspeicherung eignet sich für kurze Transporte auf dem Landweg.

Für Flüssigtransporte sind spezielle Kryobehälter verfügbar. Üblicherweise liegen die Lagerbedingungen bei Drücken zwischen 5 bis 20 bar und bei Temperaturen von -30 °C bis -50 °C. Der Energiebedarf ist vom gewählten Zustand abhängig (Abbildung 13), liegt aber im Bereich von 120 bis 200 kWh pro Tonne verflüssigtem CO<sub>2</sub> (GROßER, 2006). Aufgrund der höheren Lagerdichte eignen sich Kryobehälter vor allem für längere Transporte auf dem Landweg oder für Transporte per Schiff.

### 8.2. Kavernenspeicher

Kavernenspeicher sind künstlich geschaffene oder natürlich entstandene Hohlräume im Untergrund wie beispielsweise Stollen, Schächte oder künstliche Hohlräume in Salz-Lagerstätten. Als Energiespeicher (Erdgas oder neuerdings auch Wasserstoff) oder thermische Speicher (Warmwasser) werden diese Speicher(möglichkeiten) teils bereits seit Jahrzehnten erfolgreich genutzt (u. a. SHI ET AL., 2005). Bei entsprechender Dichtigkeit bieten sie (theoretisch) auch die Möglichkeit, CO<sub>2</sub> im Untergrund zu speichern. Durch die Eignung für andere Nutzungszwecke sind jedoch in jedem Fall potenziell konkurrierende Verwendungen der Kavernen zu prüfen.

### 8.2.1. Salz-Kavernen

Die Speichermöglichkeit von CO<sub>2</sub> in Salzlagerstätten stellt den Gegenstand zahlreicher Forschungsarbeiten u. a. hinsichtlich Eignung, Sicherheitsaspekten und Überwachung dar (DINESCU ET AL., 2021; SOUBEYRAN ET AL., 2019; MINKLEY ET AL., 2022; ŚLIZOWSKI ET AL., 2017). Genutzt werden dabei künstliche Kavernen, die entweder durch den normalen Salzabbau durch Auslaugung mittels Wasser geschaffen wurden oder zum Zwecke der CO<sub>2</sub>-Speicherung ausgelaugt werden. In der Regel müssen die Kavernen jedoch neu ausgelaugt werden, da bei bestehenden Untertagebauen auf eine Abdichtbarkeit für eine Gasspeicherung keine Rücksicht genommen wurde (DINESCU ET AL., 2021). Durch die Standortbindung an Salzvorkommen (bzw. Salzstöcke) sind die Speichermöglichkeiten regional unterschiedlich verteilt und oft in der lateralen Dimension im Vergleich zu anderen geologischen Speicherungen begrenzt. Durch die Nutzung von Offshore-Lagerstätten können große Speichervolumina erschlossen werden (MWAKIPUNDA ET AL., 2024). Die Nutzungsdauer einer Salzkaverne wird auf hunderte Jahre bis 1.000 Jahre abgeschätzt (ZHANG ET AL., 2022).

Das Salz ist per-se (nahezu) gasundurchlässig. Zudem können durch das Fließverhalten des Salzes allenfalls entstehende Risse (in Abhängigkeit vom Speicherdruck) wieder geschlossen werden (MWAKIPUNDA ET AL., 2024). Je nach Speicherdesign wird das CO<sub>2</sub> direkt im Hohlraum der Kaverne (zumeist in Abhängigkeit von Kavernenteufe, geothermischem Gradient und Kavernen(speicher)druck) als superkritisches Fluid gespeichert, in der Salz-Wasser-Sole in Lösung gebracht, im Porenraum des Salzes gespeichert oder durch Reaktion zwischen Lösung und Umgebungsgestein über längere Zeiträume in stabile Karbonate umgewandelt (MWAKIPUNDA ET AL., 2024). Untersuchungen von ŚLIZOWSKI ET AL. (2017) zufolge liegt die bevorzugte Teufe der Oberkante einer Salzstock-Kaverne für die CO<sub>2</sub>-Speicherung bei rund 1.000 bis 1.200 m u. GOK. Zur Risikobewertung sind mehrstufige Drucktests und ein geophysikalisches Monitoring erforderlich, um die Gebirgsfestigkeiten und das Fließverhalten des Salzes einschätzen zu können sowie zu gewährleisten, dass die geschaffene Kaverne auch dicht ist (DINESCU ET AL., 2021; POPESCU ET AL., 2001). Wie Modellierungen von DINESCU ET AL. (2021) zeigen, ist für eine konkrete Risikobewertung die Kenntnis des Lagenbaus v. a. bei Wechsel von Salz- und Sedimentlagen wichtig, um die Gasausbreitung zu modellieren. Dennoch stabilisiert sich die Gasausbreitung auch bei Vorhandensein von natürlichen Leckagen nach wenigen Jahren und erstreckt sich maximal im Bereich von 100 m um die Kaverne. Entscheidender für die Dichtheit der Kaverne ist vor allem die Konstruktion der Bohrung und des Verschlusses sowie auch die Stahlgüte v. a. hinsichtlich des Korrosionsschutzes (MINKLEY ET AL., 2022; DINESCU ET AL., 2021).

Durch die Dimensionen der Salzvorkommen sind die 3D-Erstreckungen der Speichermöglichkeiten in Salzkavernen im Vergleich zu ausgeforderten Kohlenwasserstoff-Feldern (KW-Feldern) bzw. salinaren Aquiferen und damit verbunden ebenso die Speichervolumina für CO<sub>2</sub> in Salzkavernen deutlich begrenzt. Neben einer geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung im Sinne von CCS gibt es einige Forschungsprojekte (z. B. ESsCO2 (Deutschland)) (MINKLEY ET AL., 2022), die sich mit der Energiespeicherung in Form von superkritischem CO<sub>2</sub> als Druckspeicher beschäftigen. Die dafür nötigen Kavernen ordnen sich im Größenbereich von rund 1 Mio. m<sup>3</sup> an (Energiespeicherkapazität bis zu 100 MWh bei 40 bis 50 % Wirkungsgrad) und sollen nach MINKLEY ET AL. (2022) auch wirtschaftlich darstellbar sein – insbesondere, wenn die Erlöse aus der CO<sub>2</sub> Entsorgung bzw. Speicherung miteingerechnet werden.

## 8.2.2. Bestehende Untertagebauwerke

Auch in bereits bestehenden Hohlräumen im Untergrund – wie Bergwerken, Untertageverlagerungen oder Fluchttollen – ist eine CO<sub>2</sub>-Speicherung theoretisch denkbar. So wurden aufgelassene Kohleminen bereits seit den 1960er Jahren als Erdgasspeicher genutzt (SHI ET AL., 2005). Jedoch ergeben sich bei angedachten Nutzungen dieser Bauwerke eine Reihe von technischen, geologischen und wirtschaftlichen Herausforderungen, die deren Umbau zu CO<sub>2</sub>-Speichern erheblich erschweren.

Soll CO<sub>2</sub> einer geologischen Speicherung zugeführt werden, so ist zu gewährleisten, dass dieses sicher in den Bauwerken verwahrt wird und das Bauwerk vor Leckagen geschützt ist. In bestehenden Untertagebauen spielt die Abdichtung eine zentrale Rolle. Während natürliche geologische Speicher wie salzwasserführende Aquifere oder andere Speichergesteine oft von dichten Deckschichten überlagert sind, weisen bestehende Untertagebaue oft geotechnische Schwachstellen (z. B. Risse, beschädigte Stützstrukturen, Mauern, existierende großräumige Störungen im Gebirge) auf, da sie nie zur Speicherung von Gasen ausgelegt wurden. Für eine (gasdichte) Abdichtung wären umfangreiche Versiegelungsmaßnahmen wie das Injizieren bzw. Verpressen mit Zement notwendig, was durch das oft große Stollennetzwerk zusätzlich erschwert wird. Eine weitere Herausforderung stellt die Druckstabilität der unterirdischen Hohlräume dar, die den Druckbelastungen bei Einspeicherung von CO<sub>2</sub> standhalten müssen. Viele bestehende Bergwerke sind jedoch ohnehin bereits durch ihre Altersstruktur geschwächt oder instabil, was das Risiko von Kollapsereignissen erhöht und eine Druckspeicherung nur in ausgewählten Fällen möglich macht.

## 8.3. Ausgeförderte Erdöl- und Erdgasfelder

Ehemalige Öl- und Gasfelder sind grundsätzlich vielversprechende Speicherorte für CO<sub>2</sub>, da sie über geologische Zeiträume Kohlenwasserstoffe gespeichert haben und somit zumindest bis zum Lagerstättendruck ihre Gasdichtigkeit über Jahrtausende durch die darüberliegenden undurchlässigen Deckschichten bewiesen haben. Die onshore oder offshore gelegenen Lagerstätten bestehen aus porösen Gesteinen (zumeist Sandsteine, tlw. Konglomerate), wobei die Speichermöglichkeit in den Poren – den Zwickeln zwischen den einzelnen Klasten – liegt. Voraussetzung für eine wirtschaftliche Nutzung – sowohl für die (ehemalige) Öl- bzw. Gasförderung als auch die Speicherung von CO<sub>2</sub> – ist die Verbundenheit des Porenraumes, die in den allermeisten Fällen bei ehemaligen Kohlenwasserstoffförderungen gegeben ist (bzw. durch Fracking geschaffen werden kann).

Ein weiterer Vorteil dieser Speicherorte ist die bereits bestehende Infrastruktur-Anbindung (Straßen, Stromnetz, Pipelines) und gegebenenfalls auch die mögliche Nutzung bzw. Adaptierung bestehender Bohrungen. Durch die zahlreichen bereits abgeteuften Bohrungen besteht jedoch auch ein gewisses Risiko für die Lagerstättenintegrität z. B. durch korrodierte Rohrleitungen oder Zementierungen.

Diese Art der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung wird bereits seit Jahrzehnten unter dem Titel Enhanced Oil Recovery betrieben (EOR), auch wenn sie zur Erleichterung der Gewinnung von Erdöl dient und nicht zur CO<sub>2</sub>-Speicherung. Aufgrund des großen Erfahrungsreichtums wird der CO<sub>2</sub>-Speicher-Technologie ein Technology Readiness Level (TRL) von 8 bis 9 zugeordnet (BACH ET AL., 2024). Bei EOR wird CO<sub>2</sub> in der Bewirtschaftung von Ölfeldern eingesetzt und in die Lagerstätte gepumpt, um das Austreiben des Öls aus dem Porenraum zu erleichtern bzw. die Extraktionsquote zu erhöhen. Da die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen und der entsprechende Einsatz dieser

den EU-Klimazielen widerspricht, ist EOR zumeist explizit von der Einstufung als CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeit ausgenommen (z. B. VO (EU) 2024/3012 zur Zertifizierung von dauerhaften CO<sub>2</sub>-Entnahmen).

Im europäischen Raum gibt es zahlreiche potenziell für die CO<sub>2</sub>-Speicherung geeignete ausgeförderte Öl- und Gasvorkommen. In der seitens der International Association of Oil & Gas Producers (IOGP) erstellten Übersicht über die geplanten CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte in Europa (EU 19 Projekte, Europa gesamt 43 Projekte mit einem Speicherpotenzial von 42 Mt CO<sub>2</sub>/a bzw. 141 Mt CO<sub>2</sub>/a im Jahr 2030) (IOGP, 2024) werden im Kontinentalbereich Europas zahlreiche geplante CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte ausgewiesen. Davon befindet sich etwas mehr als die Hälfte in (teilweise) ausgeförderten Öl- und Gasfeldern. Mit Ausnahme von Island (dort in Basaltvorkommen) planen die restlichen Projekte eine Speicherung in salinaren Aquiferen, die sich aber teilweise auch in der Nähe der Öl- und Gasvorkommen befinden bzw. gemeinsam mit diesen genutzt werden sollen. Weltweit haben diese Speichermöglichkeiten aber auch große Bedeutung – so wurde für den Golf von Mexiko rein für die ausgeförderten Öl- und Gasfelder ohne Berücksichtigung der tausenden aktiven Felder ein Speicherpotenzial von 4.748 Mt ermittelt (AGARTAN ET AL., 2018).

## 8.4. Salinare Aquifere

Salinare Aquifere sind durchlässige (Tiefen-)Grundwasserleiter, die in der Regel hochmineralisierte Grundwässer enthalten, die nicht für Trinkwasserzwecke geeignet sind. Hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Speicherpotenziale bieten sie die in der Theorie größten Speicherpotenziale, da sie oft große nutzbare Gesteinsvolumina darstellen und weite Verbreitung haben. Das Konzept hinter der Nutzung von salinaren Aquiferen beruht darauf, dass das in die Tiefe gepumpte CO<sub>2</sub> durch undurchlässige Deckschichten in der geologischen Formation gespeichert wird, entweder im Wasser in Lösung geht oder je nach Position im Druck-Temperatur-Phasendiagramm (Abbildung 13) in eine fluide oder superkritische Phase übergeht und das vorhandene Wasser verdrängt oder durch Druckerhöhung im selben Raum Platz nimmt. Alternativ kann auch zunächst das enthaltene Formationswasser entnommen werden, um den Reservoirdruck initial abzusenken (KULICH ET AL., 2023). Langfristig ist auch eine chemische Reaktion mit den vorhandenen Mineralphasen im Gestein möglich und dadurch eine Bindung des CO<sub>2</sub> in Form von Karbonat-Phasen. Die Speichersicherheit bei Lösung im Formationswasser gilt nach der Mineralisierung insbesondere bei langen Verweildauern als die sicherste CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeit (OTT ET AL., 2024). Die mitunter größten kommerziellen CCS-Projekte werden bereits seit Jahrzehnten erfolgreich in salinaren Aquiferen umgesetzt (BMF, 2024) und die CO<sub>2</sub>-Speicherung in diesen gilt als technologisch ausgereift (BACH ET AL., 2024; KEARNS ET AL., 2021).

Bei Vorhandensein von trinkwassertauglichem Tiefengrundwasser, das oft in Aquiferen mit ähnlichen Eigenschaften vorhanden ist, wird zumeist eine Speichermöglichkeit für CO<sub>2</sub>-ausgeschlossen (KULICH ET AL., 2023), da das Tiefengrundwasser dann als geschützte Reserve für Krisensituationen vorbehalten ist (SCHUBERT, 2015). Auch wenn die größten Speicherpotenziale in salinaren Aquiferen liegen, so ist oft wegen des (bisher) kaum vorhandenen wirtschaftlichen Interesses wenig Kenntnis über deren Ausbreitung, Abdichtung und Zusammensetzung vorhanden bzw. muss diese erst durch Reservoir-Detailuntersuchungen geschaffen werden (OTT ET AL., 2024; ISMAIL ET AL., 2023; KULICH ET AL., 2023). Eine weitere Herausforderung stellt die Überwachung des Reservoirdrucks bei Injektion von CO<sub>2</sub> dar, um induzierte seismische Aktivität und Rissbildungen durch Überdruck zu vermeiden (CHENG ET AL., 2023; VILARRASA ET AL., 2019). Des Weiteren ist zu klären, inwieweit chemische Reaktionen und insbesondere Lösungsprozesse des Porenzements in Anwesenheit erhöhter CO<sub>2</sub>-Konzentrationen stattfinden

(LUO ET AL., 2022) und ob Beeinträchtigungen für Trinkwassernutzungen möglich sind (siehe Schutzaspekte in SCHUBERT (2015)).

## 8.5. Kohlevorkommen

Durch ihre Mikroporosität besitzt Kohle die Eigenschaft, Gase wie Methan (z. B. als Flözgas bzw. Grubengas), aber auch CO<sub>2</sub> zu absorbieren. Diese Eigenschaft kann genutzt werden, um CO<sub>2</sub> in Kohleflözen zu speichern. Durch die höhere Affinität für CO<sub>2</sub> in Tonmineralen und organischen Anteilen gegenüber CH<sub>4</sub> ist die CO<sub>2</sub>-Aufnahmekapazität für CO<sub>2</sub> deutlich höher als die von CH<sub>4</sub> (HELLER ET AL., 2014). Dadurch verdrängt eingespeistes CO<sub>2</sub> das in den Kohle-Lagen gespeicherte CH<sub>4</sub> (coalbed methane, CBM) (THOMAS ET AL., 2024). Bei CBM handelt es sich um ein unkonventionelles Gasvorkommen, das bereits seit den 1980er Jahren aufgesucht und genutzt wird<sup>22</sup> und u. a. durch die Injektion von CO<sub>2</sub> gefördert werden kann (enhanced coalbed methane, ECBM). Durch die CO<sub>2</sub>-Einspeicherung in Kohlevorkommen kann somit die Lebensdauer bestehender Lagerstätten erhöht werden als auch die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Einspeisung durch Verwertung des geförderten Methans gesenkt werden (THOMAS ET AL., 2024). Im Vergleich zu klassischen Gasvorkommen, wo sich das Gas im Porenraum der Sedimentgesteine befindet, weisen Kohlevorkommen durch ihre großen Oberflächen (SHI ET AL., 2005; MARSH, 1987) und damit die hohe Aufnahmekapazität für CO<sub>2</sub> (bis zu zehnmal höher als für CH<sub>4</sub>) (STANTON ET AL., 2001) ein sehr hohes (relatives) CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial auf. GODEC ET AL. (2014) benennen zahlreiche kleinskalige ECBM-Projekte in Zusammenhang mit CO<sub>2</sub>-Speicherung. Auch wenn diese Demonstrations-Projekte großteils nicht erfolgreich waren, so trugen sie zum weiteren Verständnis der Technologie bei und erlauben eine Abschätzung des weltweiten CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzials in Höhe zwischen 220 und 488 Gt CO<sub>2</sub> in nicht abbauwürdigen Kohleflözen – bei gleichzeitiger Förderung von bis zu 79 Billionen m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> (GODEC ET AL., 2014; SHI ET AL., 2005). Für die Niederlande wurde beispielsweise ein Speicherpotenzial in den dortigen Kohlevorkommen in Höhe von bis zu 8 Gt CO<sub>2</sub> ermittelt (SHI ET AL., 2005), wobei die Speicherkosten relativ niedrig sind (ab 5 \$ pro t (REEVES ET AL., 2003)).

Bei der Injektion von gasförmigem CO<sub>2</sub> über Bohrungen in die Kohlevorkommen migriert das CO<sub>2</sub> zunächst entlang von vorhandenen Trennflächen (sedimentäre Schichtgrenzen und Risse), bevor es dann in die Kohlematrix eindringt und in den Porenraum aufgenommen wird (THOMAS ET AL., 2024). Mit steigendem Inkohlungsgrad (bzw. steigender Vitritin-Reflexion) steigt das Speicherpotenzial für CO<sub>2</sub> (HOSSEINZADEH ET AL., 2024). HOSSEINZADEH ET AL. (2024) zufolge ist die optimale Speichertiefe in Kohlevorkommen zwischen 300 und 1.300 m u. GOK, um sowohl Speicherintegrität als auch Wirtschaftlichkeit der CCS-Technologie sicherzustellen. Nachteilig für die geotechnische Festigkeit wirkt sich die Wassersättigung der Kohle aus. Dies ist jedoch für die Speicherfähigkeit von geringerer Bedeutung. Insbesondere sind die Spannungsverhältnisse im Untergrund entscheidend für die Migration und Aufnahme des CO<sub>2</sub> (HOSSEINZADEH ET AL., 2024).

## 8.6. Hydratisierung

In marinen Sedimenten entlang der Kontinentalabhänge und in Permafrostgebieten finden sich Gashydrate, feste kristalline eisähnliche Verbindungen, die von einem käfigförmigen 3D-Netzwerk aus Wasserstoffmolekülen aufgespannt werden. In diesen Käfigen können Gasmoleküle wie zum Beispiel CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> oder H<sub>2</sub>S gespeichert werden.

<sup>22</sup> <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/coalbed-methane>, Zugriff am 10.01.2025

Durch die Kombination aus hohem Druck und niedrigen Temperaturen werden sowohl Bildung als auch Stabilität der Hydrate begünstigt. Methan ist dabei das am häufigsten enthaltene Gas und stammt entweder aus mikrobieller Zersetzung organischen Materials direkt im Sediment oder aus tiefer gelegenen Gasvorkommen. Bei konstanten Druck- und Temperaturbedingungen verbleiben die Gashydrate in ihrer Umgebung, da die thermodynamischen Bedingungen die Gasfreisetzung verhindern. Nach konventionellen fossilen Energieträgern sind die Gashydrate mit rund 1.800 Gt der wichtigste Speicher für Kohlenstoff (RUPPEL ET AL., 2016) (entspricht ca. 2.400 Gt CH<sub>4</sub> bzw. 3,3 Mio. km<sup>3</sup>). Somit stellen die Methangashhydrate eine Energieressource von globaler Bedeutung dar und stehen seit Jahrzehnten im Fokus für einen (möglichen) kommerziellen Abbau (WALLMANN ET AL., 2011). Eine mögliche Abbaumethode der Methanhärente umfasst den Austausch von CH<sub>4</sub> mit CO<sub>2</sub>, welches einerseits für vermehrte Untergrundstabilität während des Abbaus sorgen soll, andererseits aber auch die Wirtschaftlichkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherung verbessert. Gemäß WANG ET AL. (2021) gibt es zwei Methoden, CO<sub>2</sub> als Hydrat zu speichern: Einerseits durch direkte (Neu)Bildung von CO<sub>2</sub>-Gashydraten am Ozeanboden oder im Permafrost, andererseits durch den Austausch von CH<sub>4</sub> in bestehenden Hydraten durch CO<sub>2</sub>. Insbesondere da die Stabilität und ökologischen Auswirkungen der Neubildung von CO<sub>2</sub>-Gashydraten unklar ist, ist der Austausch gegen CH<sub>4</sub> zu bevorzugen; jedoch bleiben noch Fragen bezüglich der Reinheit des eingespeisten Gases und der Reaktionskinetik offen (AMINNAJI ET AL., 2024; WANG ET AL., 2021). Auch ist der Technologie-Reifegrad und die Wirtschaftlichkeit der Speichermöglichkeit in Hydraten noch unklar (AMINNAJI ET AL., 2024). Nachdem im Umkreis des europäischen Kontinentschelfs (Abbildung 19) nur sehr wenige Methanhärentvorkommen im Vergleich zum Pazifik bzw. der Ostküste der USA liegen (AMINNAJI ET AL., 2024), werden Speichermöglichkeiten in Gashydraten im europäischen Kontext vermutlich keine große Rolle hinsichtlich CCS spielen.

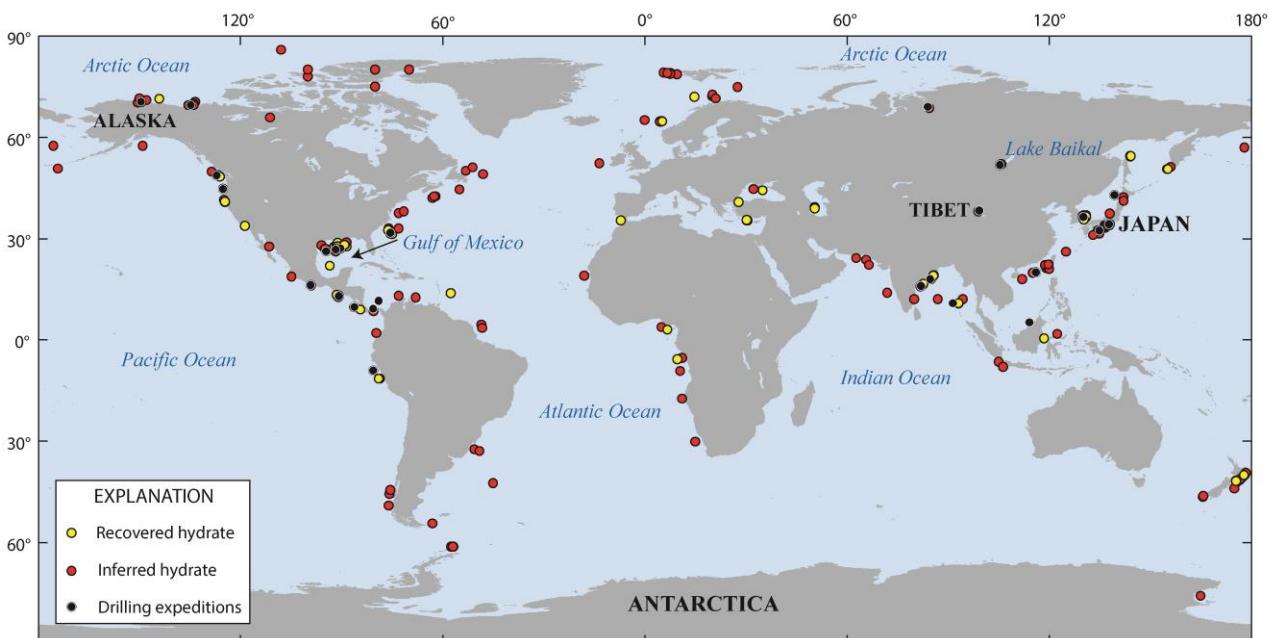


Abbildung 19: Globale Vorkommen von Gashydraten. Bildquelle: USGS, entnommen von: <https://www.usgs.gov/media/images/map-gas-hydrates>, am 23.01.2025.

