

CLIMATE CHANGE

34/2026

**Abschlussbericht**

# Treibhausgasneutralität in der EU und in Deutschland: Die Konzeption einer Zielarchitektur unter Berücksichtigung von Senken

**von:**

Wolfram Jörß, Sabine Gores, Dr. Florian Krob, Dr. Andreas R. Köhler, Jakob Graichen, Victoria Brebeck, Anne Siemons, Mateo Flohr Reija  
Öko-Institut, Freiburg, Darmstadt & Berlin

Sebastian Lübbers, Dr. Fabian Muralter, Saskia Lengning, Purnima Kulkarni, Lennart Schulz  
Prognos AG, Berlin, Basel

**Herausgeber:**

Umweltbundesamt



CLIMATE CHANGE 34/2026

KLIFOPLAN des Bundesministeriums für Umwelt,  
Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3722 41 502 0

Abschlussbericht

# **Treibhausgasneutralität in der EU und in Deutschland: Die Konzeption einer Zielarchitektur unter Berücksichtigung von Senken**

von

Wolfram Jörß, Sabine Gores, Dr. Florian Krob, Dr.  
Andreas R. Köhler, Jakob Graichen, Victoria Brebeck,  
Anne Siemons, Mateo Flohr Reija  
Öko-Institut, Freiburg, Darmstadt & Berlin

Sebastian Lübbbers, Dr. Fabian Muralter, Saskia Lengning,  
Paurnima Kulkarni, Lennart Schulz  
Prognos AG, Berlin, Basel

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

## Impressum

### Herausgeber

Umweltbundesamt  
Wörlitzer Platz 1  
06844 Dessau-Roßlau  
Tel: +49 340-2103-0  
Fax: +49 340-2103-2285  
[buergerservice@uba.de](mailto:buergerservice@uba.de)  
Internet: [www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

### Durchführung der Studie:

Öko-Institut GmbH  
Borkumstraße 2  
13189 Berlin

### Abschlussdatum:

September 2025

### Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 „Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie“  
Karlotta Schultz, Kirsten op de Hipt (Layout)

### DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-8124>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Juni 2026

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

### **Kurzbeschreibung: Treibhausgasneutralität in der EU und in Deutschland: Die Konzeption einer Zielarchitektur unter Berücksichtigung von Senken**

Das Projekt untersucht auf wissenschaftlicher Grundlage Strategien zur Erreichung von Treibhausgasneutralität (THG-Neutralität) in Deutschland und der EU unter Berücksichtigung natürlicher und technischer CO<sub>2</sub>-Senken. Eine qualitative Analyse zeigt Nutzungskonflikte zwischen CO<sub>2</sub>-Entnahme und Emissionsvermeidung, insbesondere im Hinblick auf Flächen, Biomasse und erneuerbare Energien. Die techno-ökonomische Bewertung industrieller CO<sub>2</sub>-Entnahmetechnologien (z. B. BECCS, DACCS, Pflanzenkohle) identifiziert hohe Energiebedarfe, Kosten und infrastrukturelle Herausforderungen. Szenarienanalysen verdeutlichen große Unsicherheiten für die Höhe zu erwartender Residualemissionen und Senkennutzung sowie methodische Inkonsistenzen in der Bilanzierung von Treibhausgasneutralität. Die rechtliche und definitorische Einordnung einer Abgrenzung zwischen natürlichen und technischer Senken im Kontext einer Zielarchitektur bleibt bislang unklar. Ergänzend wurde das Potenzial technischer Methanentnahme untersucht, das sich jedoch noch im frühen Entwicklungsstadium befindet.

### **Abstract: Greenhouse Gas Neutrality in the EU and Germany: Designing a Target Architecture Considering Carbon Sinks**

The project uses a scientific approach to investigate strategies for achieving greenhouse gas neutrality (GHG neutrality) in Germany and the EU, considering natural and technical CO<sub>2</sub> sinks. A qualitative analysis reveals conflicts of use between CO<sub>2</sub> removal and emission avoidance, particularly with regard to land, biomass, and renewable energies. The techno-economic assessment of industrial CO<sub>2</sub> removal technologies (e.g., BECCS, DACCS, biochar) identifies high energy requirements, costs, and infrastructural challenges. Scenario analyses highlight major uncertainties regarding the level of expected residual emissions and sink use, as well as methodological inconsistencies in the accounting of greenhouse gas neutrality. The legal and definitional classification of a distinction between natural and technical sinks in the context of a target architecture remains unclear to date. In addition, the potential of technical methane capture was investigated, but it is still in the early stages of development.

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	7
Abkürzungsverzeichnis.....	8
Zusammenfassung.....	10
Summary .....	12
1 Einleitung.....	14
2 Wissenschaftliche Analyse und Bewertung von Einflussfaktoren auf die Senkenstrategie (AP 1).....	15
3 Überblick und Bewertung von technischen Negativ-Emissionstechnologien und –speichern sowie Kriterien für Umweltintegrität (AP 2) .....	17
3.1 Techno-ökonomische Analyse von CO <sub>2</sub> -Entnahmetechnologien und Bewertung der CO <sub>2</sub> -Speicherkapazitäten und -Projekte in Europa .....	17
3.2 Kostenanalyse für die CO <sub>2</sub> -Abscheidung an Punktquellen und direkt aus der Atmosphäre .....	28
4 Szenarien zur Treibhausgasneutralität im Vergleich (AP 3) .....	31
5 Fachgespräch: Wege zur Zielerreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland (AP 4) .....	36
6 Kurzfristige wissenschaftliche Analysen und Beratung (AP 5) .....	37
6.1 Herausforderungen zur separaten Ausweisung von Klimazielen für natürliche und technische Senken .....	37
6.2 Technische Ansätze zur Entfernung von Methan aus der Atmosphäre (methane removal) .....	37
7 Quellenverzeichnis .....	40

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen zur Vermeidung von THG-Emissionen und Maßnahmen zur CO <sub>2</sub> -Entnahme: Konkurrenz um begrenzte Ressourcen .....	16
Abbildung 2:	Potenzielle Wegsamkeiten für den Austritt von CO <sub>2</sub> aus der Speicherstätte.....	21
Abbildung 3:	Verlässlichkeitspyramide der Clean Air Task Force zur Bewertung von Methoden zur theoretischen Abschätzung von Speicherkapazitäten .....	24
Abbildung 4:	THG-Erzeugung und -Einbindung in Deutschland im Jahr 2045 .....	34
Abbildung 5:	THG-Erzeugung und -Einbindung in der EU im Jahr 2050 .....	35

## Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
<b>BECC</b>	Bioenergy with Carbon Capture
<b>BECCS</b>	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
<b>BMUV</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
<b>BMWK</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Klima
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditures
<b>CC</b>	Carbon Capture
<b>CCL</b>	Calcium-Carbonate Looping
<b>CCS</b>	Carbon Capture and Storage
<b>CCU</b>	Carbon Capture and Utilization
<b>CDM</b>	Clean Development Mechanism
<b>CDR</b>	Carbon Dioxide Removal
<b>CEE</b>	Central and Eastern European
<b>CH<sub>4</sub></b>	Methan
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlendioxid
<b>CRCF</b>	Carbon Removals and Carbon Farming
<b>DAC</b>	Direct Air Capture
<b>DACC</b>	Direct Air Carbon Capture
<b>DACCS</b>	Direct Air Carbon Capture and Storage
<b>DACCU</b>	Direct Air Carbon Capture and Utilisation
<b>DNSH</b>	Do No Significant Harm
<b>EGR</b>	Enhanced gas recovery
<b>EOR</b>	Enhanced oil recovery
<b>EU</b>	Europäische Union
<b>FID</b>	Finale Investitionsentscheidung
<b>IPCC</b>	Intergovernmental Panel on Climate Change
<b>KSG</b>	Bundes-Klimaschutzgesetz
<b>L-DAC</b>	Liquid-Direct Air Capture
<b>LNe</b>	Langfriststrategie Negativemissionen
<b>LULUCF</b>	Land Use, Land Use Change and Forestry
<b>MEA</b>	Monoethanolamin
<b>MMV</b>	Monitoring, Measurement and Verification

<b>Abkürzung</b>	<b>Erläuterung</b>
<b>NEKP</b>	Nationaler Energie- und Klimaplan
<b>NET</b>	Negativemissionstechnologien
<b>NZIA</b>	Net Zero Industry Act
<b>S-DAC</b>	Solid-Direct Air Capture
<b>TAB</b>	Thermische Abfallbehandlung
<b>THG</b>	Treibhausgas
<b>TRL</b>	Technology Readiness Level
<b>WACCS</b>	Waste Carbon Capture and Storage

## Zusammenfassung

Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) und dem Europäischen Klimagesetz wurden ambitionierte Ziele zur Treibhausgasneutralität (THG-Neutralität) bis 2045 (Deutschland) bzw. 2050 (EU) gesetzlich verankert. Um diese Ziele zu erreichen, müssen Restemissionen durch negative Emissionen – also CO<sub>2</sub>-Entnahmen – ausgeglichen werden. Das Vorhaben zielt darauf ab, auf wissenschaftlicher Grundlage Beiträge zur Weiterentwicklung einer Zielarchitektur für THG-Neutralität zu entwickeln, die sowohl natürliche als auch technische Senken berücksichtigt.

Eine im Vorhaben durchgeführte qualitative Analyse von Einflussfaktoren auf eine Senkenstrategie (AP 1) verdeutlicht die Konkurrenz von CO<sub>2</sub>-Entnahme mit THG-Vermeidungsmaßnahmen um begrenzte Ressourcen wie Fläche, Biomasse und erneuerbare Energien. Für landbasierte Methoden zur CO<sub>2</sub>-Entnahme fokussiert die Konkurrenzsituation dabei auf land- und forstwirtschaftlich nutzbare Flächen. Für industrielle Methoden zur CO<sub>2</sub>-Entnahme wie BECCS (Bioenergie mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung), DACCS (Direct Air Carbon Capture and Storage) und Pflanzenkohle sind hingegen multiple Konkurrenzen um erneuerbare Energie, Biomasse-Ressourcen und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur zu erwarten, die alle letztendlich zusätzlich eine Flächendimension beinhalten. Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen zur Emissionsvermeidung sollten daher Vorrang haben. Eine integrierte Betrachtung von Vermeidung und Entnahme ist notwendig, um Nutzungskonflikte zu minimieren und Erwartungen an Negativemissionen im Kontext eines integrierten Klimaschutzes zu überprüfen.

Die im Vorhaben vorgenommene techno-ökonomische Analyse von industriellen CO<sub>2</sub>-Entnahmentechnologien (AP 2) fokussiert auf BECCS, DACCS, Pflanzenkohle und Beschleunigte Verwitterung. Herausforderungen sind hoher Energiebedarf und Investitionskosten, Unsicherheiten bei Langzeitspeicherung und Umweltwirkungen, die Notwendigkeit eines CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherinfrastrukturnetzes sowie begrenzte CO<sub>2</sub>-Speicherungs- und Injektionskapazitäten in Europa. Die Umweltintegrität technischer Senken muss durch klare Kriterien (z. B. Nettoentnahme, Dauerhaftigkeit, DNSH-Prinzip<sup>1</sup>) gewährleistet werden. Der Begriff ist bislang rechtlich nicht eindeutig definiert. Zur Umweltintegrität von industriellen CO<sub>2</sub>-Entnahmentechnologien besteht weiterer Bedarf an Forschung und konkreten Regelungen.

Eine prioritäre und umfassende Vermeidung der Entstehung von Treibhausgasen entsprechend den Klimaschutzziele ist relevant, um eine moderate Nutzung begrenzter CO<sub>2</sub>-Speicherinfrastruktur für technische Negativemissionen zu realisieren. Damit sollten a) den Unsicherheiten bei der dauerhaften Einlagerung Rechnung getragen werden und b) unvermeidbare Restemissionen, die über die natürliche Senkenkapazität hinausgehen, möglichst langfristig ausgeglichen werden können.

Im Vorhaben wurden zudem Pfade zur THG-Neutralität in verschiedenen deutschen und europäischen Szenarien analysiert (AP 3). Die Ergebnisse zeigen große Spannbreiten der angenommenen Residualemissionen und der Nutzung von Senken. Unterschiedliche Bilanzierungsmethoden in den analysierten Szenarien erschweren dabei die Vergleichbarkeit, insbesondere in Hinblick auf eine konsistente Anwendung des Territorialprinzips in der Bilanzierung. Die Entwicklung und Vereinbarung einer einheitlichen Methodik zur Ausweisung von Emissionen, Senken und CCU<sup>2</sup>/CCS-Aktivitäten für künftige Szenarien wären in diesem Kontext wichtig und können eine wichtige Grundlage für eine zukünftige Zielarchitektur sein.

---

<sup>1</sup> ‚Do No Significant Harm‘. Das DNSH-Prinzip der EU-Taxonomie (Verordnung (EU) 2020/852) verlangt, dass wirtschaftliche Aktivitäten keinem der in dieser Verordnung definierten sechs Umweltziele erheblich schaden.

<sup>2</sup> Carbon Capture and Utilization

Im April 2025 wurde ein Fachgespräch (AP 4) mit dem Titel „Wege zur Zielerreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland – Erkenntnisse aus aktuellen Szenarien“ durchgeführt. Neben zwei inhaltlichen Inputs aus AP 1 und AP 3 des vorliegenden Vorhabens gab es einen Beitrag aus dem UBA-Projekt „Transformation zu einem vollständig treibhausgasneutralen Deutschland“ (CARE): Dabei wurden aktuelle Modellierungsergebnisse der Szenarien CARESupreme und CARETech im Hinblick auf die Rolle der natürlichen und technischen Senken in den THG-Neutralitätsszenarien präsentiert. Aufbauend auf den Inputs und dazu geäußertem Feedback wurden in Kleingruppen Optionen für Zielgrößen für das THG-Neutralitätsziel für 2045 sowie die im KSG verankerte besondere Bedeutung der natürlichen Senken und ihres Beitrags diskutiert.

Die definitorische Fassung von Senkenzielen in einer Klimaarchitektur (AP 5) steht vor der Herausforderung, mit den systematisch unterschiedlichen Quantifizierungsansätzen für CO<sub>2</sub>-Entnahme in THG-Inventaren und in der Zertifizierung von Entnahme-Aktivitäten umzugehen. Für komplementär zu Emissionsminderungszielen angelegte Senkenziele muss die Logik der THG-Inventare genutzt werden, um Doppelzählungen zwischen beiden Teilzielen zu vermeiden. Eine Zuordnung der Prozessketten von Entnahmeaktivitäten zu ‚technisch‘ in Abgrenzung von ‚natürlich‘ ist dabei nicht immer eindeutig möglich. Im THG-Inventar sind ‚natürliche‘ Senken gemeinsam mit Emissionen der Landnutzung im LULUCF<sup>3</sup>-Sektor verortet. Der LULUCF-Sektor umfasst auch Senken, die technische Prozessschritte beinhalten, z.B. Pflanzenkohle oder Holzprodukte. Sofern die Kategorie ‚technische Senken‘ in Klimazielen genutzt werden soll, bedarf dies einer zusätzlichen definitorischen Abgrenzung.

Ergänzend zur CO<sub>2</sub>-Entnahme wurde auch die Entnahme von Methan (CH<sub>4</sub>) aus der Atmosphäre untersucht (ebenfalls AP 5): Die Herausforderung der atmosphärischen Methanentfernung besteht darin, dass Methan viel stärker verdünnt ist als CO<sub>2</sub>, was die Abscheidung technisch sehr aufwändig und unwirtschaftlich macht. Technische Ansätze zur Entfernung von Methan aus der Atmosphäre bei niedrigen Konzentrationen um 2 ppm (z. B. photokatalytische Oxidation, Zeolithe) befinden sich noch im frühen Entwicklungsstadium und sind in absehbarer Zeit nicht anwendungsreif. Methanentfernung ist daher nicht relevant für die Weiterentwicklung der Zielarchitektur.

---

<sup>3</sup> Land Use, Land Use Change and Forestry

## Summary

The German Federal Climate Protection Act and the European Climate Law have enshrined in law ambitious targets for greenhouse gas neutrality (GHG neutrality) by 2045 (Germany) and 2050 (EU). To achieve these targets, residual emissions must be offset by negative emissions, i.e. CO<sub>2</sub> removals. The project seeks to develop scientifically grounded input for advancing a target architecture for GHG neutrality, that integrates both natural and technical carbon sinks.

A qualitative analysis of factors influencing a sink strategy (WP 1) carried out in the project highlights the competition between CO<sub>2</sub> removal and GHG avoidance measures for limited resources such as land, biomass, and renewable energies. For land-based methods of CO<sub>2</sub> removal, the competition focuses on land that can be used for agriculture and forestry. For industrial methods of CO<sub>2</sub> removal like BECCS (bioenergy with CO<sub>2</sub> capture and storage), DACCS (direct air carbon capture and storage) and biochar, on the other hand, multiple conflicts over renewable energy, biomass resources, and CO<sub>2</sub> infrastructure are to be expected, all of which ultimately also involve a land dimension. Therefore, efficiency and sufficiency measures for emission avoidance should be given priority. An integrated view of avoidance and removal is necessary to minimize conflicts of use and to review expectations of negative emissions in the context of integrated climate protection.

