



Gefördert durch

HESSEN



Hessisches Ministerium
für Wirtschaft, Energie,
Verkehr, Wohnen
und ländlichen Raum

Herzlich Willkommen!

CO₂-Wertschöpfungsketten für E-Kerosin: Status quo und Herausforderungen

Foto: iStock

in Kooperation mit

veranstaltet von



HOLM | Frankfurt
24. Februar 2026

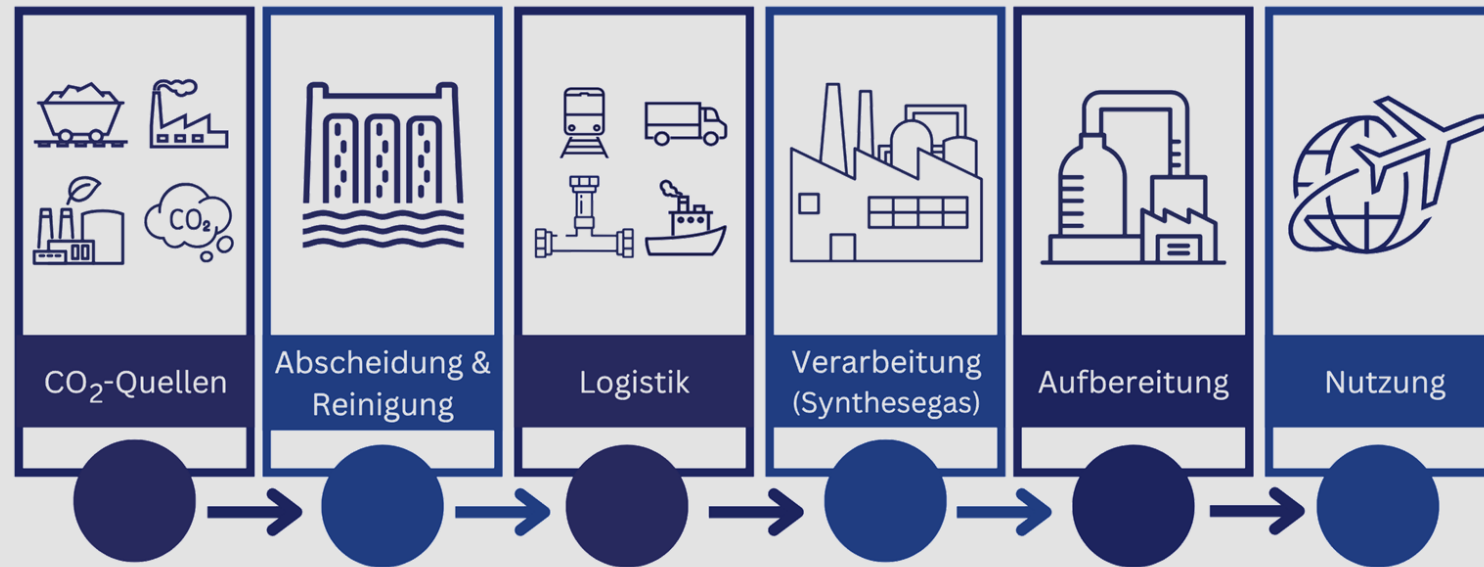
Begrüßung und Grußwort

Regine Barth

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie,
Verkehr, Wohnen und ländlichen Raum

Das Projektkonsortium: Partner & assoziierte Partner

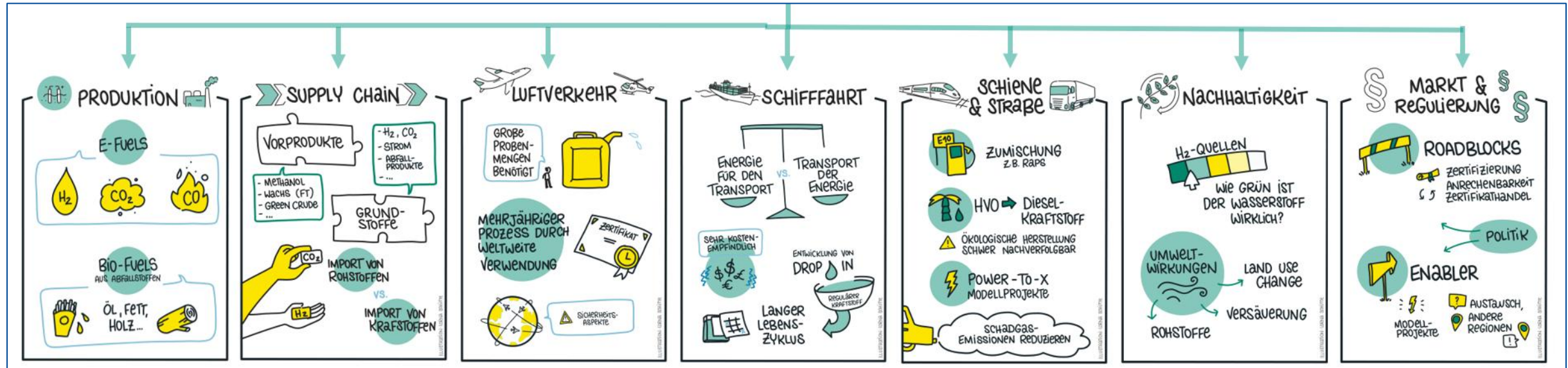
Schema der CO₂-Supply-Chain-Betrachtung



Gefördert durch:



Die Innovationssäulen der Plattform InnoFuels



Quelle: InnoFuels

Kohlenstoff neu denken

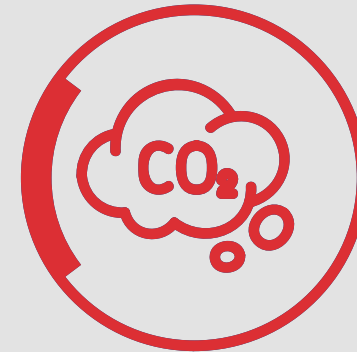
Drei Ansätze für einen klimaneutralen Umgang mit Kohlenstoff:



Biomasse



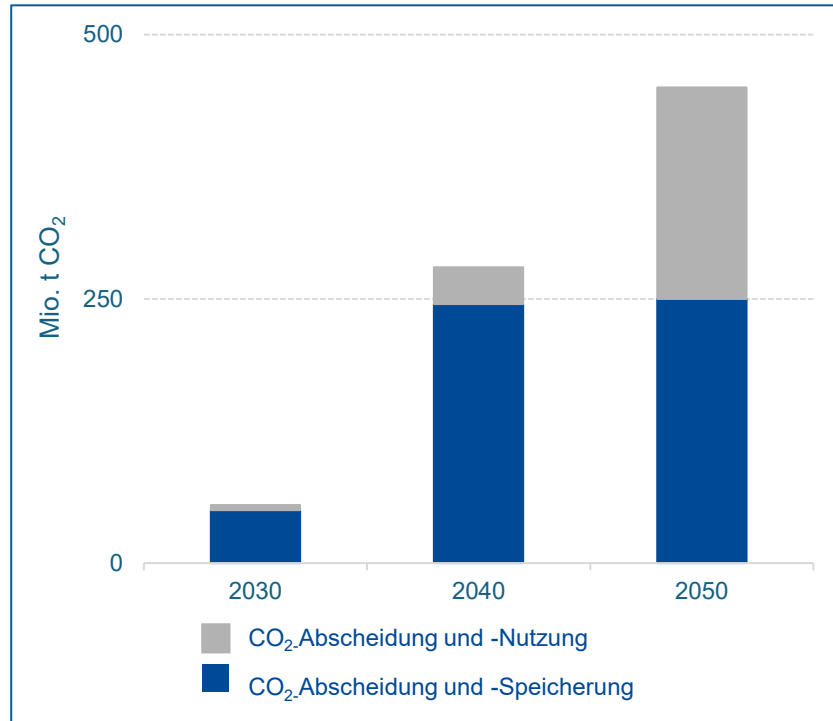
Nutzung von Sekundärrohstoffen



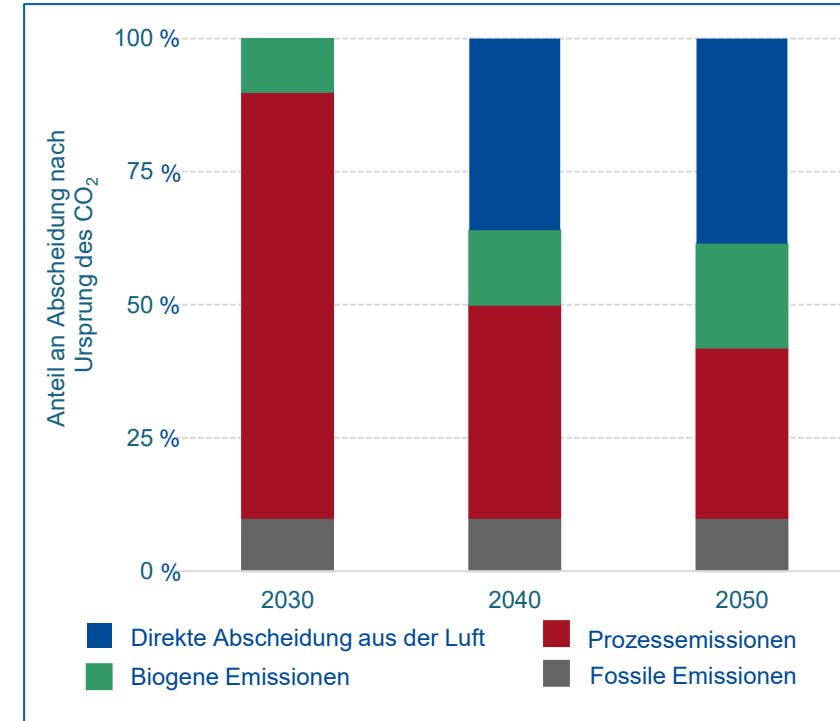
Carbon Capture and X



EU-Zielbild: Industrial Carbon Management-Strategie



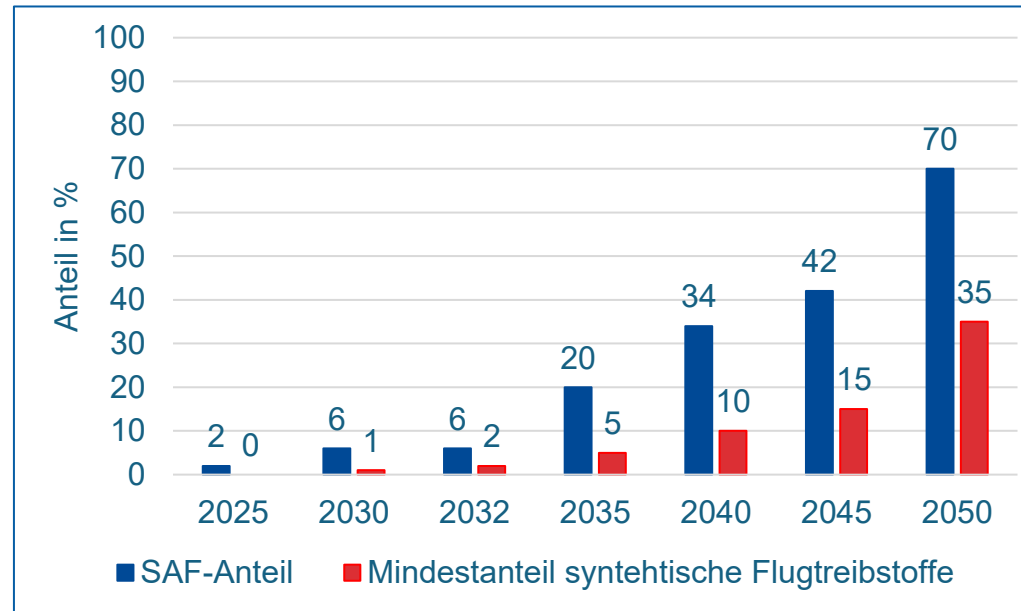
Quelle: CENA Hessen



Quelle: CENA Hessen



CO₂-Wertschöpfungsketten als integraler Bestandteil der europäischen Wirtschaft



Quelle: CENA Hessen

70% SAF-Quote 2050,
davon die Hälfte RFNBO

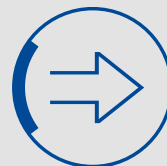
ReFuelEU-Aviation (Verordnung 2023/2405)



Carbon Management-Strategie

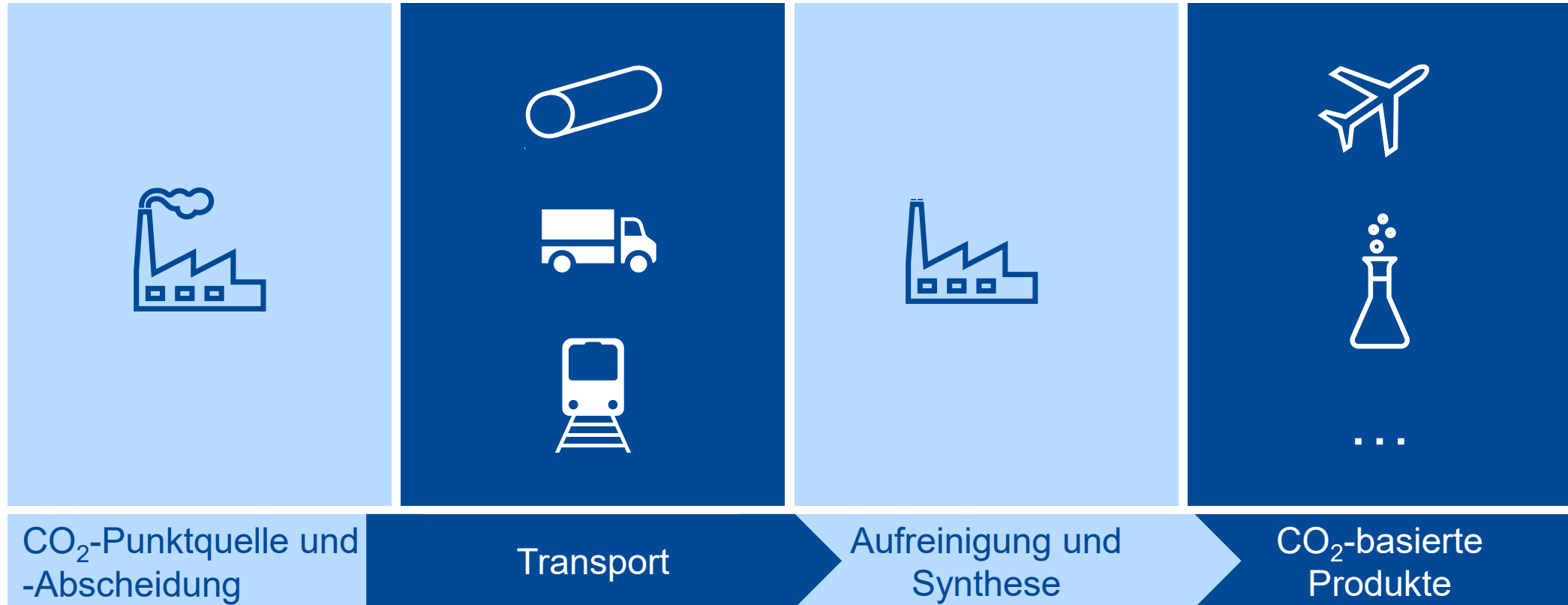
Eckpunkte der Bundesregierung (2024)