## 8.7. Beschleunigte Verwitterung

Durch natürlich stattfindende Verwitterung von basischen und ultrabasischen Gesteinen wird durch einen chemischen Prozess im Zuge der Silikatverwitterung CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre in Form von flüssiger Kohlensäure (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) gebundenen. Eines der häufigsten basischen Gesteine der Erdkruste ist Basalt, dessen Hauptbestandteile Pyroxen, Plagioklas und Olivin bei ihrer Verwitterung in unterschiedlich hohem Ausmaß CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entziehen und in fester bzw. flüssiger Form binden können. Je nach Reaktionsfortschritt und chemischer Umgebung werden die Komponenten entweder als flüssige Phase (z. B. Kohlensäure oder Kieselsäure) in den Ozean abtransportiert oder durch Ausfällung in fester Form gebunden (RINDER ET AL., 2021). In Böden wird dieser Prozess zusätzlich durch Beschleunigung organischer Aktivität und die Bildung korrosiver organischer Säuren verstärkt (BRADY ET AL., 1994). Der effektive (molare) Anteil an speicherfähigem CO<sub>2</sub> (bzw. die Rate des CO<sub>2</sub>-Entzugs pro verwitternde Mineralmasse) ist dabei stark von der chemischen Zusammensetzung der jeweiligen Minerale abhängig. Für Enstatit ist es der 2-fache Anteil an CO<sub>2</sub>, für Anorthit 1:1 und für Forsterit die 2-fache (molare) Menge.

Bei der beschleunigten Verwitterung (Enhanced Rock Weathering, EWR) wird versucht, diesen natürlich stattfindenden Prozess bspw. durch Aufbringung fein gemahlener Gesteine (bzw. sofern möglich einzelner Silikatminerale) auf Landoberflächen (HARTMANN ET AL., 2013) oder auch Küstenregionen bzw. dem Ozean (Montserrat et al., 2017) künstlich zu beschleunigen oder durch Karbonatausfällung in-situ zu binden. Beim isländischen CarbFix Pilotprojekt (MATTER ET AL., 2011) wird dabei das anfallende CO<sub>2</sub>, das im Zuge der Geothermienutzung anfällt, gemeinsam mit Grundwasser bei 25 bar wieder in eine Tiefe von 400 bis 800 m eingebracht, wo es mit den Mineralen im umgebenden Basalt (u. a. Olivin und Plagioklas) reagiert und Karbonatphasen ausgefällt werden. Die Technik ist jedoch auf das Vorhandensein einer spezifischen Geologie im Untergrund angewiesen und für Österreich maximal im Bereich der Steiermark relevant.

Grundsätzlich basiert die beschleunigte Verwitterung darauf, dass gemahlene Gesteine mit zunehmendem Mahlgrad größere spezifische Oberflächen entwickeln. Je kleiner die Gesteinskörnungen sind, desto schneller kann das eingesetzte Gestein in Lösung gehen und desto höher ist in Abhängigkeit von der mineralogischen Zusammensetzung sein CO<sub>2</sub>-Bindepotenzial. Weitere Einflussfaktoren auf die chemischen Lösungsprozesse bei der Verwitterung sind Umgebungstemperatur und pH-Wert des Bodens bzw. der beteiligten Wässer. Die bei RINDER ET AL. (2021) genannten (theoretischen) CO<sub>2</sub>-Entzugspotenziale ( $R_{CO_2}$ ) liegen je nach Gesteinszusammensetzung für Basalt zwischen 282 und 968 kg CO<sub>2</sub> / t Gestein. Dieses theoretische Potenzial reduziert sich weiter je nach Betrachtungszeitraum (für mm-große Körner tlw. im 1000 a Bereich), Energieaufwand für Mahlung und Transportstrecke und Art. Für einen Straßentransport wurde bspw. von LEFEBVRE ET AL. (2019) eine maximale Transportdistanz von  $990 \pm 116$  km errechnet, bevor die Emissionen den potenziellen Capture-Effekt übersteigen. Nach STREFLER ET AL. (2018) liegen die Kosten pro Tonne aus der Atmosphäre entfernten CO<sub>2</sub> bei 60 US \$ für Dunit und 200 US \$ für Basalt (diese Unterschiede resultieren vor allem aus dem unterschiedlichen Energieaufwand für die notwendige Brechung und Mahlung, der bei Basalt höher ist).

Für eine Massenanwendung im Geoengineering-Kontext ist insbesondere die Aufbringung von fein gemahlenen Gesteinen auf Landoberflächen relevant. Dazu ist jedoch auch die lokale Verfügbarkeit der entsprechenden Gesteinsmengen relevant. Aus diesem Grund sollten neben den typischerweise in Betracht gezogenen Gesteinen wie

Basalt oder Dunit (besteht zu min. 90 Vol.-% aus Olivin) nach RINDER ET AL. (2021) noch andere ultrabasische Gesteine wie Basanite oder Trachybasalte verwendet werden, um die im europäischen Raum und für Österreich spezifisch benötigten Mengen bereitstellen zu können.

Für eine großflächige Landaufbringung, wie sie zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und geologischen Speicherung notwendig ist, sind zunächst die geeigneten Flächen zu ermitteln. Nach RINDER ET AL. (2021) eignen sich dafür besonders intensiv genutzte landwirtschaftliche Grünflächen, auf denen die gemahlenen Gesteinsmassen aufgebracht und eingearbeitet werden können. Bei Einarbeitung in den Untergrund ergeben sich strukturelle Einflüsse auf den obersten Bodenhorizont (u. a. auch Veränderung der Siebkurven) sowie durch die langfristige Zersetzung auch ein Düngeffekt in Abhängigkeit von der Gesteinszusammensetzung.

Gesteinsmehle, insbesondere solche mit niedrigem Nährstoffgehalt (wie gemahlener Basalt), gelten gemäß Düngemittelverordnung 2004 als Ausgangsstoffe für verschiedene Düngerarten und Substrate, jedoch nicht explizit als solche. In § 2 Satz 1 Nr. 3 Düngemittelgesetz 2001 werden sie jedoch als „*Bodenhilfsstoffe*“ eingestuft, die ebenso dem Düngemittelrecht unterliegen. Als Bodenhilfsstoffe unterliegen sie daher den in Anlage 2 Düngemittelverordnung genannten Schwermetall-Frachtenregelungen und Grenzwerten für Schwermetalle, Fremdkörper und sonstige Schadstoffe. In welcher Form eine Ausbringung von Gesteinsmehl zur CO<sub>2</sub>-Speicherung von den geltenden Rechtsnormen beeinflusst wird, bleibt rechtlich zu prüfen. Ggf. ergeben sich daraus weitere Einschränkungen.

## 9. CO<sub>2</sub>-Wertschöpfungsketten

Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> kann nicht nur langfristig in geologischen Speicherstätten eingelagert werden, sondern auch fossiles CO<sub>2</sub> in stofflichen Anwendungen ersetzen. Das CO<sub>2</sub> kann dabei entweder direkt in gasförmiger oder flüssiger Form genutzt oder zu Sekundärprodukten weiterverarbeitet werden. Es gibt zahlreiche Industriezweige, in denen CO<sub>2</sub> als Rohstoff verwendet wird. Hierbei wird das CO<sub>2</sub> aktuell noch selten nach seiner Herkunft klassifiziert. Solange das CO<sub>2</sub> in der Nutzungsphase bleibt, wird es für diese Zeit gebunden und wird nicht in die Atmosphäre emittiert. Das Ende der Nutzungsphase durch Zerfall oder Entsorgung führt jedoch in der Regel dazu, dass der Kohlenstoff in die Atmosphäre freigesetzt wird. Wird CO<sub>2</sub> aus bestehenden Quellen genutzt anstatt es gezielt zu produzieren, handelt es sich um eine Kaskadennutzung. Diese reduziert zwar nicht den CO<sub>2</sub>-Gesamtgehalt, verhindert aber zusätzliche Emissionen durch neue CO<sub>2</sub>-Erzeugung. Ein weiterer Vorteil liegt im Ersatz von herkömmlichen, häufig umweltbelastenderen Rohstoffen (FISCHEDICK ET AL., 2015). Um die gesamten Umweltauswirkungen bestimmen zu können, eignen sich Lebenszyklusanalysen.

Eine Übersicht zu den Wertschöpfungsmöglichkeiten wird im folgenden Abschnitt gegeben.

### 9.1. Direkteinsatz von gasförmigem CO<sub>2</sub>

Die direkte Nutzung von CO<sub>2</sub> bezieht sich auf Anwendungen, bei denen das abgeschiedene CO<sub>2</sub> in seiner gasförmigen Form ohne aufwändige chemische Umwandlung verwendet wird. Besonders die physikalischen und chemischen Eigenschaften des Stoffes tragen zu den vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten bei.

#### Physikalische Eigenschaften:

Nicht nur weil CO<sub>2</sub> leicht verfügbar ist, sondern auch aufgrund der physikalischen und chemischen Eigenschaften wird es in einigen industriellen Prozessen direkt als Prozessgas genutzt. Einerseits ist CO<sub>2</sub> ein relativ stabiles Molekül, welches unter normal Bedingungen schwer reagiert (inertes Gas; verhindert unerwünschte chemische Reaktionen), andererseits ist es nicht entflammbar und nicht toxisch. Im superkritischen Zustand zeigt CO<sub>2</sub> gleichzeitig flüssige als auch gasförmige Eigenschaften. Es hat eine hohe Löslichkeit für organische Stoffe bei einer geringen Oberflächenspannung. Daher kann CO<sub>2</sub> als Lösungsmittel für Extraktionsprozesse verwendet werden. Im Gegensatz zu vielen anderen Lösungsmitteln ist CO<sub>2</sub> dabei nicht toxisch und rückstandsfrei. Außerdem hat CO<sub>2</sub> bei niedrigen Temperaturen eine relativ hohe Dichte und gilt daher als effizientes Kühl- und Kältemittel. Hinzu kommt, dass CO<sub>2</sub> im Vergleich zu anderen Kältemitteln ein niedriges Treibhauspotenzial aufweist. Da CO<sub>2</sub> eine hohe Kompressibilität aufweist, kann es bei Raumtemperatur unter hohen Drücken verflüssigt oder in einen festen Zustand (Trockeneis) gebracht werden, um den Transport oder die Lagerung zu vereinfachen (FISCHEDICK ET AL., 2015). Der Einsatz von CO<sub>2</sub> ist vielfältig – Tabelle 12 führt einige Anwendungsfelder an und erläutert diese kurz.

Tabelle 12: Anwendungsfelder und chemische, physikalische Eigenschaften von CO<sub>2</sub>.

Chemische, physikalische Eigenschaft	Anwendungsfelder	Erläuterung, Beispiele	Quelle
<b>Chemische Stabilität</b>	Schutzgas in Schweißprozessen	CO <sub>2</sub> wird als Inertgas verwendet, um die Schweißnaht vor Reaktionen mit Sauerstoff oder dem Stickstoff zu schützen.	FISCHEDICK ET AL., 2015; ALEXIS ET AL., 2017
	Verpackung und Konserverierung von Lebensmitteln	Inertgasatmosphäre in Verpackungen verhindert die Oxidation und verlängert die Haltbarkeit von Lebensmitteln.	
<b>Löslichkeit in Wasser</b>	Getränkeherstellung	CO <sub>2</sub> wird in Wasser gelöst und bildet Kohlensäure, die als Geschmacksträger und Konser vierungsmittel dient.	ALEXIS ET AL. (2017)
<b>Superkritischer Zustand, Lösungsmittelleigenschaften</b>	Extraktion von Naturstoffen	Superkritisches CO <sub>2</sub> wird verwendet, um Aromen, ätherische Öle und Koffein selektiv und umweltfreundlich zu extrahieren.	FISCHEDICK ET AL. (2015)
	Entfettung und Reinigung	In der Textil- und Pharmaindustrie wird superkritisches CO <sub>2</sub> zur Entfernung von Fetten und Verunreinigungen eingesetzt und kann als Ersatz von gesundheitsschädlichen Reinigungsmitteln dienen.	FISCHEDICK ET AL. (2015)
	Mechanische Reinigung	Trockeneisstrahlen als Reinigungsverfahren wird in der Elektroindustrie oder bei anderen wasserempfindlichen Materialien eingesetzt.	FISCHEDICK ET AL. (2015)
<b>Kompressibilität</b>	Enhanced Oil Recovery	CO <sub>2</sub> wird in Ölreservoirs injiziert, um den Druck zu erhöhen und das verbleibende Öl zu mobilisieren.	IPCC (2005)
	Einsatz in Feuerlöschern	CO <sub>2</sub> wird in Löschsystemen eingesetzt, um Brände durch Sauerstoffverdrängung zu ersticken.	FISCHEDICK ET AL. (2015)
<b>Hohe Dichte bei niedrigen Temperaturen</b>	Kühlmittel in der Lebensmittelindustrie	Flüssiges oder festes CO <sub>2</sub> (Trockeneis) wird zur Kühlung von Lebensmitteln während des Transports und der Lagerung genutzt.	ALEXIS ET AL. (2017)
	Kältemittel in Kühl- und Gefrieranlagen	CO <sub>2</sub> in Külsystemen ist eine umweltfreundliche Alternative zu synthetischen Kältemitteln wie FKWs.	FISCHEDICK ET AL. (2015)

Die Nutzung dieser Prozesse erfolgte ursprünglich nicht aus Gründen der Nachhaltigkeit. Vielmehr basieren sie auf den spezifischen chemischen und physikalischen Eigenschaften von CO<sub>2</sub> sowie dessen einfacher Verfügbarkeit. Einige dieser Anwendungen sind nur schwer durch andere Verfahren ersetztbar. Die Verwendung von abgeschie-

denem CO<sub>2</sub> aus schwer reduzierbaren („hard-to-abate“) Sektoren kann zwar den Bedarf an fossilem CO<sub>2</sub> verringern, mit Ausnahme des EOR-Prozesses wird das CO<sub>2</sub> aber wieder freigesetzt, sodass keine dauerhafte Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht wird.

## 9.2. CO<sub>2</sub>-Umwandlung und Synthese

### 9.2.1. Großindustrielle, chemische Nutzung von CO<sub>2</sub>

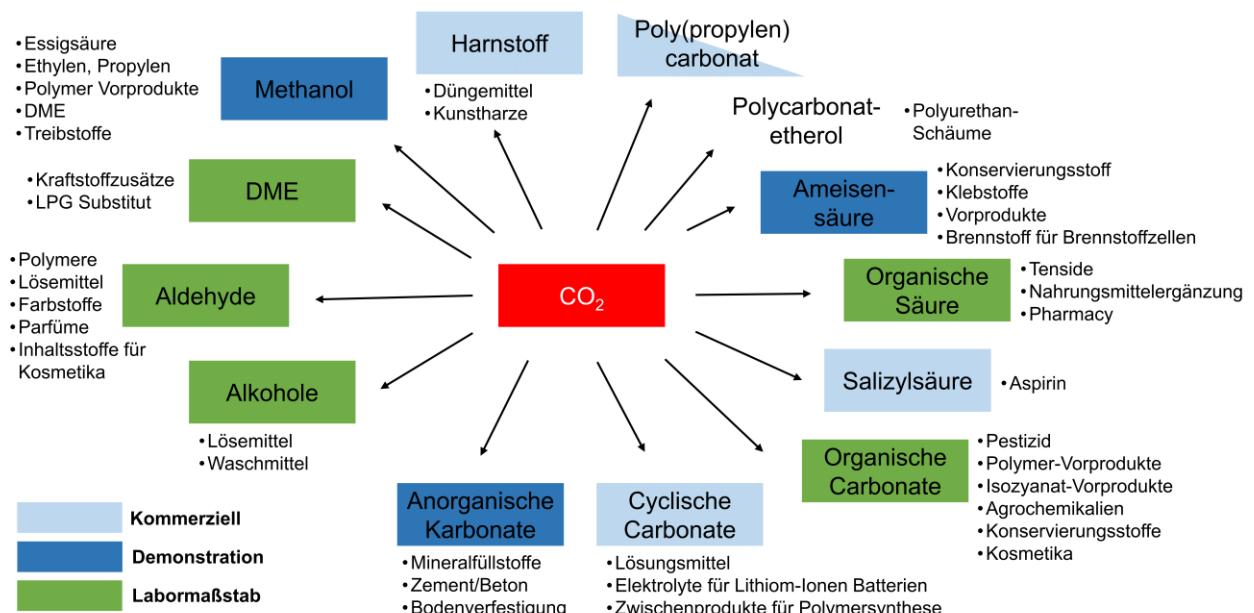


Abbildung 20: Mögliche Nutzung von CO<sub>2</sub> in chemischen Produkten. Modifiziert nach ALEXIS ET AL. (2017).

Allein in der chemischen Industrie in Deutschland liegt der jährliche Bedarf bei über 20 Mio. t reinem Kohlenstoff, wobei mehr als 90 % fossilen Ursprungs sind (UMWELTBUNDESAMT, 2021). Es gibt einige CO<sub>2</sub>-Nutzungspfade, die bereits großtechnisch etabliert sind. Dazu zählen:

- > Synthese von Harnstoff (Bedarf 110 Mio. t CO<sub>2</sub>)
- > Herstellung Cyclischer Carbonate (Bedarf 40.000 t CO<sub>2</sub>)
- > Kolbe-Schmitt-Synthese zur Produktion von Salizylsäure (Bedarf 25.000 t CO<sub>2</sub>)

CO<sub>2</sub> wird in der chemischen Industrie als Ausgangsstoff in verschiedenen Synthesewegen genutzt. Ein bekanntes Beispiel ist die **Kolbe-Schmitt-Synthese**, bei der CO<sub>2</sub> zur Herstellung von **Salizylsäure** verwendet wird. Diese wird unter anderem als Vorprodukt für Farbstoffe oder als Baustein für die Produktion von Aspirin eingesetzt. Ein weiteres Anwendungsfeld ist die **Harnstoff-Synthese**, bei der CO<sub>2</sub> zusammen mit Ammoniak zu Harnstoff umge-

setzt wird. Harnstoff dient als wichtiger Dünger in der Landwirtschaft und kann als Ausgangsstoff für weitere Chemikalien wie beispielsweise Harnstoffharze verwendet werden. Oft wird der Bedarf von CO<sub>2</sub> direkt über die integrierte Ammoniakproduktion gedeckt. Daneben wird CO<sub>2</sub> in der **Herstellung von cyclischen Carbonaten** eingesetzt, die als Lösemittel oder Elektrolyte in Batterien verwendet werden und auch als Zwischenprodukte in der Polymersynthese zur Produktion von Kunststoffen von Bedeutung sind (ALEXIS ET AL., 2017).

### 9.2.2. Synthetische Kraftstoffe

Synthetische Kraftstoffe sind Kraftstoffe, die nicht aus fossilen Rohstoffen hergestellt bzw. raffiniert werden, sondern über chemische Reaktionen aus Wasserstoff und Kohlendioxid synthetisiert werden. Je nach Herkunft des Wasserstoffes für die Synthesen werden diese Kraftstoffe als BtG/BtL (Biomass-to-Gas, Biomass-to-Liquid) oder PtG/PtL (Power-to-Gas, Power-to-Liquid) bezeichnet. Gemeinsam ist diesen synthetischen Kraftstoffen CO<sub>2</sub> als Grundrohstoff – dieser kann mit einem der vorgenannten Verfahren aus unterschiedlichen Quellen abgeschieden und für die Synthese bereitgestellt werden.

Die Synthesen basieren auf den Verfahren der Kohlevergasung bzw. Kohleverflüssigung, die bereits Anfang des 20. Jahrhundert entwickelt und etabliert wurden. In diesem Fall war die thermochemische Vergasung von Kohle die Ausgangsbasis, um Wasserstoff und Kohlendioxid / Kohlenmonoxid für die nachfolgenden Synthesereaktionen zu gewinnen. Mit der Defossilisierung des Kraftstoffsektors sind inzwischen Biomasse-Vergasung bzw. auch Elektrolyse von Wasser und die Bereitstellung von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> aus diversen Quellen die zukünftigen Basistechnologien für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen. Abbildung 21 zeigt die allgemeine Prozesskette am Beispiel von PtL schematisch.

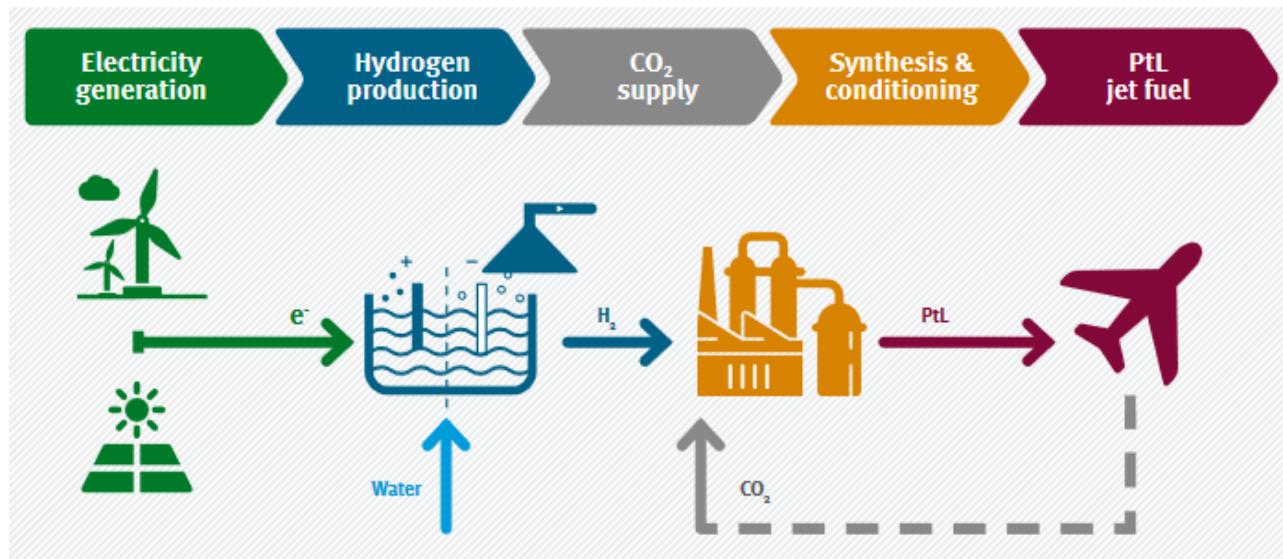


Abbildung 21: Allgemeine Prozesskette für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen (PtL-Pfad für Flüssigkraftstoffe) (UMWELTBUNDESAMT, 2022).

In Tabelle 13 sind einige synthetische Kraftstoffe sowie deren Herstellungsverfahren aufgelistet. Die Gemeinsamkeit der Kraftstoffsynthesen liegt in der komplexen Anlagentechnik, da neben den Herstellungs- und Transportket-

ten von Wasserstoff und CO<sub>2</sub> auch ein umfangreiches Pre- und Post-Processing zur Aufreinigung der Syntheseprodukte notwendig ist. Für die Herstellung sind auch teilweise sehr hochwertige Katalysatoren notwendig. Aus diesem Grund – und auch aufgrund der bisher nur sehr geringen Produktionsmengen – sind synthetische Kraftstoffe derzeit wirtschaftlich nicht zu konventionellen Kraftstoffen konkurrenzfähig. Vor allem die Logistik der Ausgangsprodukte Wasserstoff und CO<sub>2</sub> wird eine der großen Herausforderungen für eine großtechnische Substitution von fossilen Kraftstoffen werden. Da es für den Landverkehr auch weniger aufwändige Alternativen gibt (Elektroantrieb / BEV bzw. direkte Nutzung von Wasserstoff), wird sich aus derzeitiger Sicht eine zukünftige breite Anwendung nur für den Flugverkehr und ggf. auch für Weitstrecken-Schiffverkehr (neben Wasserstoff) etablieren.

Tabelle 13: Anwendungsfelder und chemische, physikalische Eigenschaften von CO<sub>2</sub> (UMWELTBUNDESAMT, 2022).