The techno-economic analysis of industrial CO<sub>2</sub> capture technologies (WP 2) undertaken in the project focuses on BECCS, DACCS, biochar, and enhanced weathering. Challenges include high energy requirements and investment costs, uncertainties regarding long-term storage and environmental impacts, the need for a CO<sub>2</sub> transport and storage infrastructure network, as well as limited CO<sub>2</sub> storage and injection capacities in Europe. The environmental integrity of technical sinks must be ensured through clear criteria (e.g. net removal, permanence, DNSH principle<sup>4</sup>). The term has not yet been clearly legally defined. Further research and concrete regulations are needed in this area.

Prioritizing and comprehensively avoiding the generation of GHGs in line with climate protection targets is key to achieve moderate use of limited CO<sub>2</sub> storage infrastructure for technical negative emissions. This should a) take into account the uncertainties associated with permanent storage and b) enable unavoidable residual emissions that exceed the natural sink capacity to be offset in the long term as far as possible.

The project also analysed pathways to GHG neutrality in various German and European scenarios (WP 3). The results show wide ranges in assumed residual emissions and the use of sinks. Different accounting methods in the analysed scenarios make comparability difficult, especially with regard to the consistent application of the territorial principle in accounting. The development and common agreement of a methodology for reporting emissions, sinks, and CCU<sup>5</sup>/CCS activities for future scenarios would be important in this context and could form an important basis for a future target architecture.

In April 2025, an expert workshop (WP 4) entitled “Pathways to achieve greenhouse gas neutrality in Germany – findings from current scenarios” was conducted. In addition to two inputs from the present project (WP 1 and WP 3), there was a contribution from the UBA project “Transformation to a completely greenhouse gas-neutral Germany” (CARE). Recent findings from the modelling of CARESupreme and CARETech scenarios were presented with a focus on the role of natural and technical sinks in the GHG neutrality scenarios. Based on the inputs and

---

<sup>4</sup> Do No Significant Harm'. The DNSH principle of the EU taxonomy (Regulation (EU) 2020/852) requires that economic activities do not significantly harm any of the six environmental objectives defined in this regulation.

<sup>5</sup> Carbon Capture and Utilization

feedback provided, break-out groups discussed options for target values for the 2045 GHG neutrality target and the particular importance of natural sinks and their contribution as enshrined in the Federal Climate Protection Act.

The fundamentally different approaches to define ‘CO<sub>2</sub> removals’ used in GHG inventories and CO<sub>2</sub> removal certification present a challenge to defining sink targets in a climate architecture (WP 5). For sink targets designed to complement emission reduction targets, the methodology of GHG inventories must be followed to avoid double counting between the two sub-targets. It is not always possible to clearly classify the process chains of removal activities as “technical” as opposed to “natural”. In the GHG inventory, “natural” sinks are accounted together with emissions from land use in the LULUCF<sup>6</sup> sector. The LULUCF sector also includes sinks that involve technical process steps, e.g. biochar or harvested wood products. If the category “technical sinks” is to be used in climate targets, this requires an additional definitional clarification.

In addition to CO<sub>2</sub> removals, the removal of methane (CH<sub>4</sub>) from the atmosphere was also investigated (also WP 5): Atmospheric methane removal faces significant challenges due to methane’s low concentration—around 2 ppm—making capture technically complex and economically unfeasible. Current technologies such as photocatalytic oxidation and zeolite-based methods are still in early development stages and unlikely to be deployable in the near future. As a conclusion, methane removal is not considered relevant for advancing the current target architecture.

---

<sup>6</sup> Land Use, Land Use Change and Forestry

# 1 Einleitung

Im Jahr 2021 wurden Treibhausgas (THG)-Neutralitätsziele verbindlich in Gesetzen formuliert: Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) wurde das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 auf nationaler Ebene festgeschrieben, auf europäischer Ebene wurde das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 im Europäischen Klimagesetz ((EU) 2021/1119) formuliert. Auf beiden Ebenen sollen negative Emissionen nach dem Jahr 2050 erreicht werden. Um diese gesetzten Ziele zu erreichen, ist es die oberste Priorität, die Treibhausgasemissionen in allen Sektoren weitgehendst zu senken, denn alle Restemissionen, sogenannte Residualemissionen, müssen spätestens zum Zielzeitpunkt durch negative Emissionen durch technische und natürliche Senken ausgeglichen werden. Nach dem Jahr 2050 müssen diese Senken schließlich sowohl in der EU als auch in Deutschland die Residualemissionen fortwährend überwiegen.

Vor diesem Hintergrund war es Ziel des Forschungsvorhabens „Treibhausgasneutralität in der EU und in Deutschland: Die Konzeption einer Zielarchitektur unter Berücksichtigung von Senken“, eine solide wissenschaftliche Grundlage zur Neuausrichtung der Zielarchitektur der Bundesregierung zu bieten, die idealerweise auch Eingang in die Überlegungen auf europäischer Ebene finden kann.

Im Forschungsvorhaben waren dazu verschiedene Arbeitspakete komplementär angelegt:

- ▶ In Arbeitspaket 1 „Wissenschaftliche Analyse und Bewertung von Einflussfaktoren auf die Senkenstrategie“ wurde eine qualitative Analyse und Bewertung von Einflussfaktoren auf die Senkenstrategie vorgenommen, deren Ergebnisse die Kommunikation zu den Wechselwirkungen und Interdependenzen von Maßnahmen zur THG-Minderung und Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Entnahme unterstützen soll (Kapitel 2).
- ▶ In Arbeitspaket 2 wurde ein Überblick und eine Bewertung von technischen Negativ-Emissionstechnologien und –speichern sowie Kriterien für deren Umweltintegrität erarbeitet und mit einem Vergleich der Energie- und Kostenaufwendungen von ausgewählten Anwendungsfällen komplementiert (Kapitel 3).
- ▶ In Arbeitspaket 3 wurden mögliche Entwicklungspfade von Senken für das Erreichen und Sichern von THG-Neutralität auf deutscher und europäischer Ebene tiefer analysiert und in ihren verschiedenen Ausprägungen verglichen (Kapitel 4).
- ▶ Im Rahmen von Arbeitspaket 4 wurden Zwischenergebnisse insbesondere aus den Arbeitspaketen 1 und 3 auf einem Workshop mit der Fachöffentlichkeit diskutiert.
- ▶ Das Arbeitspaket 5 „Kurzfristige wissenschaftliche Analysen und Beratung“ bot Gelegenheit, zu zwei verschiedenen Themen Analysen im Kontext einer Senkenstrategie auszuarbeiten (Kapitel 6):
  - Herausforderungen zur separaten Ausweisung von Klimazielen für natürliche und technische Senken
  - Technische Ansätze zur Entfernung von Methan aus der Atmosphäre

Zu den Ergebnissen der verschiedenen Arbeitspaketen liegen getrennte Veröffentlichung vor, die im vorliegenden Abschlussbericht zusammengefasst werden.

## 2 Wissenschaftliche Analyse und Bewertung von Einflussfaktoren auf die Senkenstrategie (AP 1)

Die Ergebnisse des AP 1 wurden im Öko-Institut Working Paper 3/2025 „Wechselwirkungen zwischen CO<sub>2</sub>-Entnahme und THG-Vermeidung: Konkurrenz um begrenzte Ressourcen“ (Jörß und Liste 2025) veröffentlicht und dort wie folgt zusammengefasst:

*„Für die angestrebte Treibhausgasneutralität wird die CO<sub>2</sub>-Entnahme eine Rolle zum Ausgleich verbleibender Restemissionen an THG spielen, die nicht vermieden werden können. Für die sowohl in Deutschland als auch in der EU gesetzlich angelegten netto-negativen Zielsetzungen muss die CO<sub>2</sub>-Entnahme die Restemissionen übersteigen. Inwiefern die Entnahme durch landbasierte / 'natürliche' Senken hierfür bereits ausreichen können, hängt vom Ambitionsgrad der Maßnahmen im LULUCF-Sektor und der Minderungsanstrengungen insgesamt ab, inklusive Effizienz- und Suffizienz-Maßnahmen.*

*Die meistdiskutierten Methoden zur CO<sub>2</sub>-Entnahme konkurrieren allerdings mit Maßnahmen zur THG-Vermeidung um die physisch begrenzten Ressourcen:*

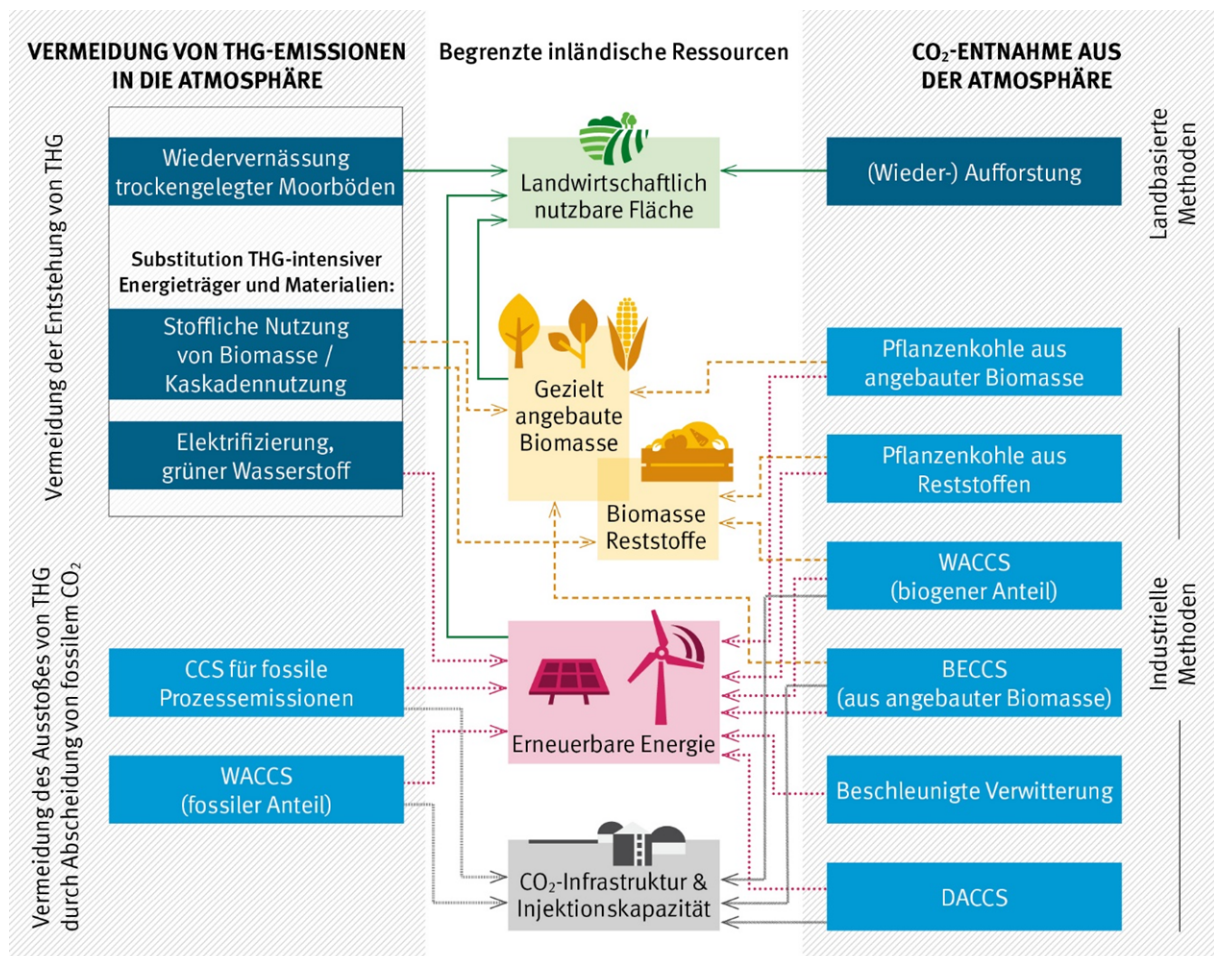
- ▶ Erneuerbare Energie,
- ▶ Anbau-Biomasse, tendenziell auch Biomasse-Reststoffe,
- ▶ Fläche, insbesondere für Land- und Forstwirtschaft sowie
- ▶ CO<sub>2</sub>-Infrastruktur.

*Für landbasierte Methoden zur CO<sub>2</sub>-Entnahme fokussiert die Konkurrenzsituation dabei auf land- und forstwirtschaftlich nutzbare Flächen. Für industrielle Methoden zur CO<sub>2</sub>-Entnahme sind hingegen multiple Konkurrenzen um erneuerbare Energie, Biomasse-Ressourcen und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur zu erwarten, die alle letztendlich zusätzlich eine Flächendimension beinhalten.*

*Bei der Bewertung von Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Entnahme und klimapolitischen Zielsetzungen für die CO<sub>2</sub>-Entnahme müssen potenzialbegrenzende Wechselwirkungen mit Maßnahmen zur THG-Vermeidung berücksichtigt werden. THG-Vermeidungsmaßnahmen sind dabei aus dem Blickwinkel von Ressourceneffizienz im Grundsatz als prioritär gegenüber der CO<sub>2</sub>-Entnahme anzusehen. Vermeidungsseitig sind in diesem Kontext Maßnahmen zur Förderung von Effizienz und Suffizienz attraktiv, da sie die Ressourcenknappheit und die angesprochenen Nutzungskonflikte tendenziell entschärfen.“*

Abbildung 1 verdeutlicht grafisch die Wechselwirkungen zwischen Vermeidungs- und Entnahmemaßnahmen in der Konkurrenz um die genannten begrenzten Ressourcen:

**Abbildung 1: Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen zur Vermeidung von THG-Emissionen und Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Entnahme: Konkurrenz um begrenzte Ressourcen**



Prioritäres Handlungsfeld für jeglichen Klimaschutz ohne Konkurrenz um Ressourcen:  
Vermeidung von THG-Emissionen durch Suffizienz und Effizienz

**Bedarf an begrenzten Ressourcen:**

→ Flächenbedarf    - - - - -> Biomassebedarf    ······> Energiebedarf    ———> Infrastrukturbedarf

**Erläuterungen der Abkürzungen**

THG: Treibhausgase

WACCS: Waste with Carbon Capture and Storage

DACCS: Direct Air Carbon Capture and Storage

BECCS: Bionenergy with Carbon Capture and Storage

CCS: Carbon Capture and Storage

Quelle: Jörß und Liste 2025

### 3 Überblick und Bewertung von technischen Negativ-Emissionstechnologien und –speichern sowie Kriterien für Umweltintegrität (AP 2)

Ziel des AP 2 war es, einen aktuellen Überblick and eine Bewertung von Negativemissionstechnologien zu erstellen, die als technisch-ökonomische Grundlage für Diskussionen um die Einbindung technischer Senken in die Architektur der Klimaziele dienen kann. Die Ergebnisse des AP 2 wurden/werden im vom Umweltbundesamt im Bericht „Techno-ökonomische Analyse von CO<sub>2</sub>-Entnahmetechnologien und Bewertung der CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten und -Projekte in Europa“ (Lübbbers et al. 2026a) veröffentlicht und sind in Kapitel 3.1 auf Basis dieses Berichts zusammengefasst. Zusätzlich wurde eine „Kostenanalyse für die CO<sub>2</sub> -Abscheidung an Punktquellen und direkt aus der Atmosphäre“ (Lübbbers et al. 2026b) erstellt, die in Kapitel 3.2 auf Basis dieses Berichts zusammengefasst ist.