- Beschäftigt sich mit der Abscheidung von CO₂ aus Punktquellen sowie der weiteren Verarbeitung
→ Transport, Nutzung, Speicherung
- Nicht alle CO₂-Emissionen sind vermeidbar.
Als Beispiele für unvermeidbare Emissionen werden CO₂-Emissionen aus der Zement- und Kalkindustrie sowie Abfallverbrennung genannt.
- CCS/CCU muss im Einklang mit den Zielen zur Minderung der Treibhausemissionen stehen.
- Für CCS/CCU-Anwendungen bei Kraftwerken, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden, erfolgt keine Förderung. Auch wird die staatliche Förderung für CCS/CCU auf schwer oder unvermeidbare Emissionen fokussiert.



In Entwicklung

CO₂-basierte Wertschöpfungsketten: Wo stehen wir heute?



CO₂ aus Biogasanlagen: Potentiale, Technologien und Kostenaspekte

Dipl.-Ing. Michael Beil

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und
Energiesystemtechnik IEE

Oxyfuel Systems in Cement Plants: Pilotprojekt „catch4climate“

Dr. Bernhard Drescher

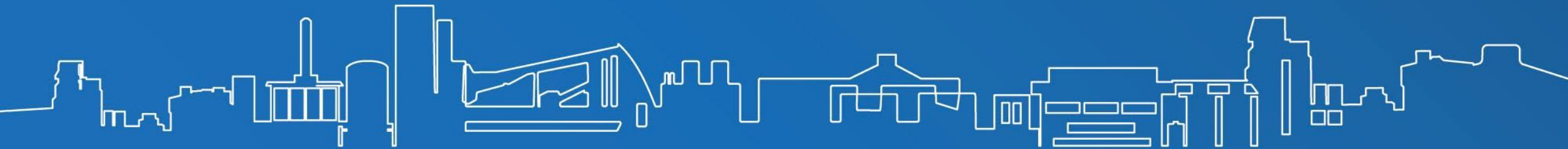
Dyckerhoff GmbH

Oxyfuel Systems in Cement Plants: Pilotprojekt „catch4climate“

Dyckerhoff GmbH: A Buzzi Group Company

Buzzi S.p.A., Dyckerhoff GmbH

CO₂-Wertschöpfungsketten für E-Kerosin: Status quo und Herausforderungen
Frankfurt, 24. Februar 2026

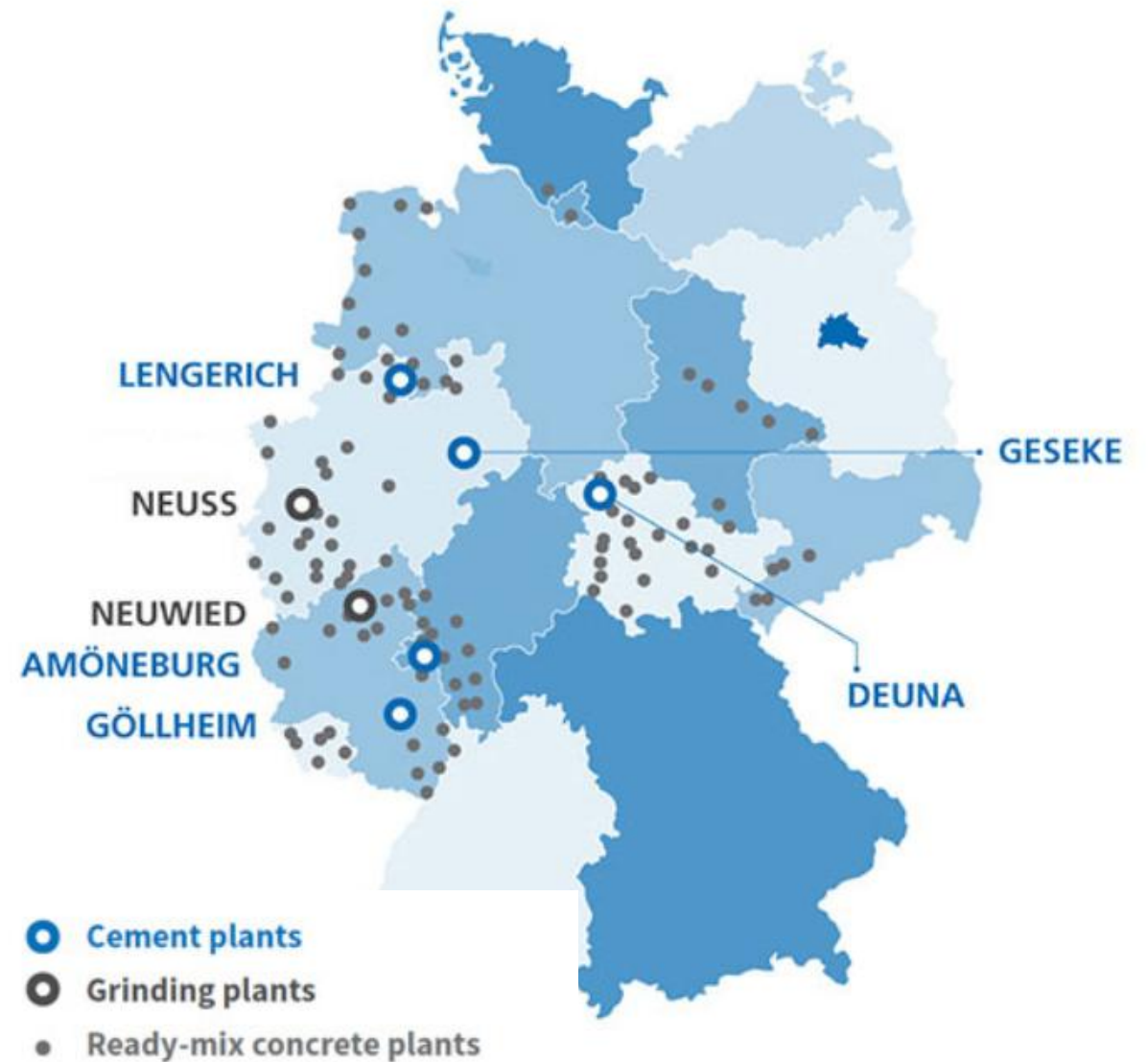


Dyckerhoff GmbH

Deutschland

Insgesamt 5
Klinkerproduktionsstandorte

CO₂-Abscheidepotenzial:
1000 – 4000 Tagedonnen

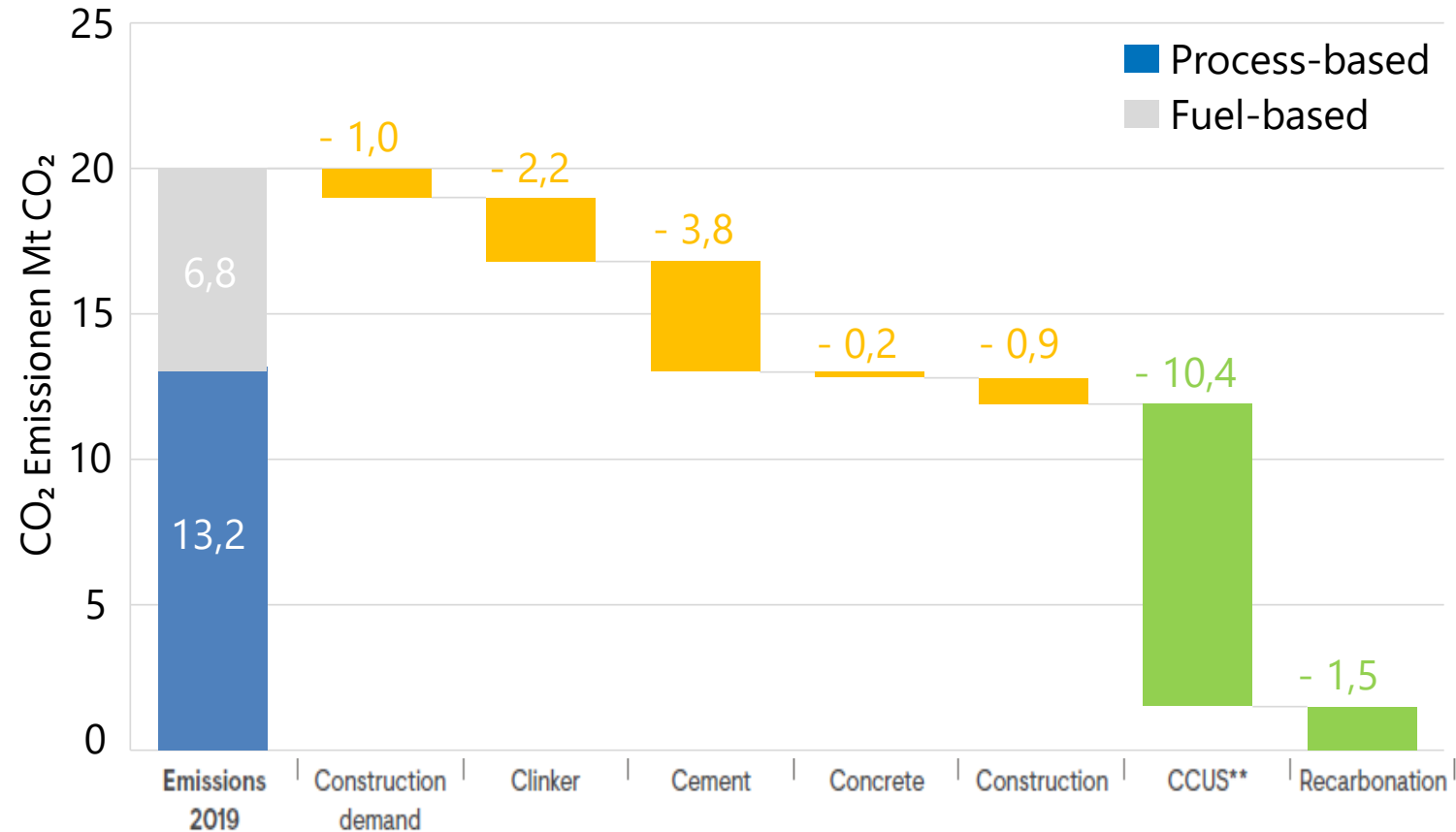


DEKARBONISIERUNGSPOTENZIAL

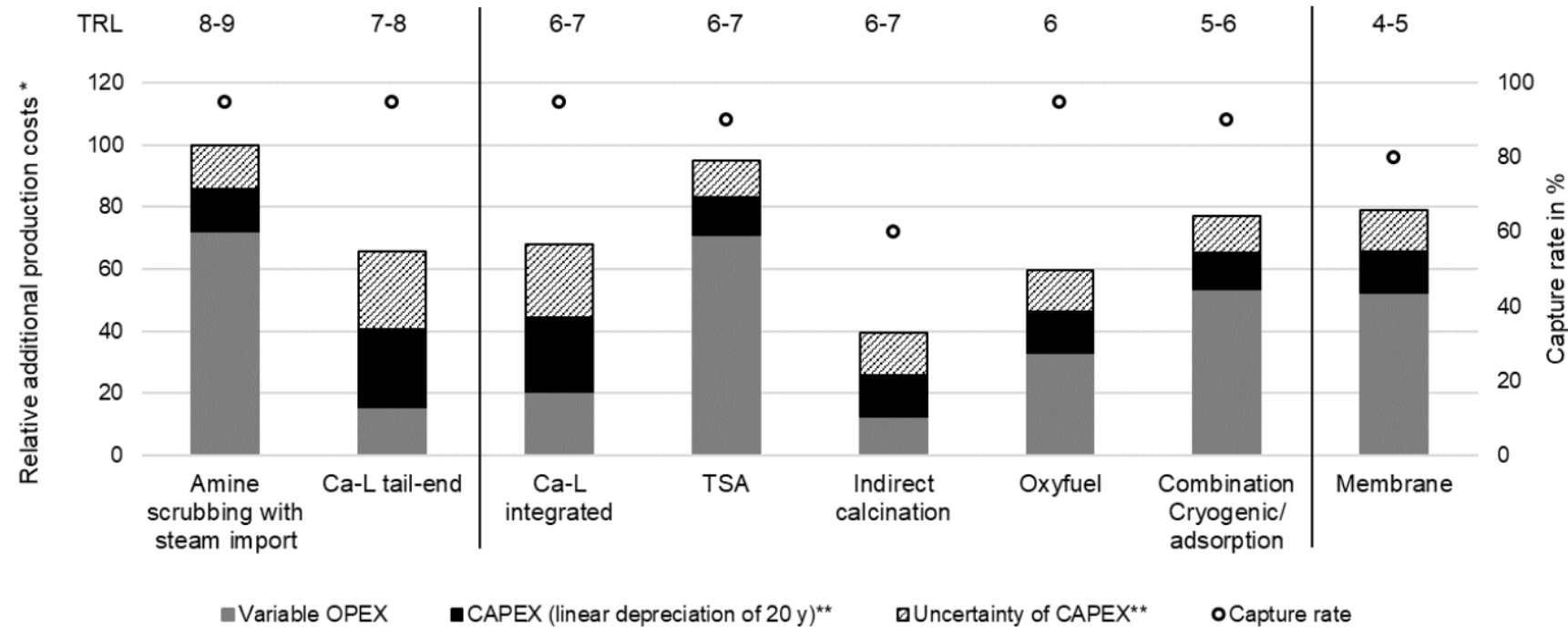
CCUS ist im Zementsektor unvermeidlich

- Unvermeidbare CO₂-Emissionen selbst bei Einsatz aller anderen Dekarbonisierungshebel.
- CCUS ist entscheidend, um die Emissionslücke in diesem schwer zu dekarbonisierenden Sektor zu schließen.
- Die CO₂-Abscheidung aus dem Prozessgas der Klinkerherstellung bietet erhebliches Dekarbonisierungspotenzial.