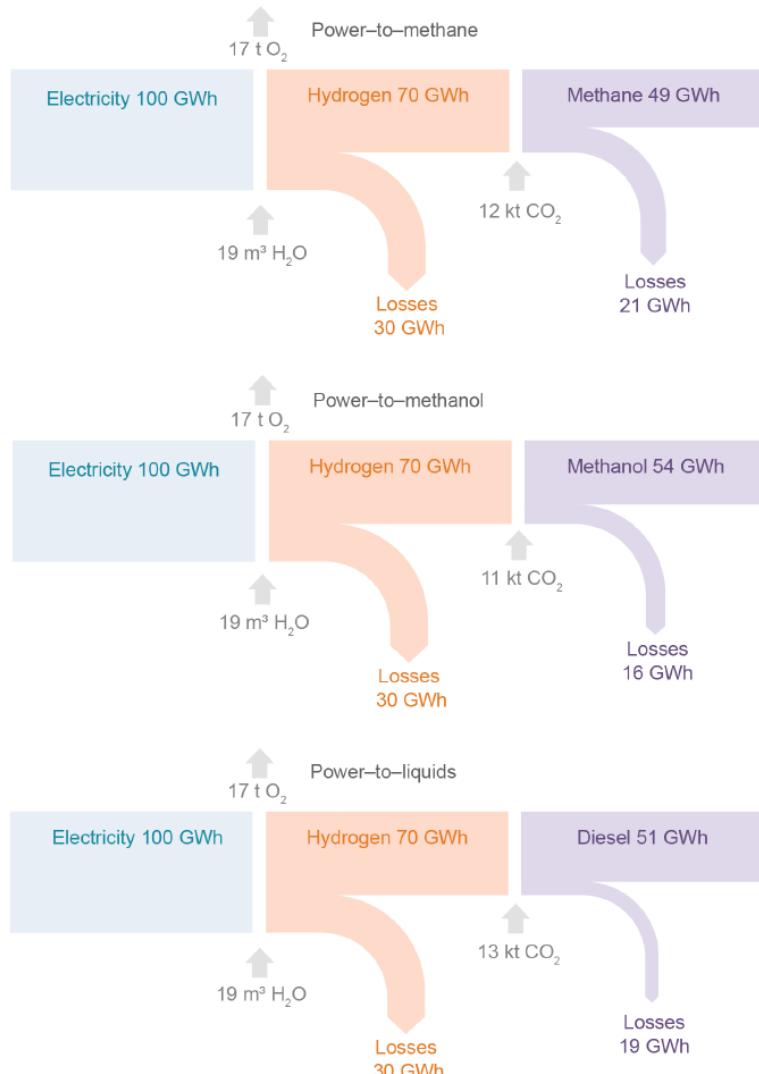
Synthese	Produktionsbedingungen	Primärprodukt / Einsatzbereich
<b>SNG – Synthetic Natural Gas</b>	Katalysator: Nickel Druck: 5-10 bar Temperatur: 300-400°C H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> -Verhältnis: 2:1	Gemisch aus Methan und Wasser. Nach Abtrennung des Wassers kann das Methan als Erdgas-Ersatz verwendet werden. Modifikation der Verbraucher nicht notwendig.
<b>Fischer-Tropsch-Synthese</b>	Katalysator: Eisen/Kobalt Druck: 25-60 bar Temperatur: 220-350°C H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> -Verhältnis: 2:1	Erdölähnliches Gemisch aus Kohlenwasserstoffen. Durch Raffinierung können konventionelle Flüssigkraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin) gewonnen werden. Modifikation der Verbraucher nicht notwendig.
<b>Methanol/DME-Synthese</b>	Katalysator: Kupferoxid/Zink Druck: 30-60 bar Temperatur: 200-250°C H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> -Verhältnis: 1:1	Gemisch aus Methanol und Dimethylether. Kann als Ersatz für Benzin oder Kerosin dienen, allerdings sind Modifikationen an Motor/Turbine notwendig.
<b>Mixed alcohols / Mischalkohole</b>	Katalysator: Kupfer/Kobalt/Alu Druck: 50-300 bar Temperatur: 250-400°C H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> -Verhältnis: 1:1	Gemisch aus unterschiedlichen Alkoholen. Kann als Ersatz für Benzin oder Kerosin dienen, allerdings sind Modifikationen an Motor/Turbine notwendig.

Für die Umwandlung von CO<sub>2</sub> in synthetische Kraftstoffe werden sowohl Energie, Wasser als auch CO<sub>2</sub> benötigt. In Abbildung 22 werden die Produktionswege für synthetisches Methan, Methanol und Diesel gegenübergestellt und hinsichtlich dem spezifischen Energie- und CO<sub>2</sub>-Bedarf mit dem erzielten Energieoutput verglichen.

Der spezifische CO<sub>2</sub>-Bedarf beträgt:

- > 0,204 kt CO<sub>2</sub> / GWh für Methanol,
- > 0,245 kt CO<sub>2</sub> / GWh für Methan,
- > 0,255 kt CO<sub>2</sub> / GWh für Diesel.

Damit weist synthetischer Diesel den höchsten CO<sub>2</sub>-Bedarf auf. Sowohl Methanol als auch Diesel sind flüssige Kraftstoffe und können in vergleichbaren Anwendungen genutzt werden. Da jedoch die CO<sub>2</sub>- und Energiekosten für synthetischen Diesel etwas höher sind, konzentriert sich diese Studie ausschließlich auf die Umwandlung zu Methanol und Methan. Die aktuellen Produktionskosten für synthetisches Methanol und Methan liegen in den meisten Regionen der Welt zwei- bis siebenmal höher als die fossilen Alternativen (IEA, 2019).



IEA 2019. All rights reserved.

Abbildung 22: Umwandlungsmöglichkeiten für synthetisches Methan, Methanol und Diesel (Quelle: IEA, 2019).

### 9.2.3. Kunststoffe (NVS)

Einige Verfahren zur stofflichen Nutzung von CO<sub>2</sub> befinden sich kurz vor Eintritt in die kommerzielle Phase. Für die in diesem Kapitel vorgestellten Produkte und Prozesse wurden bereits Pilot- und Demonstrationsanlagen errichtet. Einige dieser Entwicklungen haben bereits den Sprung zur Markteinführung geschafft.

Ein vielversprechendes Beispiel ist die Herstellung von CO<sub>2</sub>-basierten Kunststoffen. Traditionell werden Kunststoffe durch die chemische Umwandlung von fossilen Rohstoffen wie Erdöl hergestellt, wobei nach vorangehendem Zerlegen (Cracken) des Erdöls erzeugte Monomere (bspw. Ethylen, Propylen, Butylen) zu makromolekularen Polymerkonstrukten verknüpft werden. CO<sub>2</sub> kann jedoch als alternativer Baustein in die Polymerstruktur integriert werden. Dabei gibt es zwei Ansätze: CO<sub>2</sub> wird entweder direkt als Co-Reaktant in die Polymerstruktur eingebaut oder es wird zunächst in kleinere Verbindungen wie Carbonate umgewandelt, die anschließend für die Synthese von Polymeren wie Polyurethanen und Polycarbonaten genutzt werden (ALEXIS ET AL., 2017). Diese CO<sub>2</sub>-basierten Polymere können herkömmliche Kunststoffe in vielen Bereichen ersetzen und gleichzeitig den Kohlenstoff-Fußabdruck reduzieren oder sogar ein negatives GWP erreichen (KUUSELA ET AL., 2021). Erste industrielle Anwendungen umfassen Schaumstoffe für Matratzen und Dämmmaterialien, bei denen CO<sub>2</sub>-basierte Polyurethane eingesetzt werden. Durch die spezifische Reaktivität von CO<sub>2</sub> können zudem neuartige Materialeigenschaften wie eine erhöhte thermische Stabilität oder eine bessere Barrierewirkung entwickelt werden, was das Einsatzspektrum erweitert.

## 9.3. Dauerhafte CO<sub>2</sub>-Speicherung in Produkten

### 9.3.1. Sekundärrohstoff in der Bauindustrie

Für die Herstellung von Zement wird (u. a.) gemahlener Kalkstein (Calciumcarbonat, CaCO<sub>3</sub>) bei hohen Temperaturen gebrannt, wobei sich dieser zu Calciumoxid (CaO) und CO<sub>2</sub> zersetzt (Kalzinierung). Dies führt zu geogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche als (prozessbedingt) unvermeidlich gelten. Wird der Zement mit Zuschlagsstoffen und Wasserzugabe zu Beton weiterverarbeitet, bilden sich zunächst Hydratationsprodukte wie Calciumsilikathhydrate und andere Hydrate und Hydroxide, die für die initiale Festigkeit des Betons sorgen. Im Laufe der Lebensdauer der Betonprodukte können gebildete Calciumhydroxide (Portlandit, Ca(OH)<sub>2</sub>) durch Karbonatisierung wieder atmosphärisches CO<sub>2</sub> aufnehmen. Im Laufe der Lebensdauer können so bis zu 43 % der bei der Zementproduktion entstandenen CO<sub>2</sub>-Emissionen wieder aufgenommen werden (XI ET AL., 2026).

Moderne Recyclingverfahren versuchen, das verbleibende Potenzial von rezykliertem Altbeton zu erschließen, um das gesamte bei der Kalzinierung freigesetzte CO<sub>2</sub> wieder in Kalkstein einzubinden und diesen wieder als Baustoff zu verwenden. Als Beispiel für Forschungsaktivitäten in diesem Sektor ist das Projekt „C<sup>2</sup>inCO<sub>2</sub>“ zu nennen. Wesentliche Bestandteile von „C<sup>2</sup>inCO<sub>2</sub>“ sind zum einen die Entwicklung eines Recyclingverfahrens zur optimierten Aufbereitung von Alt-Beton inklusive einer möglichst sortenreinen Zerkleinerung und Separierung der Einzelfraktionen Zuschlag, Sand und Zementstein. Zum anderen soll ein Karbonatisierungsverfahren zwecks Veredelung und

anschließend vollständiger Wiederverwendung erhaltener Feinst-Rezyklate in der Zement- und Betonproduktion entwickelt werden<sup>23</sup>.

### 9.3.2. Biokohle

Die Herstellung von Biokohle aus organischen Stoffen (vorwiegend Pflanzenmaterial oder organische Abfälle) und die anschließende Einbindung dieser Kohle in den Boden, in unterirdische Speicher oder als Beimengung in Baustoffe wird Biochar Carbon Removal (BCR) genannt. Dieser Prozess generiert Kohlenstoffsenken, welche langfristig und stabil den in der organischen Materie gebundenen Kohlenstoff speichert (SANEI ET AL., 2024). Die Biokohle kann über verschiedene Pfade hergestellt werden. Für trockenes, holzartiges Material bieten sich Pyrolyse und thermochemische Vergasung an, während für nasses, biologisch leicht abbaubares Material hydrothermale Carbonisierungsverfahren verwendet werden. Allen Verfahren gemein ist, dass sie die Biomasse bei hohen Temperaturen (400 – 900 °C) und unter reduziertem Lufteintrag in eine feste, stabile, kohlenstoffreiche Substanz (Biochar, Biokohle) umwandeln.

---

<sup>23</sup> <https://co2-utilization.net/>, Zugriff am 24.02.2025

## 10. Potenzial der CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -speicherung und -verwertung in Tirol

In diesem Kapitel wird das Potenzial zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Speicherung und der -Verwertung speziell für Tirol ausgewiesen. Dabei werden sowohl die aktuelle Situation (Ist-Szenario) als auch eine mögliche Entwicklung im Rahmen des Energie-Zielszenarios Tirol 2050 betrachtet. Die Untersuchung gliedert sich in drei zentrale Kapitel.

**CO<sub>2</sub>-Abscheidepotenziale:** In diesem Kapitel wird untersucht, welche Technologien der CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Tirol technisch und wirtschaftlich umsetzbar sind. Zunächst wird die Methodik erläutert, gefolgt von einer Analyse der aktuellen Emissionsquellen und einer Abschätzung des zukünftigen Potenzials für 2050. Für die aktuellen Emissionsquellen werden zudem Daten aus dem Emissionskataster sowie aus den EU-ETS-Handelszertifikaten herangezogen und extra ausgewiesen.

**CO<sub>2</sub>-Speicherpotenziale:** Hier werden mögliche CO<sub>2</sub>-Speicheroptionen für Tirol analysiert. Nach einer Einführung in die methodischen Ansätze erfolgt eine Bewertung der geologischen und technischen Speichermöglichkeiten sowie eine Einschätzung zur langfristigen Nutzung basierend auf Kap. 9.

**CO<sub>2</sub>-Verwertungspotenziale:** Dieses Kapitel befasst sich mit der Nutzung von CO<sub>2</sub> in möglichen industriellen und wirtschaftlichen Anwendungen.

### 10.1. Abscheidepotenziale in Tirol

Für die Auswertung des Ist-Stands werden folgend zwei Herangehensweisen präsentiert. Einerseits wurden die aktuellen Emissionen aus dem **Emissionskataster** (EG-K) sowie aus den **EU-ETS-Handelszertifikaten** herangezogen und ausgewertet. Andererseits wurde **der Primärenergiebedarf Tirols im Jahr 2021** (Statistik Austria, 2022; EBENBICHLER ET AL., 2024) **mit Emissionsfaktoren** der jeweiligen Energieträger multipliziert, um eine Vergleichbarkeit mit den Daten für das Jahr 2050 herzustellen.

Gemäß der Bundesländer Luftschatstoffinventur 1990-2022 besteht der Großteil der klimawirksamen Treibhausgasemissionen Tirols aus CO<sub>2</sub>. CH<sub>4</sub> bildet mengenmäßig das zweithäufigste Treibhausgas in Tirol und ist im Wesentlichen auf Abfallwirtschaft (Abbau bereits deponierter Abfälle) und Landwirtschaft (v. a. Rinderhaltung) zurückzuführen. N<sub>2</sub>O und F-Gase nehmen deutlich geringere Anteile ein (UBA, 2024). Bei den hier beschriebenen Emissionen bzw. Abscheidepotenzialen, die sich in großen Teilen auf Feuerungsprozesse beziehen, kann daher vereinfacht angenommen werden, dass es sich nahezu vollständig um CO<sub>2</sub> handelt. Daher werden die im folgenden genannten Werte in CO<sub>2</sub> und nicht CO<sub>2</sub>-eq ausgedrückt.

Aufgrund der begrenzten industriellen Infrastruktur in Tirol ist es entscheidend, realistische Abscheidepotenziale zu identifizieren. Deshalb wird zunächst der **technische CO<sub>2</sub> Ausstoß innerhalb Tirols** Grenzen dargestellt und anschließend wird daraus ein **realistisches Abscheidepotential** entwickelt.

## 10.1.1. Methodik CO<sub>2</sub>-Abscheidepotenziale

### Aktuelle Emissionen nach Kataster und EU-ETS Zertifikaten

Bei der Bewertung der EU-ETS-Handelszertifikate sind die geogenen und fossilen Emissionen je Betrieb angegeben. Hierbei wurden die Emissionswerte der „verified Emissions“ für das Jahr 2023 nach Betrieben mit Anlagenstandort in Tirol gefiltert und einem Bezirk zugeordnet. Die Emissionen werden abweichend zu den weiteren Berechnungen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten angeben und sind in Tabelle 20 (Anhang) aufgelistet. Somit ergibt sich eine Summe der Emissionen von **583.796 t CO<sub>2</sub>-eq im Jahr 2023**.

Mithilfe der Daten des Emissionskatasters (EG-K) werden Daten für Anlagen mit einer Leistung größer 2 MW erhoben. In den Daten des Emissionskatasters sind zusätzlich die biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen hinterlegt. Diese Daten wurden ausgewertet und mit den Daten aus dem EU-ETS konsolidiert. Die Datenbank des Emissionskatasters enthält eingemeldete Mengen und Energieträger für das Jahr 2023 (gemäß § 38 Abs. 1 EG-K 2013). Diese Daten werden dann mit einem Emissionsfaktor (in t-CO<sub>2</sub> per Energieinhalt) beaufschlagt, um aus den Energiewerten die Emissionswerte zu ermitteln. Für diese Berechnung werden die Emissionsfaktoren gemäß Tabelle 14 verwendet (UMWELTBUNDESAMT, 2024). Für die Einbindung der EU-ETS Daten wird trotz der Angabe in CO<sub>2</sub>-eq angenommen, dass es sich dabei größtenteils um CO<sub>2</sub> handelt (siehe Einschätzung Kapitel 10.1). Aufgrund dieser Vorgehensweise sind die Abschätzungen als Maximalwerte für das anfallende CO<sub>2</sub> zu verstehen.

Tabelle 14: Emissionsfaktoren für ausgewählte Energieträger laut UMWELTBUNDESAMT (2024).

Brennstoffbezeichnung im EG-K	Brennstoffname in Literatur	Wert	Einheit
(feste) Biomasse	Brennholz naturbelassen	102,1	t CO <sub>2</sub> / TJ
Erdgas	Erdgas <i>Deutschland</i>	56,2	t CO <sub>2</sub> / TJ
Gasförmige Brennstoffe, ausgenommen Erdgas	Mittelwert aus Biogas und Klärgas	97,7	t CO <sub>2</sub> / TJ
Gasöl	Heizöl leicht	74,0	t CO <sub>2</sub> / TJ
Flüssige Brennstoffe, ausgenommen Gasöl	Dieselkraftstoff	74,0	t CO <sub>2</sub> / TJ
Kohle	Steinkohle roh (Kraftwerke, Industrie)	94,3	t CO <sub>2</sub> / TJ

### Technischer CO<sub>2</sub>-Ausstoß innerhalb der Tiroler Grenzen und realistisches Abscheidepotenzial

Um ein einheitliches Bild zu erzeugen und eine Vergleichbarkeit mit den Auswertungen für 2050 zu ermöglichen, wurde ebenso ein zweiter Ansatz zur Aufbereitung der Daten gewählt. Hierbei wurden einerseits der **technische CO<sub>2</sub>-Ausstoß** berechnet und andererseits eine **Abschätzung über die realisierbare Abscheidungsmenge** vorgenommen. Beide Berechnungen basieren auf einer Sammlung von Daten und Statistiken, welche nachfolgend erläutert wird. Die Berechnungen stützen sich insbesondere auf das *Energie-Zielszenario Tirol 2050* (EBENBICHLER ET AL., 2024). Darüber hinaus wurden Unternehmen befragt, Nachhaltigkeitsberichte ausgewertet und eine Zusammenarbeit mit den Projektpartnern sowie der Abteilung Geoinformation der Tiroler Landesregierung durchgeführt. Für das Szenario bis 2050 wurden Themenbereiche, die in der Studie von 2024 (EBENBICHLER ET AL., 2024) noch

nicht berücksichtigt wurden, mit denselben Parametern erweitert. Beispielsweise wurde eine jährliche Produktionssteigerung von 0,8 % auch auf die Emissionsentwicklung übertragen (siehe Kap. 3.6).

Um die **technischen CO<sub>2</sub>-Emissionen** für den Ist-Stand darzustellen, werden die im Zielszenario ermittelten Primärenergiebedarfe je Energieträger verwendet und mit den in Tabelle 14 angeführten Emissionsfaktoren multipliziert. Daraus ergibt sich ein CO<sub>2</sub>-Ausstoß auf Basis des Primärenergiebedarfs. Der Primärenergiebedarf für 2021 und 2050 basierend auf dem Energie-Zielszenario Tirol 2050 (EBENBICHLER ET AL., 2024) ist in Tabelle 15 abgebildet. Außerdem wird bewertet, ob die Energieträger zu Bewertung der CO<sub>2</sub>-Emissionen relevant sind.

Tabelle 15: Primärenergiebedarf für Tirol 2021 und 2050 (EBENBICHLER ET AL., 2024) mit Bewertung der CO<sub>2</sub>-Emissionsrelevanz.

Energieträger	Primärenergiebedarf in TJ		CO <sub>2</sub> -Emissions-Relevanz
	2021	2050	
Biogas	238	1.009	Ja
Brennbare Abfälle	148	1.270	Ja
Erdgas	14.465	0	Ja
Kohle	1.465	0	Ja
Öl	35.701	0	Ja
Summe biogene Stoffe	17.323	13.961	Ja
Summe Erneuerbare	42.378	93.855	Nein
Summe synthetische Kraftstoffe	0	9.078	Ja
<b>Summe</b>	<b>111.718</b>	<b>119.173</b>	-

Für die Darstellung des **realistischen Abscheidepotenzials** wird nur der Endenergiebedarf der Industrie berücksichtigt, da diese Emissionen als Punktquellen angesehen werden. Um eine Einordnung zu ermöglichen, ist der gesamte Endenergiebedarf in Tabelle 16 abgebildet. Die Tabelle zeigt den Gesamtenergiebedarf sowie den Energiebedarf der Produktion (ausgenommen Produktionsgebäude, Landwirtschaft, Dienstleistungen und Sektor Sonstiges) für die Jahre 2021 und als Szenario für 2050.

Tabelle 16: Endenergiebedarf für die Jahre 2021 und als Szenario für 2050. Unterteilung per Energieträger in Gesamtbedarf und Produktions-Bedarf für Tirol.

Energieträger	Gesamter Endenergiebedarf in TJ		Endenergiebedarf Produktion in TJ	
	2021	2050	2021	2050
Öl	35.280	0	1.906	0
Kohle	898	0	863	0

Energieträger	Gesamter Endenergiebedarf in TJ		Endenergiebedarf Produktion in TJ	
	2021	2050	2021	2050
Erdgas	12.571	0	3.965	0
Brennbare Abfälle (nicht erneuerbar)	141	12	141	12
Strom gesamt (WP- und Nicht-WP-Betrieb)	20.136	28.453	7.343	7.434
Holz gesamt	10.966	8.118	1.618	1.244
Umweltwärme gesamt (dezentrale und Groß-Anlagen)	1.108	10.320	1	0
Fern- und Nahwärme gesamt	3.219	4.843	21	22
Solarthermie	1.014	1.233	0	0
Biokohle	0	479	0	477
Synth. H2	0	2.439	0	1.198
Synth. CH4 / Biogas	0	2.924	0	2.795
Biofuels / Biogas for Mobility	1.628	0	0	0
Synth. Fuels / Power2Liquid	0	1.947	0	1.050
<b>Summe</b>	<b>86.962</b>	<b>60.769</b>	<b>15.858</b>	<b>14.232</b>

Einige Wirtschaftszweige und deren Emissionen werden hierbei nicht erfasst. Die Begründungen und die Berechnungsgrundlagen für den Einbezug werden im Folgenden beschrieben.

> **Geogene Emissionen:** Geogene Emissionen sind nicht Teil des Primärenergiebedarfs, da sie aus der Umwandlung von karbonatischen Gesteinen entstehen, beispielsweise durch technische Prozesse wie die Zementproduktion oder die Kalzinierung von Magnesit oder Dolomit für Feuerfestmaterialien. Da diese Emissionen einen großen Teil des Tiroler CO<sub>2</sub>-Ausstoßes einnehmen, werden die geogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen auch für den technischen CO<sub>2</sub>-Ausstoß berücksichtigt. Hierbei wird auf die Daten aus EU-ETS sowie auf Unternehmensbefragungen und Nachhaltigkeitsberichte der entsprechenden Tiroler Firmen zurückgegriffen. Konkret wird ein Anteil an geogenen Emissionen bei der Erzeugung von Feuerfestprodukten von 48 % an den im EU-ETS hinterlegten CO<sub>2</sub>-Emissionen angenommen. Bei der Zementklinkerherstellung entstehen etwa zwei Drittel der Emissionen durch die Freisetzung von mineralisch gebundenem CO<sub>2</sub>, auch hier wird aus den Emissionen laut EU-ETS der entsprechende Anteil als geogen ausgewiesen.

> **Fermentationsanlagen und Abfallmengen:** Die Emissionen aus Kläranlagen und Abfallmengen sind in der Berechnung des Primärenergiebedarfs nicht vollständig berücksichtigt und werden im gegenständlichen Bericht separat angeführt. Diesbezüglich ist zu berücksichtigen, dass die Betrachtung des Primärenergiebedarfs keine Importe und Exporte von Waren einbezieht.

Für das in Kläranlagen produzierte Klärgas wird – gemäß Tabelle 14 – ein Emissionsfaktor von 97,7 t CO<sub>2</sub>/TJ angenommen, wobei der CO<sub>2</sub>-Anteil im Gas berücksichtigt wird. Beim realistischen Abscheidepotenzial wird davon ausgegangen, dass nur der CO<sub>2</sub>-Anteil im Klärgas für eine Abscheidung infrage kommt, da das abgetrennte Biogas in kleinen Verbrennungseinheiten genutzt und nicht an Punktquellen emittiert wird. Allerdings gibt es einen weiteren Fermentationsprozess, der bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung eine Rolle spielen kann: die Bierproduktion. Diese Emissionen werden mit rund 3.800 t CO<sub>2</sub> pro Jahr abgeschätzt.

Die Emissionen aus Abfall werden auf Basis der im Bericht angegebenen Abfallmengen (Daten nach Mitteilung der Abteilung Umweltschutz, Amt der Tiroler Landesregierung auf Basis der EDM-Auswertungen des UBA für das Jahr 2021 sowie WINKLER (2021)) berechnet. Da es in Tirol derzeit keine Abfallverbrennungsanlage gibt, wird der Abfall – und damit auch das beim Verbrennungsprozess freigesetzte CO<sub>2</sub> – größtenteils exportiert. Eine Ausnahme bilden brennbare Abfälle, die als Primärenergie genutzt werden. Die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen werden anteilig am Gesamtabfallaufkommen und den in Tabelle 17 hinterlegten Emissionen berechnet. Im Energie-Zielszenario Tirol 2050 ist eine Müllverwertungsanlage berücksichtigt, weshalb dort auch die Emissionen hinterlegt werden.

Tabelle 17: CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch Abfallaufkommen in Tirol

Quelle	Menge	Einheit	CO <sub>2</sub> Faktor	Abgeleitete CO <sub>2</sub> -Emissionen [t-CO <sub>2</sub> /a]	Literaturquelle
Restmüll	118.653	t	0,91 t CO <sub>2</sub> / t	107.974	Abgeleitet aus BMK (2020)
Sperrmüll	12.007	t	1,36 t CO <sub>2</sub> / t	16.330	Abgeleitet aus BMK (2020)
Klärschlamm	8.500	t (TS)	1,025 t CO <sub>2</sub> / t TS (bei 28 % C-Gehalt) <sup>24</sup>	8.568	HEINRICH ET AL. (2020)
Brauereien	1.002.000 <sup>25</sup>	hl	0,0038 t CO <sub>2</sub> / hl	3.810	BUCHHAUSER (2010)

> **Landwirtschaft und natürliche Flüsse:** In dieser Betrachtung werden keine Emissionen aus der Landwirtschaft oder natürlichen Flüssen ohne Energiegewinnung berücksichtigt. Die Studie fokussiert sich ausschließlich auf Emissionen aus technischen Prozessen, weshalb biogene Brennstoffe wie Holz und Biogas in die Analyse ein-

<sup>24</sup> 28 % entspricht einen Mittelwert aus der Quelle (Heinrich et al., 2020), weiter wird der CO<sub>2</sub> Anteil an C mit dem Faktor 3,6 t-CO<sub>2</sub> / t-C berechnet.