#### 3.1 Techno-ökonomische Analyse von CO<sub>2</sub>-Entnahmetechnologien und Bewertung der CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten und -Projekte in Europa

Angesichts der gesetzlich verankerten Ziele zur Netto-Treibhausgasneutralität - in Europa bis 2050 und in Deutschland bis 2045 - rücken **negative Emissionen** zunehmend in den Fokus. Dabei handelt es sich um Verfahren, die darauf abzielen, bereits ausgestoßene Treibhausgase aktiv aus der Atmosphäre zu entfernen, um unvermeidbare Restemissionen auszugleichen und so die angestrebte Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen. Die betrachteten Verfahren und deren Entwicklungsstand fassen Lübbbers et al. (2026a) wie folgt zusammen:

*„Insbesondere präsent in den Debatten sowie in relevanten Szenarien (z. B. IPCC) sind die Negativemissionstechnologien die direkte Abscheidung aus der Atmosphäre und Speicherung (DACCS), die Kombination aus Bioenergie und CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (BECCS) sowie die beschleunigte Verwitterung und Pflanzenkohle. Natürliche Negativemissionen sind sowohl in der EU mit dem Ziel 310 Mt CO<sub>2</sub>/a bis 2030, als auch national mit den Zielen für den LULUCF-Sektor in §3a KSG festgelegt. Demnach sollen im Jahr 2045 in Deutschland 40 Mt CO<sub>2</sub> eingebunden werden. Technische CO<sub>2</sub>-Entnahmeverfahren bieten eine Ergänzung zu den natürlichen negativen Emissionen – so auch festgeschrieben nach § 3b KSG und im Rahmen der LNe festzulegen. Deren Implementierung erfordert jedoch nicht nur erhebliche technologische Fortschritte, sondern auch die Entwicklung geeigneter politischer, ökonomischer und gesellschaftlicher Rahmenbedingungen. Die erfolgreiche Integration dieser Ansätze und ihre Nachhaltigkeitsanforderungen werden entscheidend für den Beitrag technischer Negativemissionstechnologien für die europäischen Klimaziele sein ohne andere Umwelt- und Nachhaltigkeitsziele zu beeinträchtigen.*

*Die Negativemissionstechnologien BECCS und DACCS sind dabei Verfahren, die für die CO<sub>2</sub>-Entnahme eine neue CO<sub>2</sub>-Infrastruktur benötigen und stehen in diesem Bericht im Fokus, neben den beiden anderen betrachteten Optionen der Pflanzenkohle und der Beschleunigten Verwitterung. Im ersten Teil der Prozesskette dieser Verfahren wird das CO<sub>2</sub> entweder an CO<sub>2</sub>-Punktquellen abgetrennt oder direkt der Atmosphäre entzogen. Die **Abscheidung an biogenen Punktquellen (BECC)** umfasst z. B. Biogasaufbereitungsanlagen oder Biomasseheizkraftwerke. Die am häufigsten verwendete Abscheidungstechnik an Punktquellen ist die chemische Absorption mit Aminwäsche (MEA). Es gibt jedoch auch weitere Technologien wie das Membranverfahren, Kalzium oder chemisches Calcium-Carbonate Looping (CCL) und die Oxyfuel-Trennung, die noch unterschiedliche Technologiereifegrade haben. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung an der Punktquelle kann in drei Hauptverfahren unterteilt werden: Post-Combustion, Oxyfuel-Verfahren und Pre-Combustion. Bei der Post-Combustion wird das CO<sub>2</sub> nach der Verbrennung abgetrennt, beim Oxyfuel-*

Verfahren findet die Verbrennung in reiner Sauerstoffumgebung statt und beim Pre-Combustion wird das CO<sub>2</sub> vor der Verbrennung abgetrennt. Die Abscheidungstechnologien erfordern thermische Energie für die Lösung des CO<sub>2</sub> aus den Aminen sowie elektrische Energie für die Zirkulation der Amine, die Ventilation und Komprimierung des CO<sub>2</sub>. Der Energiebedarf variiert je nach Abscheidungsverfahren und CO<sub>2</sub>-Konzentration im Rauchgas. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus biogenen Quellen erfolgt hauptsächlich bei der Verbrennung von Biomasse für Energie oder Prozesswärme sowie bei der Gasifizierung von Biomasse. Auch die Fermentation und Verbrennung von Fermentationsprodukten sowie die Dampfreformierung von Biomethan zur Wasserstofferzeugung bieten Potenziale für BECC. Die technologische Reife dieser Verfahren variiert je nach Anwendung. Die Investitionsausgaben für die Abscheidungstechnologien sind hoch, insbesondere bei den first-of-a-kind Projekten. Insgesamt gibt es noch großen Entwicklungsbedarf für die verschiedenen Abscheidungstechnologien und weitere Forschung und Skalierung ist erforderlich, um die Effizienz zu verbessern und die Kosten zu senken.

Bei **Direct Air Carbon Capture (DACC)** wird CO<sub>2</sub> direkt der Atmosphäre entzogen. Die am weitesten entwickelte Technologie basiert auf einem thermischen Ansatz, bei dem thermische Energie zur Freisetzung des CO<sub>2</sub> genutzt wird. Es gibt eine Hochtemperatur DAC-Anlage (Liquid-DAC) mit einem flüssigen Absorptionsmittel und eine Niedrigtemperatur DAC-Anlage (Solid-DAC) mit einem festen Adsorptionsmittel. Carbon Engineering aus Kanada hat sich auf die L-DAC-Anlage spezialisiert, während Climeworks aus der Schweiz die S-DAC-Anlage entwickelt. Beide Anlagen gehören zu den Pionierunternehmen, die CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entnehmen, um es zu speichern (DACCS) oder als Kohlenstoffquelle zu nutzen (DACCU). Es gibt auch neue DAC-Technologien wie Membranabtrennung und kryogene Abtrennung. Die DAC-Anlagen der neusten Generation zeichnen sich durch neue Abscheidungs- und Freisetzungsmechanismen aus. Die Kosten für DAC-Anlagen sind noch unsicher und hängen von verschiedenen Faktoren ab, wie der Technologieentwicklung, Skaleneffekten und Effizienzsteigerungen. Langfristig ist das Ziel die Kosten auf etwa 100-300 EUR/tCO<sub>2</sub> zu senken.“

In Lübbers et al. (2026a) wurden zudem mit dem Fokus auf BECC- und DACC-Projekte die **geplanten und laufenden CO<sub>2</sub>-Abscheideprojekte** in Europa wie folgt ausgewertet:

„Insgesamt wurden 183 Projekte zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> identifiziert. Die meisten Projekte konzentrieren sich auf 18 europäische Länder, wobei das Vereinigte Königreich mit 61 Projekten führend ist. Deutschland, die Niederlande und Norwegen folgen auf den nächsten Plätzen. Die meisten Projekte zielen auf die Abscheidung von fossilem CO<sub>2</sub> ab, während nur wenige Projekte nicht-fossiles CO<sub>2</sub> abscheiden. Für DAC-Projekte wird bis 2030 eine Abscheidekapazität von 0,8 Mt/a angestrebt. Weltweit laufen insgesamt 82 DAC-Projekte, die langfristig eine Abscheidekapazität von 19,4 Mt/a erreichen sollen. Die meisten Projekte konzentrieren sich auf Nordamerika und den Nahen Osten, verfolgen einen thermischen Ansatz zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und planen die Speicherung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen (DACCS).“

Lübbers et al. (2026a) unterscheiden zwischen **Bedarf und Potenzial von negativen Emissionen**: „Der Bedarf an negativen Emissionen leitet sich aus den nationalen und europäischen Klimazielen ab. Um Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen, müssen Restemissionen durch negative Emissionen ausgeglichen werden. Der Bedarf an technischer CO<sub>2</sub>-Entnahme wurde bisher weder auf EU-Ebene noch auf nationaler Ebene festgelegt, um ein optimales Portfolio von natürlichen und technischen Entnahmooptionen für das Jahr 2050 und darüber hinaus zu erstellen, ist eine Potenzialabschätzung notwendig. Jede Entnahmooption hat mindestens einen limitierenden Faktor, der das Potenzial begrenzt. BECCU/S wird vor allem durch das nachhaltige Biomassepotenzial begrenzt, während DACCU/S insb. durch das Angebot erneuerbarer Energien begrenzt ist. Die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität ist ebenfalls für beide Optionen ein limitierender Faktor.“

*Auf europäischer Ebene spielt die industrielle CO<sub>2</sub>-Entnahme neben der Dekarbonisierung eine zentrale Rolle auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität bis 2050.“*

Laut der Folgenabschätzung der EU-Kommission für ein europäisches Klimaziel für 2040 (EC 2024) könnten bis zu 121 Mt CO<sub>2</sub> mittels BECCS und DACCS im Jahr 2050 der Atmosphäre entnommen werden. Das S3<sup>7</sup>-Szenario in der Folgenabschätzung sieht für 2050 114 Mt CO<sub>2</sub> technische Entnahme sowie eine Nettoentnahme im LULUCF Bereich von 333 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. vor. Die Reduktion der Brutto-THG-Emissionen soll bis dahin von 5.100 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. (Ausgangspunkt 1990 der Folgenabschätzung) auf 411 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. erfolgen. Im LIFE-Szenario<sup>8</sup> der Folgenabschätzung liegen die technischen Entnahmen in 2050 geringer bei 40 Mt CO<sub>2</sub>, für ‚natürliche‘ Entnahmen (LULUCF) sind hier 389 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. angesetzt. Die Internationale Energieagentur (IEA) erwartet in ihrem Szenario "Net Zero" bis 2050 einen globalen CO<sub>2</sub>-Abscheidungsbedarf von bis zu 2.400 Mt CO<sub>2</sub>. Globale Schätzungen zeigen langfristig einen Bedarf von bis zu 10.000 Mt CO<sub>2</sub>/a an negativen Emissionen (International Energy Agency 2021).

Zum CO<sub>2</sub>-Transport und der Speicherung in geologischen Formationen kommen Lübbers et al. (2026a) zu folgenden Schlussfolgerungen:

*„Der CO<sub>2</sub>-Transport ist ein zentraler Bestandteil der CCU/S-Wertschöpfungskette und umfasst die Schritte Komprimierung, Verflüssigung, Verladung, Entladung, Zwischenspeicherung und den Transport selbst. Je nach Transportmodus und -menge variieren die Anforderungen an das CO<sub>2</sub>-Transportsystem. CO<sub>2</sub> kann in gasförmiger, flüssiger oder dichter Phase transportiert werden, wobei die Dichte des CO<sub>2</sub> eine entscheidende Rolle spielt. Der Transport per Pipeline ist besonders für große CO<sub>2</sub>-Mengen und lange Distanzen geeignet. Dabei wird das CO<sub>2</sub> auf ein Druckniveau von 80-150 bar komprimiert und bei Umgebungstemperaturen von +5 bis +25°C transportiert. Der Pipelinetransport erfordert Verdichterstationen, um den Druckverlust auszugleichen. Die Investitions- und Betriebskosten für den CO<sub>2</sub>-Transport hängen von den Faktoren wie der Transportart, der Distanz und der Transportkapazität ab. Der Pipelinetransport ist auf weiten Distanzen und großen Mengen kostengünstiger als der Transport per Schiff, Bahn oder Lkw. Es gibt bereits Pläne für einen leitungsgebundenen CO<sub>2</sub>-Transport in Deutschland, die ein nationales CO<sub>2</sub>-Kernnetz mit einer Leitungslänge von bis zu 4.800 km abbilden und durch die Anbindung von Grenzübergangspunkten einen grenzüberschreitenden CO<sub>2</sub>-Transport ermöglichen. Auch auf europäischer Ebene wurde ein europaweites CO<sub>2</sub>-Netz skizziert, das eine Leitungslänge von bis zu 19.000 km im Jahr 2050 vorsieht. Der Schiffstransport bietet Flexibilität und die Nutzung bestehender Hafeninfrastruktur, während der Zugtransport für kleine Mengen und kurze Distanzen geeignet ist. Flüssiges CO<sub>2</sub> kann auch per Zug oder Lkw transportiert werden. Der Zugtransport eignet sich besonders für dezentrale Standorte mit geringen CO<sub>2</sub>-Mengen, die nicht über eine Pipeline angeschlossen werden können oder einen Zugang zu einer Bundeswasserstraße haben. Beim Zugtransport wird das CO<sub>2</sub> abgeschieden, verflüssigt und in Kesselwagen geladen. Der Transport per Lkw findet bereits in der Lebensmittel- und Chemieindustrie statt. Dabei können nur kleine Mengen von flüssigem CO<sub>2</sub> transportiert werden. Dadurch ist es die teuerste Variante, aber auch die flexibelste.*

*Die CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen stellt das letzte Glied in der der CCU/S-Wertschöpfungskette dar. Für die Speicherung muss das CO<sub>2</sub> komprimiert und anschließend in geeignete geologische Gesteinsformationen (Reservoire) injiziert werden. Im Gestein soll es durch*

---

<sup>7</sup> Das ‚S3‘-Szenario der Folgenabschätzung erreicht bis 2040 eine Minderung der Netto-THG-Emissionen gegenüber 1990 um 90 % ist somit für den Zeitpunkt 2040 anspruchsvoller als die Szenarien S1 und S2. Für 2050, wird in allen Szenarien S1, S2 und S3 THG-Neutralität angenommen.

<sup>8</sup> Das ‚LIFE‘-Szenario der Folgenabschätzung steht für nachhaltigere Lebensstile und ist in seinem Ambitionsniveau für 2040 dem S3-Szenario vergleichbar.

*Rückhalte- und Speichermechanismen möglichst dauerhaft gebunden werden. Rückhalte- und Speichermechanismen umfassen einerseits physikalische Prozesse, wie Immobilisierung durch stratigraphische und strukturelle Fallen- und Barrierestrukturen oder die residuale Bindung des CO<sub>2</sub> über Kapillarkräfte im Porenraum der Gesteine sowie andererseits geochemische Lösungs- und Abscheidungsprozesse, wie die Lösung im Formationswasser oder die Mineralisation mit dem Speichergestein selbst. Bis Rückhalte- und Speichermechanismen in Kraft treten, können je nach Mechanismus einige wenige Monate bis mehrere Tausende bis Zehntausende Jahre vergehen.“*

Die Zeiträume, bis relevante Anteile des CO<sub>2</sub> über die unterschiedlichen Prozesse gebunden sind, hängen maßgeblich von den geologischen Reservoireigenschaften ab:

*„Je größer der Anteil des CO<sub>2</sub> über Lösung im Formationswasser oder die Mineralisation mit dem Speichergestein gebunden ist, desto geringer ist ein Leckagerisiko und desto höher die Speichersicherheit. Bis ein signifikanter Teil des Gases jedoch durch Mineralisation im Speichergestein gebunden ist, können auch Jahrtausende von Jahren vergehen. Optimale Speicherstätten sind poröse Sedimentgesteine in 800 bis 3.000 Metern Tiefe, die von undurchlässigen Barrieren überlagert werden, um ein Entweichen des CO<sub>2</sub> zu verhindern. Solche Standorte müssen geologisch stabil und infrastrukturell erschlossen sein und gesellschaftliche sowie umweltbezogene Standortanforderungen erfüllen.*

*Die Vorbereitung und Inbetriebnahme eines CO<sub>2</sub>-Speicherprojekts dauert insgesamt 8 bis 12 Jahre, einschließlich der Standortbewertung, Infrastrukturentwicklung und Prozessimplementierung. Der gesamte Lebenszyklus eines Projekts, einschließlich Betrieb, Überwachung und Übergabe an Behörden, kann 50 bis 70 Jahre umfassen. Der Ausbau zusätzlicher Infrastrukturen, wie Transport- und Umschlagkapazitäten, könnte bis zu 15 Jahre in Anspruch nehmen und müsste frühzeitig geplant werden. Kritik erfährt die CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen dadurch, dass wesentliche Erfahrungen auf nur wenigen Projekten (z. B. Sleipner und Snøhvit<sup>9</sup>) aufbauen, welche schon in frühen Phasen des Betriebs mit erheblichen Schwierigkeiten durch unvorhersehbare Probleme mit dem Verhalten von CO<sub>2</sub> im Reservoir umgehen mussten. Auch wenn diese Schwierigkeiten durch die frühzeitige Identifizierung und rechtzeitige Gegenmaßnahmen behoben werden konnten, bleiben Fragen bezüglich des Langzeitverhaltens von CO<sub>2</sub> im Reservoir weit nach Beendigung der CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte offen.“ (Lübbbers et al. 2026a).*

Zu den Risiken der CO<sub>2</sub>-Speicherung fassen Lübbbers et al. (2026a) ihre Ergebnisse wie folgt zusammen:

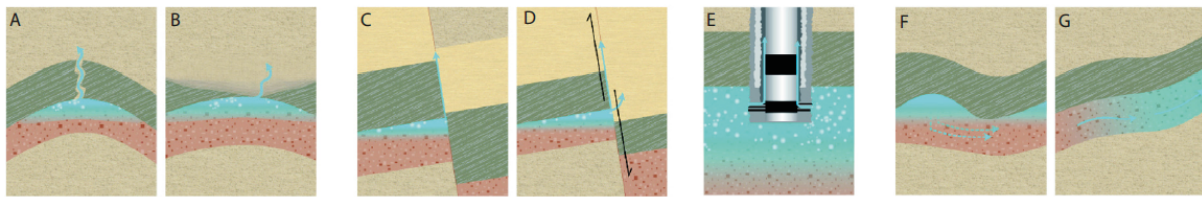
*„Generell können Risiken bei Projekten zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen über die gesamte Prozesskette – vom Transport des CO<sub>2</sub> zur Speicherstätte, der Betriebsphase während der Injektion und nach dem Verschluss und der Übergabe der Zuständigkeit an die verantwortliche Behörde – auftreten. Risiken betreffen im Wesentlichen technische Schwierigkeiten während der Injektion, die entweder auf eine unzureichende Charakterisierung der Speicherstätte oder auf unvorhersehbares Verhalten der Reservoirgesteine oder auf das Langzeitverhalten von CO<sub>2</sub> zurückzuführen sind. Dadurch können Schäden am Speicherkomplex und Wegsamkeiten im Deckgebirge entstehen, welche Austritte (sogenannte Leckagen) von CO<sub>2</sub> oder mit CO<sub>2</sub>-angereichertem Formationswasser aus dem Reservoir in höhere Erdschichten oder an die Erdoberfläche bzw. den Meeresboden begünstigen. Leckagen stellen die größte Gefahr der CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen dar, da Mensch und Umwelt erheblich von unkontrollierten Austritten von CO<sub>2</sub> oder mit CO<sub>2</sub>-angereichertem Formationswasser betroffen sein können.“ (Abbildung 2).*

---

<sup>9</sup> vgl. Ringrose und Sæther (2020).