VDZ-Fahrplan zur Klimaneutralität 2050



DEKARBONISIERUNGSPOTENZIAL: CC-TECHNOLOGIEN



* Relative additional production costs, amine scrubbing = 100

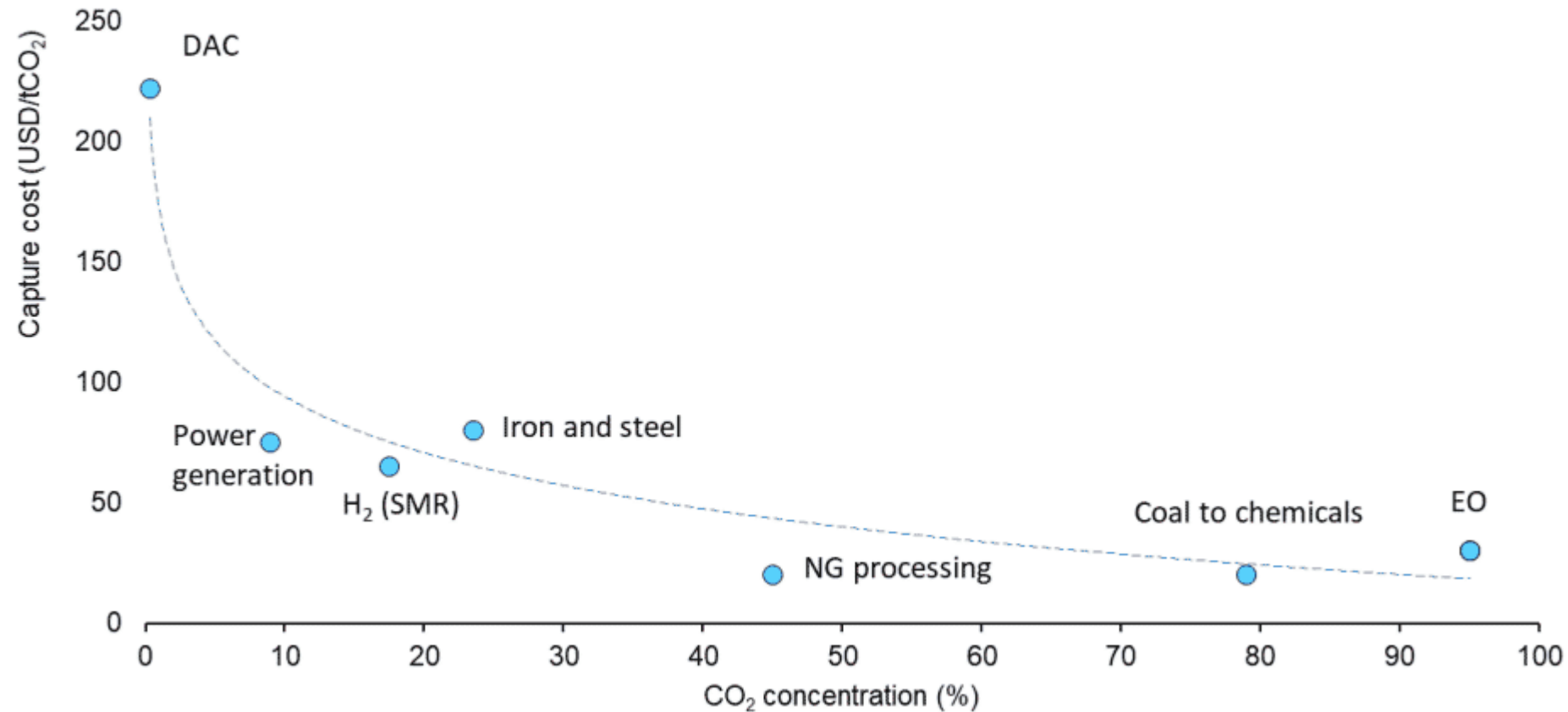
** All assumptions been made are given in detail in the text below

Demonstrations-/Vollmaßstabsanlagen in Entwicklung:
Aminwäsche, Kombination aus Kryogenen Verfahren/Adsorption oder Oxyfuel

Quelle: ECRA Technology Papers 2022 – State of the Art Cement Manufacturing – Current Technologies and their Future Development, Düsseldorf, 2022

DEKARBONISIERUNGSPOTENZIAL

CO₂ capture cost at varying CO₂ concentrations, 2020



INITIATIVEN ZUR CO₂-ABSCHEIDUNG

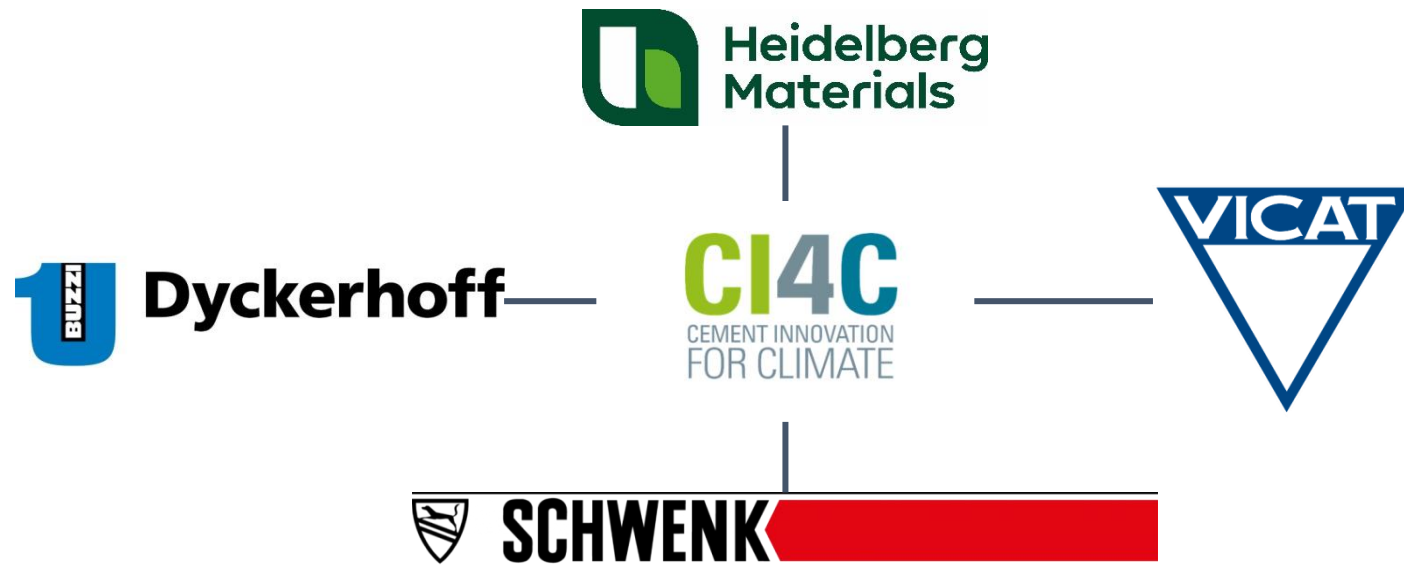
DIE BUZZI UNICEM GRUPPE





GEMEINSCHAFTSUNTERNEHMEN

CI4C



- Forschungsunternehmen CI4C GmbH & Co. KG
- Vier Partner der europäischen Zementindustrie
- Gemeinschaftsunternehmen gegründet am 6. Dezember 2019
- Start des Projekts „Catch4Climate“

CI4C OXYFUEL-PROJEKT

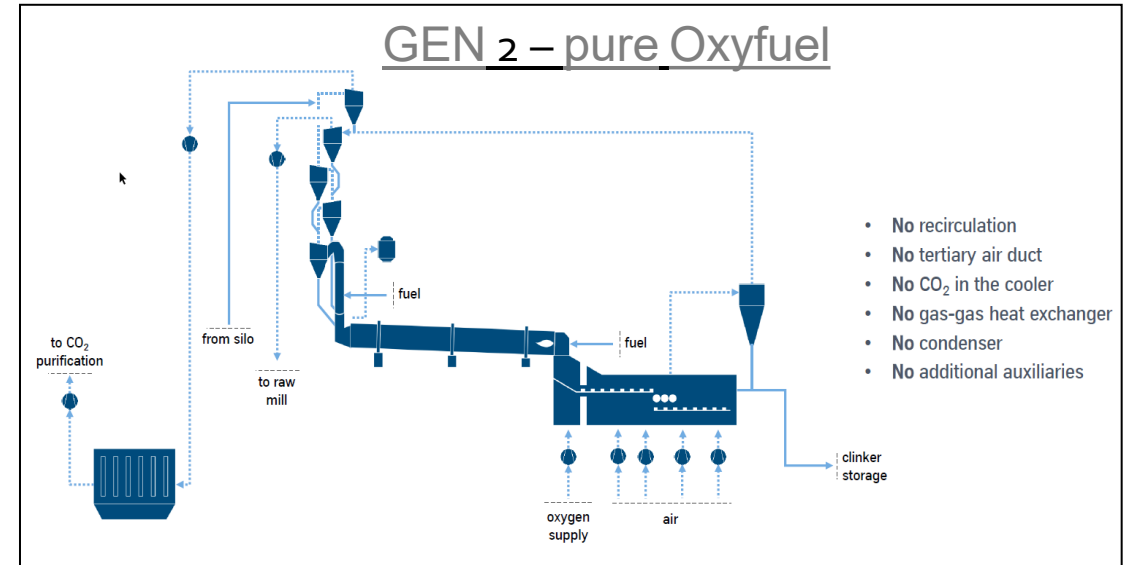
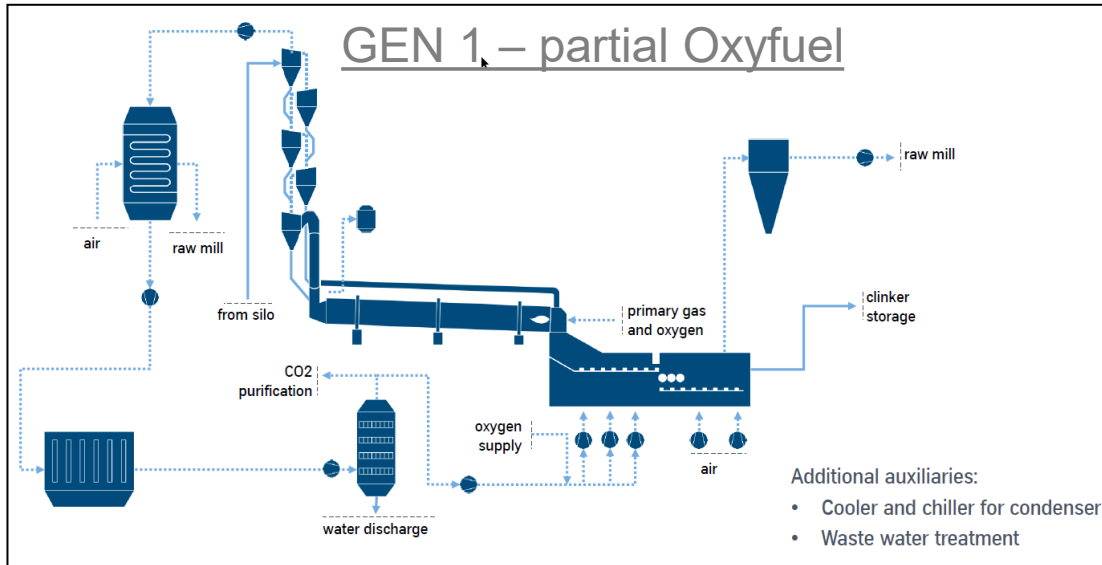
F&E-PILOTANLAGE MIT 450 TPD KLINKERKAPAZITÄT IN MERGELSTETTEN