<sup>25</sup> Abschätzung nach Statista (2025) mit der Annahme, dass Tirol etwa 1/10 der Bierproduktion von Österreich erreicht.

bezogen werden. Es wird angenommen, dass bei diesen technischen Prozessen die höchste Anzahl an Punktquellen vorliegt und diesbezüglich Abscheidemöglichkeiten wirtschaftlich am sinnvollsten sind. Dies stellt einen wesentlichen Unterschied zu anderen Bilanzierungen dar, die Gesamtemissionen in CO<sub>2</sub>-eq ausweisen

> **Synthetische Kraftstoffe:** Im Energie-Zielszenario Tirol 2050 wird davon ausgegangen, dass ein Teil des Energiebedarfs mit synthetischen Kraftstoffen bedient wird. Dabei sind die wesentlichen Umwandlungen im Abschnitt 9.2.2 angeführt. In dieser Studie werden nur die Umwandlungen von Strom, Wasser und CO<sub>2</sub> zu Methan und Methanol berücksichtigt. Der Bedarf von 204 t CO<sub>2</sub>/GWh für Methanol und 245 t CO<sub>2</sub>/GWh für Methan wird in der Berechnung berücksichtigt (IEA, 2019). Für 2050 ergibt sich ein Bedarf von 166.124 t CO<sub>2</sub> für die Methanerzeugung und 100.330 t CO<sub>2</sub> für die Methanolerzeugung.

### 10.1.2. Ergebnis und Interpretation der CO<sub>2</sub>-Abscheidepotenziale in Tirol

#### Aktuelle Emissionen nach Emissionskataster und EU-ETS Zertifikaten

In Summe ergibt die Konsolidierung der EG-K und der EU-ETS Daten einen Emissionsausstoß im Jahr 2023 von **914.426 t CO<sub>2</sub>**. Davon sind etwa 43 % fossilen, 29 % biogenen und 28 % geogenen Ursprungs. Eine genaue Verteilung auf die Bezirke kann der folgenden Tabelle entnommen werden, wobei im Bezirk Landeck keine Emissionen registriert wurden. Die höchsten Emissionswerte wurden in den Bezirken Kitzbühel und Kufstein verzeichnet.

Tabelle 18: Unterteilung der Emissionen für Tirol in 2023 nach fossilem, biogenem und geogenem Ursprung auf Basis von EG-K und EU-ETS Daten, Angaben in t CO<sub>2</sub>.

Bezirk	EU-ETS und EG-K Daten			Summe
	fossil	Biogen	geogen	
Innsbruck	10.007	-	-	10.007
Innsbruck-Land	62.861	45.873	-	108.734
Imst	607	14.664	-	15.271
Kitzbühel	160.065	-	138.666	298.731
Kufstein	100.429	178.620	-	279.049
Landeck	-	-	-	-
Lienz	627	23.924	-	24.551
Reutte	57.398	-	119.635	177.033
Schwaz	1.049	-	-	1.049
<b>Tirol</b>	<b>393.044</b>	<b>263.081</b>	<b>258.301</b>	<b>914.426</b>

Abbildung 23 zeigt die Verteilung der Emissionen auf Bezirksebene. Hierbei geben die unterschiedlichen Größen der Kreise eine Spanne an Emissionswerten wieder. Die Farbe steht für den Ursprung der Emissionen: gelb für geogenen, grün für biogenen und blau für fossilen Ursprungs.

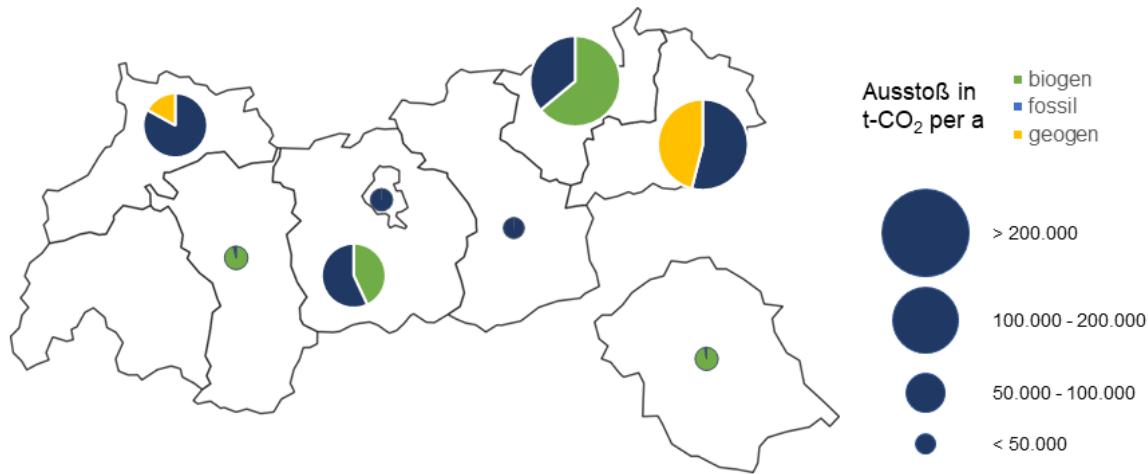


Abbildung 23: Bezirksweise Emissionen für Tirol in 2023 auf Basis von EG-K und EU-ETS Daten – unterteilt in biogen, fossil und geogen.

Da diese Daten auf den vergangenen Meldungen der Unternehmen und Anlagenbetreibenden beruht, wird auf Basis dieser Daten kein Zukunfts-Szenario erstellt; dies folgt im nächsten Abschnitt.

#### Technischer CO<sub>2</sub>-Ausstoß innerhalb der Tiroler Grenzen und realistisches Abscheidepotenzial

Basierend auf der in Kap. 10.1.1 beschriebenen Methodik werden folgend die Ergebnisse in Graphen und Tabellen zusammengefasst. Dabei erfolgt eine differenzierte Betrachtung der Jahre 2023 und 2050 sowie eine Trennung zwischen technischem CO<sub>2</sub>-Ausstoß und realistischem Abscheidepotenzial.

Abbildung 24 zeigt den aktuellen technischen CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Tirol, welcher bei **5.672.613 t für 2023** liegt. Diese Daten basieren auf den Primärenergiebedarf und den damit verbundenen Emissionen. Hier werden auch kleine Emissionsquellen berücksichtigt, welche nur schwer oder unter hohem Energieaufwand sequestriert werden können. Von den angeführten Emissionen sind etwa 64 % fossilen Ursprungs, 32 % biogenen und die restlichen 5 % stammen aus geogenen Umwandlungen. Betrachtet man das realistische Abscheidepotenzial, reduziert sich die Menge auf etwa 16 % der technisch ausgestoßenen Menge. Betrachtet man die Abscheidepotenziale nach Gestehung, so werden die geogenen Emissionen nahezu vollständig abgeschieden, wo hingegen Emissionen fossilen und biogenen Ursprungs in deutlich geringerem Ausmaß abgeschieden werden können. Grund hierfür ist die Annahme, dass geogene Emissionen nur in Großbetrieben ausgestoßen werden und somit eine sichere Punktquelle darstellen. Viele fossile und auch biogene Emissionen fallen in den Bereichen der Mobilität und in den Gebäuden an (vgl. Kap. 5.4), wo sie meist in kleinen Mengen auftreten und eine Abscheidung technisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll darstellbar ist. Ähnliches gilt auch für die Emissionen in der Landwirtschaft.

Ähnliche wie für 2023 ist in Abbildung 24 das Szenario im Jahr 2050 dargestellt. Der technische CO<sub>2</sub>-Ausstoß beträgt in diesem Szenario nur noch etwa 40 % der Emissionen von 2023. Dies ist jedoch nicht auf eine Reduktion des Gesamtenergiebedarfs zurückzuführen – dieser steigt für die Primärenergieerzeugung sogar leicht an (siehe Tabelle 15). Ausschlaggebend für die Emissionsminderung ist vielmehr die Umstellung auf erneuerbare Energien. Neu hinzu kommen synthetische Kraftstoffe, die zwar aus erneuerbaren Quellen hergestellt werden, aber bei der

Verbrennung weiterhin CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen. Da diese energieintensiven Kraftstoffe hauptsächlich in der Industrie eingesetzt werden, kann mehr als die Hälfte der entstehenden Emissionen an Punktquellen abgeschieden werden. Zusätzlich trägt der andiskutierte Bau einer Müllverwertungsanlage dazu bei, dass im Jahr 2050 ein größerer Anteil der Emissionen aus dem Abfallsektor sequestriert werden kann. Zusätzlich ist in Rot der CO<sub>2</sub>-Bedarf für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen an (s. Kap. 9.2.2 und 10.1.1) angegeben. In Tabelle 19 sind die genauen Zahlenwerte hierzu gelistet. Dadurch wird die Veränderung des technischen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes von 2023 bis 2050 sichtbar. Während die geogenen Emissionen weitgehend konstant bleiben, ist ein deutlicher Rückgang der fossilen Emissionen zu erkennen. Die biogenen Emissionen bleiben hingegen nahezu stabil. Zudem wird ersichtlich, dass der CO<sub>2</sub>-Bedarf für die Produktion synthetischer Kraftstoffe durch das realistische Abscheidepotenzial vollständig gedeckt werden könnte.

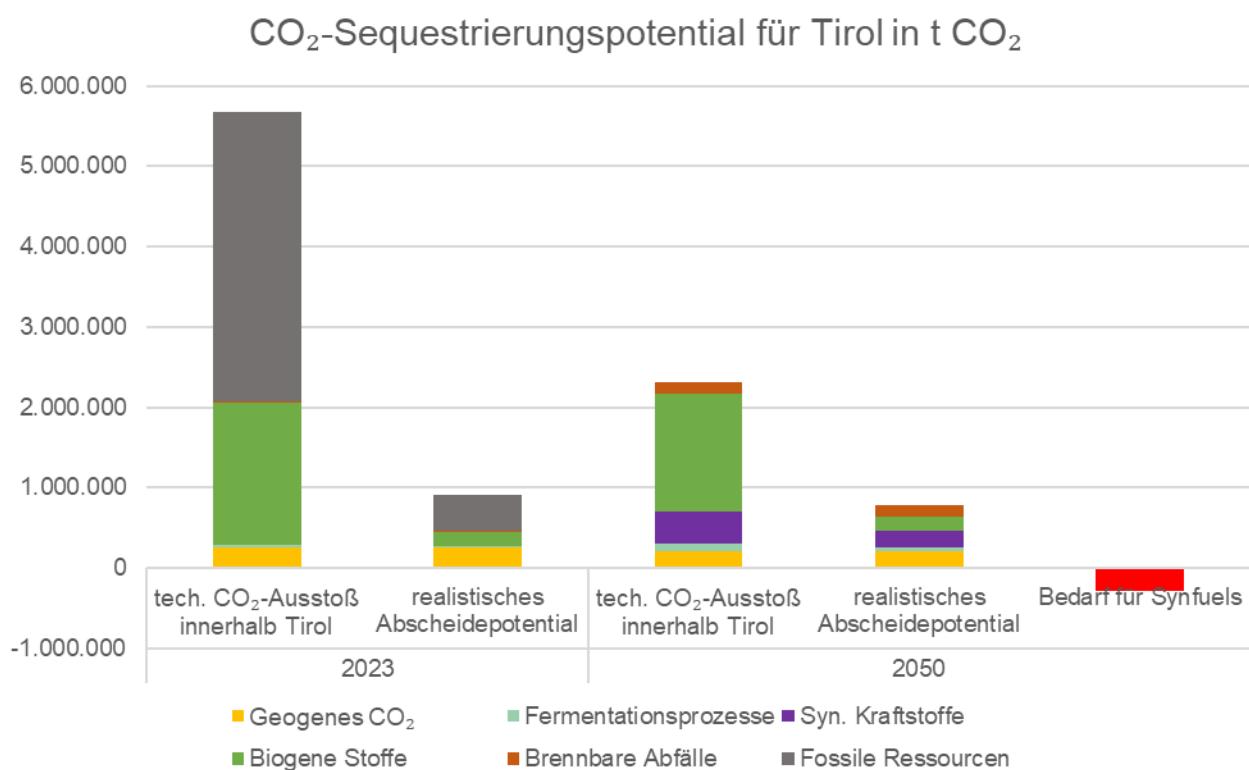


Abbildung 24: Technischer CO<sub>2</sub>-Ausstoß und realistisches CO<sub>2</sub>-Abscheidepotenzial für 2023 und 2050 gemäß Energie-Zielszenario Tirol 2050 sowie CO<sub>2</sub> Bedarf für synthetische Kraftstoffe.

Tabelle 19: Technischer CO<sub>2</sub>Ausstoß und realistisches CO<sub>2</sub>-Abscheidepotenzial für 2023 und 2050 gemäß Energie-Zielszenario Tirol 2050.

CO <sub>2</sub> -Emissionen	2023		2050	
	techn. CO <sub>2</sub> -Ausstoß	realistisches Abscheidepotenzial	techn. CO <sub>2</sub> -Ausstoß	Realistisches Abscheidepotenzial
Biogene Stoffe	1.778.637	172.093	1.464.916	178.992
Brennbare Abfälle	16.801	16.033	144.168	144.168
Fermentationsprozesse	25.369	12.377	96.123	52.824
Fossile Ressourcen	3.593.506	445.392	0	0
Geogenes CO <sub>2</sub>	258.301	258.301	210.244	210.244
Synthetische Kraftstoffe	0	0	392.683	205.018
<b>Summe</b>	<b>5.672.613</b>	<b>904.196</b>	<b>2.308.135</b>	<b>791.246</b>

Abbildung 25 fasst die Emissionen nach Herkunft zusammen. Der Rückgang fossiler Emissionen wird hier nochmals ersichtlich. Gleichzeitig zeigt sich eine Zunahme der biogenen Emissionen von 2023 bis 2050. Die geogenen Emissionen werden sowohl 2023 als auch 2050 als zu 100 % realistisch abtrennbar eingestuft. Bei den fossilen Emissionen gelten:

- > 2023 etwa 13 % als realistisch abtrennbar,
- > 2050 hingegen 100 % realistisch abtrennbar.

Für biogene Emissionen liegt das realisierbare Abscheidepotenzial bei:

- > 10 % im Jahr 2023,
- > 22 % im Jahr 2050.

Die fossilen Emissionen umfassen alle fossilen Ressourcen sowie brennbare Abfälle. Die biogenen Emissionen setzen sich aus biogenen Stoffen, Fermentationsprozessen und synthetischen Kraftstoffen zusammen.

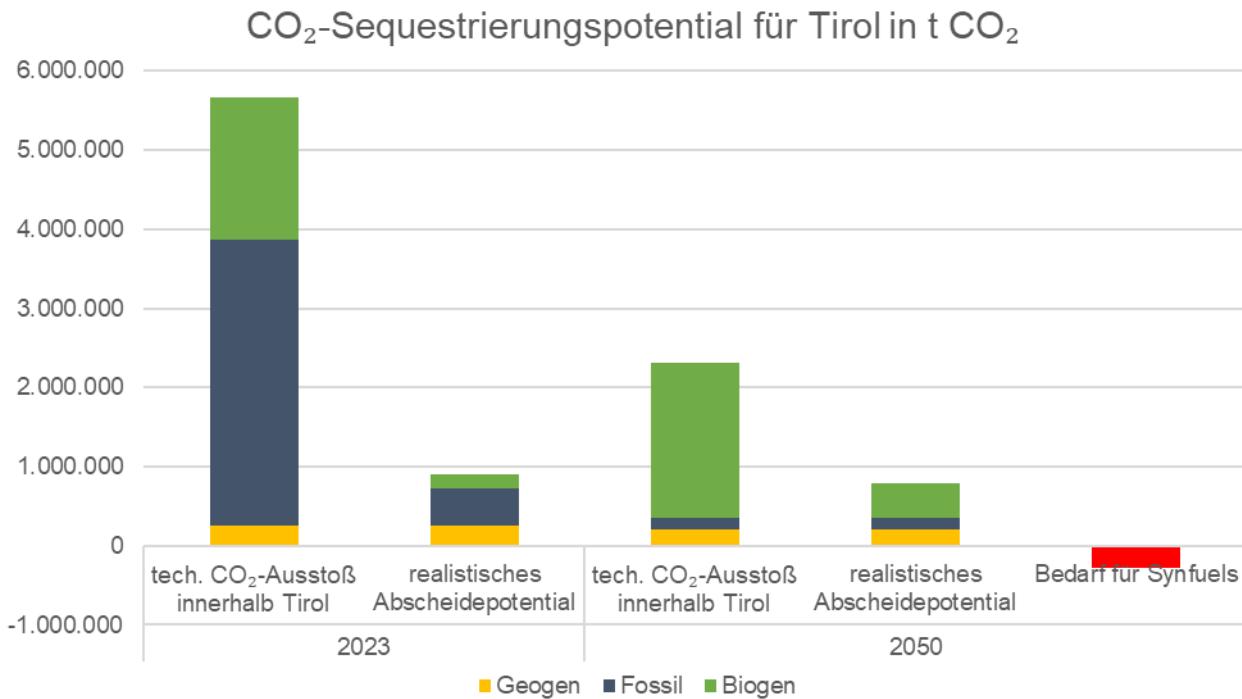


Abbildung 25: Technischer CO<sub>2</sub>-Ausstoß und realistisches CO<sub>2</sub>-Abscheidepotenzial für 2023 und 2050 gemäß Energie-Zielszenario Tirol 2050 – aufgeteilt in geogene, biogene und fossile Emissionen.

### 10.1.3. Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse

Für das Jahr 2023 kann auf Basis des Primärenergiebedarfs ein technischer CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Tirol von etwa 5,67 Mio. t CO<sub>2</sub> ermittelt werden. Davon entfallen laut Berechnungen ca. 0,90 Mio. t CO<sub>2</sub> auf Punktquellen. Diese Werte sind nahezu deckungsgleich mit den Emissionsdaten aus EG-K und EU-ETS, die 0,91 Mio. t CO<sub>2</sub> ausweisen. Der Unterschied zwischen den Daten des realistischen Abscheidepotenzials und den EG-K/EU-ETS-Daten liegt darin, dass letztere ausschließlich gemeldete Anlagen mit einer Leistung von über 2 MW erfassen. Die spezifischen Emissionen laut UBA liegen bei 1,16 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq. Für eine bessere Vergleichbarkeit wurden die Daten des UBA so gefiltert, dass sie in den Sektoren Industrie, Abfallwirtschaft und Energie den Punktquellen-Emissionen aus den eigenen Berechnungen möglichst nahekommen. Der Unterschied von ca. 0,16 Mio. t CO<sub>2</sub> zwischen den Berechnungen ergibt sich aus zwei Faktoren:

- > Das UBA rechnet in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten, sodass auch Methan- und Stickoxid-Emissionen einbezogen werden, was die Werte erhöht.
- > Das UBA berücksichtigt keine biogenen Emissionen, wodurch sich der Unterschied teilweise wieder ausgleicht.

Ein ähnliches Muster zeigt sich bei den Gesamtermissionen. Das UBA berechnet 4,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-eq, die angeführten Berechnungen ergeben mit 5,67 Mio. t CO<sub>2</sub> etwa 1,1 Mio. t mehr. Dieser Unterschied ist primär darauf zurückzuführen, dass das UBA biogene Emissionen ausschließt, während sie in den hier präsentierten Berechnungen

berücksichtigt werden. Insgesamt dient diese Analyse als Plausibilitätsprüfung, die in der folgenden Darstellung (Abbildung 26) grafisch veranschaulicht wird.

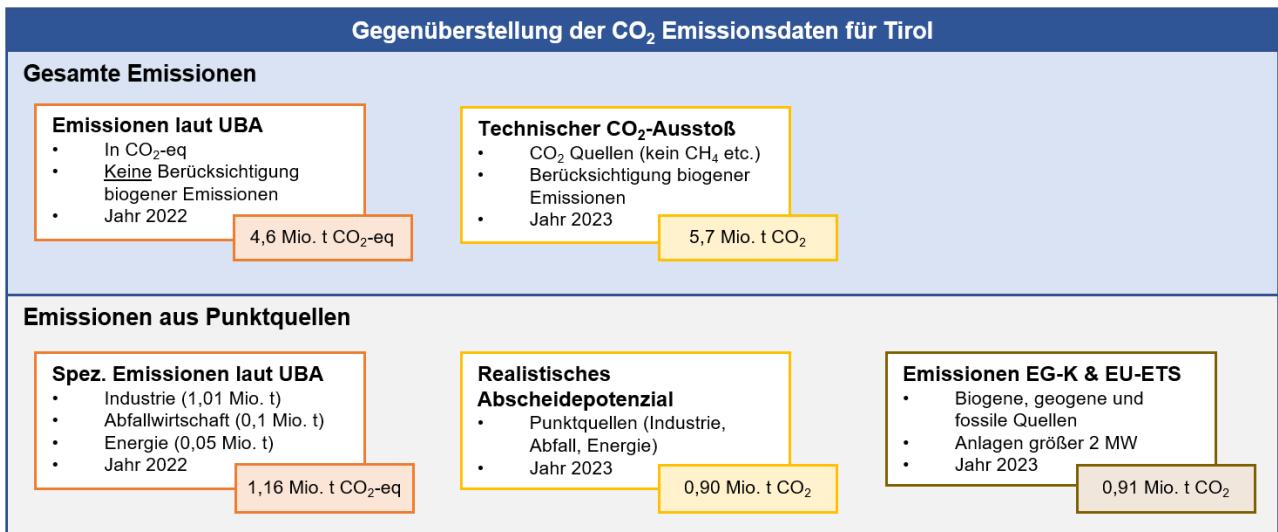


Abbildung 26: Gegenüberstellung der Tiroler CO<sub>2</sub>-Emissiondaten gemäß UBA und eigenen Berechnungen.

Angemerkt sei an dieser Stelle, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche Abscheidung von CO<sub>2</sub> für die kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) Tirols kaum umsetzbar ist. Dazu sind weitere Maßnahmen im Bereich der anwendungsorientierten Forschung (z. B. durch Bündelung vorhandener Kompetenzen an Universitäten und Fachhochschulen) und spezifische Umsetzungskonzepte und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für CO<sub>2</sub>-Abscheidungen an peripheren Standorten notwendig.

## 10.2. Speicherpotenziale

Im Folgenden werden verschiedene Speicherpotenziale für CO<sub>2</sub> basierend auf deren Verbreitung und den geologisch-technischen Gegebenheiten unter Berücksichtigung des verfügbaren Informationsstandes bewertet sowie ein Ausblick auf die mögliche CO<sub>2</sub>-Speicherung in Produkten (Biokohle) gegeben.

### 10.2.1. Salz-Kavernen

In Österreich gibt es mehrere Salzvorkommen, die vor rund 250 Mio. Jahren ab dem Oberperm bis in die Untertrias gebildet wurden. Durch tektonische Grabenbrüche kam es zu lokalen Absenkungen und der Ausformung von lokalen Sedimentbecken, Gräben und flachen Lagunen, in die periodisch Meerwasser eindringen konnte. Durch einen Wechsel aus Verdunstung und Überflutung bildeten sich mehrlagige, mächtige Salz- und Evaporit-Horizonte, welche (teilweise) im Zuge der alpinen Gebirgsbildung in den alpinen Deckenstapel eingebaut wurden. Durch das plastische Fließverhalten des Salzes unter Druck und den dichtegetriebenen Auftrieb des Salzes bildeten sich die heutigen Salzstöcke u. a. in den nördlichen Kalkalpen. Historisch sind vor allem die Vorkommen im Salzkammergut (Hallstatt, Bad Ischl und Altaussee) von Bedeutung, wo teilweise schon seit der Bronzezeit Salz abgebaut wurde. Aber auch in Tirol wurde im Halltal mindestens seit dem 13. Jahrhundert Salz abgebaut (Abbildung 27). Die

österreichischen Salzvorkommen befinden sich in der Fazies des ostalpinen Haselgebirges, welches eine Mischung aus Steinsalz, Anhydrit, Sandstein und Tonstein darstellt, die durch die Salztektonik geformt wurde. Von den österreichischen Salzvorkommen werden noch Hallstatt, Bad Ischl und Altaussee bewirtschaftet, Hallein und Hall in Tirol wurden stillgelegt.