„Leckagen bringen somit erhebliche Umweltauswirkungen mit sich und stellen ein direktes Risiko für betroffene und bereits instabile Ökosysteme dar. Letztendlich könnten aber auch kleinere und unbemerkte Leckagen von CO<sub>2</sub> über längere Zeiträume die mögliche Klimawirksamkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherung deutlich beeinträchtigen oder sogar aufheben. Die CO<sub>2</sub>-Speicherung birgt aber auch im sozioökonomischen und finanziellen Kontext zahlreiche Gefahren. Gerade Technologien wie EGR und EOR, welche als Vorwand CO<sub>2</sub>-Speicherung und Emissionsverminderung nutzen, um im eigentlichen Sinne die weitere Förderung und Verbrennung fossiler Brennstoffe zu rechtfertigen, weisen enorme Risiken auf, die Akzeptabilität der Bevölkerung zu gefährden. Darüber hinaus können u. a. betriebliche Schwierigkeiten zu enormen Kostensteigerungen der Speicherprojekte führen.“

**Abbildung 2: Potenzielle Wegsamkeiten für den Austritt von CO<sub>2</sub> aus der Speicherstätte**



A: Bruch des Deckgebirges durch zu hohen Druck im Reservoir; B: Austritt von CO<sub>2</sub> durch Bruchstellen im Deckgebirge; C: Wegsamkeiten entlang von Störungen; D: Druck des CO<sub>2</sub> schafft neue Durchlässigkeiten (Permeabilitäten) im Gestein; E: Austritt über schlecht verschlossene Bohrlöcher; F: laterale Ausbreitung von CO<sub>2</sub> durch das Überlaufen von Fallstrukturen; G: CO<sub>2</sub> wird in Formationswasser gelöst in Erdoberflächennahe Bereiche transportiert.

Quelle: Lübbers et al. 2026a, verändert nach Haase 2015.

„Wohingegen die Dauer von CO<sub>2</sub>-Speicherprojekten nur auf einige Dutzende Jahrzehnte ausgelegt ist, muss gerade bei der Gesamtrisikoaanalyse der CO<sub>2</sub>-Speicherung auch die Zeiträume nach dem Verschluss der Speicherstätten betrachtet werden. So können mehrere Tausende, bis einige Zehntausende Jahre vergehen, bis ein Großteil des CO<sub>2</sub> möglichst dauerhaft gespeichert ist. Bis dahin sind theoretisch Leckagen von CO<sub>2</sub> möglich, welche trotz geringem Eintrittsrisiko mitberücksichtigt werden müssen, da auch niedrige Risikowahrscheinlichkeiten über derart lange Zeiträume zu einem größeren kumulierten Gesamtrisiko beitragen. Insbesondere beim Langzeitverhalten von CO<sub>2</sub> bleiben große Unsicherheiten bei abnehmender Vorhersagegenauigkeit, wodurch eine abschließende Einschätzung der Risiken nicht möglich ist.“ (Lübbers et al. 2026a)

Ein Nachweis der dauerhaften Speicherung von CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen konnte bisher nicht erbracht werden. Andererseits konnte aber bisher nach einigen Jahrzehnten Erfahrungen bei CO<sub>2</sub>-Speicherprojekten nicht nachgewiesen werden, dass CO<sub>2</sub> oder mit CO<sub>2</sub>-angereichertes Formationswasser dem Speicherkomplex einer Speicherstätte entwichen ist. Es bleibt aber weiterhin unklar, ob dies auch für einen Zeitraum von mehreren Hundert bis einigen Tausend Jahren angenommen werden kann. Dennoch könnte auf der Basis heutiger wissenschaftlicher Erkenntnisse die CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen das Potential für eine langfristige Einlagerung bieten, wenn auch die genannten Unsicherheiten bezüglich der dauerhaften Speichersicherheit über einen Zeitraum von mehreren tausend Jahren damit einhergehen. (Lübbers et al. 2026a)

Lübbers et al. (2026a) schlussfolgern:

„Aus diesen Gründen brauchen CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte eine standortspezifische Risikoanalyse im Vorfeld der Injektionstätigkeiten, um potenzielle Risiken einzuschätzen und diese im Eintrittsfall ausreichend zu adressieren und mit spezifisch festgelegten Maßnahmen Schäden zu minimieren. Teil des Risikomanagements sind Kontroll- und Überwachungsmaßnahmen, die die Speichersicherheit über den gesamten Prozesszyklus der CO<sub>2</sub>-Speicherung – vom Transport, über

die Injektion und die Speicherung und Verschlussphase der Speicherstätten – hinweg gewährleisten sollen. Sogenannte „Monitoring, Measurement and Verification“ (MMV)-Programme dienen dazu die Betriebs- und Speichersicherheit von CO<sub>2</sub>-Speicherprojekten während und nach dem Betrieb zu überwachen, Schwierigkeiten zu identifizieren und rechtzeitig und passend reagieren zu können.

Bei allen CO<sub>2</sub>-Speicherungs-Technologien besteht weiterhin hoher F&E-Bedarf. Auch wenn bereits viele der Technologien einen hohen Reifegrad besitzen, bestehen vor allem im Hinblick auf das Langzeitverhalten von CO<sub>2</sub> innerhalb der verschiedenen Speicherstrukturen große Unsicherheiten. Des Weiteren bestehen vor allem hinsichtlich der Austrittsraten, dem Austrittsvolumen und den Umweltauswirkungen von Leckagen auf bspw. marine Ökosysteme aber auch zur Akzeptanz von CO<sub>2</sub>-Speicherungs-Technologien weitere Forschungs- und Entwicklungserfordernisse.“

Zu CO<sub>2</sub>-**Speicherung in Produkten** fassen Lübbers et al. (2026a) ihre Ergebnisse wie folgt zusammen:

„Die CO<sub>2</sub>-**Speicherung in Produkten** erfolgt über die Nutzung von CO<sub>2</sub> (CCU) als Rohstoff für die Produktion von Stoffen und Materialien. So können (fossile) Rohstoffe ersetzt werden. Dies ist besonders relevant für die Chemie- und Kunststoffproduktion, wo CCU in verschiedenen THG-Neutralitätsstudien eine wichtige Rolle im Rahmen der Transformation sowie der Defossilisierung der Rohstoffbasis spielt. Über den stofflichen Einsatz von CO<sub>2</sub> können verschiedene Chemie- und Kunststoffprodukte, wie Methanol und Kunststoffe, hergestellt werden. Die Speicherung von CO<sub>2</sub> in Produkten kann jedoch nur bei Verwendung von biogenem oder atmosphärischem CO<sub>2</sub> zu einer (temporären) CO<sub>2</sub>-Senke führen. Die Permanenz der CO<sub>2</sub>-Speicherung hängt dabei von der Nutzungsdauer des jeweiligen Produkts ab, die v. a. bei Bauprodukten vergleichsweise hoch ist und bei einigen Jahrzehnten liegt. Die THG-Bilanz, Energiebedarfe und Kosten von CCU zur CO<sub>2</sub>-Speicherung sind von verschiedenen Faktoren abhängig, wie der CO<sub>2</sub>-Quelle, dem Zielprodukt und den Prozessen entlang der Wertschöpfungskette. Sie müssen also im Einzelfall betrachtet werden. CCU ist derzeit in der Regel v. a. durch die großen Mengen an notwendigem Strom/Wasserstoff, teurer als die fossile Produktion und mögliche Alternativen. U. a. mit steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen und Kostenreduktionen in der H<sub>2</sub>-Bereitstellung wird zunehmende, aber standortabhängige und immer noch schwierige Wettbewerbsfähigkeit erwartet. Die rechtliche Ausgestaltung und Anreize für CCU v. a. hinsichtlich CO<sub>2</sub>-Speicherung sind noch nicht klar definiert.“

Weitere Optionen zur technischen CO<sub>2</sub>-Entnahme sind **Pflanzkohle** und **beschleunigte Verwitterung**. Hierzu schreiben Lübbers et al. (2026a): „Pflanzkohle wird durch den thermischen Abbau von Biomasse in einer sauerstoffarmen Umgebung hergestellt. Sie kann zur Verbesserung der Bodenqualität beitragen und CO<sub>2</sub> speichern. Es gibt verschiedene Herstellungsverfahren wie Pyrolyse, hydrothermale Karbonisierung, Biomasse-Vergasung und Torrefizierung. Die Pyrolyse ist das meistverwendete Verfahren. Die Ausbringung von Pflanzkohle auf landwirtschaftliche Böden kann das Pflanzenwachstum und die Nährstoffbindung verbessern. Es gibt jedoch auch negative Auswirkungen wie die Verringerung der Oberflächenalbedo. Pflanzkohle kann auch als Energieträger in der Eisen- und Stahlindustrie, zur Energiespeicherung oder zur Einspeicherung in Beton verwendet werden. Die Verfügbarkeit von Biomasse und die Qualität der Pflanzkohle sind limitierende Faktoren. Die Herstellung von Pflanzkohle ist eine ausgereifte Technologie, während die Nutzung als negative Emissionstechnologie noch im Forschungsstadium ist.“

„Die **Beschleunigte Verwitterung** (enhanced rock weathering, ERW) ist eine weitere technische Methode zur Entfernung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre. Dabei wird CO<sub>2</sub> gezielt durch menschliche Aktivitäten entfernt und in geologischen, terrestrischen oder ozeanischen Reservoirs oder in Verwitterungsprodukten gespeichert. Die Speicherung erfolgt in Form fester mineralischer Verbindungen, insbesondere Karbonate der Erdalkalimetalle Kalzium und Magnesium. Die

*technisch induzierte Mineralisierung von CO<sub>2</sub> ahmt den natürlichen Verwitterungsprozess in beschleunigter Form nach. Es werden verschiedene technologische Ansätze erprobt, von denen jedoch noch keiner großtechnisch verfügbar ist. Für die meisten Varianten der beschleunigten Verwitterung ist eine vorgeschaltete CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus industriellen Punktquellen oder aus der Atmosphäre erforderlich. Die In-situ Mineralisation von CO<sub>2</sub> in Gesteinskörpern und die Ex-situ Mineralisation von natürlichem Gestein oder technisch erzeugten Schlacken mit CO<sub>2</sub> sind die beiden Hauptansätze. Die In-situ Verfahren werden derzeit vor allem in Island erprobt und haben eine hohe Dauerhaftigkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherung. Geologisch junge, hydrothermal aktive Basaltvorkommen, wie sie in Island auftreten, sind besonders attraktiv, da einige davon bereits zur geothermischen Energiegewinnung erschlossen und somit verfügbar sind. Zudem könnte die geothermisch gewonnene Energie kostengünstig zur energieaufwendigen Abscheidung des CO<sub>2</sub> aus der Luft (DAC) am Ort der CO<sub>2</sub> Speicherung eingesetzt werden. Insofern bestehen dort ökonomische und technische Synergien. Ein weiterer Vorteil der geologischen Eigenschaften der isländischen Basalte ist, dass sich durch die hydrothermalen Bedingungen im Gestein Reaktionsdynamiken entwickeln, die eine schnellere Mineralisation des CO<sub>2</sub> bewirken. Dennoch ist ein Einsatz der In-Situ Mineralisation in ausreichend porösen Basaltformationen aus rein geologischer Sicht weltweit denkbar und die hydrothermalen Bedingungen für die geologische Speicherung nicht zwingend notwendig. Für andere (ultra)mafische Gesteine, wie z. B. Peridotit, Serpentin, fehlen bislang Erfahrungen über deren Eignung als CO<sub>2</sub> Speicherstätte auf Basis der in-situ Mineralisierung. Eine Erschließung weniger poröser Wirtsgesteine für die CO<sub>2</sub>-Einlagerung könnte mit erheblichem technischen Erschließungsaufwand verbunden sein. Die Ex-situ Verfahren befinden sich noch in unterschiedlichen Stadien der technologischen Reife. Die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Speicherung variieren je nach Verfahren und liegen zwischen 25 und 130 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Es gibt jedoch noch Risiken und Herausforderungen, die berücksichtigt werden müssen, wie z. B. die Wiederfreisetzung von CO<sub>2</sub> aus mineralischen Verbindungen und die Auswirkungen auf die Umwelt. Insgesamt bieten die beschleunigte Verwitterung und die Nutzung von Betonabfällen als CO<sub>2</sub>-Senke Potenzial zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen, erfordern jedoch weitere Forschung und Entwicklung.“*

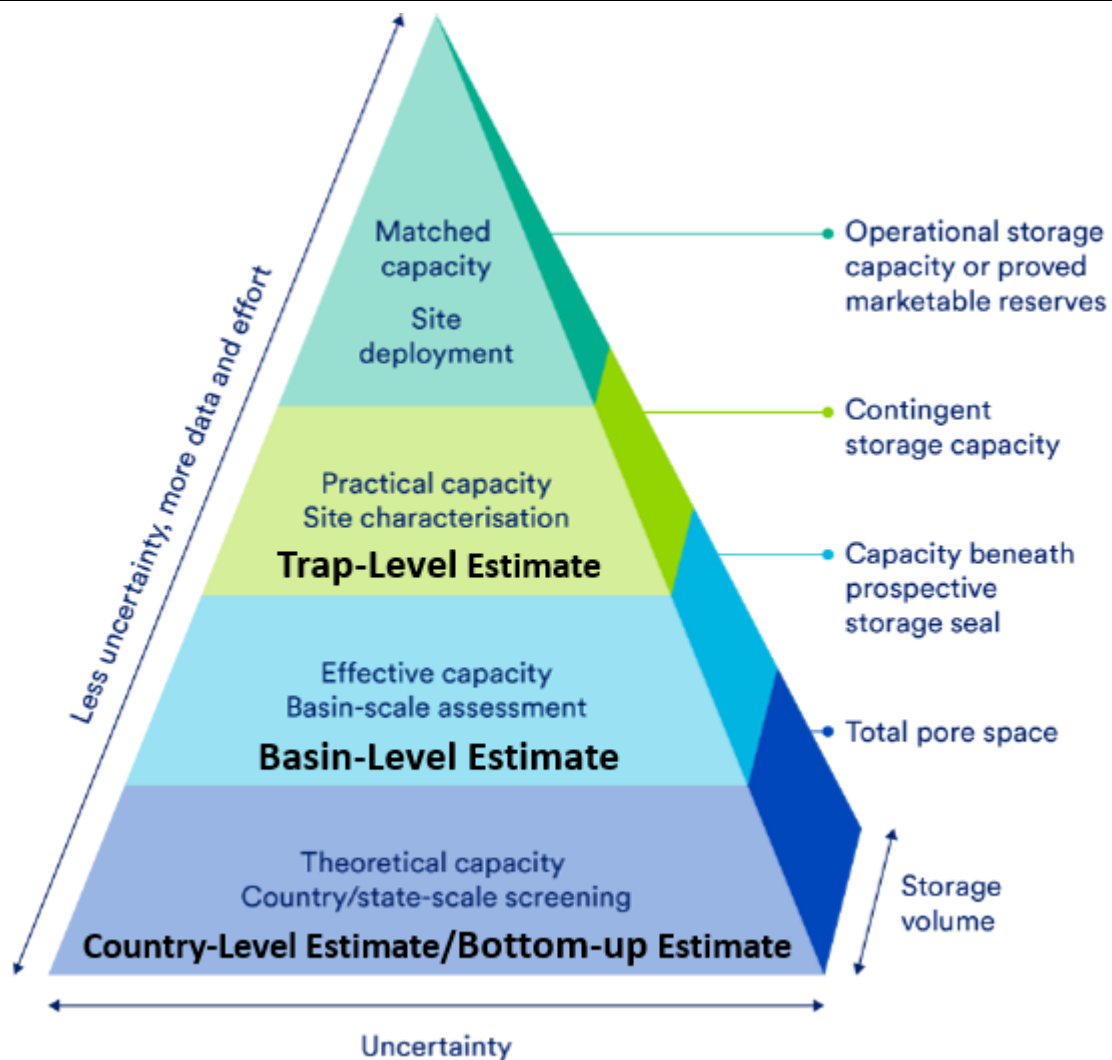
Lübbers et al. (2026a) haben auch CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten in Europa analysiert und fassen dazu zusammen:

*„Die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten in Europa zeigen aufgrund der geologischen Gegebenheiten in der EU, Großbritannien, Norwegen und der Schweiz gute Voraussetzungen für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen. Hauptsächlich werden für den europäischen Kontinent saline Aquifere und ausgediente Kohlenwasserstofflagerstätten für die konventionelle CO<sub>2</sub>-Speicherung bei der Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten in Betracht gezogen. Die theoretischen Abschätzungen der CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten für die EU, Großbritannien, Norwegen und die Schweiz gehen deutlich auseinander. Während konservative Abschätzungen zu den theoretischen Speicherpotentialen im Größenbereich von 250 Gt CO<sub>2</sub> liegen, sind Angaben im Bereich von >1.000 Gt CO<sub>2</sub> nach heutigem Kenntnisstand allenfalls als spekulativ zu interpretieren. Die Nordsee und deren Anrainerstaaten (Großbritannien, Norwegen, Deutschland, Dänemark und die Niederlande) weisen insgesamt die höchsten CO<sub>2</sub>-Speicherpotenziale auf und bilden mit 60 % der gesamten europäischen CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten den Mittelpunkt einer potenziellen europäischen CO<sub>2</sub>-Speicherinfrastruktur. Für Deutschland geht man zurzeit von tendenziell konservativ geschätzten Offshore-Speicherkapazitäten zwischen 0,9 – 5,5 Gt CO<sub>2</sub> aus, welche in salinaren Aquiferen der Buntsandsteinschichten seewärts der Küstenzone gespeichert werden könnten. Hierbei handelt es sich aber um die theoretischen Speicherkapazitäten, die vorhandene Flächennutzungskonkurrenzen nicht berücksichtigen.*

*Da die Abschätzungen in der Regel oft auf unterschiedlichen methodischen Ansätzen und nur generischen Überlegungen der Geologie aufbauen, kommt es teilweise zu großen Abweichungen*

der Speicherkapazitäten in den Angaben verschiedener Quellen.“ (Abbildung 3) „Einerseits bestehen bei der überregionalen Abschätzung von salinaren Aquiferen wesentliche Herausforderung im Umgang mit oft nicht ausreichend verfügbaren Informationen zu den geologischen Begebenheiten potenzieller Speicherstätten. Andererseits wird bei den Angaben zu den Speicherkapazitäten in ausgedienten Kohlenstoffwasserlagerstätten in der Regel angenommen, die bereits geförderten Erdgasvolumina durch eine äquivalente Menge an CO<sub>2</sub> zu ersetzen („In-for-out“-Ansatz). Dabei ist es äußerst unwahrscheinlich, dass Gasvolumina eins zu eins ersetzt werden können. Angaben zu Speicherkapazitäten in Erdöllagerstätten sind daher ebenfalls mit großen Unsicherheiten behaftet. Zudem bleibt offen, inwieweit umstrittene Verfahren wie EOR und EGR zum Einsatz kommen würden.“

**Abbildung 3: Verlässlichkeitspyramide der Clean Air Task Force zur Bewertung von Methoden zur theoretischen Abschätzung von Speicherkapazitäten**



Theoretische Speicherpotentiale und -kapazitäten beruhen im Allgemeinen lediglich auf unterschiedlich fundierten bzw. verlässlichen, geologischen Überlegungen. Es ist zu erwarten, dass sich weitere Standortfaktoren unter Berücksichtigung von ökologischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und raumplanerischen Zwängen massiv auf die tatsächlich nutzbaren Speicherkapazitäten auswirken. Selbst bei konservativer und qualitativ hochwertiger Berechnung von standortspezifischen Speicherkapazitäten für den operativen Betrieb ist davon auszugehen, dass tatsächlich kommerziell nutzbare Speicherkapazitäten unter geotechnischen, regulatorischen und sozioökonomischen Auflagen nur einen Bruchteil der theoretischen geologischen Abschätzungen ausmachen werden.