Source: thyssenkrupp Industrial Solutions



OXYFUEL-Konzept GEN 1 vs. GEN 2 – TKIS

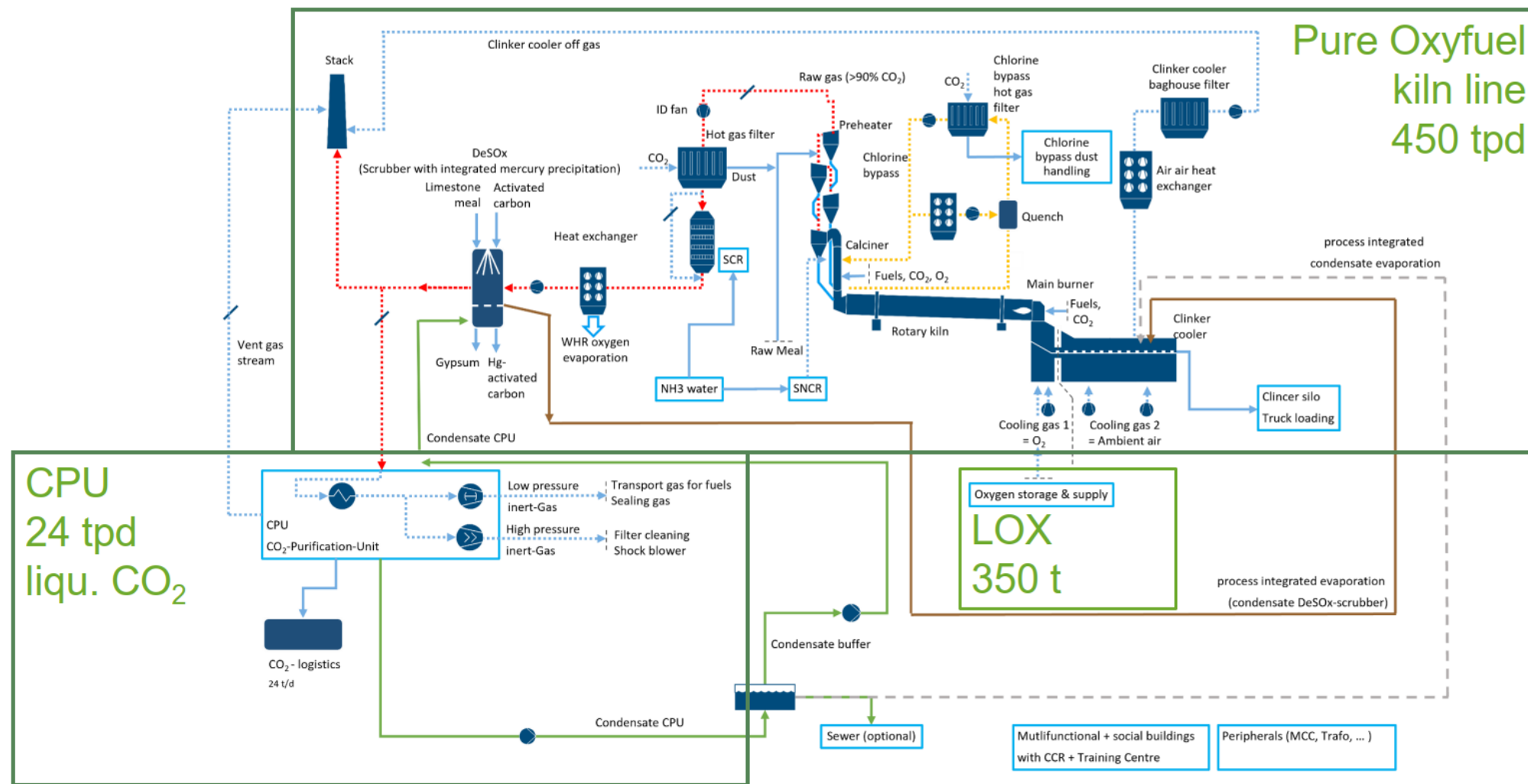


- Großer Gas/Gas-Wärmetauscher nach dem Vorwärmer (PH) zur Abwärmenutzung im Mahlprozess. Größerer Ofenfilter
- Höherer Energiebedarf aufgrund höherer Gasströme
- Niedrigere CO₂-Konzentration (66–74 Vol.-%) im Rohgas
- Höherer Energieaufwand für die nachgeschaltete CO₂-Reinigung
- Stärkere Trocknung des rückgeführten Gases (bis auf 10 % Wasserdampf) mit großem Scrubber und viel Abwasser
- Restliches H₂O im rückgeführten Gas beeinträchtigt den Verbrennungsprozess

- Kleinere Systemgröße (CAPEX und OPEX)
- Geringeres Gasvolumen im Vorwärmer
- Höhere CO₂-Konzentration (80–90 Vol.-%) im Rohgas (Spanne abhängig von Falschluff)
- Geringerer Energieaufwand für die nachgeschaltete CO₂-Reinigung
- Heißere Abluft des Klinkerkühlers kann im Rohmahlprozess genutzt werden

CI4C OXYFUEL-PROJEKT: INTEGRIERTES KONZEPT

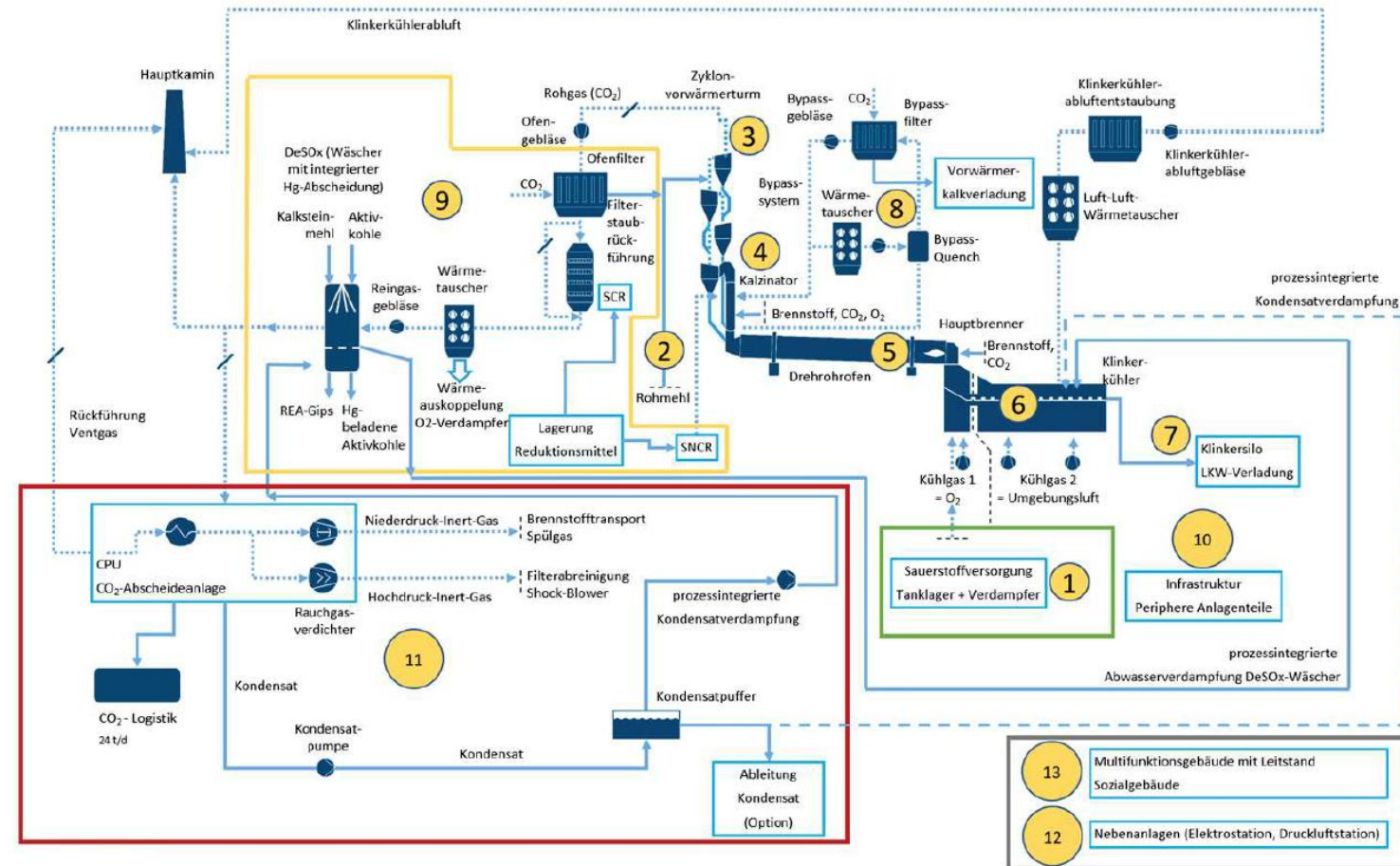
Oxyfuel-CO₂-Abscheidung + kryogene CO₂-Reinigung



Besonderheiten

- LOX – Oxyfuel – CPU Interface

- Implementierung der Kombination Nasswäscher + WBA in der Zementindustrie
- Maßnahmen zur Minimierung von Falschluff über Ofen-Ein- und Auslaufdichtungen
- Hohe Temperaturen der Klinkerkühlerabgase erfordern einen Hochtemperaturfilter
- Komplexe Dynamik zwischen Oxyfuel- und CPU-Anlage



CI4C OXYFUEL-PROJEKT: ABSCHIEDUNGSANLAGE



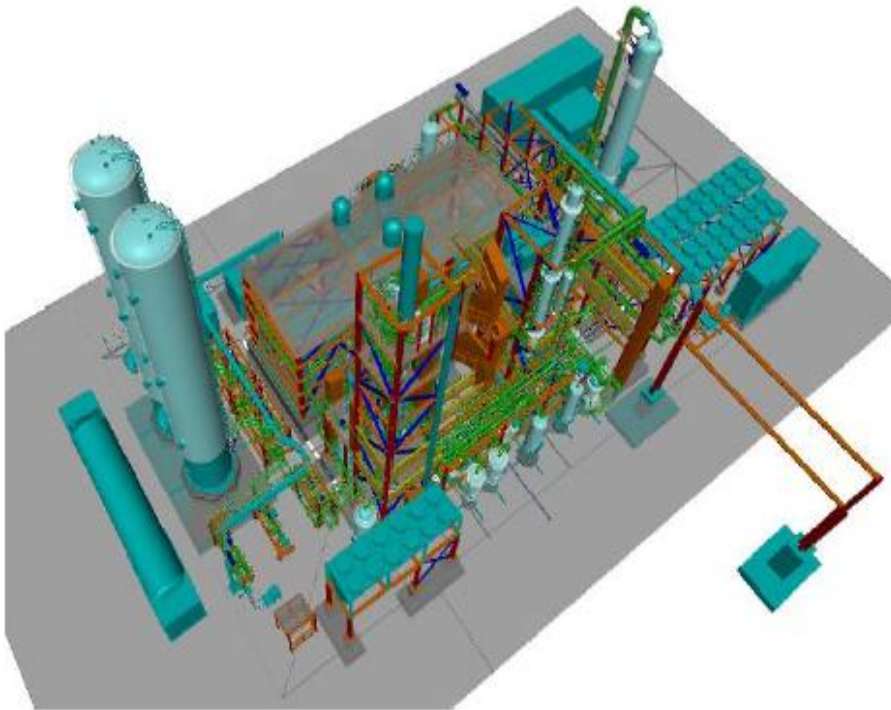
LOX Tankfarm für Sauerstoff (LOX)

- Sauerstoffversorgungssystem besteht im Wesentlichen aus sechs Lagertanks (VT60) mit einem Bruttovolumen von jeweils 60 m³.



CI4C OXYFUEL PROJECT: CO₂ PURIFICATION PLANT

- CPU-Anlage umfasst Reinigungsschritte (Entfernung von SO_x, NO_x, THC, Hg, H₂O), gefolgt von einer Rektifikation.



Herausforderungen

F&E-ARBEIT | KAMPAGNENBETRIEB = ITERATIONEN

Kampagnenbetrieb als integraler Bestandteil der F&E-Arbeit. Es werden mehrere Iterationen erwartet

- Campaign operation: ~ 2-3 years
- Each campaign: ~ 2-3 weeks +





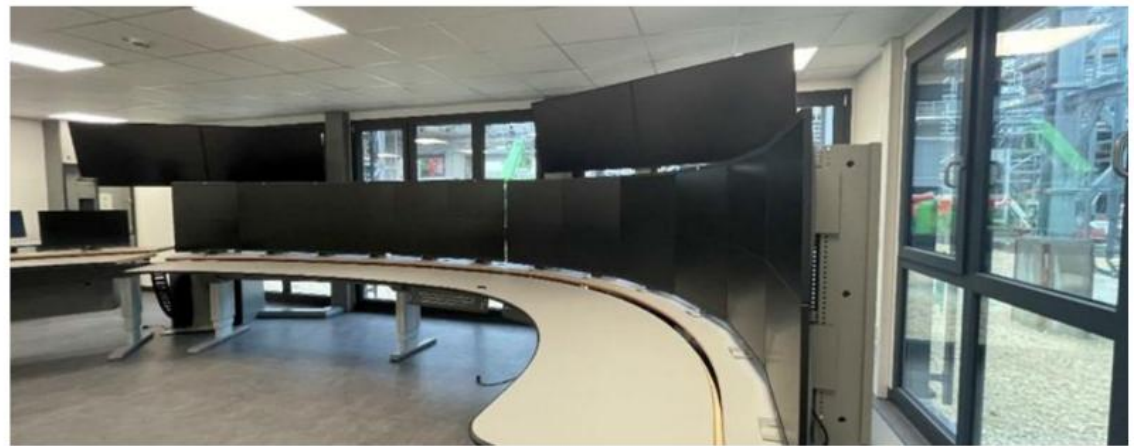
■ Anlagensicherheit

- Risikobewertungen gemäß Maschinenrichtlinie
→ Oxyfuel Ofen: tk-Polysius)
- Risikobewertungen gemäß Druckgeräterichtlinie
→ CPU / LOX: LEDD, WESTFALEN
- Übergreifende Risikobewertung
→ Fokus auf Battery Limits / Schnittstellen-Risikobewertungen: C14C / DEKRA

- **Arbeitsschutz und Sicherheit**

- Vollständige Health-and-Safety-Organisation
- Auswahl von qualifiziertem und erfahrenem Personal
- Definition verbindlicher Verfahren und Anweisungen für alle denkbaren Szenarien auf Basis von HAZOP/FMEA
- Intensive Schulungsmaßnahmen