Zum Speicherpotenzial der österreichischen Salzvorkommen liegen keine konkreten Studien vor. Aufgrund der geringen vertikalen Dimension der Salzvorkommen (Mächtigkeit zwischen 500 und 1.000 m (SPÖTL, 1989) und der Stabilitätsproblematik gehen SCHARF ET AL. (2006) davon aus, dass die österreichischen Salzvorkommen nicht für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung genutzt werden können. Zudem ist eine Nutzung des Tiroler Vorkommen im Halltal durch die Lage in einem Natura-2000 Gebiet (Naturpark Karwendel) genehmigungstechnisch fragwürdig. Durch die tektonische Beanspruchung während der Genese (u. a. SPÖTL (1989)) und die rezente tektonische bzw. seismische Aktivität im Inntal (REITER ET AL., 2018) und damit zusammenhängend die geotechnisch schlechte Eignung des Salzvorkommens (SHI ET AL., 2005), die oberflächennahe Exposition des Salzvorkommens und kaum vorhandene infrastrukturelle Anbindung des Vorkommens ist in Tirol **kein CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial in Salzvorkommen vorhanden**.

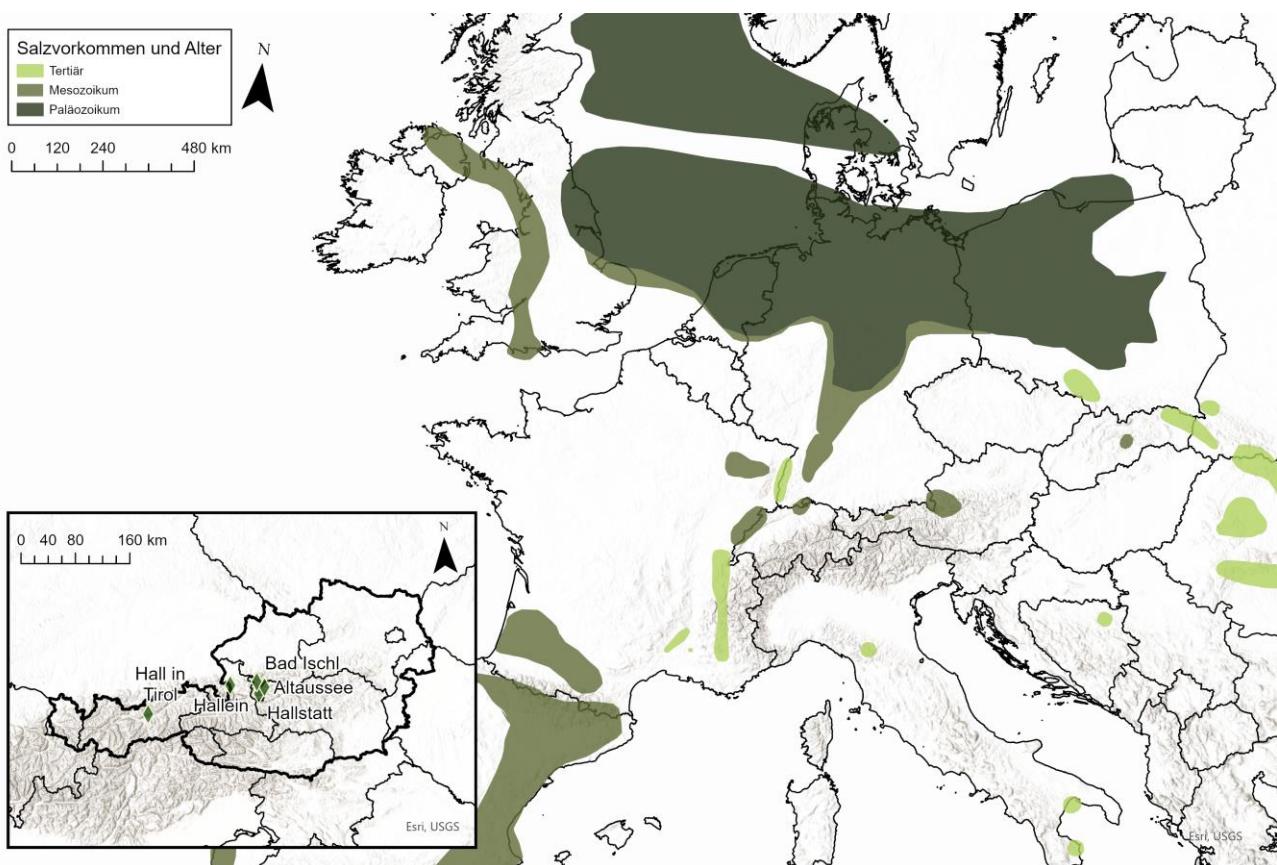


Abbildung 27: Salzvorkommen in Europa sowie Lage der österreichischen Lagerstätten und Vorkommen, Datenbasis: CAGLAYAN ET AL. (2020) und BLANCO ET AL. (2018).

## 10.2.2. Bestehende Untertagebauwerke

In Tirol gibt es neben zahlreichen kleinen, historischen Bergwerken auch eine kleine Anzahl an größeren Untertagebauwerken (Abbildung 28):

- > ehem. Kohlebergbau Bad Häring,
- > ehem. Kupferbergbau Brixlegg (z. B. Reviere Klein- und Großkogel),
- > ehem. Blei-Zink-Abbau Dirstentrift (Nassereith),
- > ehem. Silberbergbau Schwaz (z. B. Reviere Rotenstein, Falkenstein),
- > Untertageverlagerungen aus Kriegszeiten (z. B. zur Flugzeugproduktion, sofern nicht gesprengt) (u. a. Kematen (Seelachs), Schwaz (Stichling)) und
- > div. Fluchtstollen.

Viele Untertagebauwerke in Tirol liegen in der Nähe zu besiedelten Gebieten. Somit könnte die Nutzung dieser Bauwerke als CO<sub>2</sub> Speicher v. a. bei (angedachter) Verwendung als thermische Speicher potenziell mit anderen Nutzungsmöglichkeiten konkurrieren. Die unterirdischen Strukturen bieten aufgrund der konstanten Umgebungstemperaturen ideale Bedingungen zur Wärmespeicherung und spielen bereits heute in Konzepten der Energiewende eine Rolle als saisonale Wärmespeicher für Fernwärmennetze (z. B. Projekt HEATSTORE<sup>26</sup> oder PUSH-IT<sup>27</sup>).

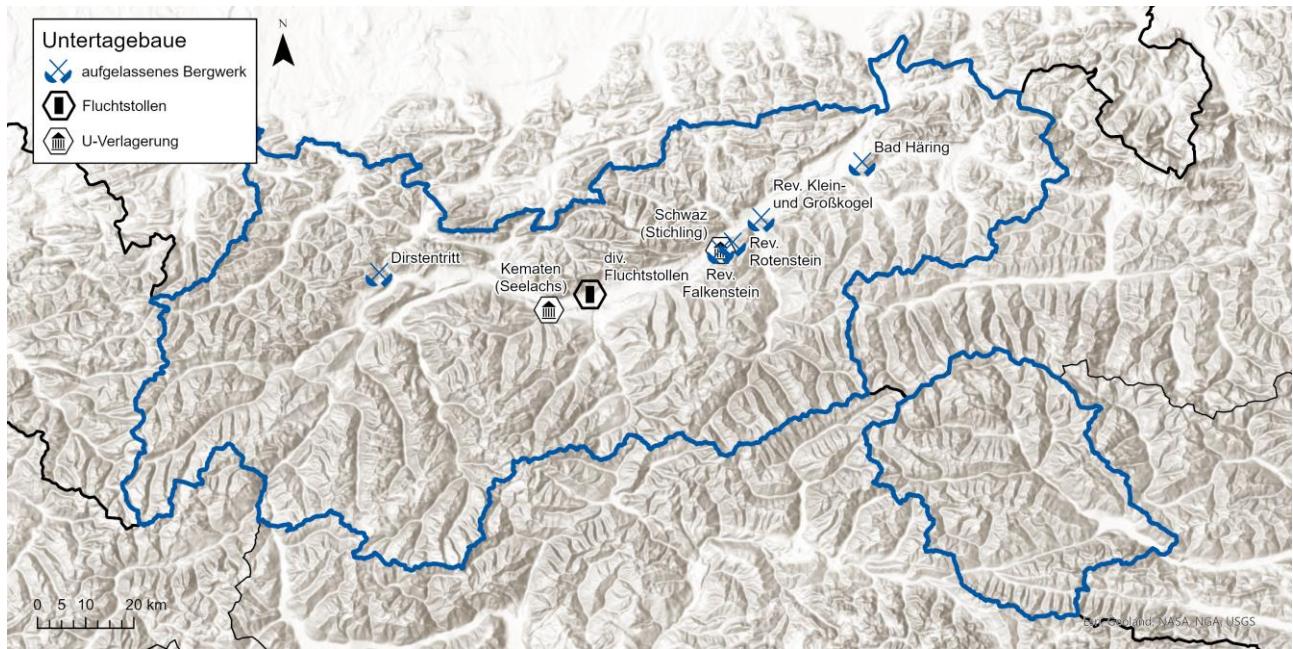


Abbildung 28: (Größere) Untertagebauwerke in Tirol.

<sup>26</sup> <https://www.heatstore.eu/index.html>, Zugriff am 18.12.2024

<sup>27</sup> <https://www.push-it-thermalstorage.eu/>, Zugriff am 18.12.2024

Auch wenn die Nutzung bestehender Untertagebaue zur CO<sub>2</sub>-Speicherung eine theoretische Möglichkeit darstellt, bereits vorhandene Infrastrukturen wieder zu verwenden, so birgt dies erhebliche technische und wirtschaftliche Herausforderungen. Die Abdichtung der Hohlräume ist mitunter komplex und kostenintensiv, zumal erst durch Drucktests (bis zu 130 % des lithostatischen Drucks gemäß PIJSESENS ET AL. (2004)) eine tatsächliche Leckagesicherheit nachgewiesen werden müsste. Zudem bestehen durch die Nähe zu oft dicht besiedelten Gebieten erhebliche Nutzungskonflikte zur möglichen Umsetzung von unterirdischen thermischen Speichern für Wärmenetze. Im Falle des Pb-Zn-Vorkommens Dirstentritt wird der tiefstgelegene Grubenbereich (Wendelinstollen) auch zur Trinkwasserversorgung und Stromgewinnung genutzt. Zudem scheinen die Tiefenstrukturen der bestehenden Untertagebaue wenig für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung geeignet: PIJSESENS ET AL. (2004) geben an, dass der seichteste Horizont zumindest in 500 m u. GOK liegen sollte. Damit **scheiden die bestehenden Tiroler Untertagebaue für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung aus** und sollten vorzugsweise für eine allfällige thermische Nutzung in Betracht gezogen werden.

### 10.2.3. Ausgeförderte Erdöl- und Erdgasfelder

In Österreich gibt es durchaus Speichermöglichkeiten in den Kohlenwasserstoff-Feldern im Wiener Becken, Niederösterreich, Salzburg und Oberösterreich (Abbildung 29). Laut „Beitrag des Wissenschaftsbeirats zur CMS“ (BACH ET AL., 2024) sind aufgrund des guten Kenntnisstandes über die vorhandenen Kohlenwasserstoff-Felder die Speicherkapazitäten und -eignungen gut abschätzbar. Zudem stellen diese Speichermöglichen relativ schnell verfügbare CO<sub>2</sub>-Speicher in Österreich dar und könnten theoretisch schon ab 2030 zur Verfügung stehen. Die Gesamt-Speicherkapazität liegt geschätzt bei 150 bis 250 Mt, die der sieben größten Felder bei insgesamt zwischen 100 und 150 Mt. Gemäß BACH ET AL. (2024) (sowie Literaturangaben darin) wäre eine jährliche Speicherung von bis zu 6 Mt/Jahr hierin möglich. In Tirol sind keine **Kohlenwasserstoff-Felder** bekannt, die für eine Speicherung genutzt werden könnten. Daher liegt innerhalb Tirols **kein Speicherpotenzial** vor.

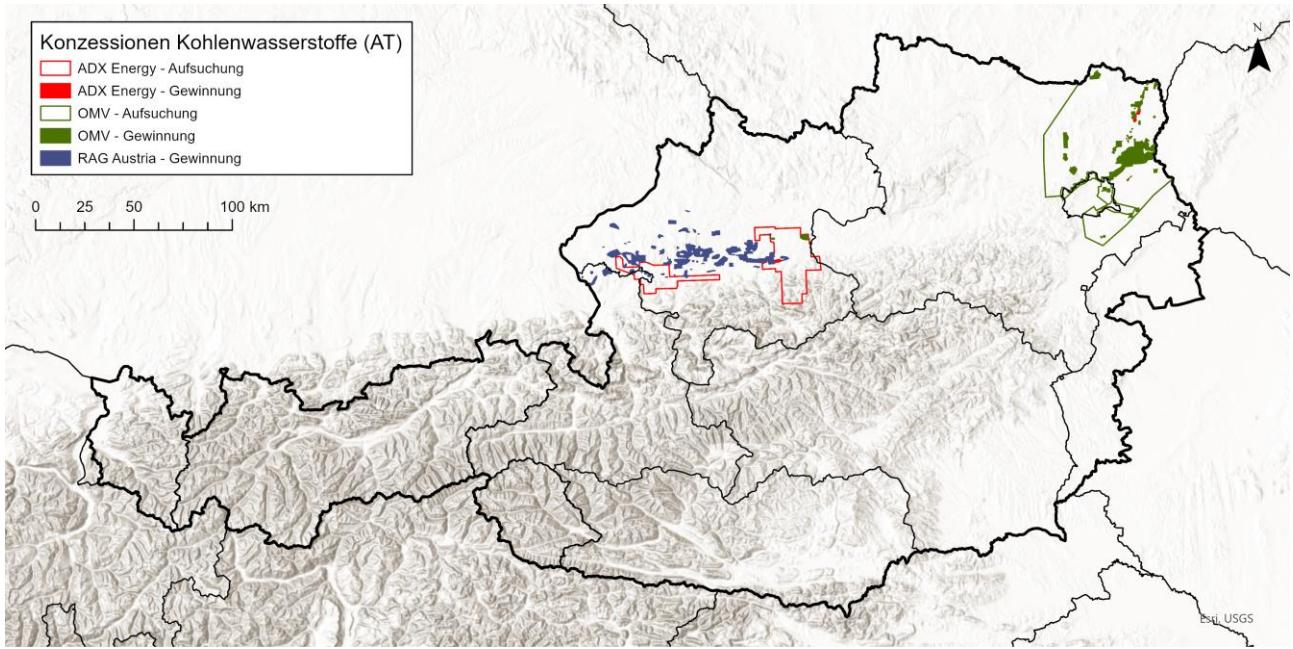


Abbildung 29: Kohlenwasserstoff-Vorkommen (Erdöl, Erdgas) in Österreich. Datenbasis Erdöl- und Erdgasstatistik 2023 (GeoSpehre Austria, HÖLZEL (2024))

#### 10.2.4. Salinare Aquifere

Für Österreich liegen erste Einschätzungen zum Vorhandensein, zur Ausbreitung und zum möglichen (theoretischen) Potenzial der geologischen Speichermöglichkeiten in salinaren Aquiferen aus einer Studie der GEOSPHERE AUSTRIA (KULICH ET AL., 2023), dem Evaluierungsbericht zum Verbot der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> (BMF, 2024) sowie Berichten bzw. Einschätzungen im Zuge der Erstellung der Carbon Management Strategie Österreich (BACH ET AL., 2024; BMF ET AL., 2024) vor.

Gemäß KULICH ET AL. (2023) gibt es in den großen tektonischen Beckeneinheiten Österreichs – Molasse-Becken, Wiener Becken sowie Steirisches Becken – insgesamt 33 potenzielle Formationen resp. Gebiete, in denen vermutet wird, dass dort salinare Aquifer-Systeme bestehen, welche potenziell zur Speicherung von H<sub>2</sub>, Druckluft und Wärme, aber auch CO<sub>2</sub> genutzt werden könnten oder auch für eine geothermische Nutzung herangezogen werden könnten (Abbildung 30). Die Informationen dafür stammen vor allem aus der Kohlenwasserstoff-Exploration (Bohrkerndaten, Bohrlogs, geophysikalische Untersuchungen). Nach KULICH ET AL. (2023) weisen insbesondere die Sandsteine und Konglomerate mit geeigneten Porositäten und Permeabilitäten gute Reservoir-eigenschaften und große Potenziale für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung auf. In den vorhandenen kalkalpinen Einheiten sind voraussichtlich inhomogen verteilte Speicherpotenziale durch Kluftaquifere gegeben, jedoch sind auch tektonische Beanspruchungen hinsichtlich der Seal-Integrität zu prüfen – ein Formationstest („leakoff Test“) wird dabei zur Integritätsprüfung der Speicherhorizonte und Deckgesteine empfohlen. Nach der Einschätzung des Wissenschaftsbeirates zur CMS (BACH ET AL., 2024) liegt das Potenzial für die CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten in salinaren Aquiferen im Gigatonnen-Bereich. Aus dem europäischen Projekt CO2StoP (POULSEN ET AL., 2014) liegen erste (grobe) Einschätzungen für die in Österreich vorhandenen Speicherkapazitäten in salinaren Aquiferen vor. Auch wenn darin keine spezifische Berechnung aufgrund der verfügbaren Datenlage möglich war, so wurde von österreichischer Seite angegeben, dass sechs Speichereinheiten mit einer mittleren Speichergröße von 19.600 Mio. t bestehen. Durch den geringen Kenntnisstand sind jedoch aufwändige Explorationen und Reservoir-Untersuchungen notwendig, sodass **diese Speicherstätten voraussichtlich erst ab 2030 bis 2040 zur Verfügung stehen könnten**. Dennoch wären diese Speicher vsl. früher verfügbar als alternative geologische Speicheroptionen im europäischen Ausland, die einen grenzüberschreitenden CO<sub>2</sub>-Transport inkl. entsprechender Infrastruktur benötigen (BACH ET AL., 2024; SCHÜTZENHOFER ET AL., 2024).

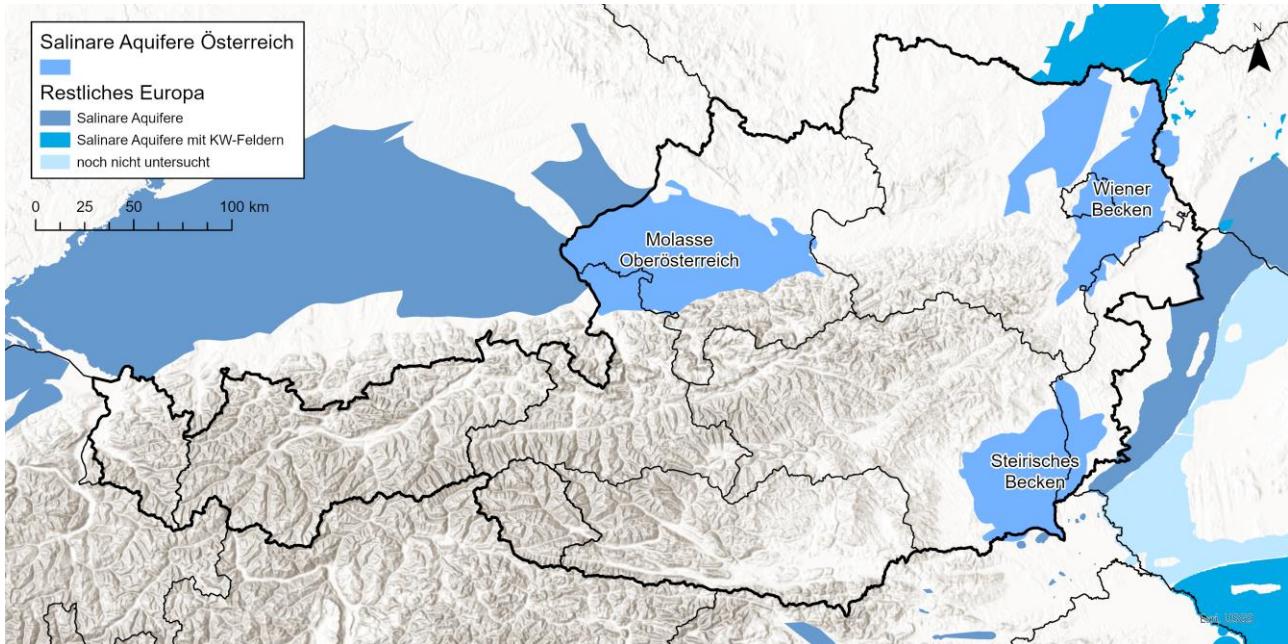


Abbildung 30: Großräumige Vorkommen von salinaren Aquiferen in Österreich und Umgebung (nach POULSEN ET AL. (2014) & KULICH ET AL. (2023)).

In Tirol gibt es – abgesehen von den neogenen, in Zusammenhang mit großen Störungslinien aktiven Senkungs-  
zonen im Bereich des Tiroler Unterinntals (ORTNER ET AL., 2014) – große Bereiche glazialer Übertiefung bspw. ent-  
lang des gesamten Inntals, des Ziller- und Gurgltals (PREUSSER ET AL., 2010) sowie dem Lienzer Becken (BURSCHIL  
ET AL., 2019). Zudem stellen die lokalen, kleinräumigen Gosau-Gruppen-Vorkommen in den Nördlichen Kalkalpen  
weitere Beckenbildungen dar (WAGREICH ET AL., 1994). Zur Tiefenstruktur des Inntals gibt es durch geophysikalische  
Untersuchungen (WEBER et al., 1990; WEBER, 1990) und durch abgeteufte Tiefbohrungen (Rum, Flughafen  
Innsbruck, Kramsach, Wattens, Wörgl, Bad Häring, Kössen) Informationen zur Tiefenstruktur der Talverfüllung.  
Zum Lienzer Becken liegen lediglich geophysikalische Untersuchungen vor, Informationen aus tieferen Bohrungen  
fehlen (BURSCHIL ET AL., 2019). Deutlich weniger Informationen liegen hinsichtlich der neogenen Einheiten im Un-  
tergrund vor, die nur vereinzelt in Bohrungen erschlossen wurden.



Abbildung 31: Beckeneinheiten in Tirol mit potenziellen Vorkommen von salinaren Aquifern (ohne lokale Gosauvorkommen). Quellen: GRUBER ET AL. (2003), ORTNER ET AL. (2014), GRUBER (1997), PREUSSER ET AL. (2010).

## Inntal

Im Unterinntal existieren mehrere Bereiche, wo durch tektonische Subsidenz (Absinken) und Scherung entlang von Störungen in der geologischen Geschichte durch Ablagerung entsprechender Sedimentgesteine die Bedingungen für das Vorkommen von salinaren Aquifern geschaffen wurden. Dazu gehören die grob- und feinklastische Sedimente der Gosau-Gruppe, aber auch das Unterinntaltertiär – ebenso zusammengesetzt aus klastischen Sedimenten und teilweise Kalken (GRUBER, 1997). Die Ablagerungen wurden später weiter eingeengt, zerschert (ORTNER ET AL., 2014) und teilweise während der Eiszeit durch Gletscher neuerlich ausgeschürft und durch glazogene, fluviatile und lakustrine Sedimente verfüllt.

Die tektonisch vorgeformten Sedimentbecken des **Unterinntals** können lagemäßig grob in einen westlichen und östlichen Bereich unterteilt werden und befinden sich im Bereich zwischen Jenbach und Bad Häring sowie von Kufstein über Walchsee bis nach Reit im Winkl. Die linsenförmigen Becken weisen eine Längserstreckung von je rund 30 km auf. Ihre maximale Breite beträgt ca. 3 km (ORTNER ET AL., 2014).

Der **westliche Bereich** wurde durch die Tiefbohrung Kramsach bis auf -1.654 m u. GOK erschlossen. Die quartäre Talfüllung wurde dabei in einer Mächtigkeit von 372 m angetroffen und ist vorwiegend aus Lockersedimenten – u. a. mit gut wasserführenden Kiesen – aufgebaut, die jeweils von tonreichen Schichten getrennt werden (insgesamt drei Grundwasser-Stockwerke) (GASSER, 2000). Von -372 bis -1.400 m u. GOK wurden tertiäre Ablagerungen – vermutlich die Oberangerberg-Formation – vorwiegend mit Ton- und Siltsteinen angetroffen, die Hinweise auf eine starke tektonische Beanspruchung aufweisen. Unterliegend wurden bis zur Endteufe Gesteine vermutlich der Muschelkalkgruppe angetroffen, die aus Dolomiten und Kataklastiten bestehen. In den Karbonaten wurden stark

leitfähige salinare Tiefengrundwässer (bis zu 5.500 µS/cm) mit einem Alter zwischen 15.000 bis 20.000 a angetroffen. Laut GASSER, (2000) sind die Grundwässer vermutlich an Kluftaquifere gebunden, die sich über ein kommunizierendes Störungsnetz entlang des Inntales ausbreiten und besitzen die Voraussetzung für eine Einstufung als Thermalwasser und Heilwasser. Im Raum Bad Häring – Kössen beinhalten die tertiären Ablagerungen auch Kohlevorkommen (Kapitel 10.2.5) die bergmännisch abgebaut wurden. Der Großteil der beim Bergbau durchörterten Sedimentgesteine ist SCHULZ ET AL. (1991) zufolge Mergel und wurde bis auf ca. 600 m u. GOK erschlossen. Richtung Inntal ist die Talfüllung vermutlich noch tiefer, bevor vermutlich Hauptdolomit ansteht. Während der aktiven Abbaizeit stellten die Zutritte von Grubenwässern immer wieder Herausforderungen für den Bergbau dar. 1951 wurde zur Kohleexploration eine Tiefbohrung in Niederholz auf 300 m abgeteuft, bei der eine Schwefelquelle angefahren wurde, die 1953 zur Heilquelle anerkannt wurde<sup>28,29</sup>. HEISSEL (1951) zufolge liegt die Trias-Oberfläche im Bereich der Inntalschleife sehr variabel zwischen 650 und 230 m u. GOK, die Oberkante des Tertiärs zwischen 185 und 80 m u. GOK. Im Bereich Langkampfen bestehen die Grundwasservorkommen aus mehreren Stockwerken, wobei das oberste aus Ausanden und Kiesen (bis 25 m Teufe) besteht, das nach unten hin durch einen Aquitard aus siltigen Feinsanden von tiefer gelegenen Grundwasserstockwerken getrennt ist (SCHÖNLAUB ET AL., 1996). POSCHER (1993) unterscheidet im Unterinntal zwischen drei Grundwasserstockwerken, wobei das Stockwerk A den hangenden Bereich umfasst und durch einen stauenden Horizont vom Stockwerk B getrennt ist, dessen Tiefenlage nach Osten laut Tiefbohrungen von Innsbruck Flughafen (220-287 m), Wattens (195-245 m) und Wörgl (65-150 m) abnimmt. Das tiefste Stockwerk wurde in der Tiefbohrung Wattens in 350 m Teufe angetroffen (POSCHER, 1993).