Quelle: Lübberts et al. 2026a , verändert nach Baltac et al. 2023.

Somit ist nach Lübbers et al. (2026a) die Aussagekraft aktueller Abschätzungen der CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten mit Vorsicht zu genießen:

*„Oft unterscheiden sich die Abschätzungen qualitativ und quantitativ enorm. Darüber hinaus beruhen diese meist auf rein geologischen Überlegungen im Untergrund und andere Standortfaktoren, wie ökologische, wirtschaftliche, rechtliche oder raumplanerische Auflagen bleiben bisher gänzlich unberücksichtigt. Insgesamt bringt die Mehrheit der Abschätzungen große Unsicherheiten und Ungenauigkeiten mit sich und können allenfalls als optimistisch bis spekulativ interpretiert werden. Letztendlich kann die genaue Speichereignung und -kapazität einer potenziellen Speicherstätte nur durch detaillierte geologische und standortspezifische Erkundungsarbeiten festgestellt werden.*

*Generell ist zu erwarten, dass auch bei genauer Berechnung geologischer Speicherkapazitäten für die kommerzielle Nutzung, geotechnische und sozioökonomische Auflagen das Volumen der realistisch nutzbaren Speicherkapazität enorm beeinflussen. Tatsächlich operative nutzbare Speicherkapazitäten werden erheblich unter dem technischen Potenzial bleiben und nur einen Bruchteil der theoretischen Abschätzungen ausmachen. Des Weiteren werden sowohl durch regulatorische Vorgaben auf europäischer oder nationaler Ebene als auch durch Nutzungskonflikte, wie z. B. durch Besiedlung und Nähe zu urbanen Gebieten und durch Flächenbedarfe von Industrie, Energiegewinnungsanlagen, Transport- und Schifffahrtsrouten sowie durch Natur- und Meeresschutzgebiete erheblichen Einschränkungen von Speicherkapazitäten entstehen. Realistische CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten für die EU, Großbritannien, Norwegen und die Schweiz liegen vermutlich in Größenordnungen von einigen wenigen bis mehreren Hunderten Gigatonnen an CO<sub>2</sub>. Inwieweit sich diese jedoch unter dem Einfluss ökologischer, wirtschaftlicher, rechtlicher und raumplanerischer Auflagen für die tatsächlich kommerzielle Speicherung realisieren lassen, ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht absehbar. Gemäß des Vorsorgeprinzips sollten in Zukunft in jedem Fall nur die Mengen an CO<sub>2</sub> betrachtet werden, welche am Ende realistischerweise eingelagert werden könnten.“ (Lübbers et al. 2026a).*

Nichtsdestotrotz verbleiben auch dann erhebliche Ungewissheiten bezüglich der Abschätzung der Speichersicherheit bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen. So bleiben gerade Fragen bezüglich des Langzeitverhaltens von CO<sub>2</sub> im Reservoir weit nach Beendigung der CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte offen.

Quantitativ fassen Lübbers et al. (2026a) die Auswertung geplanter CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte wie folgt zusammen:

*„In Europa gibt es 47 geplante CO<sub>2</sub>-**Speicherprojekte**, von denen bereits 4 in Betrieb sind. Die meisten Projekte konzentrieren sich auf die Nordsee in Großbritannien und Norwegen. Die geplante Einspeisekapazität aus geplanten und laufenden Projekten in Europa (EU inklusive Norwegen, Island, Schweiz und Vereinigtes Königreich) beträgt bis 2030 insgesamt 212 Mt CO<sub>2</sub>/a, wobei die meisten Projekte in ehemaligen Gasfeldern und salinaren Aquiferen geplant sind. In Süd- und Osteuropa laufen derzeit nur wenige Projekte. Laut den angekündigten CCS-Projekten wird bis 2040 eine Einspeisekapazität von 314 Mt CO<sub>2</sub>/a erwartet. Zum aktuellen Stand können 2025 voraussichtlich weniger als 17 Mt CO<sub>2</sub>/a in Europa eingespeichert werden. Insgesamt ist zu beachten, dass die Projekte zur Abscheidung und Einspeicherung eine wechselseitige Abhängigkeit aufweisen.*

*Auch der Aufbau der Abscheidekapazitäten ist zeitlich sehr ambitioniert und Verzögerungen aufgrund politischer oder projektspezifischer Situationen sind aktuell nicht abschätzbar. Neben der Auswertung der Injektionskapazitäten der Speicherprojekte in Europa wurden deren Realisierungswahrscheinlichkeit bis zum Jahr 2030 geprüft. Dabei wurden verschiedene Parameter wie geplante Finale Investitionsentscheidung (FID), Förderzusagen und Speicherlizenzen*

herangezogen. Anhand eines Punktesystems wurden die Projekte in drei Kategorien eingeteilt: hohe, mittlere und geringe Realisierungswahrscheinlichkeit. Die meisten geplanten Projekte bis zum Jahr 2030 fallen in die mittlere Kategorie (123 Mt CO<sub>2</sub>/a). Die Kategorie mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit erreicht 50 Mt CO<sub>2</sub>/a im Jahr 2030. Dies ist der Wert für 2030, der entsprechend dem NZIA an CO<sub>2</sub>-Injektionskapazität für Europa (exkl. Norwegen, Island, Schweiz und Vereinigtes Königreich) geplant ist.“

Darüber hinaus wurde die **Rolle von CCS** (Carbon Capture and Storage) und **negativen Emissionen** in den **Klimastrategien** der EU-Länder sowie Norwegen, Island, dem Vereinigten Königreich und der Schweiz untersucht. Dazu schreiben Lübbbers et al. (2026a):

„Die Auswertung der nationalen Energie- und Klimapläne (NEKP) der EU-Mitgliedstaaten zeigt, dass die meisten Länder das Jahr 2050 als Ziel für die THG-Neutralität verfolgen. Finnland und Island streben bereits 2035 bzw. 2040 an, Deutschland und Schweden das Jahr 2045. Die Auswertung der NEKPs zeigt, dass die Länder in drei Kategorien eingeteilt werden können: Kategorie 1 umfasst Länder, die sich nicht intensiv mit CCS auseinandersetzen, Kategorie 2 sind Länder, die CCS grob in ihren Strategien erwähnen, und in Kategorie 3 fallen Länder, die quantitative Angaben zum Einsatz von CCS machen. Einige Länder, wie Finnland, Deutschland, Frankreich, Irland, die Niederlande, Portugal und Spanien, setzen sich bereits intensiv mit CCS auseinander und verfolgen entsprechende Programme. Schweden plant die Entwicklung einer CCS-Strategie, Tschechien erwähnt eine Roadmap für die CEE-Region, und Rumänien hat ein CO<sub>2</sub>-Speichergesetz. Die Strategie der EU auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität beinhaltet ebenfalls die Abscheidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Industrieprozessen und Kraftwerken. Die industrielle CO<sub>2</sub>-Entnahme (BECCS, DACCS) macht bis zu 25 % der gesamten CO<sub>2</sub>-Entnahme im Jahr 2050 aus, während der Großteil aus dem LULUCF-Sektor stammt. Die CO<sub>2</sub>-Entnahme-Ziele der Länder in Europa unterscheiden sich stark voneinander. Das Vereinigte Königreich und die Schweiz geben konkrete Zahlen für technische Negativemissionen an, während die meisten anderen Länder keine konkreten CDR-Ziele haben. Insgesamt zeigt die Analyse, dass sich bereits einige Länder mit CCS und negativen Emissionen auseinandersetzen, es jedoch an einheitlichen und klaren Zielsetzungen für die verschiedenen Bereiche fehlt. Es folgt eine Bewertung der Klimastrategien der einzelnen Länder, um eine Einschätzung über den Einsatz von CCS und CDR in verschiedenen Ländern zu geben. Dabei wurden den Daten Gewichtungen zugewiesen und die Länder in drei Kategorien eingeteilt: Vorreiter, Mittelfeld und Einsteiger. Länder wie Dänemark, das Vereinigte Königreich, die Niederlande, die Schweiz, Frankreich und Belgien planen CCS in einem größeren Umfang ein. Diese Länder haben konkrete Pläne und Ziele für den Einsatz von CCS und haben bereits Maßnahmen ergriffen, um die Ziele zu erreichen. Dänemark hat im August 2023 einen Plan für Carbon Capture veröffentlicht, der eine Abscheidungs- und Speicherungsrate von 2,3 Mt/a bis 2030 vorsieht. Die dänische Regierung stellt dafür staatliche Unterstützung in Höhe von 26,8 Mrd. dänischen Kronen bereit. Das Vereinigte Königreich strebt bis 2030 eine Abscheidungs- und Speicherungsrate von 20 bis 30 Mt/a an und plant Investitionen in Höhe von 20 Mrd. Pfund. Die Niederlande haben eine CDR-Roadmap entwickelt, die eine Abscheidungsrate von 1 Mt/a durch BECCS und eine Speicherungsrate von 5 bis 11 Mt/a vorsieht. Die Schweiz strebt bis 2050 eine CO<sub>2</sub>-Vermeidung von 5 Mt/a durch CCS und 7 Mt/a durch NET an. Frankreich plant eine Abscheiderate von 4 bis 8,5 Mt/a bis 2030 und 15 bis 20 Mt/a bis 2050. In Belgien gibt es bisher keine spezifische CCS-Strategie, aber konkrete Planungen für den Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Infrastruktur. Andere Länder wie Italien, Norwegen, Island, Griechenland, Irland, Litauen, Schweden, Tschechische Republik, Deutschland und Estland befinden sich im Mittelfeld. Schweden und Deutschland haben angekündigt, eine Carbon Management Strategie zu entwickeln. Insgesamt gibt es eine große Dynamik im Bereich CCS und negativen Emissionen, sowohl auf Projektebene als auch in der Regulatorik. Dennoch sind die Maßnahmen und Zielvorgaben in vielen Ländern Europas noch nicht konkret genug und es gibt große Unterschiede zwischen den Ländern. Bei der Auslegung der

*Infrastruktur und der Förderung sollte sich auf die nicht bzw. schwer vermeidbaren Emissionsquellen fokussiert werden vor dem Hintergrund, dass (reale) Einspeisekapazitäten begrenzt sind, offene Fragen bezüglich des Monitorings von CO<sub>2</sub>-Speichern bestehen und generell vorrangig eine Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen angestrebt wird. Außerdem sollten mit einer vorausschauenden Planung „stranded assets“ vermieden werden.“*

In Lübbers et al. (2026a) wird schließlich noch der Begriff „**Umweltintegrität**“ im Kontext der technischen Kohlenstoffsinken betrachtet. Das Ziel dabei ist, eine möglichst umweltgerechte und nachhaltige Kohlenstoffspeicherung durch Negativemissionstechnologien (NET) zu gewährleisten. Es werden dazu Kriterien für umweltintegre NET mit Kohlenstoffspeicherung abgeleitet, um Ansätze zur sicheren und überprüfbaren Entfernung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre zu bewerten und zu priorisieren:

*„Der Begriff "Environmental Integrity" wurde im Rahmen des Pariser Klimaabkommens und zuvor beim Clean Development Mechanism (CDM) des Kyoto-Protokolls geprägt. Außerhalb des klimapolitischen Kontexts wird Integrität eher moralisch verstanden, Umweltintegrität jedoch bezieht sich spezifisch auf den ökologischen Zustand des Planeten. Im Kunming-Montreal Global Biodiversity Framework wird die Wahrung der ökologischen Integrität als eines der obersten Ziele festgelegt. Dabei geht es um die Erhaltung, Verbesserung oder Wiederherstellung der Integrität, Vernetzung und Widerstandsfähigkeit aller Ökosysteme. Im Pariser Klimaabkommen wird Umweltintegrität im Zusammenhang mit der Funktion von Ökosystemen und der Vermeidung von Doppelzählungen verwendet. Es gibt jedoch keine konkrete Definition des Begriffs. Im engeren Kontext der THG-Bilanzierung bezieht sich Umweltintegrität auf die Vermeidung von Doppelzählungen bei internationalen Transfers von THG-Emissionsreduktionen. Auch die Qualität der Einheiten und die robuste Buchhaltung sind wichtige Aspekte der Umweltintegrität. Es besteht weiterhin Bedarf an einer klareren Definition des Begriffs im Zusammenhang mit internationalen Klimakooperationen. Im europäischen Klimagesetz wird Umweltintegrität in verschiedenen Rechtsvorschriften erwähnt und es betont die Bedeutung des Schutzes der Umwelt und der biologischen Vielfalt vor den Auswirkungen des Klimawandels. Es gibt jedoch keine genaue Definition des Begriffs Umweltintegrität. Auch die Verordnung für einen EU-weiten freiwilligen Rechtsrahmen für die Zertifizierung von Kohlenstoffsinken (CRCF) bezieht sich auf Umweltintegrität. Der CRCF zielt darauf ab, finanzielle Anreize für die zusätzliche Entfernung von Kohlendioxid aus der Atmosphäre zu schaffen und dabei auch soziale und ökologische Auswirkungen zu berücksichtigen. Die EU-Kommission definiert den Begriff Umweltintegrität jedoch nicht eindeutig. Die EU-Taxonomie-Verordnung zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen berücksichtigt ebenfalls die Umweltintegrität. Die technischen Bewertungskriterien sollen sicherstellen, dass wirtschaftliche Tätigkeiten, die zum Klimaschutz beitragen, keine erheblichen Beeinträchtigungen anderer Umweltziele verursachen. Der Begriff "Umweltintegrität" wird jedoch nicht explizit erwähnt.*

*Im Zusammenhang mit technischen Kohlenstoffsinken oder Negativemissionstechnologien gibt es noch Unsicherheiten bezüglich der Umweltintegrität. Es besteht Bedarf an weiterer Forschung und konkreten Regelungen, um die Umweltintegrität bei der Nutzung von Kohlenstoffsinken zu gewährleisten. Die Umweltintegrität von Negativemissionstechnologien kann auf zwei Ebenen betrachtet werden: Erstens müssen Aktivitäten als Kohlenstoffsinken korrekt bewertet werden, um Betrug und finanzielle Mitnahmeeffekte zu vermeiden. Zweitens sollten sie neutrale oder positive Auswirkungen auf Nachhaltigkeitsaspekte wie den Klimawandel, den Schutz von Wasserressourcen, die Kreislaufwirtschaft, den Umweltschutz und die biologische Vielfalt haben – bzw. mindestens keinen Schaden anrichten (DNSH). Um die Umweltintegrität bei Negativemissionen sicherzustellen, müssen die bestehenden Kriterien für Emissionsminderungsmaßnahmen spezifiziert und ergänzt werden. Dabei sollten Aspekte wie*

*Treibhausgasemissionen, Langfristigkeit der Kohlenstoffsенке, Beitrag zur Abschwächung des Klimawandels, Auswirkungen auf die Anpassung an den Klimawandel, Beiträge zur Kreislaufwirtschaft und Vermeidung von Umweltverschmutzung, sowie nicht zuletzt auch der Schutz der biologischen Vielfalt und der Ökosysteme berücksichtigt werden. Es gibt bereits wissenschaftlich fundierte Grundlagen für Kriterien von umweltintegren Negativemissionstechnologien, die in den bestehenden Rechtstexten festgelegt sind. Diese Kriterien sollten möglicherweise ergänzt oder modifiziert werden. Eine kohärente und umfassende Bewertung der Nachhaltigkeitsaspekte von verschiedenen NET ist wichtig. Die Betonung der Umweltintegrität sollte im Gesetzgebungsprozess bei der Erarbeitung der delegierten Rechtsakte erfolgen. Eine Definition der Umweltintegrität in den rechtlichen Texten könnte begriffliche Unklarheiten vermeiden. Zusammenfassend sollte die Umweltintegrität möglichst umfassend definiert werden, zur Vermeidung von Doppelzählungen und zum Erhalt eines guten ökologischen Zustands des Planeten. Umweltintegrität ist bei Negativemissionstechnologien von großer Bedeutung und sollte durch spezifische Kriterien und Maßnahmen gewährleistet werden.“*

### **3.2 Kostenanalyse für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Punktquellen und direkt aus der Atmosphäre**

Die Abscheidung von CO<sub>2</sub>, dessen Transport, Nutzung (CCU), sowie dessen Speicherung in geologischen Formationen (CCS) bilden ein Set an Technologien, das vor allem dort eingesetzt werden kann, wo eine Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Wechsel des Energieträgers oder alternative Produktionsprozesse technisch bislang nicht möglich ist. Darüber hinaus bietet CCUS in Verbindung mit der Abscheidung von atmosphärischem und biogenem CO<sub>2</sub> das Potenzial, als Netto-Negativemissionstechnologie zu wirken. Gemeinsam mit natürlichen Senken kann CCU/S also dazu beitragen, residuale THG-Emissionen ausgleichen und so bis 2045 die für Deutschland angestrebten Treibhausgasneutralität und langfristig netto negative THG-Emissionen zu erreichen.