PERSONAL INTENSIVE SCHULUNGSMÄßNAHMEN

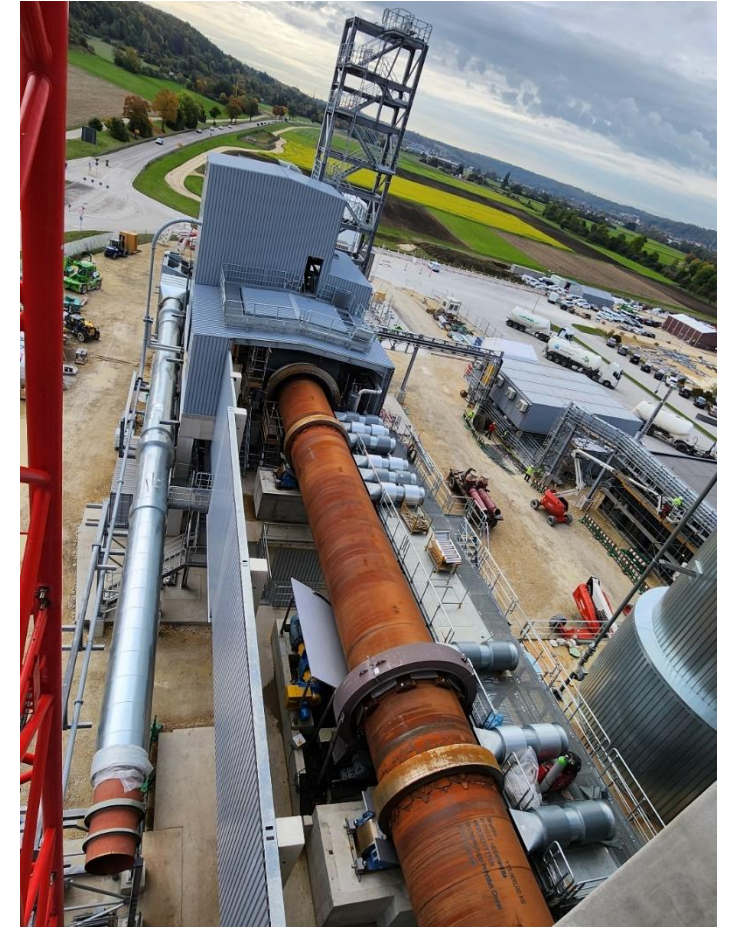


Team bei Anlieferung Ofen, Schulungsraum, Leitstand

VORBEREITUNG DER BETRIEBSPHASE DER PILOTANLAGE ERSTEN TYP

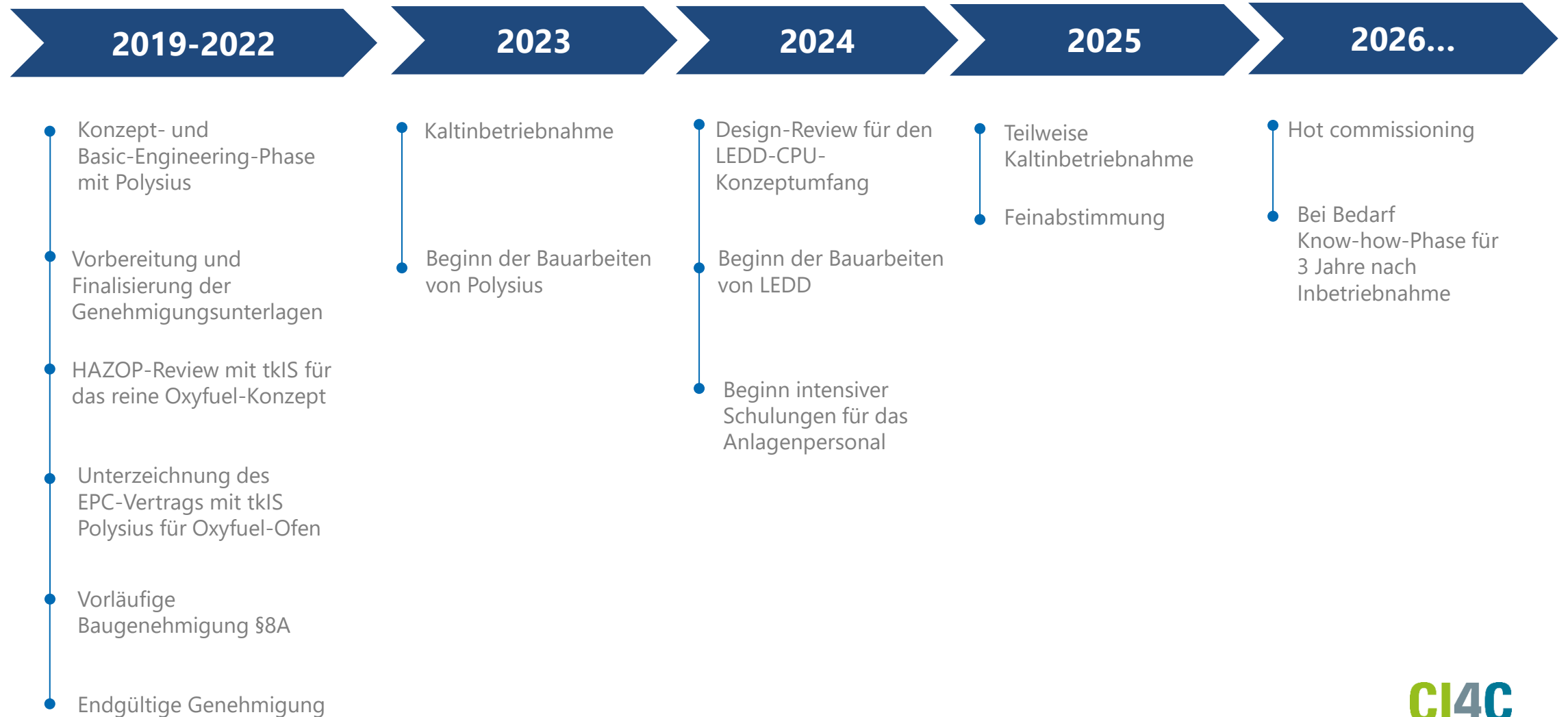
TEAMBILDUNG | INTENSIVE SCHULUNG

- Teambuilding
- Sicherheitsunterweisungen
- Baustellen- und Anlagenbegehungen
- Lieferantenbetriebsanleitungen und Prozessbeschreibungen
- Risikobewertungen
- Umzusetzen von Genehmigungsanforderungen
- Messkonzept, Messgeräte und deren Funktionen
- Funktionspläne und Verriegelungsschemata der neuen Prozesstechnologie



→ Intensives Training: Ca. 9 Monate

CI4C OXYFUEL-PROJEKT: ZEITPLAN



CI4C OXYFUEL PROJEKT: OFEN INSTALLATION



CI4C OXYFUEL PROJEKT: CPU INSTALLATION



Herausforderungen

MEHR ALS EINE 450-Tato-KLINKERLINIE



Process for carbon capture

Developing the pure oxyfuel technology ready for commercial use.



Safety Operational concept

Developing a safe operational concept for the pure oxyfuel technology



Clinker performance

Potential to develop a high performance clinker allowing for reduction of clinker ratio in cement



CI4C

CEMENT INNOVATION
FOR CLIMATE

Carbon Capture nach der Klärschlammverbrennung – Ein Pilotprojekt unter erschwerten Bedingungen

Julia Börner

Infraserv GmbH & Co. Höchst KG



CARBON CAPTURE NACH DER KLÄRSCHLAMMVERBRENNUNG

EIN PILOTPROJEKT UNTER ERSCHWERTEN BEDINGUNGEN



Element Ihres Erfolgs.



Julia Börner, Produktmanagerin Entsorgungsmanagement



Infraser serv GmbH & Co. Höchst KG, Gebäude D706
Industriepark Höchst, 65926 Frankfurt am Main



[LINKEDIN.COM/IN/JULIA-BÖRNER-735A3A274](https://www.linkedin.com/in/julia-börner-735a3a274)

Carbon Capture im Industriepark Höchst

Über das Pilotprojekt an der Klärschlammverbrennungsanlage (KVA).

Zielsetzung

Reduzierung der CO₂-Emissionen durch CC

- Ermittlung des Energiebedarfs
- Ermittlung des Abscheidegrads
- Erste Kostenabschätzungen der Investitions- und laufenden Kosten

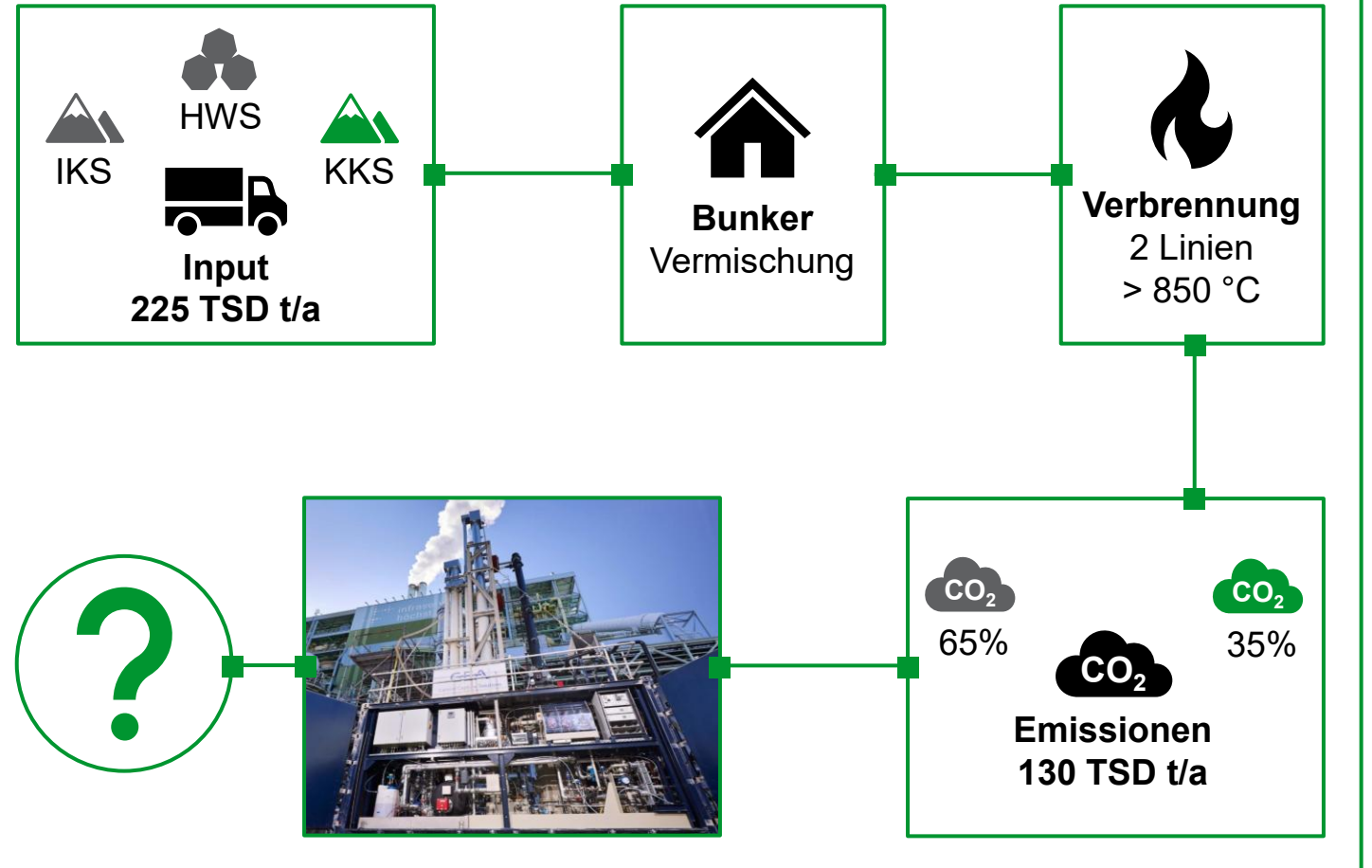
Über das Pilotprojekt

- Testbetrieb über drei Monate Mitte 2025
- Amin-Verfahren
 - 19 t CO₂ abgetrennt
 - Abscheiderate von 95% bei 10% CO₂ im Rauchgas
 - Reinheit des aufbereiteten CO₂ von 94%
 - Hoher Energiebedarf: ca. 1,8 kWh/kg CO₂