Im **östlichen Bereich** bei Eiberg weisen die Gosauselemente nach GRUBER (1997) eine Mächtigkeit von rund 180 m auf. Gemäß Profilschnitten von ORTNER ET AL. (2001) kann davon ausgegangen werden, dass die Oberangerberg-Formation in den durch Störungen im Norden (und teilweise im Süden, bspw. Raum Durchholzen) begrenzten Becken eine Mächtigkeit von bis zu 800 m aufweist. Die Grenze zum prä-tertiären Untergrund liegt im östlichen Bereich bei Kössen in einer Teufe von vermutlich 1.000 m. Durch die Einengung im Zuge der Orogenese erstrecken sich in den Becken WSW-ENE-streichende Synkinalen, welche unter anderem ein Schichteinfallen nach NNW zu Folge haben – mit entsprechenden Oberflächenaufschlüssen der am Faltenscheitel tief gelegenen Einheiten am Südrand der Becken.

In der **Umgebung von Innsbruck** existieren sowohl durch geophysikalische Untersuchungen als auch die Tiefbohrung Wattens Kenntnisse über die Tiefenverhältnisse der Talverfüllung. Geophysikalische Untersuchungen insbesondere auch aus dem Tiroler Oberland lassen vermuten, dass sich die Felsoberkante in einer Teufe von rund 1.000 m u. GOK befindet. In ca. 300 bis 400 m Teufe befindet sich eine quartäre Talfüllung aus überkonsolidierten, glazigenen Sedimenten (WEBER, 1990; PREUSSER ET AL., 2010). Westlich von Innsbruck wird vermutet, dass sich die Felsoberkante in einer Teufe zwischen 700 bis 900 m befindet und das Top der überkonsolidierten quartären Ablagerungen in ca. 400 m Teufe liegt (GRUBER ET AL., 2003; PREUSSER ET AL., 2010). Durchgehende Leithorizonte waren aus den geophysikalischen Untersuchungen jedoch nicht erkenntlich. Stauende Schichten (bspw. Seetone und Deltaablagerungen) sind in teilweise mehreren hundert Metern Mächtigkeit lokal vorhanden, jedoch lateral auslaufend (W-E Erstreckung ca. vom Ötztal bis Völs) (GRUBER ET AL., 2003). Unter diesen wird ein mächtiges Grundwasserstockwerk erwartet (TOLLMANN, 1991).

<sup>28</sup> <https://kmk-badhaering.jimdoweb.com/chronik/geschichte-des-h%C3%A4ringer-kohlenbergbaues/>, Zugriff am 08.01.2025

<sup>29</sup> [https://www.uibk.ac.at/de/geologie/schauaammlung\\_cs/haering/](https://www.uibk.ac.at/de/geologie/schauaammlung_cs/haering/), Zugriff am 08.01.2025

Grundsätzlich stellt das Tiroler Inntal mit rund 223 km<sup>2</sup> Fläche einen sehr großen Einzelgrundwasserkörper dar, der sich oberflächlich über eine Länge von 130 km und maximal 3 km Breite erstreckt (BMLFUW, 2014). Die aufgefundenen Thermalwässer zeigen hohe Mineralisierungen in den Tiefengrundwässern, sodass auch im Inntal (bzw. im Raum Kufstein – Reit im Winkl) in entsprechenden Grundwasserleitern vom Vorhandensein potenziell mächtiger salinarer Aquifere ausgegangen werden kann. Der Grundwasserkörper im Inntal befindet sich jedoch entlang der immer noch tektonisch aktiven Inntal-Scherzone (vgl. ORTNER ET AL., 2014; GRUBER, 1997; REITER ET AL., 2018), wodurch der Untergrund teilweise stark zerschert ist und potenziell kommunizierende Kluftwegigkeiten vorhanden sein können (GASSER, 2020; ORTNER ET AL., 2001). Dies könnte dazu führen, dass in die tief gelegenen Aquifere eingespeichertes CO<sub>2</sub> wieder entweichen kann. Trinkwassertaugliche Tiefengrundwässer wären ebenso ein potenzieller Ausschlussgrund für CO<sub>2</sub>-Speicherung in salinaren Aquiferen (KULICH ET AL., 2023); davon wurden in Tirol jedoch keine ausgewiesen (SCHUBERT, 2015). Jedoch besteht lokal die Möglichkeit eines Nutzungskonfliktes für thermische Zwecke und Einsätze als Heilwasser (vgl. Schwefelquelle Bad Häring bzw. Einstufung als Heilwasser bei Kramsach). Aufgrund mangelnder Untersuchungen gibt es keinerlei Informationen über die Gas-Dichtigkeit der vorhandenen Aquiclude. Vermutlich dürften im untersten Grundwasserstockwerk des Inntals bzw. der Nebentäler und Becken salinare Aquifere mit einem gewissen CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial vorhanden sein. Aufgrund der vielen Unsicherheiten (vor allem betreffend der tieferen Grundwasserstockwerke) und den starken Einschränkungen durch tektonische Zerrüttung und potenzielle Nutzungskonflikte kann **keine Potenzialeinschätzung für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung** im Untergrund des Inntales getroffen werden.

### Lienzer Becken

Das Lienzer Becken im Oberen Drautal stellt eines der tiefsten glazial geschaffenen Sedimentbecken der Ostalpen in Tirol dar. Es erstreckt sich ca. von Lienz bis Dellach im Drautal und weist damit eine Längserstreckung von rund 31 km bei einer Breite von rund 2 km auf. Auch wenn tiefere Bohrungen fehlen (BURSCHIL ET AL., 2019, MOSTLER ET AL., 2020; WALACH, 1993), gibt es detaillierte geophysikalische Untersuchungen (BURSCHIL ET AL., 2019; WALACH, 1993), die auf eine maximale Tiefe des Beckens von 622 m hindeuten. In früheren Untersuchungen (WALACH, 1993) wurde von einer mittleren Quartärmächtigkeit von 400 m ausgegangen. Die Beckenbildung erfolgte entlang prä-existierender Störungen, die eine verstärkte Erosionsrate ermöglichten. Am Beckenboden sowie an dessen SSW-Flanke wird das Vorhandensein einer mächtigen Mylonitzone (ein metamorphes Störungsgestein) vermutet (WALACH, 1993).

Auf Basis der seismischen Untersuchungen (BURSCHIL ET AL., 2019) wird vermutet, dass sich im tiefsten Bereich des Beckens Grundmoränenablagerungen befinden, die jedoch möglicherweise noch von teilweise grobkörnigen präglazialen Beckensedimenten unterlagert werden. Über den glazigenen Sedimenten folgen nach oben hin laminierte, vermutlich lakustrine Sedimente, die von groben fluviatilen Kiesen und Sanden, teilweise als Fan Deltas, überlagert werden. Gemäß dem unveröffentlichten Bericht von MOSTLER ET AL. (2020) wird der (vergleichsweise) oberflächennahe Grundwasserkörper des Lienzer Beckens bereits intensiv durch zahlreiche Tiefbrunnen genutzt, wobei in den oberen 10er Metern häufig gut durchlässige Kiese ohne Einschlüsse von Wasserstauern angetroffen wurden.

Basierend auf der Zusammensetzung der Beckenfüllung nach BURSCHIL ET AL. (2019) mit hauptsächlich (vsl. überkonsolidierten) Grundmoränenablagerungen, die bei einem hohen Feinkornanteil vermutlich nur geringe Porositätswerte aufweisen, als auch die großen Vorkommen an feinkörnigen, geschichteten lakustrinen Ablagerungen, welche wahrscheinlich als Aquiclude fungieren, kann davon ausgegangen werden, dass im tiefen Bereich des Lienzer Becken

kaum großvolumige Leiter für saline Tiefengrundwässer vorhanden sind. Zudem besteht durch die tektonische Disposition mit dem wahrscheinlichen Vorhandensein eines stark zerscherten Untergrundes die Möglichkeit, dass eingespeichertes CO<sub>2</sub> entlang eines Netzwerkes kommunizierender Störungen entweichen kann. Nachdem auch die obersten rund 200 m durch fluviatile, grobklastische Sande und Kiese ohne Hinweise auf ein abschließendes Seal erfüllt sind (BURSCHIL ET AL., 2019), die zudem noch stark wasserwirtschaftlich genutzt werden (MOSTLER ET AL., 2020), ist im **Lienzer Becken** vermutlich **keine CO<sub>2</sub>-Speicherung im Untergrund in (sofern vorhanden) salinaren Aquiferen möglich**.

### 10.2.5. Kohlevorkommen

SCHULZ ET AL. (1991) liefert eine Übersicht über die 18 bekannten (Nord-)Tiroler Kohlevorkommen (Abbildung 32), wobei jedoch viele nur kleine lokale Vorkommen bilden und nur wenige auch in der Neuzeit wirtschaftliche Bedeutung hatten. Darunter sind vor allem Bad Häring (tertiäre Glanzbraunkohle) und Nößlachjoch (karbonische Anthrazitkohle) nennenswert. Das Vorkommen vom Nößlachjoch liegt ca. zwischen 1.700 und 1.800 m ü. A. und ist bereits seit dem 19. Jahrhundert bekannt. Die Kohleflöze weisen eine Mächtigkeit von 1 bis 2 m auf und wurden über zahlreiche Stollen beschürft. Gründe für die Schließung waren unter anderem Herausforderungen durch die geologischen Gegebenheiten (v. a. Verformung und schwankende Flözmächtigkeiten), aber auch die ungenügenden Vorräte des Vorkommens (SCHULZ ET AL., 1991).

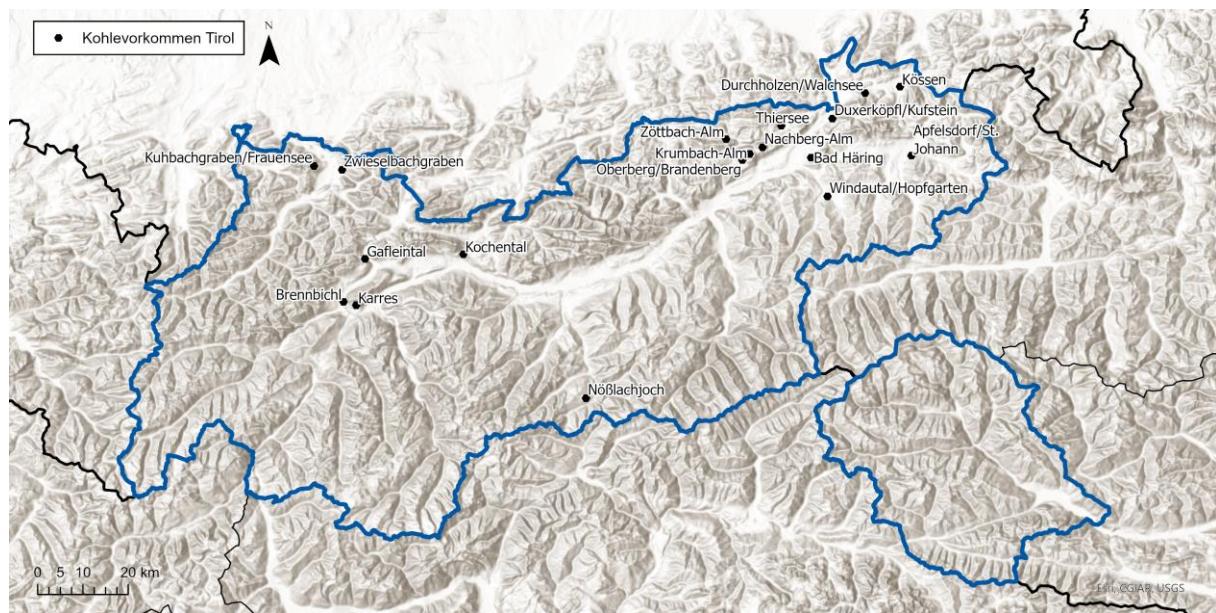


Abbildung 32: Kohlevorkommen in Tirol, gemäß SCHULZ ET AL. (1991).

In Bad Häring wurde seit dem 18. Jahrhundert Kohle abgebaut, wobei der Abbau durch diverse Grubenbrände immer wieder unterbrochen werden musste. Die maximale Jahres-Förderrate brachte 1939 über 48.000 t Kohle zu Tage. Die tiefsten Stollen erreichten ein Niveau von 51,1 m ü. A. Prospektionen wurden bis auf 5 m ü. A. durchgeführt (SCHULZ ET AL., 1991) (Abbildung 33). Aufgrund der bis dato anhaltenden Grubenbrände wurde der Bergbau 1955 eingestellt. Auch heute noch treten stellenweise Brandgase oberflächlich aus (SPITZENSTÄTTER, 2011). Die maximale Flözmächtigkeit erreicht 12 m (stellenweise wird von bis zu 20 m berichtet); die kohleführenden Lagen

fallen nach NW ab. Die Falten im 10er Meter Bereich und die Versätze der Schichthorizonte sind dabei klare Hinweise auf eine deutliche tektonische Beanspruchung (SCHULZ ET AL., 1991).

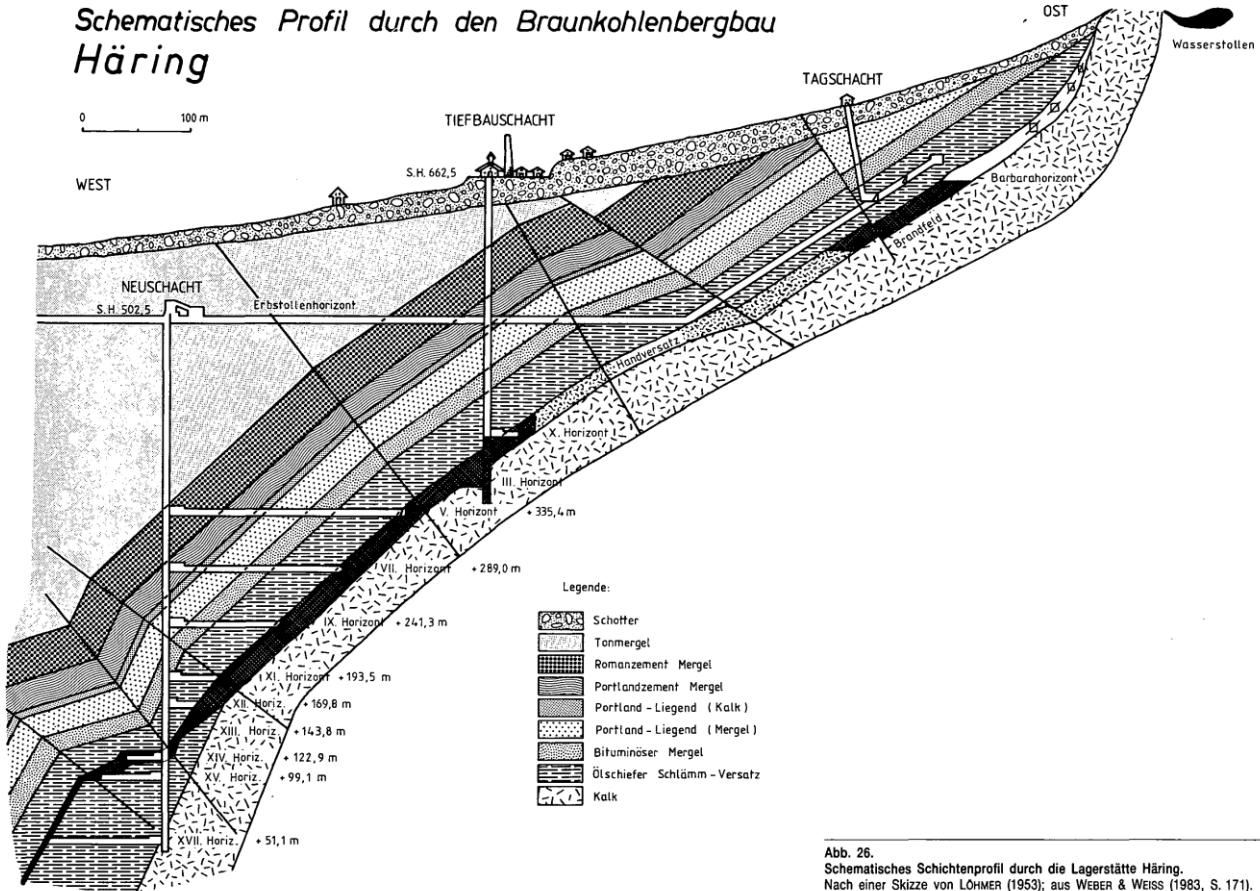


Abbildung 33: Geologischer Profilschnitt durch das Kohlevorkommen bei Bad Häring. Entnommen aus SCHULZ ET AL. (1991).

Von den Tiroler Kohlevorkommen kommt aufgrund seiner Ausdehnung und Position in einer gut erreichbaren Talage lediglich das Kohlevorkommen von Bad Häring potenziell für eine CO<sub>2</sub>-Speicherstätte in Frage. Im Anthrazit-Kohlevorkommen vom Nößlachjoch wird – bedingt durch die geringe Vorkommens-Ausdehnung – die tektonische Beanspruchung (SCHULZ ET AL., 1991) und logistisch ungünstige Position im Hochgebirge nicht davon ausgegangen, dass dort ein Speicherpotenzial für CO<sub>2</sub> besteht.

Für eine effektive CO<sub>2</sub>-Speicherung nach der Definition der geologischen Speicher (Kap. 2 bzw. 3.2.10) muss eine dauerhafte Speicherung im Untergrund gewährleistet werden. Dazu ist insbesondere die Migration des CO<sub>2</sub> nach der Injektion in den Kohleflöz von entscheidender Bedeutung. Insbesondere Störungen haben die Eigenschaft, bevorzugte Transportpfade für CO<sub>2</sub> darzustellen (WEBER ET AL., 2023; CHANG ET AL., 2009) und stören dadurch die Integrität der Speicherstätte. Durch die Position des Kohlevorkommens von Bad Häring in der Häringter Tertiärmulde steigt der kohleführende Horizont nach SE an und wird auch mehrfach von Störungen durchsetzt. Zudem ist durch die zahlreichen Stollenhorizonte eine direkte Verbindung zur Oberfläche gegeben (SCHULZ ET AL. (1991) so-

wie Abbildung 33). Aus diesen Gründen dürfte im Kohlevorkommen von Bad Häring keine ausreichende Speicherstätten-Integrität gegeben sein, um eine dauerhafte CO<sub>2</sub> Speicherung zu gewährleisten. Somit ergibt sich für Tirol **kein CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial** in den vorhandenen **Kohlevorkommen**.

#### 10.2.6. Beschleunigte Verwitterung

Laut der Agrarstrukturerhebung 2020 (STATISTIK AUSTRIA, 2022) entfallen in Tirol mit ca. 37 % rund 84.202 ha der landwirtschaftlich genutzten Flächen auf die Kategorie „Ackerland“, „Dauerkulturen“ oder „intensiv genutztes Grünland“<sup>30</sup>. Somit sind theoretisch rund 6,7 % der Tiroler Landesfläche für eine Ausbringung (und ggf. Einarbeitung in den Boden) von Gesteinsmehl zur CO<sub>2</sub>-Bindung durch EWR geeignet. Sofern sich eine Ausbringung nur auf das intensiv genutzte Grünland beschränken sollte, reduziert sich die Fläche auf 76.231 ha (33,8 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche bzw. 6,0 % der Landesfläche).

Die folgende Betrachtung orientiert sich an den Annahmen aus RINDER ET AL. (2021), welche den CO<sub>2</sub>-Entzug aus der Atmosphäre bei Aufbringung von gemahlenem Basalt in einer Erhebung für die CO<sub>2</sub>-Entzugs potenziale durch EWR für Österreich berechnet haben. Laut RINDER ET AL. (2021) können bis zu 10 kg Gesteinsmehl pro Quadratmeter aufgebracht werden. Die Annahme erscheint in erster Betrachtung realistisch, da dies bei einer angenommenen Dichte von Basaltmehl von 3,0 g/cm<sup>3</sup> einer Schichtdicke von ca. 3,3 mm entspricht, die zudem noch in den Boden eingearbeitet werden können. Pro Hektar ergibt sich somit eine Aufbringung von 100 t Basaltmehl. In der kleinräumigen Landwirtschaft Tirols (im Durchschnitt 3,2 ha Ackerland bzw. 1,1 ha Dauerkulturen bzw. 7,4 ha intensiv bewirtschaftetes Grünland je Betrieb (STATISTIK AUSTRIA, 2022)), die sich sehr oft in geneigtem Gelände befindet, erscheint jedoch nur eine maximale Ausbringung von 40 t pro Hektar als durchführbar. Um eine Überdosierung (und stärkere Alkalisierung des Bodens) zu vermeiden, könnte die Aufbringung über mehrere Jahre erfolgen, bedingt jedoch eine Bodenuntersuchung. Als Bodenhilfsstoffe werden fein gemahlene Diabase und andere basische Gesteine bereits jetzt (u. a. unter dem Handelsnamen Urgesteinsmehl) kommerziell zur Zuführung von mineralischen Spurenelementen und zur Verbesserung der Bodenstruktur kommerziell angeboten eingesetzt. Somit besitzt diese Art der CO<sub>2</sub>-Speicherung einen hohen technischen Reifegrad und bedingt nur noch entsprechender Anrechbarkeit als geologische Sicherung von CO<sub>2</sub>.

Für Tirol ergibt sich eine Gesamtmenge **3.368.080 t aufzubringendes Gesteinsmehl**. Bei einem Bahntransport und dem konservativen R<sub>CO<sub>2</sub></sub> von 282 kg CO<sub>2</sub> t<sup>-1</sup> ergibt sich eine Netto-CO<sub>2</sub>-Entzugsbilanz (Berücksichtigung von Abbau, Zerkleinerung, Mahlung und Transport) nach zehn Jahren von 96,1 kg CO<sub>2</sub> t<sup>-1</sup> für die <10 µm Gesteinsfraktion. In Summe ergibt sich somit ein potenzielles CO<sub>2</sub> Speicherpotenzial von ca. **324.000 t** über einen Zeitraum von zehn Jahren für Tirol. Beim optimistischen R<sub>CO<sub>2</sub></sub> von 880 kg CO<sub>2</sub> t<sup>-1</sup> ergibt sich ein Speicherpotenzial von bis zu **1.423.000 t CO<sub>2</sub>**. Diese CO<sub>2</sub>-Einspeicherungen sind als Maximalwerte zu betrachten und reduzieren sich bzw. erstrecken sich über einen längeren Zeitraum, wenn geringe Mengen Gesteinsmehl aufgebracht werden bzw. die Aufbringung über mehrere Jahre erfolgt.