Vor diesem Hintergrund wurden in von Lübbers et al. (2026b) die Kosten ausgewählter CCU/S-Anwendungen untersucht und verglichen. Ziel war es, Erkenntnisse zur Robustheit von Kostenanalysen bei CCU/S-Anwendungen generieren. Dazu wurden in einer Beispielrechnung die Kostenverhältnisse zweier Optionen verglichen: Einerseits die direkte Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft an günstigen Standorten für erneuerbare Energien und in der Nähe des Speicher-/Nutzungsorts und andererseits die CO<sub>2</sub>-Abscheidung direkt an einer Punktquelle im Inland mit dem Export des CO<sub>2</sub> per Schiff ins Ausland zum Speicher-/Nutzungsort.

Dazu wurden im ersten Schritt auf Basis einer umfangreichen Literaturrecherche die Kosten und Energiebedarfe für die gesamte CCU/S- und DAC-Kette untersucht und dargestellt. Danach werden mittels Kostensensitivitätsberechnungen ausgewählte Anwendungsfälle miteinander verglichen und Schlussfolgerungen gezogen:

*„Die Vergleiche ermöglichen für verschiedene Untersuchungsfälle die Identifikation derjenigen Ausprägungen der variablen Kostenparameter, unter welchen eine Option höhere bzw. geringere Gesamtkosten als die andere aufweist. Es werden zwei Kostenvergleiche vorgenommen, einer zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit Speicherung in geologischen Formationen (CCS), der zweite zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit anschließender Nutzung (CCU). Insgesamt zeigt sich im Ergebnis, dass sich entlang der gesamten Prozessketten hohe Unsicherheiten und aus der Literatur große Bandbreiten bei den Kostenannahmen ergeben. Diese führen nur begrenzt zu richtungssicheren Aussagen und sind vor dem Hintergrund der gerade startenden Marktintegration der Technologien stetig neu am aktualisierten Wissensstand zu bewerten.“*

*Im ausgewählten Beispiel zum **CCS-Kostenvergleich** wird DACCS (Option 1) mit CCS über Abscheidung an einem Zementwerk (Option 2) verglichen. Option 1 betrachtet hier eine DAC-Anlage im Ausland am Ort der CO<sub>2</sub>-Speicherung. Das CO<sub>2</sub> wird direkt aus der Umgebungsluft in der Nähe der Speicherung abgeschieden und per Offshore-Pipeline zum Ort der Speicherung in einer geologischen Formation transportiert. Für Option 2 wird dagegen eine Post-Combustion-Abscheidung an einer Zementklinkerproduktion in Nordrhein-Westfalen betrachtet. Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> wird an der Anlage verflüssigt, über eine Onshore-Pipeline nach Wilhelmshaven transportiert und zwischengespeichert, per Schiff ins Ausland zu einem CO<sub>2</sub>-Anlandeterminale exportiert und dort über eine Offshore-Pipeline zur Speicherung in einer geologischen Formation verbracht. Für Option 1 werden die Kostenparameter CAPEX der DAC-Anlage, die Betriebsstunden, der Strompreis und der WACC variiert. Dahingegen wird bei Option 2, der CO<sub>2</sub>-Abscheidung an der Punktquelle in Deutschland und dem Schiffstransport ins Ausland, die Transportdistanz variiert.*

*Im Ergebnis zeigt sich, dass die Abscheidung an der CO<sub>2</sub>-Punktquelle und der Weitertransport per Schiff ins Ausland in den vielen Fällen kostengünstiger ist als die Abscheidung aus der Umgebungsluft direkt am Speicherort. Einerseits führt die geringere CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Umgebungsluft als an der Punktquelle immer zu einem größeren Energiebedarf für die DAC-Abscheidung. Andererseits ist eine innereuropäische CCS-Kette (Abscheidung im Inland und kurzer Transport z. B. nach Norwegen) in den allermeisten Fällen kostengünstiger. Unter sehr optimistischen bzw. hypothetischen Annahmen oder Grenzwertbetrachtungen für DAC-Anlagen (8.000 Betriebsstunden bzw. sehr optimistische Investitionskostenentwicklungen) oder hohen CO<sub>2</sub>-Transportkosten kann die Abscheidung aus der Umgebungsluft im Ausland kostengünstiger sein. Beim Erschließen und Nutzen von außereuropäischen bzw. mittel- und weitenentfernten CO<sub>2</sub>-Speichern wird die Abscheidung aus der Umgebungsluft direkt am Speicherort günstiger im Vergleich zum weiten Schifftransport, wenn günstige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegeben ist.*

*Im ausgewählten Beispiel zum **CCU-Kostenvergleich** wird die Bereitstellung von Methanol durch DACCU (Option 1) im Vergleich zur Bereitstellung durch CCU über CO<sub>2</sub>-Abscheidung an einer TAB-Anlage (Option 2) betrachtet. Option 1 bezieht sich wieder auf eine DAC-Anlage im Ausland, an die vor Ort eine Methanolsynthese angekoppelt ist. Das CO<sub>2</sub> wird direkt aus der Umgebungsluft in der Nähe der Methanolsynthese abgeschieden, wo auch der notwendige Wasserstoff per Elektrolyse aus Wasser hergestellt wird. Für Option 2 wird hingegen eine Post-Combustion-Abscheidung an einer TAB-Anlage (TAB CC) in Küstennähe im Inland betrachtet. Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> wird an der Anlage verflüssigt und per Schiff ins Ausland zu einem CO<sub>2</sub>-Anlandeterminale exportiert und dort für die Methanolsynthese genutzt. Auch in Option 2 wird der für die Synthese notwendige Wasserstoff vor Ort im Ausland produziert. In beiden Optionen wird das hergestellte Methanol per Tanker nach Deutschland transportiert. Für beide Optionen wird die Transportdistanz und der Strompreis am Ort der CO<sub>2</sub>-Nutzung variiert. Zusätzlich wird für die erste Option eine Sensitivität des Kostenparameters CAPEX der DAC-Anlage gerechnet.*

*Die Ergebnisse im CCU-Vergleich zeigen, dass die Methanolproduktion über TAB CC trotz des zusätzlichen Schritts des CO<sub>2</sub>-Exports in vielen Fällen kostengünstiger sein kann als DAC-Methanol. Bei optimistischen Entwicklungen bzgl. CAPEX und Strompreisen und ab mittleren Transportdistanzen kann DAC-Methanol allerdings günstiger sein. Auch höhere CO<sub>2</sub>-Transportkosten führen dazu, dass ab mittleren Transportdistanzen DAC-Methanol günstiger ist. Wie auch bei DACCS ist die Entwicklung der CAPEX entscheidend für die Kostenentwicklung von DAC-Methanol. DAC ist CAPEX-intensiv und Kostenentwicklungen hängen stark von den Strompreisen und der Auslastung der Anlage ab. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung kann mit bis zu 25 % an den Gesamtkosten ausschlaggebend für eine der Optionen sein. Insgesamt ist die in beiden Optionen gleich angesetzte Wasserstoffbereitstellung mit einem Anteil von bis zu 80 % an den Gesamtkosten*

*der größte Kostenbestandteil der CCU-Prozesskette zur Methanolproduktion.“ (Lübbbers et al. 2026b)*

## 4 Szenarien zur Treibhausgasneutralität im Vergleich (AP 3)

In verschiedenen deutschen und europäischen Treibhausgas-Szenarien wird die Erreichung des Ziels der THG-Neutralität dargestellt. Dabei spielen neben der Höhe der verbliebenen Emissionen im Zieljahr die Annahmen zu technischen und natürlichen Senken sowie der Kohlenstoffnutzung eine herausragende Rolle. Zusätzlich wurde die Frage nach den erzeugten Treibhausgasen in den Szenarien gestellt, also denen, die durch die Anwendung von CCS nicht in die Atmosphäre gelangen, aber dennoch technologische Kapazitäten und CO<sub>2</sub>-Speicherplatz binden.

Ziel der Arbeiten hier war es, die Größenordnungen der Treibhausgase, Emissionen und Senken in den Szenarien miteinander zu vergleichen, um Divergenzen und Ähnlichkeiten zu identifizieren. Dabei wurde deutlich, dass eine Vereinheitlichung der Bilanzierungsmethodik erforderlich ist, um die Szenarien sachgerecht miteinander zu vergleichen.

Entscheidend für die Auswahl der Szenarien war die Verfügbarkeit der Informationen zu diesen Elementen in einem ausreichend detailliertem Umfang. Dadurch reduzierte sich die Bandbreite der nutzbaren Szenarien erheblich, denn in vielen Szenarien wurde die THG-Neutralität durch die Setzung grober Annahmen insbesondere zu technischen Senken erreicht. Schließlich wurden die folgenden Szenarien für die Entwicklung der Treibhausgase in Deutschland berücksichtigt:

- ▶ Agora KN 2045 (2021) (Dambeck et al. 2021)
- ▶ DENA KN100 (Giuntoli et al. 2019; Gierkink et al. 2021)
- ▶ BDI Klimapfade 2.0 (Burchardt et al. 2021)
- ▶ Agora KN-DE (2024) (Nesselhauf et al. 2024)
- ▶ CARESupreme, CARETech (Harthan et al. 2025).

Für die Betrachtung der europäischen Szenarien konnten die folgenden Szenarien verwendet werden:

- ▶ 2040 Impact Assessment, S 2,5 und Life (EC 2024)
- ▶ Agora Gas exit pathways (Agora Energiewende 2023)
- ▶ PAC 2.0 (CAN Europe 2024; Climact 2025)
- ▶ ISI Pathways Target, Supreme.

Das Arbeitspaket hat damit Ergebnisse auf zwei Ebenen erbracht: Neben einer durchgeführten Analyse von verschiedenen Szenarien wurde auch eine systematische Bilanzierungsmethodik entwickelt. Diese ist in einem Technischen Hintergrundpapier festgehalten: „Technisches Hintergrundpapier zur Szenarienanalyse. Methoden und Annahmen zum Vergleich deutscher Treibhausgasneutralitätsszenarien“ (Gores et al. 2025c). Dort werden folgende generelle Schlussfolgerungen gezogen:

*„Um eine Vergleichbarkeit zwischen Szenarien durch saubere und konsistente Bilanzierung zu gewährleisten, ist die klare Ausweisung von Kategorien und getroffener Annahmen notwendig, insbesondere bezüglich der technischen Senken. Angelehnt an die für die Analyse verwendete Bilanzierungslogik und in Anbetracht der Unklarheiten, die während der Auswertungen der*

einzelnen Szenarien aufgetreten sind, gilt es insbesondere für folgende Punkte eine klare Ausweisung zu gewährleisten:

- ▶ Explizite Ausweisung der insgesamt erzeugten Treibhausgase neben den Brutto- und Netto-Emissionen;
- ▶ Eindeutige Informationen zu Carbon Capture and Use (CCU), insbesondere Unterscheidung zwischen kurz- und mittelfristigen Produkten, Angaben zu Zwischenprodukten und unterjährigen sektoralen Transfers (z. B. E-Fuels);
- ▶ Eindeutige Informationen zu sektoraler Zuordnung von Carbon Capture and Storage (CCS)-Aktivitäten, inklusive expliziter Ausweisung von fossilem und biogenem CCS im Abfallbereich (Waste incineration with carbon capture and storage, WACCS);
- ▶ Explizite und konsistente Angaben zu importierten und exportierten Kohlenstoffprodukten;
- ▶ Separate Ausweisung von LULUCF-Unterkategorien (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (Land Use, Land-Use Change and Forestry)) mit Emissionen und Einbindungen;
- ▶ Separate Ausweisung von Pflanzenkohle, beschleunigter Verwitterung und stofflicher C-Nutzung, sowie anderer Carbon Dioxid Removal (CDR)-Technologien.

Insgesamt wird deutlich, dass nur die Ausweisung von Annahmen und Anteilen von Senken-Kategorien die Aussagekraft, Vergleichbarkeit und Konsistenz von Szenarien ermöglicht. Dazu gehört idealerweise auch eine nach Gasen getrennte Ausweisung, um unter anderem Informationen zu Ansatzpunkten für Minderungsmaßnahmen zu geben. Insbesondere aber bezüglich CCU, der Nutzung von E-Fuels und der Import-Anteile von Kohlenstoffprodukten sollten zukünftige Szenarien deutlich explizitere Angaben enthalten, um die Vergleichbarkeit von Szenarien zu verbessern. Dies gilt auch für Kategorien, bei denen die Inventarzuordnung erst in den kommenden Jahren auf internationaler Ebene final entschieden wird.