Perspektive des aufbereiteten CO₂

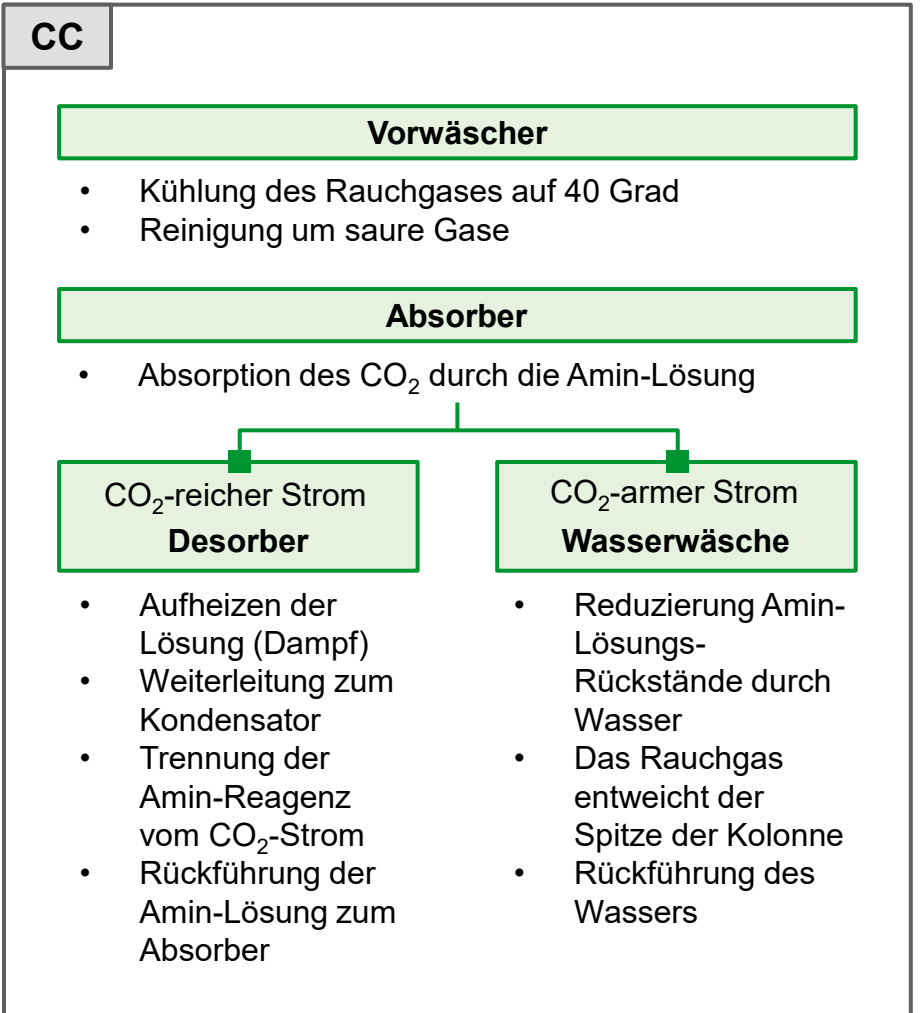
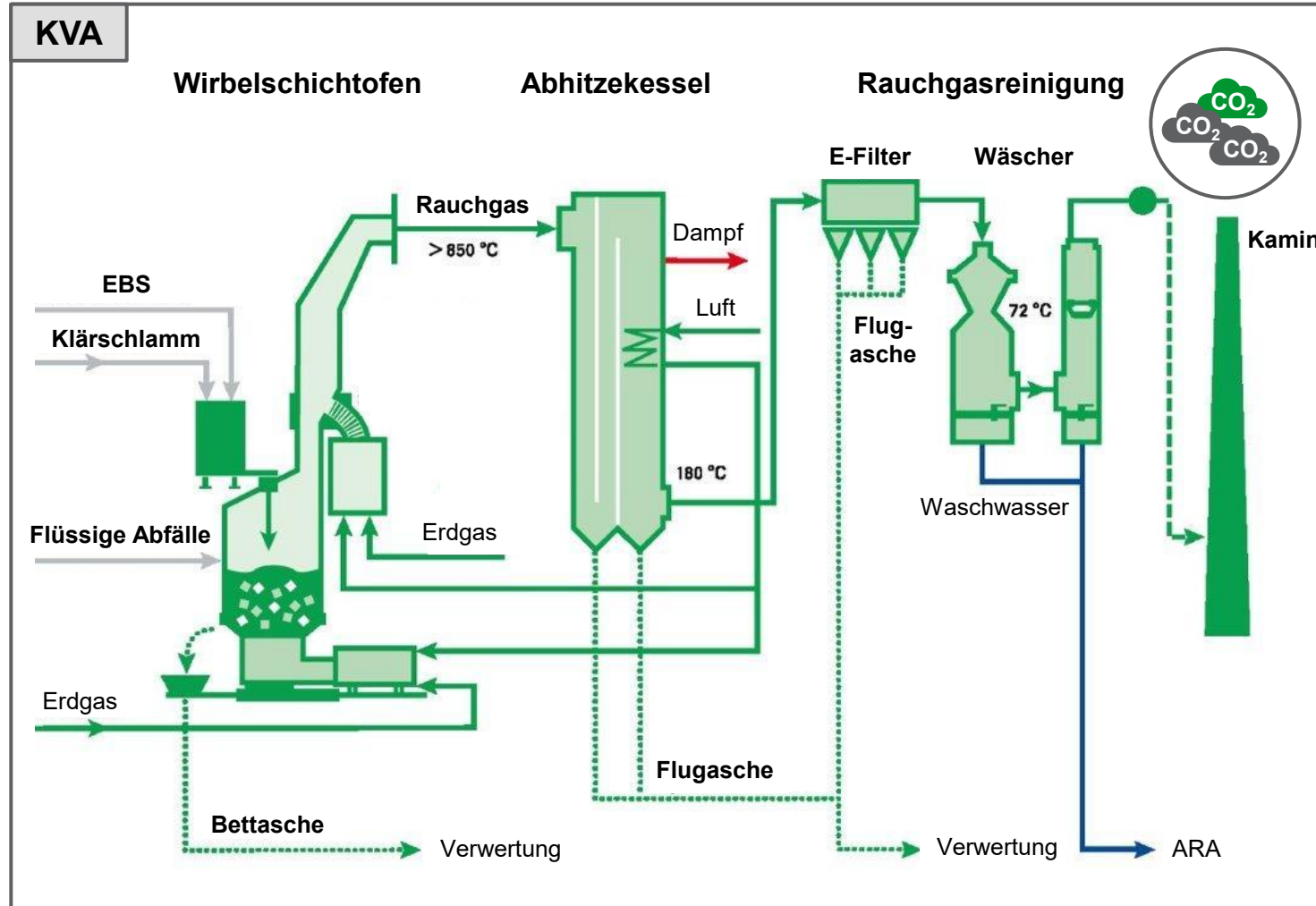
Kurzfristige Einbindung in Produkten

Die KVA im Industriepark Höchst



Carbon Capture im Industriepark Höchst

Der Weg des CO₂.



Herausforderung 1: Verfahrensoptimierung

Die Fahrweise ist stabil, besitzt jedoch teilweise Optimierungspotenzial.

Zur Aminlösung

Vorerst unveränderte Eigenschaften

- Keine Zersetzung
- Farbveränderung
- Ergebnisse beziehen sich lediglich auf einen kurzen Zeitraum

Fraglich:

Bleiben die Eigenschaften des Amins unverändert auch bei einer längeren Laufzeit? Ab wann ändern sie sich?



Zum CO₂-Strom (Produkt)

Nebenprodukte bei Absorption

- NH₃, Aldehyde, Ketone, Aceton
- Ggf. weitere Gasreinigung erforderlich (zusätzlicher Aufwand sowie weiterer Kostenblock)

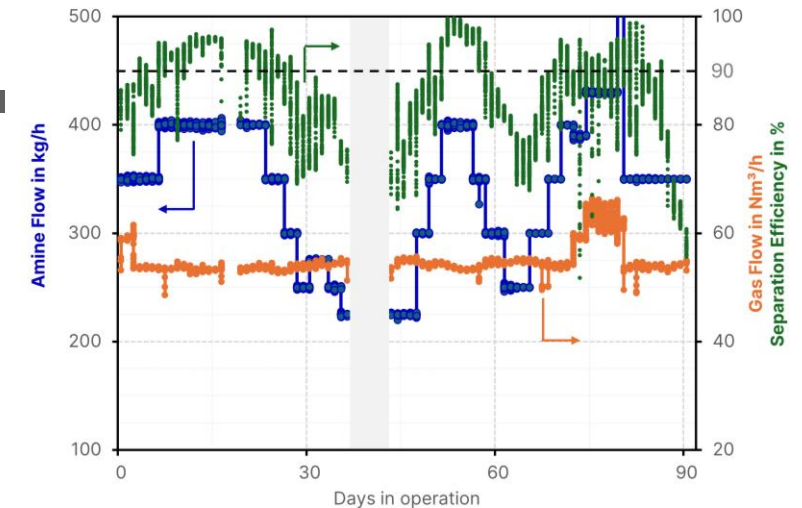
Ungeklärt:

Die Ursache der Nebenprodukte-Bildung. Liegt es am Amin oder an anderen Faktoren?

Zur Abscheiderate

Erste Möglichkeit zur Steigerung getestet

- Steigerung der Abscheiderate durch Erhöhung der Amin-Umlaufrate
 - Die Desorber-Leistung (z.B. Druck/Temperatur) steigt hierfür an



Herausforderung 2: Wirtschaftlichkeit

Drohende Doppelbelastung des Konzepts „CCU mit kurzfristiger Einbindung in Produkten“.

.....

Hohe Prozesskosten

Hohe Kosten der Abscheidung...

- Über 150 EUR/t
- primärer Kostentreiber ist der benötigte Dampf
 - 50 – 65% der Gesamtkosten einer Tonne CO₂
 - Fällt überwiegend im Prozessschritt „Desorber“ an: hohe Energiezufuhr benötigt zur Trennung des CO₂ von der Amin-Lösung

...zuzüglich weiterer Kosten

- Kosten einer weiteren Gaswäsche
- Transportkosten und ggf. Kosten für Zwischenspeicher
- Bei einer Pipeline-Anbindung: Kosten der Verflüssigung



Keine Anrechenbarkeit im EU-ETS

- Nur CCS und CCU bei langfristiger Einbindung^{1, 2} in Bauprodukten³
 - Die KVA wird 80 – 90 EUR/t fossilem CO₂ zahlen müssen⁴
- Eine Überarbeitung dieser Regelung in der Emissionshandelsrichtlinie ist bis Ende Juli 2026 vorgesehen^{5, 6}

Offene Fragen

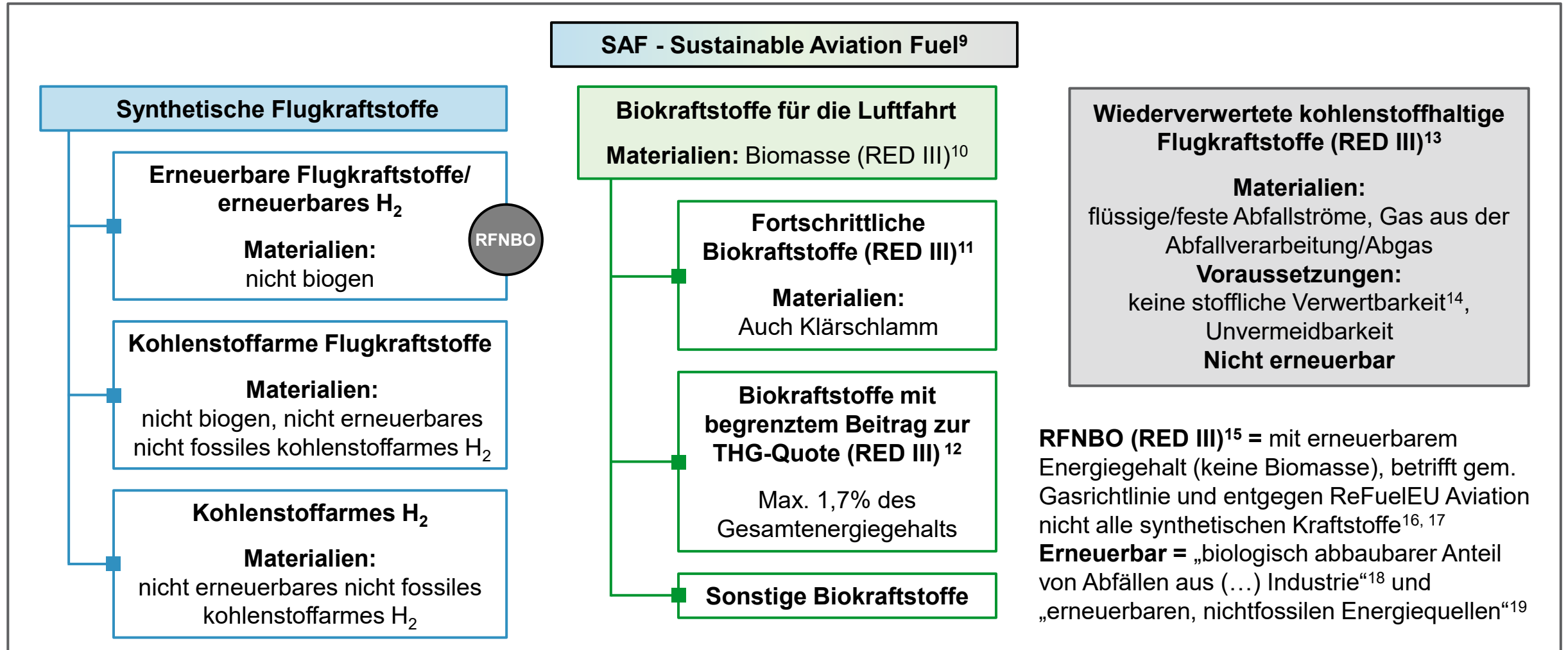
- 1) **Wie können die Dampfkosten reduziert werden?**
 - Weitere Versuche notwendig, finanzieller Aufwand
- 2) **Wie groß ist die THG-Bilanz der CC-Anlage?**
 - Große Energieverbräuche fossiler Energien treiben die THG-Emissionen in die Höhe und verringern den anrechenbaren Anteil im EU-ETS ¹⁷
- 3) **Wie werden bei einer Überarbeitung des EU-ETS 1 die fossilen abgeschiedenen und kurzfristig in Produkten eingebundenen CO₂-Emissionen angerechnet?**
 - Derzeit gelten diese gem. CMS⁸ als 50%-Reduktion (= 50% ETS-Bepreisung?)
 - Biogene gelten hingegen als „CO₂-neutral“

Ergebnis und Folgen

- Lückenhafter Regelkomplex im Bezug auf CCU.
- Kein langfristig finanzieller Anreiz zur CO₂-Abscheidung an einer KVA, nur Doppelbelastung unserer Klärschlamm-Kunden.
- Unvermeidbare Emissionen bleiben weiterhin ungenutzt; an eine CO₂-Neutralität ist mit CCU vorerst nicht zu denken!

Herausforderung 3: Nutzung des CO₂

Die Einstufung von CO₂ aus Klärschlamm ist uneindeutig: RCF oder RFNBO?