<sup>30</sup> <https://www.statistik.at/statistiken/land-und-forstwirtschaft/betriebsstruktur/bodenutzung>, Zugriff am 14.01.2025

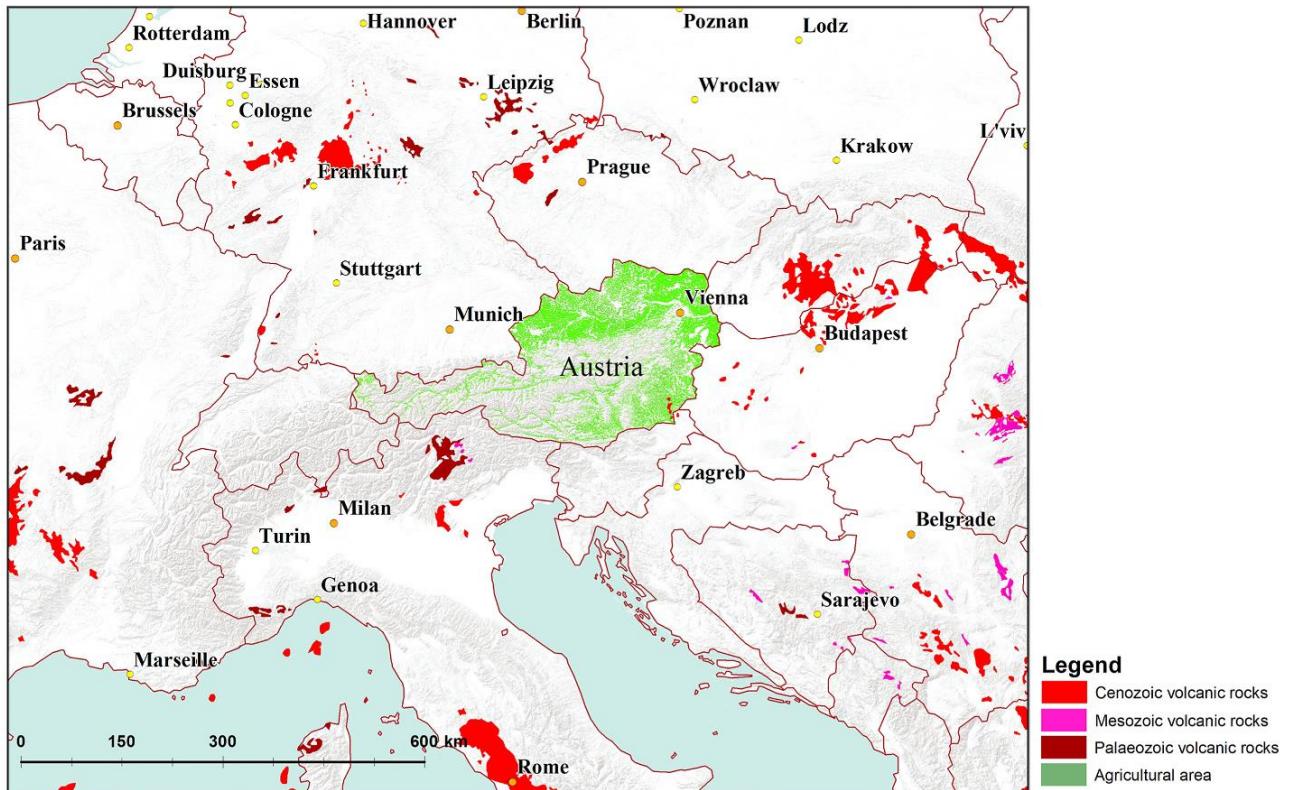


Abbildung 34: Lage vulkanischer Gesteinseinheiten im Umfeld Österreichs., entnommen aus: RINDER ET AL. (2021).

Die Annahmen von RINDER ET AL. (2021) basieren auf einer mittleren Transportstrecke von 300 km. Aufgrund der jedoch von Tirol aus zumeist weiter entfernten Basaltvorkommen (am nächsten: Etschtaler Vulkanitkomplex in Südtirol/Trentino) (Abbildung 34) erscheint eine angenommene Transportstrecke von 600 km als realistischer. Somit reduzieren sich die Einsparungen den Berechnungsgrundlangen von RINDER ET AL. (2021) folgend geringfügig um je 4,8 kg CO<sub>2</sub>-eq t<sup>-1</sup>. Dies hat jedoch keine signifikanten Auswirkungen auf das Ergebnis. Für die eingesetzte Gesteinsmenge in Tirol errechnet sich ein Stromaufwand für das Mahlen in Höhe von 583 GWh. Aufgrund der höheren Transportdichte für das Pulver im Vergleich zu den vorgebrochenen Gesteinen und der ggf. notwendigen Klassifizierung nach dem Düngemittelrecht ist ein Mahlen in der Nähe des Abbaus anzustreben.

### 10.2.7. Biokohle

Im *Energie-Zielszenario Tirol 2050* (EBENBICHLER ET AL., 2024) wurde für industrielle Prozesse, vorwiegend für die Metallurgie, entsprechend einem Energieinhalt von 479 TJ ein Biokohle-Bedarf von rund 16.000 t/a berechnet. Diese Biokohle wird über zwei Produktionspfade bereitgestellt: einerseits fällt Biokohle als Produkt bei der Holzvergasung an (144 TJ), der restliche Bedarf (335 TJ) wird über Pyrolyseanlagen erzeugt. Es wird davon ausgegangen, dass der bisher eingesetzte fossile Kohlenstoff ausschließlich über diese Alternative substituiert werden kann, dieser Anteil an Biokohle also nicht mehr für eine Sequestrierung zur Verfügung steht. Laut den Annahmen im Energie-Zielszenario Tirol 2050 gibt es aber ein energetisch ungenutztes Holz-Potenzial von rund 2.000 TJ/a. Würde dieses Holz für die Herstellung von Biokohle verwendet werden, so könnten weitere 29.000 t Biokohle für die Sequestrierung hergestellt werden – entsprechend einem CO<sub>2</sub>-Speicherpotential von rund **106.000 t/a**.

### 10.2.8. Zusammenfassung Speicherpotenziale Tirol

In den vorhergehenden Kapiteln wurde gezeigt, dass es in Tirol kaum wirtschaftlich-technisch umsetzbare geologische Speicherpotenziale für CO<sub>2</sub> gibt. Die bestehenden Salz- und Kohlevorkommen scheiden für eine Speicherung aus, genauso vsl. auch die vorhandenen Untertagebaue. Letztere können vermutlich im Sinne dezentraler Wärmespeicher zweckmäßiger genutzt werden, für die vermutlich auch die vorhandenen Kubaturen (noch jeweils konkret zu bestimmen) ausreichend sein könnten. In salinaren Aquiferen könnte im Umfeld des Inntales potenziell ein Speicherpotenzial vorhanden sein, aufgrund der schwachen Datenlage im Vergleich zu Gebieten, in denen bspw. Kohlenwasserstoff-Exploration betrieben wurde, ist jedoch nicht mit einer zeitnahen Umsetzung zu rechnen. Durch Aufbringen großer Mengen gemahlenen Basaltes (oder anderer zweckmäßiger Gesteine) auf die landwirtschaftlichen Flächen Tirols errechnet sich ein **einmaliges theoretisches Speicherpotenzial** zwischen **324.000** und

**1.423.000 t CO<sub>2</sub>** (auf zehn Jahre). Dies entspricht in diesen zehn Jahren einer Bindung der jährlichen technischen CO<sub>2</sub>-Emissionen Tirols um 0,6 bis 2,5 %. (vgl. Kap. 10.1.2). Durch Herstellung von Biokohle aus dem ungenutzten Holzpotenzial und eine langfristige Speicherung kann zudem ein weiteres Speicherpotenzial von jährlich bis zu **106.000 t/a** erzielt werden. Nach Einschätzung der Autor\*innen sollten diese zwei Speicherpotenziale nicht unter das aktuell in Österreich geltende Verbot der CO<sub>2</sub>-Speicherung fallen (Kap. 3.5.5) und beide Varianten könnten direkt in der Landwirtschaft zum Einsatz kommen. Eine Nutzung bzw. Anrechenbarkeit ist von der derzeit auf EU-Ebene in Ausarbeitung befindlichen Zertifizierung von Carbon Removal, Carbon Farming und CO<sub>2</sub>-Speicherung in Produkten abhängig (Kap. 3.2.7 und EUROPEAN SCIENTIFIC ADVISORY BOARD ON CLIMATE CHANGE (2025)). Natürliche CO<sub>2</sub>-Senken im Ökosystem bzw. durch Carbon Farming schaffbare CO<sub>2</sub>-Speicherpotenziale bei CO<sub>2</sub>-Aufnahme in Böden, Vegetation, Gewässer, Feuchtgebiete etc. werden in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt.

## 10.3. Verwertungspotenziale

### Aktueller Stand

Derzeit existiert in Tirol keine etablierte Industrie, die abgeschiedenes CO<sub>2</sub> in großem Maßstab verwerten könnte. Zudem erscheint unter den aktuellen technisch-regulatorischen Rahmenbedingungen der Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Verwertungsindustrie in Tirol nicht wirtschaftlich umsetzbar. Sofern zukünftig CO<sub>2</sub> in Tirol abgeschieden werden sollte, müsste dies bei einer gewünschten Verwertung zu alternativen Verwertungsstandorten verfrachtet werden.

### Mögliche Vermarktung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>

Eine vielversprechende Option ist der Export des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> in bestehende industrielle Verwertungszentren. Als Beispiel böte sich hierzu das Bayerische Chemiedreieck an. Dort befindet sich eine bestehende chemische Industrie, wo sich größere Power-to-X und synthetische Kraftstoffanlagen gut etablieren lassen würden. Da diese Anlagen einen kontinuierlichen Bedarf an CO<sub>2</sub> als Rohstoff aufweisen, könnte Tirols abgeschiedenes CO<sub>2</sub> dorthin verkauft und in synthetische Kraftstoffe (Synfuels) oder andere chemische Produkte umgewandelt werden.

### Transportmöglichkeiten

Der Transport des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> stellt eine logistische Herausforderung dar, da er wirtschaftlich und ökologisch optimiert werden muss. Aufgrund der zu erwartenden Mengenströme erscheinen nach einer Zwischenlagerung bzw. Sammlung vor Ort LKW- bzw. Schienentransport – ggf. auch grenzüberschreitend – als praktikable Option für Tirol. Sowohl Schienentransport als auch Elektro-Trailer stellen emissionsarme Transportlösungen für das

dezentral anfallende CO<sub>2</sub> dar. Dies deckt sich auch mit der Einschätzung von SCHÜTZENHOFER ET AL. (2024) für ein österreichweites CO<sub>2</sub>-Sammel- und Transportnetz.

#### [Zukunftsszenarien: Eigene Nutzung oder Export](#)

Langfristig gibt es zwei Möglichkeiten zur Nutzung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>:

- > Export in bestehende oder geplante industrielle Verwertungszentren außerhalb Tirol
- > Errichtung eigener Anlagen zur Synthese von Kraftstoffen oder Chemikalien in Tirol, sofern dies wirtschaftlich tragfähig ist.

Unter Beachtung der gegenwärtigen technischen und wirtschaftlichen Aspekte der Abscheidung, des Transportes und potenzieller Verwertungen von CO<sub>2</sub> (siehe Grundlagen in vorherigen Kapiteln) scheint ein Export von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> als wahrscheinlichste Option. Nur wenn sich durch zukünftige Entwicklungen maßgebliche Änderungen in den regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen ergeben, könnte auch eine eigene Nutzung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> in Tirol wirtschaftlich werden. Entscheidend dafür sind: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Belebung, Wasserstoffverfügbarkeit, technologische Fortschritte, allfällige Fördermechanismen und letztlich die industrielle Nachfrage nach CO<sub>2</sub> in Tirol.

## 11. Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Gegenwärtig gibt es eine Vielzahl von CO<sub>2</sub>-Abscheidemethoden, von denen einige bereits einen hohen technologischen Reifegrad erreicht haben. Dennoch sind weltweit nur wenige dieser Technologien im praktischen Einsatz, hauptsächlich an großen Industrieanlagen.

Im Kontext der europäischen und auch österreichischen Klimaziele, die eine drastische Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen fordern, spielt die CO<sub>2</sub>-Abscheidung eine entscheidende Rolle. Um die Klimaneutralität bis 2050 (EU) bzw. 2040 (Österreich) zu erreichen, wird die Abscheidung unvermeidbarer Emissionen aus der Industrie – z. B. Zement-, Kalk-, Glas- und Metallindustrie – sowie aus energetischen Anlagen (z. B. Raffinerien und Abfallverwertung (fossile Anteile)) notwendig. Zusätzliche Potenziale bietet die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Biomasse-Heizkraftwerken zur Generierung von Negativemissionen.

**2023** betrug der technische CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Tirol ca. **5,67 Mio. Tonnen**. Davon wären theoretisch etwa **0,9 Mio. Tonnen** (16 %) für eine **CO<sub>2</sub>-Abscheidung** geeignet (realistisches Abscheidepotenzial). Unter Berücksichtigung des Energie-Zielszenario Tirol 2050 verringert sich der technische CO<sub>2</sub>-Ausstoß voraussichtlich auf **2,31 Mio. Tonnen** im Jahr **2050** (-59 %). Davon verbleiben immer noch **0,8 Mio. Tonnen** (34 %), die für eine **CO<sub>2</sub>-Abscheidung** in Frage kommen sind.

Auch wenn verschiedenste Technologien zur **CO<sub>2</sub>-Abscheidung** und zur weiteren **Speicherung** oder **Verwertung** verfügbar sind, so erscheinen diese **für den KMU Bereich in Tirol unter den derzeitigen Bedingungen nicht wirtschaftlich**. Aktuell geplante CO<sub>2</sub>-Abscheideprojekte sind fast ausschließlich bei großen industriellen Emittenten angesiedelt (Zementwerk Mannersdorf (AT): 750.000 t/a, Zementwerk Rüdersdorf (DE): 1,3 Mt/a, Stahlwerk Ravenna (IT): 112.000 t/a, Biogasanlage AMBASSADOR (PL): 3,9 Mt/a<sup>31</sup>). Für eine breitere Anwendung in vergleichsweise kleineren Anlagen, wie diese in Tirol vorkommen, sind weitere technologische Fortschritte und Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit zwingend notwendig. Bisher sind viele Verfahren zu kostenintensiv für den Einsatz in kleinem Maßstab. Daher sollte der Fokus der Tiroler Unternehmen entsprechend des Energie-Zielszenarios Tirol 2050 auf folgenden Maßnahmen liegen:

1. Energiesparung
2. Effizienzsteigerung
3. Substitution fossiler Energieträger.

Je nach Unternehmenssituation kann diese Umstellung mit mehr oder weniger großen Herausforderungen verbunden sein. Daher benötigt es **von Landeseite eine verstärkte Unterstützung**, um die Unternehmen bei den notwendigen Maßnahmen weiter zu begleiten. Die Senkung des Energiebedarfs und die Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energieträger senken nicht nur die CO<sub>2</sub>-Emissionen, sondern helfen auch, steigende Kosten durch das Auslaufen der kostenlosen Zertifikatszuteilung und die Auswirkungen des ETS2 abzufedern.

---

<sup>31</sup> [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/innovation-fund-projects\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/innovation-fund-projects_en), Zugriff am: 12.06.2025

Mit Inkrafttreten des ETS2 2027 und dem Stopp der kostenlosen Zertifikatszuteilung 2034 sind seitens der EU deutliche finanzielle Anreize gesetzt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich zu reduzieren. Insbesondere wenn keine kostenlosen Zertifikate mehr verfügbar sind, wird ein deutlicher Preisanstieg für Zertifikate prognostiziert (Abbildung 4).

**Bei einigen Unternehmen** werden zukünftig dennoch trotz aller Bemühungen **Rest-Emissionen** verbleiben (Abbildung 25). Treten die prognostizierten Entwicklungspfade für die Zertifikatspreise tatsächlich ein, wird für diese die **Möglichkeit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung und einer folgenden CO<sub>2</sub>-Speicherung oder -Verwertung relevant**.

Sofern sich **zukünftig** auch die **Rahmenbedingungen ändern** – z. B. günstiger werdende Technologien bei weiterer Marktetablierung, erwartete Anrechenbarkeit der CO<sub>2</sub>-Abscheidung (Kap. 3.2.7), Anrechenbarkeit von Negativemissionen (z. B. bei Biomasseheizkraftwerken) und entsprechende Handelsmöglichkeiten, alrfällige Förderungen – kann auch eine kleinskalige CO<sub>2</sub>-Abscheidung **für deutlich mehr Unternehmen** in Tirol an **Bedeutung gewinnen**. Hierzu ist die Schaffung und Begleitung von Pilotprojekten essenziell, um bereits frühzeitig die Voraussetzung für einen Einsatz in Tirol zu schaffen und etwaige Hürden zu beseitigen.

Die kürzlich veröffentlichte Studie zu einem **CO<sub>2</sub>-Sammel- und Transport-Netz in Österreich** (SCHÜTZENHOFER ET AL., 2024) zielt vor allem auf die großen Industriezentren im Osten Österreichs ab und sieht **keine zweckmäßige Anbindung Tirols** an das restliche geplante **österreichische Sammelnetz**. (Abbildung 17). Eine **Anbindung an das bayrische Netz** wurde exemplarisch von Hochfilzen nach Nußdorf am Inn betrachtet. Dabei ergaben sich für den Pipeline-Transport die höchsten Kosten, für den LKW-Transport die zweithöchsten und für den Bahntransport die geringsten Kosten. Diese Betrachtung inkludiert jedoch nicht andere große CO<sub>2</sub>-Emittenten im Tiroler Unterland. In Anbetracht dessen kann davon ausgegangen werden, dass zukünftig in Tirol abgeschiedenes CO<sub>2</sub> vermutlich entweder per Bahn oder LKW zu Verwertungs- oder Speicherstandorten transportiert werden wird. Eine entscheidende Herausforderung für Tirol ist dabei sowohl der **Aufbau einer effizienten, kostengünstigen Transportlogistik** mit Pufferspeichern an den jeweiligen Standorten als auch die **Klärung der Einspeisemöglichkeiten** in das geplante **bayerische CO<sub>2</sub>-Pipelinenetz**.

Tirol verfügt nur über begrenzte geologische Speichermöglichkeiten für CO<sub>2</sub>. In der gegenständlichen Studie konnten zwei sinnvolle Speicherpotenziale – die **beschleunigte Verwitterung** und die **Erzeugung von Biokohle** – aufgezeigt werden. Durch die Aufbringung und Verwitterung fein gemahlener Gesteine auf landwirtschaftlichen Flächen können insgesamt zwischen 324.000 und 1.423.000 Tonnen CO<sub>2</sub> gespeichert werden. Zudem könnte unge nutztes Holzpotenzial zur Biokohleproduktion mit einem jährlichen CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial von rund 106.000 Tonnen genutzt werden. Die geplante Abschaffung des österreichischen CO<sub>2</sub>-Speicherverbots (Regierungsprorammm 2025-2029) könnte derartige Speicheroptionen erleichtern und gemeinsam mit der (in Ausarbeitung befindlichen) Zertifizierung für Carbon Removal, Carbon Farming und die CO<sub>2</sub>-Speicherung in Produkten die Anrechenbarkeit sicherstellen. Sohin könnte die Nutzbarkeit dieser begrenzten Speicherpotenziale als Brückentechnologie dienen, bis eine Umstellung auf 100 % Erneuerbare Energieträger erfolgt ist.

Für zukünftig abgeschiedenes CO<sub>2</sub> gäbe es in Tirol bereits die Möglichkeit einer Nutzung, um derzeit aus fossilen Quellen stammendes CO<sub>2</sub> zu ersetzen – beispielsweise in der Getränkeherstellung oder als Kältemittel. Sofern die entsprechenden Voraussetzungen gegeben sind, wäre dies eine praktikable Substitutionslösung. Angesichts der noch geringen lokalen Nachfrage stellt derzeit der Export in bestehende bzw. geplante industrielle Verwertungs-

zentren wie das Bayerische Chemiedreieck die sinnvollste Option dar. Nur wenn sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in größerem Ausmaß ändern, könnten auch eigene Syntheseanlagen für Kraftstoffe oder Chemikalien in Tirol entstehen. Entscheidend sind hierbei die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung, die Verfügbarkeit von Wasserstoff und Synfuels sowie die industrielle Nachfrage nach CO<sub>2</sub>.

Auch wenn derzeit die CO<sub>2</sub>-Abscheidung-, -Speicherung und -Verwertung für die große Masse der Tiroler Unternehmen kaum eine Rolle spielt, so ist sie für einige größere CO<sub>2</sub>-Emittenten dennoch schon jetzt relevant – insbesondere in Hinblick auf zukünftige finanzielle Belastungen aus den Zertifikatspreisen. Dennoch kann sich bei Änderung der Rahmenbedingungen wie z. B. einer Neueinstufung bestimmter Branchen im Sinne des ETS-Handels, Vergünstigung von Technologien oder die Eröffnung neuer wirtschaftlicher Chancen im Bereich der Erzeugung und dem Handel mit Negativemissionen für deutlich mehr Unternehmen die Notwendigkeit ergeben, eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Speicherung und -Verwertung umzusetzen. Um dies in Tirol zu ermöglichen bzw. einen Export des CO<sub>2</sub> zu erlauben, sind gezielte Maßnahmen seitens Wirtschaft, Forschungslandschaft und Politik erforderlich. Daraus ergeben sich folgende Handlungsempfehlungen:

#### Reduktion bestehender CO<sub>2</sub>-Emissionen

- > **Energieeffizienz und erneuerbare Energien:** Spezifische regionale Förderprogramme (z. B. k-regio o. ä.) für den Umbau industrieller CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Erdgas auf grüne Gase oder erneuerbare Alternativen und Verbesserung der Energieeffizienz.

#### Förderung von Forschung, Innovation und Bündelung von Kompetenzen

- > **Erfahrungsaustausch:** im Austausch mit betroffenen Unternehmen zu Prozessen und notwendigen Umstellungen.
- > **Bündelung von Expertisen:** Stärkung der Zusammenarbeit zwischen Universitäten, Fachhochschulen und Unternehmen durch interdisziplinäre Sonderforschungsbereiche, Forschungszentren und Kompetenznetzwerke zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Nutzbarmachung.
- > **Fokus auf kleine und mittelständische Unternehmen:** Beteiligung an regionalen und überregionalen Forschungsprojekten, die speziell auf die Reduktion von Emissionen an peripheren Standorten abzielen.
- > **Marktanalysen:** Beauftragung detaillierter Studien zu technischen und wirtschaftlichen Potenzialen der CO<sub>2</sub>-Abscheidung im KMU-Bereich inklusive Branchenstudien und Wirtschaftlichkeitsanalysen.
- > **Bereitstellung von Forschungsförderungen:** Finanzielle Unterstützung für innovative Projekte und Grundlagenforschung im Bereich der CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung.

#### Unterstützung von Pilotprojekten in Tirol

- > **Best Practice Beispiele für Tirol:** Identifikation und Kommunikation von erfolgreichen CO<sub>2</sub>-Abscheideprojekten, die auch in Tirol umgesetzt werden können. Dazu gehören Technologien mit hohem Reifegrad in der technischen CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Industrieanlagen, die Substitution heute eingesetzten fossilen CO<sub>2</sub> durch abgeschiedenes CO<sub>2</sub> z. B. in der Getränkeherstellung oder als Kältemittel (Kap. 9.1, Tabelle 12), aber auch vielversprechende Verfahren, wie die Nutzung von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> zur Kunststoffherstellung oder zur CO<sub>2</sub>-Bindung in Baustoffen.

- > **Tiroler Pilotanlagen:** Identifikation, Umsetzung und Unterstützung von konkreten Carbon Capture- und Utilisation-Projekten innerhalb Tirols in enger Zusammenarbeit mit der Tiroler Wirtschaft.
- > **Pilotprojekt Negativemissionen:** Unterstützung der exemplarischen CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Biogasanlagen oder Biomasseheizwerken oder Umrüstung auf Pyrolyse-Technologie und Aufbau der erforderlichen Infrastruktur für die Biokohleproduktion.

#### CO<sub>2</sub>-Transport und Logistik

- > **Klärung offener Logistikfragen:** Untersuchung, ob bestehende Transportmittel und Infrastrukturen für den CO<sub>2</sub> Transport geeignet sind bzw. bereits auf dem Markt verfügbar sind sowie Identifikation effizienter und kostengünstiger Transportlösungen. Identifikation eventueller Gemeinschaftslösungen.
- > **Integration in geplante Netzwerke:** Prüfung der Möglichkeiten zur Anbindung an das bayrische CO<sub>2</sub>-Transportnetz sowie eine potenzielle Beteiligung Tirols an diesen Strukturen.

#### Politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen

- > **CO<sub>2</sub>-arme und -negative Baustoffe:** Anpassung von Ausschreibekriterien für öffentliche Bauvorhaben zur verstärkten Nutzung emissionsärmer bzw. emissionsnegativer Baustoffe.
- > **Verwertung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>:** Identifikation und Förderung von Abnahmemöglichkeiten durch industrielle CO<sub>2</sub>-Verwertungszentren oder durch die lokale Wirtschaft.
- > **Internationale Zusammenarbeit:** Sowohl die österreichischen Speicherkapazitäten als auch die Onshore-Kapazitäten in den Nachbarländern sind begrenzt. Die größten europäischen Potenziale zur CO<sub>2</sub>-Speicherung werden in der Nordsee gesehen und bedingen einer engen europäischen Kooperation, um diese für alle Länder zugänglich zu machen. Die rechtlichen Rahmenbedingungen hierfür sind zu schaffen.

#### CO<sub>2</sub>-Speicherung und natürliche Senken

- > **Beschleunigte Verwitterung und Sequestrierung von Biokohle:** Die CO<sub>2</sub>-Speicherpotenziale Tirols liegen in der beschleunigten Verwitterung und der Erzeugung von Biokohle. Durch deren Nutzung in der Tiroler Landwirtschaft könnten CO<sub>2</sub>-Emissionen gesenkt und gleichzeitig die Bodenqualität verbessert werden.
- > **Natürliche Senkenleistung:** Da nur ein Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen technisch abgeschieden werden kann, müssen natürliche Senken wie Boden, Vegetation, Feuchtgebiete und Gewässer stärker in die Klimastrategie integriert werden. Das aktuelle Regierungsprogramm (ÖVP, SPÖ & NEOS, 2025) sieht vor, dass sich die zukünftige CO<sub>2</sub>-Speicherung in Österreich vorrangig auf die natürlichen CO<sub>2</sub>-Senken konzentriert. Nur durch eine genaue Kenntnis der natürlichen Senkenleistung (oder Emissionen, s. UBA (2024)) kann sichergestellt werden, dass politische und wirtschaftliche Maßnahmen auch zielführend zu einer klimaneutralen Zukunft beitragen können.