Ein zentraler Punkt der durchgeführten Analyse ist die konsistente Anwendung des Territorialprinzips in der Bilanzierung sowohl von Emissionen als auch von Entnahmen. In vielen Szenarien wurden importierte CCU-Produkte wie beispielsweise grünes Naphtha entgegen des Territorialprinzips als Entnahmen bilanziert, um somit einen Anreiz gegenüber der Nutzung von konventionellem Naphtha zu schaffen. Mit den Ergebnissen aus diesem Vorhaben wird deutlich, dass die Treibhausgasbilanzierung nach dem Territorialprinzip den Umstieg von fossilen auf synthetische Energieträger und andere CCU-Produkte für importierende Länder nicht honoriert. Die Wirkung von klimapolitischen Instrumenten bildet sich also bei solchen Importströmen nicht mehr direkt in den Treibhausgasinventaren ab, wie das z. B. bei der Verringerung der Nutzung fossiler Energieträger der Fall ist.“

Im Analysebericht „Deutsche Szenarien zur Treibhausgasneutralität im Vergleich. Zielerreichung unter Berücksichtigung der technischen und natürlichen Senken sowie der Kohlenstoffnutzung“ (Gores et al. 2025b) werden die deutschen Szenarien miteinander verglichen. Dabei werden insbesondere die Unterschiede der sektoralen Treibhausgaserzeugung, der Kohlenstoff-Einbindung, den technischen Speichermengen und der Kohlenstoffnutzung detailliert betrachtet. Die Ergebnisse werden dabei wie folgt zusammengefasst:

„Der Abgleich der Szenarienergebnisse zu den Brutto-Emissionen mit den technischen und natürlichen Senken nach den erläuterten Bilanzierungsannahmen, resultiert in den Netto-Emissionen [...]. Durch die angewendete Einordnung der verschiedenen Elemente ergeben sich für zwei Szenarien im Jahr 2045 (DENA KN100 und BDI Klimapfade 2.0) deutlich positive Netto-

*Emissionen, also eine Verfehlung der Anforderung der Netto-Treibhausgasneutralität. Das liegt vor allem an der Nicht-Anrechnung von importierten CCU-Produkten als bilanziell negativ (DENA KN100) und von DAC-Entnahmen im Ausland (BDI Klimapfade 2.0). [...] Die anderen Szenarien erreichen im Jahr 2045 negative Netto-Emissionen von -5 Mt CO<sub>2</sub>-Äq (Agora KN2045(2021)) bis -31 Mt CO<sub>2</sub>-Äq (Agora KN-DE (2024)).*

*Die Spanne der Residualemissionen liegt zwischen 40 und 74 Mt CO<sub>2</sub>-Äq im Zieljahr, wobei die natürlichen Senken Netto-Einbindungen von 11 bis 56 Mt CO<sub>2</sub>-Äq ausweisen, die technischen Senken zwischen 6 und 59 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. Die Annahmen zu den Emissionsminderungen sind damit relativ ähnlich zwischen den Szenarien, wohingegen die Spannbreite bei den natürlichen Senken und den technischen Abscheidungen ein uneinheitliches Bild aufweisen.“*

In diesem Vergleich der Projektionen werden auch erstmals die erzeugten Treibhausgase explizit ausgewiesen, um die Informationen aus Projektionen zur grundsätzlichen Verwendung fossiler Brennstoffe zu verdeutlichen:

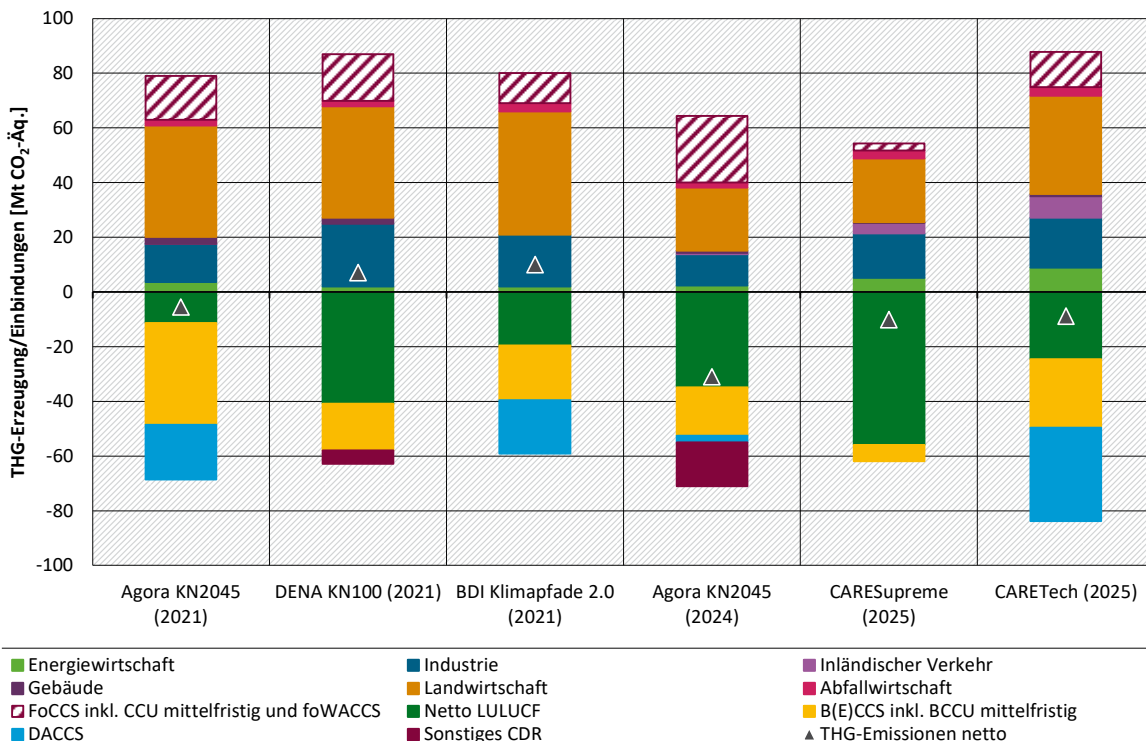
*„Außerdem sind in dieser Ansicht in der oberen Hälfte die zusätzlich erzeugten Treibhausgase aus fossilen Brennstoffen schraffiert dargestellt, die laut der Szenarienergebnisse über CCS (inkl. fossiles WACCS) oder mittelfristiges CCU am Ausstoß in die Atmosphäre gehindert werden und lang- bzw. mittelfristig gespeichert werden. Tatsächlich handelt es sich bei diesen Mengen um einen Netto-Betrag, da bei CCS keine vollständige Abscheidung und Speicherung stattfindet und ein Teil der erzeugten Emissionen in die Atmosphäre gelangen wird. Diese Mengen (Fossiles CCS (FoCCS) inkl. WACCS und CCU mittelfristig) werden nicht in die Gesamtbilanz zur Berechnung der Netto-Emissionen einbezogen.“*

Im Analysepapier (Gores et al. 2025b) werden graphische Vergleiche gezogen zwischen den sektoralen Aufteilungen im EU-Szenario des 2040 Impact Assessments sowie quantitative Vergleiche mit den deutschen Gesamtmengen:

*„Werden die einzelnen Elemente in den deutschen Szenarien mit den Ergebnissen des 2040 Impact Assessments für Szenario 2,5 im Jahr 2050 verglichen, haben die maximalen Residualemissionen der deutschen Szenarien einen Anteil von 17 % an den europäischen Residualemissionen, ebenso wie die natürlichen Netto-Senken. Die maximal ausgewiesenen technischen Senken hätten einen Anteil von 50 %. Bei diesen Vergleichen müssen jedoch die unterschiedlichen Zeitscheiben berücksichtigt werden, wegen der Zielsetzung der Treibhausgasneutralität in den Jahren 2045 bzw. 2050.“*

Die folgende Abbildung zeigt eine Gesamtübersicht der Ergebnisse der betrachteten Szenarien, die die Ergebnisse des Szenarien-Vergleichs gesammelt darstellt.

**Abbildung 4: THG-Erzeugung und -Einbindung in Deutschland im Jahr 2045**



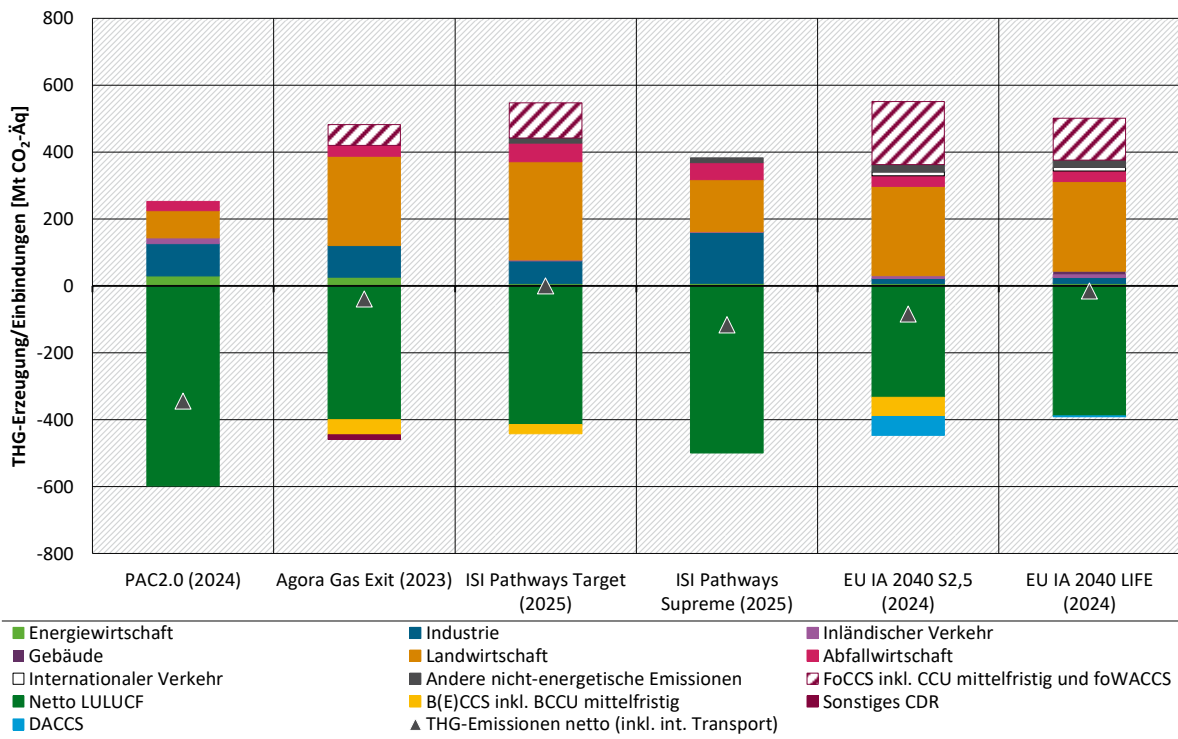
Anmerkungen: Der Verkehr wird hier ohne den internationalen Schiffs- und Seeverkehr betrachtet. Fossiles, biogenes oder atmosphärisches CCU (Carbon Capture and Usage) für kurzfristige Produkte, vor allem E-Fuels, wird hier nicht einbezogen. Fossiler Anteil von WACCS ist in „Fossiles CCS (FoCCS) inkl. CCU mittelfristig und foWACCS“ enthalten. Es gilt das Territorialprinzip: Importe von Produkten auf Basis von Negativemissionen werden hier nicht als Entnahmen berücksichtigt, ihre Emissionen ausgewiesen, soweit möglich. Emissionen durch E-Fuels waren nur in den CARE-Szenarien ausgewiesen und werden gänzlich importiert. Dies ist beim Vergleich im inländischen Verkehr und der Gesamtemissionen mit anderen Szenarien zu beachten. Mittelfristiges, fossiles CCU wird als THG-Erzeugung oberhalb der Nulllinie dargestellt, im Gegensatz dazu BCCU (Biogenic Carbon Capture and Storage) als Einbindung unterhalb der Nulllinie als Teil von B(E)CCS (Biogenic Carbon Capture and Storage; Biogene CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung). Beide Elemente werden per Default im Industriesektor bilanziert, wenn in den Sektoren nichts anderes ausgewiesen wird.

Quelle: Gores et al. 2025b.

Die Ergebnisse des Vergleichs wurden im Rahmen des Vorhabens den Autorinnen und Autoren der jeweiligen Studien vorgestellt. Bei dieser Gelegenheit wurde die entwickelte Herangehensweise bezüglich der Bilanzierungsmethodik den Szenariensachverständigen erläutert und ein gemeinsames Verständnis für eine möglichst einheitliches Vorgehen entwickelt. Die Daten zum Vergleich der deutschen Szenarien sind in einem [Excel-Tool](#) (Gores et al. 2025a) veröffentlicht.

Ergänzend zur Betrachtung der deutschen Szenarien wurden auch ausgewählte, europäische Szenarien miteinander verglichen. Dieser Vergleich ist in einem zweiten [Excel Tool](#) veröffentlicht. Alle dort verglichenen Szenarien erreichen im Jahr 2050 negative Netto-Emissionen von 0 Mt CO<sub>2</sub>-Äq (ISI Pathways Target (2025)) bis -345 Mt CO<sub>2</sub>-Äq (PAC2.0 (2024)). Die verglichenen Szenarien weisen dabei hohe Spannweiten bei den Residualemissionen, den natürlichen Senken und auch für die technischen CO<sub>2</sub>-Abscheidung auf: Die Spanne der EU-weiten Residualemissionen im Zieljahr 2050 liegt zwischen 253 und 442 Mt CO<sub>2</sub>-Äq, wobei die natürlichen Senken Netto-Einbindungen von 333 bis 589 Mt CO<sub>2</sub>-Äq ausweisen und die technischen Senken zwischen 0 und 114 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. Die folgende Abbildung zeigt eine Übersicht der Ergebnisse des Vergleichs:

Abbildung 5: THG-Erzeugung und -Einbindung in der EU im Jahr 2050



Quelle: Eigene Darstellung, Öko Institut

## 5 Fachgespräch: Wege zur Zielerreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland (AP 4)

Am 01.04.2025 fand ein halbtägiges Fachgespräch mit dem Titel „Wege zur Zielerreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland – Erkenntnisse aus aktuellen Szenarien“ statt. Organisiert wurde die Veranstaltung vom Öko-Institut zusammen mit dem Umweltbundesamt in den Räumlichkeiten des BMWK in Berlin. Es waren Vertreterinnen und Vertreter aus verschiedenen Referaten des BMWK und des BMUV anwesend. Außerdem nahmen Expert\*innen von NGOs und Forschungsinstituten bzw. Thinktanks teil.

Zu Beginn des Workshops wurden nach der Begrüßung der Teilnehmenden durch das Umweltbundesamt drei inhaltliche Inputs gegeben:

1. Eine Präsentation der Infografik aus AP 1 des vorliegenden Vorhabens (Vgl. Kapitel 2) mit dem Titel „Wechselwirkungen zwischen CO<sub>2</sub>-Entnahme und THG-Vermeidung: Konkurrenz um begrenzte Ressourcen“ durch Wolfram Jörß, Öko-Institut.
2. Es folgte ein Vortrag von Katja Purr, Umweltbundesamt und Klaus Hennenberg, Öko-Institut, zum Thema „Die Rolle natürlicher und technischer Senken in den THG-Neutralitätsszenarien CARESupreme und CARETech“.

Hier wurden aktuelle Modellierungsergebnisse aus den Szenarien CARESupreme und CARETech (Harthan et al. 2025) im F&E-Projekt „Transformation zu einem vollständig treibhausgasneutralen Deutschland“ (CARE) im Hinblick auf die Rolle der natürlichen und technischen Senken in den THG-Neutralitätsszenarien präsentiert. Eine der zentralen Aussagen war, dass die THG-Neutralität in Deutschland erreichbar ist mit einer ambitionierten, ressourcenschonenden Minderung sowie einer Ambitionssteigerung im LULUCF-Sektor. Dabei können technische Senken eine zusätzliche Sicherheit zur Erreichung der Klimaschutzziele schaffen. Differenzierte Minderungsziele, z.B. für erzeugte Treibhausgase (Vermeidungsziel), sind dabei hilfreich, um Klimaschutz ohne Lock-in Effekte anzureizen. Alle Sektoren könnten durch ein Vermeidungsziel auf langfristig tragbare Transformationspfade geführt werden. Generell sind insbesondere bei nicht ausreichender Suffizienz und Effizienz große Anstrengungen notwendig, um die zusätzlichen Bedarfe technischer Senken zu finanzieren und letztendlich zu realisieren. Es wurde benannt, dass bei hohen Abscheidezielen ein Risiko für die Abschwächung von Minderungsanstrengungen (Mitigation Deterrence) besteht, da der Diskurs zur Höhe der Restemissionen noch nicht geführt wurde.

3. Der letzte Impuls erfolgte von Sabine Gores, Öko-Institut, mit der Präsentation der Ergebnisse aus AP 3 des Vorhabens (vgl. Kapitel 4) mit dem Titel „Wege zur Treibhausgasneutralität – deutsche Szenarien im Vergleich“.

Aufbauend auf den Inputs und dazu geäußertem Feedback wurden anschließend in Kleingruppen Optionen für Zielgrößen für das THG-Neutralitätsziel für 2045 sowie die im KSG verankerte besondere Bedeutung der natürlichen Senken und ihres Beitrags diskutiert.

## 6 Kurzfristige wissenschaftliche Analysen und Beratung (AP 5)

Innerhalb des AP 5 wurden zwei Analysen erarbeitet:

- ▶ Herausforderungen zur separaten Ausweisung von Klimazielen für natürliche und technische Senken (Kapitel 6.1);
- ▶ Technische Ansätze zur Entfernung von Methan aus der Atmosphäre (Kapitel 6.2).

### 6.1 Herausforderungen zur separaten Ausweisung von Klimazielen für natürliche und technische Senken

Die erste Analyse trägt den Titel: „**Herausforderungen zur separaten Ausweisung von Klimazielen für natürliche und technische Senken**“ und wurde als Working Paper 1/2024 des Öko-Instituts veröffentlicht (Jörß et al. 2024).

In diesem Bericht werden zunächst die zweistark voneinander divergierenden Ansätzen zur Definition von Senken und zugehörigen CO<sub>2</sub>-Entnahmen erklärt, die in verschiedenen regulatorischen Kontexten zum Tragen kommen, nämlich einerseits in Treibhausgas-Inventaren und andererseits in Zertifizierungssystemen für CO<sub>2</sub>-Entnahmeaktivitäten. Weiterhin wird einen kurzer Überblick über als ‚Senken‘ bzw. ‚CO<sub>2</sub>-Entnahmeoptionen‘ diskutierte Prozesse bzw. Prozessketten gegeben, die ggf. für differenzierte Senkenziele zu typologisieren wären. Der Stand der Typologisierung von Senken als ‚natürlich‘ bzw. ‚technisch‘ in der Literatur wird zusammengefasst, alternative Ansätze zur Typologisierung von Senken werden vorgestellt und verschiedene Entnahmeoptionen werden in verschiedenen Typologisierungen eingeordnet. Aus der Analyse werden Schlussfolgerungen zur Differenzierung von ‚natürlichen‘ bzw. ‚technischen‘ oder anders differenzierten CO<sub>2</sub>-Entnahmeoptionen in Klimazielen gezogen:

*„Um Doppelzählungen zu vermeiden, müssen Senkenziele, die komplementär zu Emissionsminderungszielen angelegt sein sollen, genau wie die komplementären Emissionsminderungsziele auf die Definitionen im Kontext der THG-Inventare zurückgreifen. Falls Senkenziele allerdings einen untergeordneten Charakter zu übergeordneten umfassenden Emissionsminderungszielen haben sollen, sind Doppelzählungen unschädlich und es besteht Freiheit in der Wahl der Definitionen, die dann auch auf Zertifizierungssysteme Bezug nehmen können.“ (Jörß et al. 2024)*

### 6.2 Technische Ansätze zur Entfernung von Methan aus der Atmosphäre (methane removal)

Die zweite Analyse beschäftigte sich mit technische Ansätze zur Entfernung von Methan aus der Atmosphäre (methane removal) und wurde vom Umweltbundesamt in der Reihe ‚Factsheet‘ in deutscher und in englischer Sprache veröffentlicht (Köhler und Jörß 2025a; 2025b).