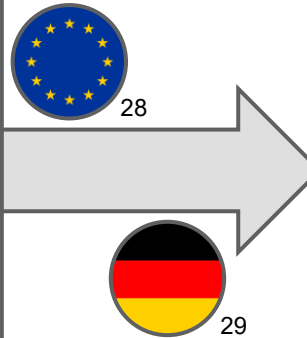
Herausforderung 3: Nutzung des CO₂

Die THG-Quote bietet keinen Anreiz für einen Erwerb von aus unserem CO₂ hergestelltem RFNBO.

EU: Festlegung der THG-Quote

Verpflichtung der Kraftstoffanbieter (RED III):²⁰

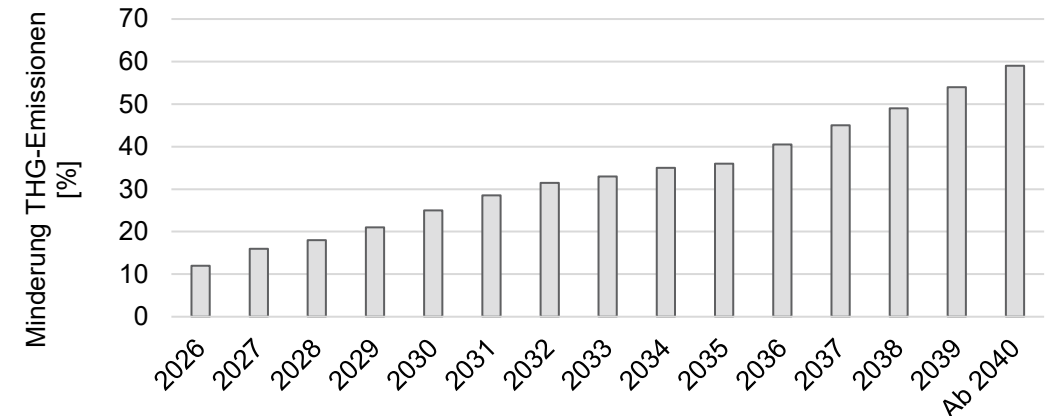
- Bis 2030 soll mind. 29% des Energieverbrauchs im Verkehr aus erneuerbaren Quellen stammen ODER
- Reduktion der Treibhausgasintensität um 14,5% ggü. einem Ausgangswert (Emissionen im Verkehr * fossiler Vergleichsfaktor)²¹



THG-Quote ist für Synth-RFNBO nicht zielführend

- Die THG-Quote gilt für die gesamte Verkehrsbranche:²⁴
 - Quotenerfüllung durch e-Mobilität (21,3% Anteil am Verbrauch von EE)
 - Quotenerfüllung durch Biokraftstoffe (78,7% Anteil am Verbrauch von EE)
- Biokraftstoffe sind günstiger als Synth-SAF (2.100 EUR/t vs. 7.700 EUR/t)²⁵
 - Annähernder Kompensationsversuch durch Dreifachanrechnung von RFNBO auf THG-Quote^{26, 27}

DE: Konkretisierung der THG-Quote²²



Neuerungen (BImSchG und 38. BImSchV):

- Fortführung der THG-Quote über 2030 hinaus
- Festlegung eines Basiswerts (Ausgangswert) = 94 kg CO₂-Äquivalente/GJ²³



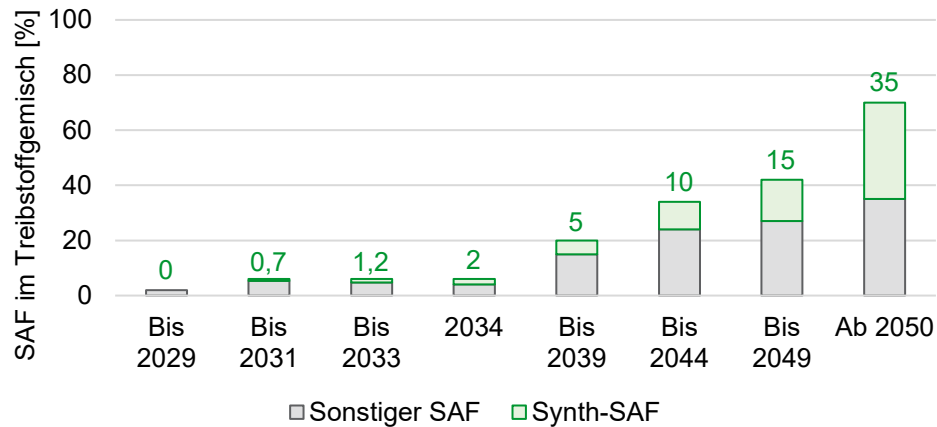
In der Luftfahrtbranche wird die THG-Quote primär durch SAF (Biokraftstoffe) erfüllt. Es besteht kein Anreiz für RFNBO.

Zielführender: Vorschriften für die Treibstoffzusammensetzung.

Herausforderung 3: Nutzung des CO₂

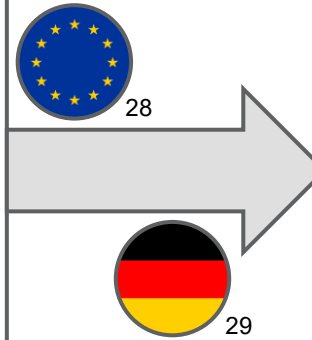
Die Regelungen der Treibstoffquoten fördern nicht den Bezug von CO₂ aus Klärschlamm.

EU: Mehr Synth-SAF im Treibstoffgemisch³⁰

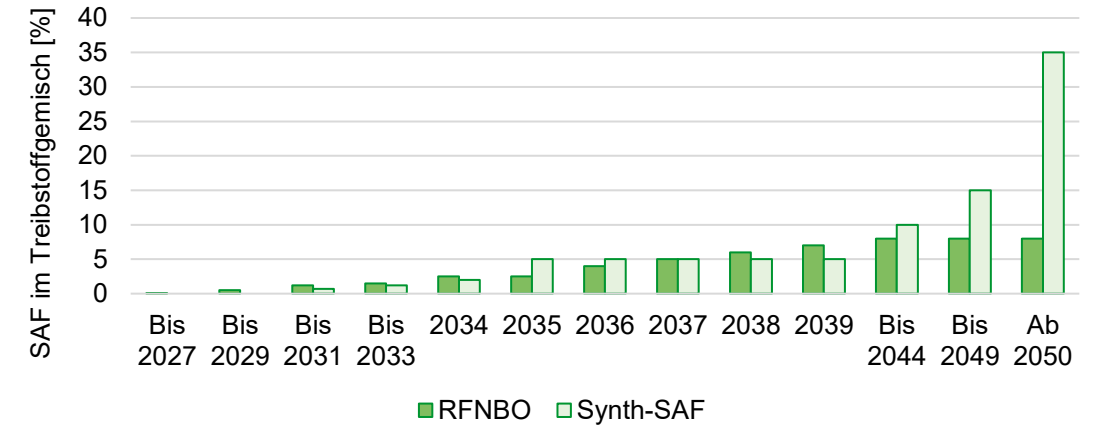


Sicherheit durch Quoten (ReFuelEU Aviation):

- Festlegung verpflichtender Quoten = Sicherheit für SAF-Produzierende = Sicherheit für Abnahme des CO₂ aus CC-Anlagen
- Grund: hohe Synth-SAF-Preise (7.700 EUR/t)³¹ im Vergleich zu herkömmlichem Kerosin (770 EUR/t)³²
 - kein marktbasierter Kaufanreiz
 - Abhängigkeit der SAF-Produktionsmenge von der Quote = Abhängigkeit der CC-Abscheidekapazität



DE: Einführung der RFNBO-Quote³³



Strafzahlungen für Kraftstoffanbieter (BImSchG):

- Synth-SAF-Quoten-Missachtung (2030 ff.): 17.000 EUR/t³⁴ vs. Synth-SAF-Kaufpreis: 7.700 EUR/t
- RFNBO-Quoten-Missachtung: 120 EUR/GJ³⁵ vs. Synth-SAF-Kaufpreis: 179,07 EUR/GJ³⁶
 - Zu niedrig, Quotenerfüllung derzeit unattraktiv



Synth-SAF sind erst ab 2030 verpflichtend. Der Einsatz von RFNBO vorher ist preislich unattraktiv.

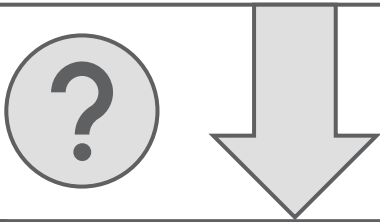
Herausforderung 3: Nutzung des CO₂

Die Nutzung des CO₂ aus der KVA für RFNBO ist bis 2041 befristet.

.....

Voraussetzungen RFNBO-Deklaration

- Nachweis der **THG-Einsparung von 70%** durch einen RFNBO, um auf die THG-Quote angerechnet werden zu können³⁷
 - Berücksichtigung der gesamten Lebenszyklusemissionen³⁸
 - Einsparpotenzial = vermiedene Emissionen (CO₂) durch die Einbindung in den Kraftstoff³⁹
- Es sind **keine Nachhaltigkeitskriterien** zu erfüllen
- Voraussetzungen für die KVA:
 - Anlage nach Anhang I RL 2003/87/EG
 - **Beteiligung am Emissionshandel** (bis 2041)⁴⁰

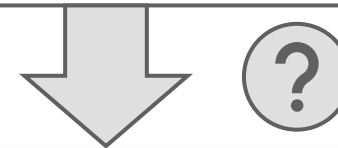


Offene Fragen

- 1) Das CO₂ aus der KVA ist ab 2042 nicht mehr abzugsfähig. Wie kann nun die THG-Quote erfüllt werden?
- 2) Kann unser CO₂ ab 2042 überhaupt noch für RFNBO verwendet werden? Wenn nicht, wofür dann?

RFNBO-Kriterien

- ✓ **Keine absichtliche Erzeugung** des Klärschlamm⁴¹
- ✓ Anfertigung eines **Massenbilanzsystems** bei Mischungen⁴²
 - Erfüllbar durch Bunkersystem
 - Ergänzung THG-Angaben auf Lieferscheinen
- ✗ Perspektivisch **zählt nur der biogene Anteil** des Klärschlamm⁴³
 - Klimaneutralität 2050 = Ausgrenzung nicht nachhaltiger Brennstoffe und von Emissionen aus Industrieverfahren⁴³, obwohl sie unvermeidbar sind



Offene Fragen

- 1) Unvermeidbare Emissionen in der Abfallverbrennung sind nicht nachhaltig (überwiegend fossil). Wie ist damit umzugehen?
- 2) Wie sind 70% THG-Einsparung des RFNBO zu realisieren bei dem fossilen/biogenen Gemisch der KVA?
- 3) Unter welchen Bedingungen sind Abfälle nachhaltig?

Zusammenfassung der Herausforderungen...

...und erste Forderungen an die Gesetzgebung.

Herausforderung 1: Verfahrensoptimierung

- 1) Positiver Pilotversuch mit kleinem Nachbesserungsbedarf
 - Reduktion Nebenprodukte und Erhöhung der Abscheiderate
- 2) Nachbesserungsbedarf bei einer Großanlage fraglich

Herausforderung 2: Wirtschaftlichkeit

- 1) Hohe Abscheidungskosten (überwiegend durch Dampf)
- 2) Kosten für den weiteren Verarbeitungsweg sind unklar
- 3) Keine Anrechenbarkeit von CCU (CO₂ zu RFNBO) auf EU-ETS 1
 - Doppelte Belastung bei ohnehin steigenden ETS-Preisen
 - THG-Bilanz ist unklar

Herausforderung 3: Nutzung des CO₂

- 1) RFNBO oder doch vielleicht RCF?
- 2) Unausgereifte staatliche Anreize für die RFNBO-Produktion
 - Die THG-Quote ist zu allgemein
 - Die Synth-SAF-Quote ist ein erster Ansatz, greift jedoch zu spät
 - Die RFNBO-Quote weist zu niedrige Strafzahlungen aus
- 3) Unklares Erreichen der RFNBO-Deklaration
 - THG-Bilanz ist unklar (>70%?)
 - Ausschluss von der Abzugsfähigkeit nach 2041: Risiko der Ausgrenzung fossiler unvermeidbarer Emissionen

Forderungen an die Gesetzgebung

- 1) **Anrechenbarkeit von CCU (CO₂ zu RFNBO) im ETS 1**
 - Wir sind auf CC angewiesen (Unvermeidbarkeit)
 - „Storage“ ist keine Option, ebenso wenig wie die Einbindung in Bauprodukte
- 2) **Eindeutigere Differenzierung von RFNBO und RCF**
 - Definition des „Energiegehalts“: Bezogen auf die dem Kraftstoff beigefügte Energie oder die Energie des Abfallstroms?
- 3) **Vorzug der Synth-SAF-Quote auf 2027 und Erhöhung der Strafzahlungen für die RFNBO-Quote**
 - Ohne Anreiz zur RFNBO-Produktion gibt es auch keinen Anreiz für weitere CC-Versuche an der KVA
- 4) **CCU mit RFNBO-Herstellung an der KVA nach 2041**
 - Unvermeidbare Emissionen der KVA müssen weiterhin für RFNBO verwendbar bleiben



VIELEN DANK FÜR IHR INTERESSE!

QUELLENVERZEICHNIS

Quellenverzeichnis

.....

Folie 5:

¹ §11 EBeV 2030

² RICHTLINIE 2003/87/EG im Verbund mit Artikel 49a Absatz 1 Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066

³ Anhang Delegierte Verordnung (EU) 2024/2620

⁴ [EUA Futures Pricing](#)

⁵ [Umgang mit CCU im EU-ETS 1 - Doppelzählung und Anreize](#)

⁶ [carbon-management-strategie-breg.pdf](#), S. 37

⁷ Artikel 49a Absatz 1 Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066

⁸ [carbon-management-strategie-breg.pdf](#), S. 15

Folie 6:

⁹ Artikel 3 Punkte 7 und 8 Richtlinie (EU) 2023/2405

¹⁰ Artikel 2 Punkt 33 Richtlinie (EU) 2018/2001

¹¹ Artikel 2 Punkt 34 Richtlinie (EU) 2018/2001

¹² Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe c Punkt iv Richtlinie (EU) 2018/2001

¹³ Artikel 2 Punkt 35 Richtlinie (EU) 2018/2001

¹⁴ Artikel 3 Punkt 15a Richtlinie 2008/98/EG

Quellenverzeichnis

.....