## 12. Literaturverzeichnis

- AGARTAN, E. & GADDIPATI, M. & YIP, Y. & SAVAGE, B. ET AL. (2018): CO<sub>2</sub> storage in depleted oil and gas fields in the Gulf of Mexico. In: International Journal of Greenhouse Gas Control, Band 72. S. 38-48.
- ALEXIS, B. & DENNIS, K. (2017): Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz - Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO<sub>2</sub>.
- AMINNAJI, M. & QURESHI, M. F. & DASHTI, H. & HASE, A. ET AL. (2024): CO<sub>2</sub> gas hydrate for carbon capture and storage applications - Part 1. In: Energy, Band 300. S. 131579.
- AMINNAJI, M. & QURESHI, M. F. & DASHTI, H. & HASE, A. ET AL. (2024): CO<sub>2</sub> gas hydrate for carbon capture and storage applications - Part 2. In: Energy, Band 300. S. 131580.
- ATLASCOPCO (2022): CO<sub>2</sub>-Rückgewinnung aus der Gärung in Brauereien. Abgerufen im November 2024 von: <https://www.atlascopco.com/de-de/compressors/industry-solutions/brewery/air-compressor/co2-recovery>.
- BMF (2024): Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Bundesgesetz über das Verbot der geologischen Speicherung von Kohlenstoffdioxid. 50 S.
- BMF & BMK (2024): Österreichische Carbon Management Strategie (CMS). 38 S.
- BMK (2021): Erster Projektbericht Grüne Industriepolitik. 56 S.
- BMK (2024): Stellungnahme zur Rechtslage für den grenzüberschreitenden CO<sub>2</sub>-Transport zur geologischen Speicherung unter dem Meeresgrund. 12 S.
- BMK (2024): Energieeffizienz an erster Stelle - energy efficiency first (EE1st). Erstmalige EE1st-Strategiedokumentationen des Bundes und der Länder gemäß § 38 Abs. 5 Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG). 328 S.
- BMLFUW (2014): Grundwasseralter ausgewählter Grundwasserkörper, 2010-2014. 232 S.
- BACH, B. & GEDEN, O. & KIRCHENGAST, G. & OTT, H. ET AL. (2024): Beitrag des Wissenschaftsbeirats zur österreichischen Carbon Management Strategie. 25 S.
- BLANCO, H. & FAAIJ, A. (2018): A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Band 81. S. 1049-1086.
- BRADY, P. V. & CARROL, S.A. (1994): Direct effects of CO<sub>2</sub> and temperature on silicate weathering: possible implications for climate control. In: Geochimica et Cosmochimica Acta, Band 58. S. 1853-1856.
- BURSCHIL, T. & TANNER, D. C. & REITNER, J. M. & BUNESS, H. ET AL. (2019): Unravelling the shape and stratigraphy of a glacially-overdeepened valley with reflection seismic: the Lienz Basin (Austria). In: Swiss Journal of Geosciences, Band 112. S. 341 - 355.
- BURSCHIL, T. & TANNER, D. C. & REITNER, J. M. & BUNESS, H. ET AL. (2019): Unravelling the shape and stratigraphy of a glacially-overdeepened valley with reflection seismic: the Lienz Basin (Austria). S. 341-355.
- CAGLAYAN, D. G. & WEBER, N. & HEINRICH, H. U. & LINSEN, J. ET AL. (2020): Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. In: International Journal of Hydrogen Energy, Band 45. S. 6793-6805.
- CARBONCREDITS (2022): How Direct Air Capture Works. Abgerufen am Oktober 2024 von Carboncredits: [https://carboncre-dits.com/how-direct-air-capture-works-and-4-important-things-about-it/..](https://carboncre-dits.com/how-direct-air-capture-works-and-4-important-things-about-it/)
- CHANG, K. W. & BRYANT, S.L. (2009): The effect of faults on dynamics of CO<sub>2</sub> plumes. In: Energy Procedia, Band 1. S. 1839-1846.

- CHENG, Y. & LIU, W. & XU, T. & ZHANG, Y. ET AL. (2023): Seismicity induced by geological CO<sub>2</sub> storage: A review. In: Earth-Science Reviews, Band 239. S. 104369.
- CONVERY, F. J. (2009): Origins and development of the EU ETS. In: Environmental and Resource Economics, Band 43. S. 391-412.
- DINESCU, S. & RADU, S. M. & FLOREA, A. & DANCIU, C. ET AL. (2021): Possible risks of CO<sub>2</sub> storage in underground salt caverns. In: Annals of the University of Petroşani, Mechanical Engineering, Band 23. S. 27 - 36.
- EBENBICHLER, R. & GLEIRSCHER, R. & HERTL, A. & HOFMANN, A. ET AL. (2024): Energie-Zielszenario Tirol 2050. Aktualisierung 2024. 103 S.
- EBENBICHLER, R. & HERTL, A. & HOFMANN, A. & STREICHER, W. ET AL. (2021): Energie-Ziel-Szenarien Tirol 2050 und 2040 mit Zwischenziel 2030. 158 S.
- ENERDATA (2023): Carbon price forecast under the EU ETS: Executive Brief. Is the current design of the EU ETS suited for post-2030 deep decarbonisation?. 11 S.
- FISCHEDICK, M. & GÖRNER, K. & THOMECKE, M. (2015): CO<sub>2</sub>: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. 871 S.
- GASSER, G. (2000): Bericht über die Niederbringung der Tiefbohrung Kramsach "TH1". Teil I (Textteil, Anlagen 1-7). 47 S.
- GASSER, G. (2020): Bericht über die Niederbringung der Tiefbohrung Kramsach "TH1". Teil II (Anlagen 8 - 12). 106 S.
- GODEC, M. & KOPERNA, G. & GALE, J. (2014): CO<sub>2</sub>-ECBM: A review of its status and global potential. In: Energy Procedia, Band 63. S. 5858-5869.
- GROßER, A. (2006): Thermodynamische Modellierung der Rückgewinnung von Gärungs-CO<sub>2</sub> und Kostenreduzierung des Prozesses durch Einsatz des Kältemittels CO<sub>2</sub>. 99 S.
- GRUBER, A. (1997): Stratigraphische und strukturelle Analyse im Raum Eiberg (Nördliche Kalkalpen, Unterinntal, Tirol) unter besonderer Berücksichtigung der Entwicklung in der Oberkreide und Tertiär. 159-197 S.
- GRUBER, A. (1997): Stratigraphische und strukturelle Analyse im Raum Eiberg (Nördliche Kalkalpen, Unterinntal, Tirol) unter besonderer Berücksichtigung der Entwicklung in der Oberkreide und im Tertiär. In: Geol. Paläont. Mitt. Innsbruck, Band 22. S. 159 - 197.
- GRUBER, W. & WEBER, F. (2003): Ein Beitrag zur Kenntnis des glazial übertieften Inntals westlich von Innsbruck. In: Sitzungsberichte Mathematisch-naturwissenschaftliche Klasse Abt. I, Biologische Wissenschaften und Erdwissenschaften, Band 210. S. 3 - 30.
- HAMELINCK, C. N. & FAJJI, A. P. C. & RUIJG, G. J. & JANSEN, D. ET AL. (2001): Potential for CO<sub>2</sub> sequestration and enhanced coalbed methane production in the Netherlands. 105 S.
- HARTMANN, J. & WEST, A. J. & RENFORTH, P. & KÖHLER, P. ET AL. (2013): Enhanced chemical weathering as a geoengineering strategy to reduce atmospheric carbon dioxide, supply nutrients, and mitigate ocean acidification. In: Reviews of Geophysics, Band 51. S. 113-149.
- HEIßEL, W. (1951): Beiträge zur Tertiär-Stratigraphie und Quartärgeologie des Unterinntales. In: Jahrbuch der Geologischen Bundesanstalt, Band . S. 207 - 221.
- HELLER, R. & ZOBACK, M. (2014): Adsorption of methane and carbon dioxide on gas shale and pure mineral samples. In: Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, Band 8. S. 14-24.
- HERTL, A. & EBENBICHLER, R. & GLEIRSCHER, R. & BLOME, P. ET AL. (2024): Energiespeicher Tirol 2050. Kurzfassung. 19 S.

- HOSSEINZADEH, S. & HAGHINGHI, M. & SALMACHI, A. & SHOKROLLAHI, A. (2024): Carbon dioxide storage within coal reservoirs: A comprehensive review. In: *Geoenergy Science and Engineering*, Band 241. S. 213198.
- HÖLZEL, M. (2024): Energierohstoff-Referat: die Erdöl- und Erdgas-Statistik 2023 von Österreich und weltweit. Department Rohstoffgeologie & Geoenergie, GeoSphere Austria. 22 S.
- IEA (2022): Direct Air Capture: A key technology for net zero. 76 S.
- IOGP (2024): CO2 storage projects in Europe. 11 S.
- IPCC (1990): Climate Change: The IPCC Scientific Assessment. 414 S.
- IPCC (2005): IPCC Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage. 443 S.
- IPCC (2013): Climate Change 2013. The Physical Science Basis. 1552 S.
- IPCC (2018): Annex I: Glossary. In: *Global Warming of 1.5°C*, Band 2018. S. 539 - 562.
- IPCC (2021): Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.. 2409 S.
- IPCC (2022): Climate Change 2022. Impacts, Adaptation and Vulnerability. Summary for Policymakers. 3676 S.
- ISMAIL, I. & GAGANIS, V. (2023): Carbon Capture, Utilization, and Storage in Saline Aquifers: Subsurface Policies, Development Plans, Well Control Strategies and Optimization Approaches—A Review. In: *Clean Technologies*, Band 5(2). S. 609 - 637.
- KEARNS, D. & LIU, H. & CONSOLI, C. (2021): Technology Readiness and Costs of CCS.. 50 S.
- KIEHL, J. T. & TRENBERTH, K.E. (1997): Earth's annual global mean energy budget. In: *Bulletin of the American Meteorological Society*, Band 78 (2). S. 197-208.
- KULICH, J. & LIPIARSKA, I. & LIPIARSKI, P. & REITNER, H. (2023): ÜLG-085: Erhebung geologischer Speichermöglichkeiten in salinaren Aquiferen in Österreich. 10 S.
- KUUSELA, K. & UUSITALO, V. & AHOLA, J. & LEVÄNEN, J. (2021): The transformation of plastics production from net positive greenhouse gas emissions to net negative: An environmental sustainability assessment of CO2-based polypropylene. 1-10 S.
- LEFEBVRE, D. & GOGlio, P. & WILLIAMS, A. & MANNING, D. A. C. ET AL. (2019): Assessing the potential of soil carbonation and enhanced weathering through Life Cycle Assessment: A case study for São Paulo State, Brazil. In: *Journal of Cleaner Production*, Band 233. S. 468-481.
- Luo, A. & Li, Y. & Chen, X. & Zhu, Z. ET AL. (2022): Review of CO2 sequestration mechanism in saline aquifers. In: *Natural Gas Industry B*, Band 9 (4). S. 383 - 393.
- MARSH, H. (1987): Adsorption methods to study microporosity in coals and carbons—a critique. In: *Carbon*, Band 25. S. 49-58.
- MATTER, J. M. & BROECKER, W. S. & GISLASON, S. R. & GUNNLaugsson, E. ET AL. (2011): The CarbFix Pilot Projekt - Storing Carbon Dioxide in Basalt. In: *Energy Procedia*, Band . S. 5579-5585.
- MINKLEY, W. & BRANDT, M. & BRÜCKNER, D. & NAUMANN, D. ET AL. (2022): Energiespeicherung in Salzkavernen mit superkritischem CO<sub>2</sub>. 455 S.
- MONTSERRAT, F. & RENFORTH, P. & HARTMANN, J. & LEERMAKERS, M. ET AL. (2017): Olivine dissolution in seawater: implications for CO<sub>2</sub> sequestrations through enhanced weathering in coastal environments. In: *Environmental Science & Technology*, Band 51. S. 3960-3972.
- MOSTLER, W. & DULLIG, M. & RUGGENTHALER, R. (2020): Grundwasserschichtenplan Lienzer Becken - Vorarbeiten. 26 + 253 S.

- MWAKIPUNDA, G. C. & MGIMBA, M. M. & NGATA, M. R. & YU, L. (2024): Recent advances on carbon dioxide sequestration potentiality in salt caverns: A review. In: International Journal of Greenhouse Gas Control, Band 133. S. 104109.
- MYERS, C. & LI, W. & MARKHAM, G. (2024): The cost of CO<sub>2</sub> transport by truck and rail in the United States. 1-16 S.
- ORTNER, H. & AICHHOLZER, S. & ZERLAUTH, M. & PILSER, R. ET AL. (2014): Geometry, amount, and sequence of thrusting in the Subalpine Molasse of western Austria and southern Germany, European Alps. In: Tectonics, Band 34. S. 1 - 30.
- ORTNER, H. & STINGL, V. (2001): Facies and basin development of the Oligocene in the Lower Inn Valley, Tyrol/Bavaria. In: PILER, W. & RASSER, M. (Hrsg.): Paleogene in Austria. Schriftenreihe der Erdwissenschaftlichen Kommissionen, Band 14. S. 153 - 196.
- OTT, H. & KULICH, J. (2024): CCS: Chancen und Risiken einer umstrittenen Technologie. 553-559 S.
- PIESENS, K. & DUSAR, M. (2004): Feasibility of CO<sub>2</sub> sequestration in abandoned coal mines in Belgium. In: Geologica Belgica, Proceedings of the 5th European Coal Conference, Band 7 (3-4). S. 165 - 180.
- PLEIER, A. & KRACHT, H. & GUMINSKI, A. (2024): Analyse CO<sub>2</sub>-Infrastrukturbedarf in Bayern. Eine vbw Studie, erstellt von der FfE.. 80 S.
- POPESCU, S. & RADU, M. & DINESCU, S. & VLADUCA, I. (2001): Study of the possibilities of CO<sub>2</sub> storage in the underground caverns of dissolution salt mines. In: MATEC Web of Conferences, Band 342. S. 06006.
- POSCHER, G. (1993): Neuergebnisse der Quartärforschung in Tirol. In: Arbeitstagung der Geologischen Bundesanstalt. S. 7 - 27.
- POULSEN, N. & HOLLOWAY, S. & NEELE, F. & SMITH, N. A. ET AL. (2014): CO<sub>2</sub>StoP Final Report. Assessment of CO<sub>2</sub> storage potential in europe. European Commission Contract No ENER/C1/154-2011-SI2.61598. In: Danmarks og Gronlands Geologiske undersogelse Rapport,.S. 1 - 61.
- PREUSSER, F. & REITNER, J. M. & SCHLÜCHTER, C. (2010): Distribution, geometry, age and origin of overdeepened valleys and basins in the Alps and their foreland. In: Swiss Journal of Geosciences, Band 103. S. 407 - 426.
- RADGEN, P. & CREMER, C. & WARKENTIN, S. & GERLING, P. ET AL. (2006): Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung. Zusammenfassung. Forschungsbericht 203 41 110 UBA-FB 000938. 28 S.
- REEVES, S. & TAILFERT, A. & PEKOT, L. & CLARKSON, C. (2003): The Allison Unit CO<sub>2</sub> - ECBM Pilot: A reservoir modelling study. 64 S.
- REITER, F. & FREUDENTHALER, C. & HAUSMANN, H. & ORTNER, H. ET AL. (2018): Active seismotectonic deformation in front of the Dolomites indenter, Eastern Alps. In: Tectonics, Band 37 (12). S. 4625 - 4654.
- RINDER, T. & VON HAGKE, C. (2021): The influence of particle size on the potential of enhanced basalt weathering for carbon dioxide removal - Insights from a regional assessment . In: Journal of Cleaner Production, Band 315. S. 128178.
- RUPPEL, C. D. & KESSER, J.D. (2016): The interaction of climate change and methane hydrates. In: Reviews of Geophysics, Band 55. S. 126-168.
- SANDIEGO (2024): The Keeling Curve. Abgerufen am Oktober 2024 von <https://keelingcurve.ucsd.edu/>. S.
- SCHARF, C. & CLEMENS, T. (2006): CO<sub>2</sub>-sequestration potential in Austrian oil and gas fields. In: SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition, Wien, Österreich 12-15. Juni 2006. S. 1 - 10.
- SCHUBERT, G. (2015): Trinkbare Tiefengrundwässer in Österreich. In: Abhandlungen der Geologischen Bundesanstalt, Band 64. S. 1 - 179.
- SCHULEV-STEINDL, E. & HOFER, M. & FRANKE, L. (2020): Evaluierung des Klimaschutzgesetzes. 30 S.

- SCHULZ, O. & FUCHS, H.W. (1991): Kohle in Tirol: Eine historische, kohlenpetrologische und lagerstättenkundliche Betrachtung. In: Archiv für Lagerstättenforschung Geologische Bundesanstalt, Band 13. S. 123 - 213.
- SCHÖNLAUB, H. & TENTSCHERT, E. (1996): Erkundung und Modellierung im Grundwasserfeld Langkampfen (Tirol). In: Mitteilungen Österreichische Geologische Gesellschaft, Band 87 (1994). S. 29 - 36.
- SCHÜTZENHOFER, C. & LEIBETSEDER, D. & RIEDL, J. & LACKNER, A. ET AL. (2024): Machbarkeitsstudie über ein CO<sub>2</sub>- Sammel- und Transport-Netz in Österreich. 105 S.
- SHI, J. Q. & DURUCAN, S. (2005): CO<sub>2</sub> storage in caverns and mines. In: Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP, Band 60 (3). S. 569 - 571.
- SOUBEYRAN, A. & ROUABHI, A. & COQUELET, C. (2019): Thermodynamic analysis of carbon dioxide storage in salt caverns to improve the Power-to-Gas process. In: Applied Energy, Band 242. S. 1090 - 1107.
- SPITZENSTÄTTER, H. (2011): Geschichte des Härlinger Kohlenbergbaues.
- SPÖTL, C. (1989): The Alpine Haselgebirge Formation, Northern Calcareous Alps (Austria): Permo-Scythian evaporties in an alpine thrust system. In: Sedimentary Geology, Band 65. S. 113 - 125.
- STANTON, R. & FLORES, R. & WARWICK, P. D. & GLUSKOTER, H. ET AL. (2001): Coal bed sequestration of carbon dioxide. In: 1st National Conference on Carbon Sequestration, Washington, USA. S. 1-12.
- STATISTIK AUSTRIA (2022): Agrarstrukturerhebung 2020: Land- und forstwirtschaftliche Betriebe und deren Strukturdaten. Endgültige Ergebnisse. 138 S.
- STATISTIK AUSTRIA (2024): Energiebilanz Tirol 1988-2023. 83 S.
- STATISTIK AUSTRIA (2024): Energiebilanz Österreich 1970-2023. 84 S.
- STREFLER, J. & AMANN, T. & BAUER, N. & KRIEGLER, E. ET AL. (2018): Potential and costs of carbon dioxide removal by enhanced weathering of rocks. In: Environmental Research Letters, Band 13. S. 034010.
- THOMAS, H. & CHEN, M. (2024): Insights into carbon dioxide sequestration into coal seams through coupled gas flow-adsorption-deformation modelling. In: Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, Band 16. S. 26-40.
- TOLLMANN, A. (1991): Die Belastung des Grundwassers in Österreich. Ursachen, Ausmaß, Folgen, Abhilfe. In: Mitteilungen österreichische geologische Gesellschaft, Band 83 (1990). S. 125 - 150.
- TUMARA, D. & UIHLEIN, A. & HIDALGO GONZALEZ, I. (2024): Shaping the future CO<sub>2</sub> transport network for Europe. JRC136709 .
- UBA (2023): Klimaschutzbericht 2023. 265 S.
- UBA (2024): Bundesländer Luftschadstoff-Inventur 1990-2022. Regionalisierung der nationalen Emissionsdaten auf Grundlage von EU-Berichtspflichten (Datenstand 2024). 355 S.
- UBA (2025): Austria's annual greenhouse gas inventory 1990-2023. Submission under Regulation (EU) No 2018/1999. 58 S.
- UMWELTBUNDESAMT (2022): POWER-TO-LIQUIDS: A SCALABLE AND SUSTAINABLE FUEL SUPPLY PERSPECTIVE FOR AVIATION. 56 S.
- VILARRASA, V. & CARRERA, J. & OLIVELLA, S. & RUTQVIST, J. ET AL. (2019): Induced seismicity in geologic carbon storage. In: Solid Earth, Band 10. S. 871 - 892.
- WAGREICH, M. & FAUPL, P. (1994): Palaeogeography and geodynamic evolution of the Gosau Group of the Northern Calcareous Alps (Late Cretaceous, Eastern Alps, Austria). In: Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, Band 110. S. 235 - 254.

- WALACH, G. (1993): Beiträge der Gravimetrie zur Erforschung der Tiefenstruktur alpiner Talfurchen. In: STEINHAUSER & WALACH (1993): Tagungsbericht über das 6. Internationale Alpengravimetrie-Kolloquium, Leoben 1993, S. 83 - 98.
- WALLMANN, K. & HAECKEL, M. & BOHRMANN, G. & SUESS, E. (2011): Zukünftige kommerzielle Nutzung von Methanhydratvorkommen im Meeresboden. In: Wissenschaftliche Auswertungen, Band . S. 285-288.
- WANG, P. & TENG, Y. & ZHAO, Y. & ZHU, J. (2021): Experimental studies on gas hydrate-based CO<sub>2</sub> storage: state-of-the-art and future research directions. In: Energy Technology, Band 9. S. 2100004.
- WEBER, F. (1990): Projekt: TA19j/1989 Tiefenwässer im unteren Inntal.
- WEBER, F. & SCHMID, C. & FIGALA, G. (1990): Vorläufige Ergebnisse reflexionsseismischer Messungen im Quartär des Inntals/Tirol. In: Zeitschrift für Gletscherkunde und Glazialgeologie, Band 26. S. 121 - 144.
- WEBER, U. W. & RINALDI, A. P. & ROQUES, C. & WENNING, Q. C. ET AL. (2023): In-situ experiment reveals CO<sub>2</sub> enriched fluid migration in faulted caprock. In: Nature: Scientific Reports, Band 13. S. 17006.
- WITKOWSKI, A. S. & MAJKUT, M. & RULIK, S. (2014): Analysis of pipeline transportation systems for carbon dioxide sequestration. In: Archives of Thermodynamics, Band 35 (1). S. 117 - 140.
- Xi, F. & DAVIS, S. J. & CIAIS, P. & CARWFORD-BROWN, D. ET AL. (2026): Substantial global carbon uptake by cement carbonation. In: Nature Geoscience: Letters, Band . S. 880-883.
- ZEP & CCSA (2022): Network technology guidance for CO<sub>2</sub> transport by ship. ZEP/CCSA Report. 50 S.
- ZHANG, X. & LIU, W. & CHEN, J. & JIANG, D. ET AL. (2022): Large-scale CO<sub>2</sub> disposal/storage in bedded rock salt caverns of China: an evaluation of safety and suitability. In: Energy, Band 249. S. 123727.
- CLIMWORKS (2024): Orca: the first large-scale plant. Abgerufen am Oktober 2024 von climeworks: <https://climeworks.com/plant-orca..>
- ŚLIZOWSKI, J. & LANKOF, L. & URBAŃCZYK, K. & SERBIN, K. (2017): Potential capacity of gas storage cavern in rock salt bedded deposits in Poland. In: Journal of Natural Gas Science and Engineering, Band 43. S. 167 - 178.

## 13. Anhang

Tabelle 20: Emissionswerte der Unternehmen mit Produktionssitz in Tirol laut EU-ETS-Handel im Jahr 2023.

Identifier in Register	Installation Name	Bezirk	Verifizierte Emissionen 2023 [t CO <sub>2</sub> -eq]
Stadtwerke Kufstein	Bioenergie Kufstein	KU	1.091
HALLAG Kommunal GmbH	Biomasseheizkraftwerk Hall in Tirol	IL	2.138
Crystal Energy	Crystal Energy GuD Wattens	IL	-
FHW Innrain Innsbruck	FHW Innrain Innsbruck	I	-
Fritz Egger St. Johann Tirol	Fritz Egger St. Johann Tirol	KB	4.854
Fritz Egger Wörgl	Fritz Egger Wörgl	KU	10.311
Montanwerke Brixlegg AG	Montanwerke Brixlegg AG	KU	31.555
Novartis Kundl	Novartis Werk Kundl	KU	42.347
Papierfabrik Wattens	Papierfabrik Wattens	IL	20.207
Schretter & Cie (Kalk) Vils	Schretter & Cie (Kalk) Vils	RE	41.174
Schretter & Cie (Zement) Vils	Schretter & Cie (Zement) Vils	RE	133.131
Swarovski Wattens (2 Anlagen)	Swarovski Wattens	IL	7.933
Stadtärme Lienz (TIWAG)	TIWAG - Lienz	LZ	235
Stadtärme Lienz – Notfallheizwerk	TIWAG - Notfallheizwerk Lienz III	LZ	82
Veitsch-Radex Hochfilzen	Veitsch-Radex Hochfilzen	KB	288.738
<b>Summe Emissionen in Tirol laut EU-ETS 2023</b>			<b>583.796</b>