Ziel dieses Factsheets war es, den Entwicklungsstand der technischen Ansätze zur Entfernung von Methan aus der Atmosphäre systematisch aufzubereiten. Der Fokus liegt dabei auf Technologien, die geeignet sind, Methan bei der aktuellen mittleren atmosphärischen Konzentration von ca. 2 ppm aus der Atmosphäre zu entfernen.

Die Leitfrage der Analyse war: Welche Ansätze zur Entfernung von Methan gibt es und welche Potenziale und Kosten sind damit verbunden? Die Informationen wurden mittels Literaturrecherche in wissenschaftlichen Publikationen zusammengetragen. Dabei wurde zur Einschätzung des technologischen Entwicklungsstadiums der jeweiligen Konzepte der Maßstab

der Technologiereifegrade (TRL) angewendet. Die Inhalte des Factsheet werden in Köhler und Jörß (2025b) folgendermaßen zusammengefasst:

*„Methan (CH<sub>4</sub>) ist ein Treibhausgas mit einer etwa 30-fachen Klimawirksamkeit im Vergleich zu Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>). Die kurzfristige Klimawirksamkeit (über einen Zeitraum von 20 Jahren) ist sogar bis zu 86-mal höher als CO<sub>2</sub>. Methan wird in der Atmosphäre durch natürliche chemische Reaktionen im Zeitraum mehrerer Jahre zu CO<sub>2</sub> oxidiert. Die maximale treibhauswirksame Verweildauer von CH<sub>4</sub> in der Luft beträgt etwa 12,4 Jahre [...]. Dadurch verringert sich die Klimawirksamkeit einer Mengeneinheit an emittiertem CH<sub>4</sub>, während es in der Atmosphäre für CO<sub>2</sub> keinen chemischen Selbstreinigungsmechanismen gibt<sup>10</sup>. Die natürlichen Selbstreinigungsmechanismen der Atmosphäre reichen allerdings nicht aus, um den Anstieg der atmosphärischen CH<sub>4</sub>-Konzentration zu kompensieren, da die Methanemissionen aus anthropogenen Quellen zunehmen und die Freisetzung von Methan aus geologischen Speichern durch die Klimaerwärmung beschleunigt wird. Dadurch ist die CH<sub>4</sub>-Konzentration in der Atmosphäre von ca. 0,7 ppm (parts per million Luftmoleküle) in vorindustrieller Zeit auf etwa 2 ppm gestiegen und wird voraussichtlich weiter zunehmen. Infolgedessen nimmt auch der Beitrag von CH<sub>4</sub> zur Klimaerwärmung zu. Außerdem nimmt die Senkenleistung in der Atmosphäre mit steigender CH<sub>4</sub>-Konzentration ab, da die Neubildungsrate von Hydroxylradikalen überschritten wird.*

*Vor diesem Hintergrund werden in der Literatur verschiedene technologische Ansätze zur beschleunigten Entfernung von Methan aus der Atmosphäre diskutiert. Diese Ideen lehnen sich an die technisch bereits weiter gediehenen Verfahren für Carbon Dioxide Removal (CDR) bzw. Negativemissionstechnologien für CO<sub>2</sub> an. Dabei besteht die größte Herausforderung darin, das in der Luft vorhandene Methan trotz der relativ geringen Konzentration von 2 ppm wirksam zu chemischen oder physikalischen Reaktionen anzuregen. Im Gegensatz zu CO<sub>2</sub> mit einer deutlich höheren atmosphärischen Konzentration von derzeit ca. 420 ppm ist CH<sub>4</sub> in der Luft nicht nur wesentlich stärker verdünnt, sondern auch chemisch weniger reaktiv.*

*Gegenwärtig werden vor allem die folgenden Methoden zur Entfernung von Methan aus der Atmosphäre in Betracht gezogen:*

- ▶ **Thermisch-katalytische Oxidation:** *Bei diesem Verfahren werden Katalysatoren eingesetzt, um das Methan mittels chemischer Reaktion bei hohen Temperaturen von mehreren 100°C zu weniger klimawirksamen Kohlendioxid umzuwandeln. Dieser Ansatz ist jedoch nur für CH<sub>4</sub>-Konzentrationen von über 5.000 ppm (0,5 vol%) in der Luft relevant.*
- ▶ **Photokatalytische Oxidation:** *Bei diesem Verfahren wird mithilfe von (Sonnen-)Licht ein Katalysator aktiviert, der das Methan in der Atmosphäre schrittweise oxidiert. Dies ist ein natürlicher Vorgang in der Atmosphäre und ist auch bei geringen Methankonzentrationen von < 2 ppm wirksam. Technische Ansätze zur Methanentfernung zielen darauf ab, größere Mengen an katalytisch wirkenden Substanzen in die Luft einzubringen. Als Katalysator eignen sich gasförmige Hydroxyl- oder Chlornradikale oder Feststoffe wie z. B. Titandioxid.*
- ▶ **Biologische Methanentfernung:** *Bestimmte Bakterienarten (sogenannte Methanotrophe) können Methan metabolisieren und in Kohlendioxid oder Methanol für die industrielle Nutzung umwandeln. Dieser Ansatz ist jedoch nur für CH<sub>4</sub>-Konzentrationen von über 500 ppm in der Luft relevant.*

---

<sup>10</sup> CO<sub>2</sub> wird teilweise durch Photosynthese in Biomasse umgewandelt oder in Gewässern zu Kohlensäure und anschließend mineralisch gebunden. Diese Mechanismen sind wiederum für CH<sub>4</sub> nicht wirksam, solange es nicht zu CO<sub>2</sub> oxidiert worden ist.

- ▶ **Anreicherung mit Zeolithen oder anderen porösen Feststoffen:** *Zeolithe sind Mineralien, die Methan aus der Luft absorbieren können. Wenn sie mit einer geringen Menge Kupfer behandelt werden, absorbieren Zeolithe Methan sehr effektiv, selbst bei niedrigen atmosphärischen Konzentrationen um 2 ppm.*

*Während die thermische Oxidation von Methan eine bereits seit Jahrzehnten praktizierte Technologie darstellt (Abfackeln von Raffinerieabgasen bei der Mineralölförderung) funktioniert diese Technik nur bei nennenswert hohen Methankonzentrationen über 500 ppm. Hingegen sind die oben genannten technologische Ansätze für die Entfernung von Methan aus der Atmosphäre bei einer Konzentration von etwa 2 ppm insgesamt noch in frühen Entwicklungsstadien und daher in absehbarer Zeit nicht anwendungsreif. [...] Jackson et al. (2019) nehmen an, dass die Kosten für die Entfernung von CH<sub>4</sub> aufgrund der höheren atmosphärischen Verdünnung deutlich höher sein werden als die Kosten für die Entfernung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre.“*

## 7 Quellenverzeichnis

Agora Energiewende (2023): Breaking free from fossil gas. A new path to a climate-neutral Europe. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.org/publications/breaking-free-from-fossil-gas>, zuletzt geprüft am 08.09.2025.

Baltac, S.; Pusceddu, E.; O'Sullivan, C.; Galbraith-Olive, H.; Henderson, C. (2023): Unlocking Europe's CO2 Storage Potential, Analysis of Optimal CO2 Storage in Europe. Technical Appendix. Clean Air Task Force. Online verfügbar unter <https://www.catf.us/resource/unlocking-europes-co2-storage-potential-analysis-optimal-co2-storage-europe/>, zuletzt geprüft am 25.09.2025.

Burchardt, J.; Franke, K.; Herhold, P.; Hohaus, M.; Humpert, H.; Päiväranta, J.; Richenhagen, E.; Ritter, D.; Schönberger, S.; Schröder, J.; Strobl, S.; Tries, C.; Türpitz, A. (2021): Klimapfade 2.0, Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Gutachten für den BDI. Boston Consulting Group (Hg.). Online verfügbar unter <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>, zuletzt geprüft am 09.05.2022.

CAN Europe (2024): Paris Agreement Compatible Scenarios (PAC) 2.0, Executive Summary. Online verfügbar unter <https://caneurope.org/content/uploads/2024/09/PARIS-AGREEMENT-COMPATIBLE-SCENARIO-2024.pdf>, zuletzt geprüft am 08.09.2025.

Climact (2025): CLIMACT - 2050 Pathways Explorer, Parameters: stable 2023, EU27: Preliminary (CE) Net Zero 2040 100%RE (in progress). Online verfügbar unter <https://v32p1.pathwaysexplorer.climact.com/pathways?visualisation=0&region=EU27&source=modelsource&scenario=EU27%3APreliminary+%28CE%29+Net+Zero+2040+100%25RE+%28in+progress%29> –, zuletzt geprüft am 15.07.2025.

Dambeck, H.; Ess, F.; Falkenberg, H.; Kemmler, A.; Kirchner, A.; Kreidelmeyer, S.; Lübbers, S.; Piégsa, A.; Scheffer, S.; Spillmann, T.; Thamling, N.; Wünsch, A.; Wünsch, M. et al. (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045, Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende und Agora Verkehrswende (Hg.). Online verfügbar unter [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE\\_2045\\_Langfassung/Klimaneutrales\\_Deutschland\\_2045\\_Langfassung.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf), zuletzt geprüft am 30.05.2022.

EC (2024): Impact Assessment Report, Accompanying the document "Communication from the Commission to the EU. Securing our future Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society" (SWD(2024) 63 final). European Commission (Hg.). Strasbourg. Online verfügbar unter [https://climate.ec.europa.eu/document/download/768bc81f-5f48-48e3-b4d4-e02ba09faca1\\_en?filename=2040%20Climate%20Target%20Impact%20Assessment\\_en\\_0.pdf](https://climate.ec.europa.eu/document/download/768bc81f-5f48-48e3-b4d4-e02ba09faca1_en?filename=2040%20Climate%20Target%20Impact%20Assessment_en_0.pdf), zuletzt geprüft am 14.10.2024.

Gierkink, M.; Wagner, J.; Czock, B. H.; Lilienkamp, A.; Moritz, M.; Pickert, L.; Sprenger, T.; Zinke, J.; Fiedler, S. (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Deutsche Energie-Agentur (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/dena-Is2/>, zuletzt geprüft am 02.04.2025.

Giuntoli, M.; Gutermuth, G.; Garzón-Real, J.; Kerzel, M.; Becker, L. A.; Ruf, J.; Wildgrube, T.; Ulfers, J.; Koch, M.; Seebach, D.; Kulms, T.; Nobis, M.; Schultheis, P. et al. (2019): Zentrale und dezentrale Merkmale zukünftiger Systemstrukturen, Studie im Rahmen des Kopernikus-Projekts ENSURE. Bundesministerium für Bildung und Forschung (Hg.). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.kopernikus->

projekte.de/lw\_resource/datapool/systemfiles/elements/files/B0EAD600AB4353D9E0537E695E86C9AA/live/document/20191009\_Studie\_Cluster\_2\_final\_5.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2020.

Gores, S.; Graichen, J.; Flohr Reija, M.; Jörß, W. (2025a): Datengrundlage des Berichts "Deutsche Szenarien zur Treibhausgasneutralität im Vergleich. Zielerreichung unter Berücksichtigung der technischen und natürlichen Senken sowie der Kohlenstoffnutzung". Umweltbundesamt (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/node/116021/>, zuletzt aktualisiert am 20.03.2025, zuletzt geprüft am 12.09.2025.

Gores, S.; Graichen, J.; Flohr Reija, M.; Jörß, W. (2025b): Deutsche Szenarien zur Treibhausgasneutralität im Vergleich, Analysepapier. Zielerreichung unter Berücksichtigung der technischen und natürlichen Senken sowie der Kohlenstoffnutzung (Climate Change, 47/2025). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7969>, zuletzt geprüft am 08.09.2025.

Gores, S.; Graichen, J.; Flohr-Reija, M.; Jörß, W. (2025c): Technisches Hintergrundpapier zur Szenarienanalyse - Methoden und Annahmen zum Vergleich deutscher Treibhausgasneutralitätsszenarien (Climate Change, 48/2025). Umweltbundesamt (Hg.). Online verfügbar unter <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7970>, zuletzt geprüft am 08.09.2025.

Haase, C. (2015): Hydrogeochemische Modellierung der CO<sub>2</sub>-Speicherung und -Leckage in geologischen Formationen, Unsicherheiten verursacht durch thermodynamische Datenbanken und numerische Codes. Dissertation, Christian-Albrecht-Universität zu Kiel. Kiel, 2015.

Harthan, R.; Repenning, J.; Bei der Wieden, M.; Bürger, V.; Braungardt, S.; Cook, V.; Emele, L.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Kasten, P.; Ludig, S.; Mendelevitch, R.; Moosmann, L.; Pfeiffer, M.; Scheffler, M.; Steinbach, I.; Wiegmann, K.; Bussmann, S.; Fleiter, T.; . . . Yu, S. (2025): Ambitionierte Pfade für Treibhausgasneutralität in Deutschland: CARESupreme und CARETech, Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt Transformation zu einem vollständig treibhausgasneutralen Deutschland (CARE). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7983>

International Energy Agency (2021): Net Zero by 2050 – Analysis - IEA, International Energy Agency. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>, zuletzt aktualisiert am 11.08.2023, zuletzt geprüft am 11.08.2023.

Jackson, R. B.; Solomon, E. I.; Canadell, J. G.; Cargnello, M.; Field, C. B. (2019): Methane removal and atmospheric restoration. In: *Nature Sustainability* 2 (6), S. 436–438. DOI: 10.1038/s41893-019-0299-x.

Jörß, W.; Gores, S.; Siemons, A.; Liste, V.; Lübbers, S.; Lengning, S. (2024): Herausforderungen zur separaten Ausweisung von Klimazielen für natürliche und technische Senken (Öko-Institut Working Paper, 1/2024). Öko-Institut; Prognos. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WP-Senken-in-Klimazielen.pdf>, zuletzt geprüft am 15.07.2025.

Jörß, W.; Liste, V. (2025): Wechselwirkungen zwischen CO<sub>2</sub>-Entnahme und THG-Vermeidung: Konkurrenz um begrenzte Ressourcen (Working Paper, 3/2025). Öko-Institut. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WP-Entnahme-Ressourcenkonkurrenz.pdf>, zuletzt geprüft am 16.07.2025.

Köhler, A. R.; Jörß, W. (2025a): Technical approaches to removing methane from the atmosphere (methane removal), Fact check and discussion (Fact Sheet). Umweltbundesamt (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/technical-approaches-to-removing-methane-from-the>, zuletzt geprüft am 15.07.2025.

Köhler, A. R.; Jörß, W. (2025b): Technische Ansätze zur Entfernung von Methan aus der Atmosphäre (methane removal), Faktencheck und Diskussion (Fact Sheet). Öko-Institut. Umweltbundesamt (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/technische-ansaeetze-zur-entfernung-von-methan-aus>, zuletzt geprüft am 15.07.2025.

Lübbbers, S.; Lengning, S.; Muralter, F.; Kulkarni, P.; Krob, F.; Köhler, A. R.; Jörß, W. (2026a): Techno-ökonomische Analyse von CO<sub>2</sub>-Entnahmetechnologien und Bewertung der CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten und -Projekte in Europa. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7960>

Lübbbers, S.; Muralter, F.; Schulz, L. (2026b): Kostenanalyse für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Punktquellen und direkt aus der Atmosphäre, Kostenvergleich von ausgewählten Anwendungsfällen für CCU/S und DACCU/S. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7959>

Nesselhauf, L.; Fischer, C.; Müller, S.; Godron, P.; Huneke, F.; Koch, M.; Wauer, N.; Weiß, U.; Metz, J.; Münnich, P.; Brizay, A.; Chemnitz, C.; Klümper, W.; Elmer, C.-F.; Vieweg, M.; Wietschel, J. (2024): Klimaneutrales Deutschland, Von der Zielsetzung zur Umsetzung. Agora Think Tanks (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie>, zuletzt geprüft am 11.11.2024.

Ringrose, P. S.; Sæther, Ø. (2020): CO<sub>2</sub> injection operations: Insights from Sleipner and Snøhvit. Carbon Capture Utilisation and Storage Conference – Virtual Event. Equinor ASA. Aberdeen, 2020. Online verfügbar unter [https://www.spe-aberdeen.org/wp-content/uploads/2020/11/Mon\\_Equinor\\_SPE-CCUS-Insights-from-Sleipner-and-Sn%C2%A2hvit-26Oct2020.pdf](https://www.spe-aberdeen.org/wp-content/uploads/2020/11/Mon_Equinor_SPE-CCUS-Insights-from-Sleipner-and-Sn%C2%A2hvit-26Oct2020.pdf), zuletzt geprüft am 25.09.2025.