¹⁵ Artikel 2 Absatz 2 Nummer 36 Richtlinie (EU) 2018/2001

¹⁶ Artikel 3 Punkt 12 Richtlinie (EU) 2023/2405

¹⁷ Artikel 2 Nummer 13 Richtlinie (EU) 2024/1788

¹⁸ §3 Absatz 21e EEG

¹⁹ Punkt 1 Buchstabe a Unterpunkt 1 RL EU 2023/2413

Folie 7:

²⁰ Artikel 25 Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a Richtlinie (EU) 2018/2001

²¹ Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b Richtlinie (EU) 2018/2001

²² §37a Absatz 4 Satz 2 der Änderung des BImSchG vom 22.12.2025

²³ §3 der Änderung der 38. BImSchV vom (09.12.2025?)

²⁴ [Erneuerbare Energien im Verkehr | Umweltbundesamt](#)

²⁵ [Nachhaltige Flugkraftstoffe im Vergleich / CENA](#)

²⁶ [FvB_Stn_KabE_THG-Quote_12.1.2026.pdf](#)

²⁷ §3 Absatz 5 der Änderung der 37. BImSchV vom (09.12.2025?)

²⁸ Bildquelle: [Europa Europafahne Europaflagge - Kostenloses Foto auf Pixabay](#)

²⁹ Bildquelle: [Illustration der deutschen Flagge | Kostenlose Vektor](#)

Quellenverzeichnis

.....

Folie 8:

³⁰ Artikel 4 Absatz 1 i.V.m. Anhang I Verordnung (EU) 2023/2405

³¹ [Nachhaltige Flugkraftstoffe im Vergleich / CENA](#)

³² [Produktion und Nachfrage nach SAF / CENA](#)

³³ §3b der Änderung der 37. BImSchV vom (09.12.2025?)

³⁴ §37I Absatz 1 Unterpunkte 1 und 2 der Änderung des BImSchG vom 22.12.2025

³⁵ §37c Absatz 2 Satz 3 Punkt 3 der Änderung des BImSchG vom 22.12.2025

³⁶ [Nachhaltige Flugkraftstoffe im Vergleich / CENA](#)

Folie 9:

³⁷ Artikel 29a Absatz 1 Richtlinie (EU) 2018/2001

³⁸ Artikel 3 Abschnitte 11 und 12 Richtlinie (EU) 2023/2405

³⁹ Anhang A, Punkt 10 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185

⁴⁰ Anhang A, Punkt 10 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185

⁴¹ [SP_EU_Erzeugung_RFNBO_RCF_Vers01](#), S. 8

⁴² Artikel 30 Absatz 1 Richtlinie (EU) 2018/2001

⁴³ Gründe 5 und 6 Delegierte Verordnung 2023/1185

Lunch & Networking Break

CO₂-Transporttopologien für Deutschland – Vergleich von multimodalen Transportoptionen

Luna Lütz

Fraunhofer Institut für System- und
Innovationsforschung ISI

24.02.2026 - Frankfurt

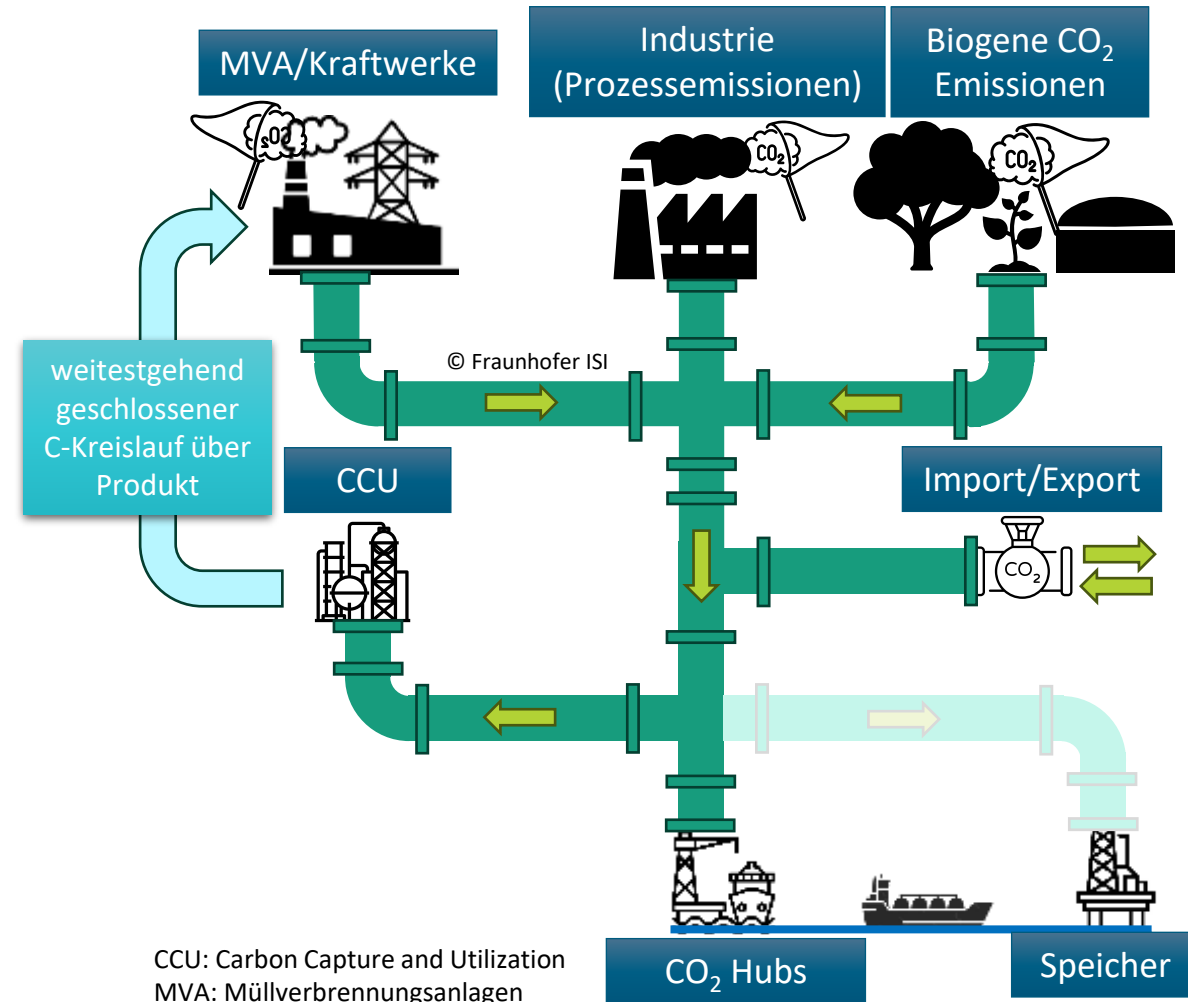
MÖGLICHE CO₂-TRANSPORT-INFRASTRUKTUREN FÜR DEUTSCHLAND

Luna Lütz Fraunhofer ISI



ELEMENTE EINES MÖGLICHEN ZUKÜNFTIGEN CO₂-SYSTEMS

- **CO₂-Quellen der Industrie und CO₂-Abscheidung**
 - Zement- und Kalkherstellung: prozessbedingte CO₂-Emissionen
 - Stahlwerke und Kraftwerke: Unklare Situation?
 - Biogenen Emissionen für CCU oder Negativemissionen
- **CO₂-Nutzung (CCU)**
 - Grundstoffchemie: CO₂-Bedarf für die Herstellung von Methanol
 - Methanol als Grundstoff für Kunststoffherstellung und Treibstoffe
- **Schließen des CO₂-Kreislaufs**
 - Müllverbrennung: langfristig absehbar hohe (fossile) CO₂-Emissionen
 - Anteil der Verbrennung durch Recycling verringern
- **CO₂-Import und Export**
 - Austausch mit Nachbarländern, gemeinsame Speichernutzung, Transit
- **CO₂-Hubs und CO₂-Speicherung**
 - Offshore, z.B. in der Nordsee



KOHLENDIOXID SPEICHERUNG- UND TRANSPORTGESETZ

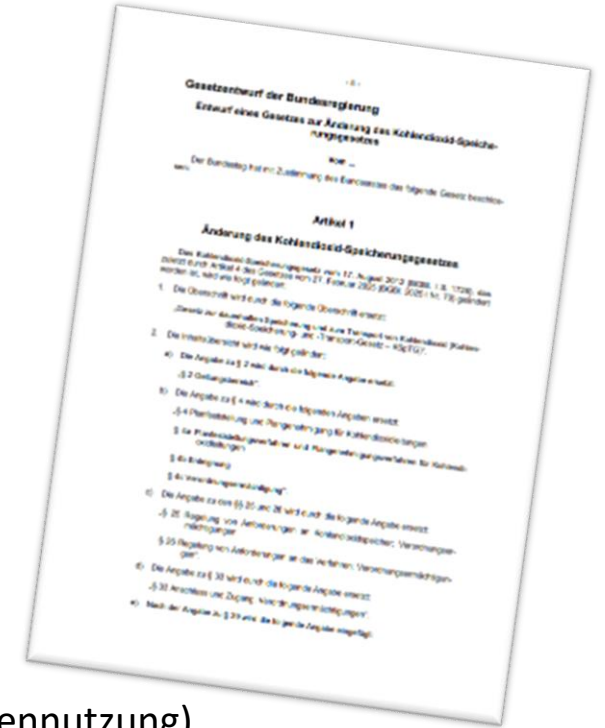
Informationen zum Gesetz

› Festlegungen:

- Ein Leitungsnetz für CCS und CCU
- Leitungsnetzaufbau im Überragendem öffentlichen Interesse
- Kein CCS aus Kohle
- CCS vorrangig an schwer vermeidbaren Emissionsquellen (keine Definition „Technologieoffen“)
- Betrieb von Speichern offshore ist möglich (keine Konkurrenz zu Windenergieausbau, anderer Flächennutzung)
- Opt-in Klausel für Onshore Speicher (geringe Akzeptanz)

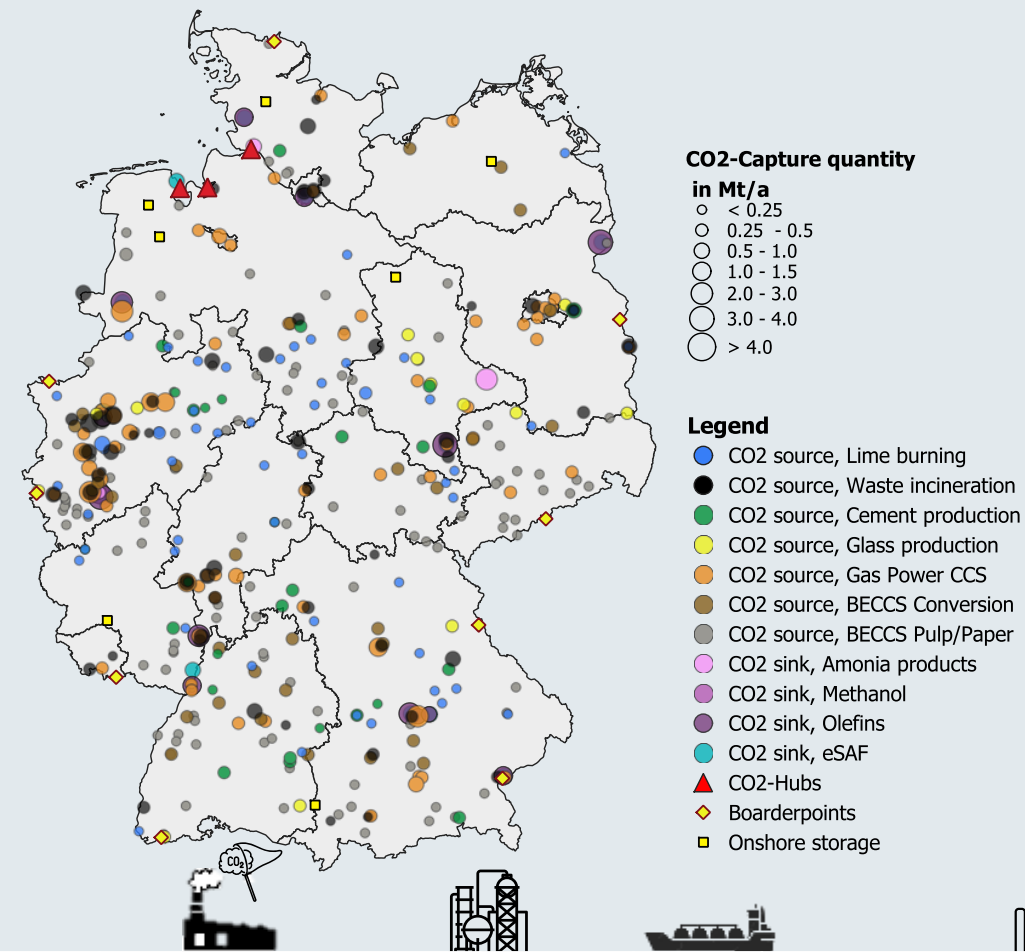
› Konkretisierungen bisher:

- Schwer vermeidbare Emissionsquellen? Alles ist zugelassen! Neue Carbon Management Strategie könnte Definition liefern.
- Wie wird der CO₂-Netzausbau koordiniert? Garnicht! Reine B2B Infrastruktur keine zentrale Planung vorgesehen (BNetzA)
- Wo können Speicher sein? Siehe GEOSTOR (2025): 2554 Mt theoretisches offshore Potential (50% Wahrscheinlichkeit)
- Änderung des London Protokolls. Weiterhin offen

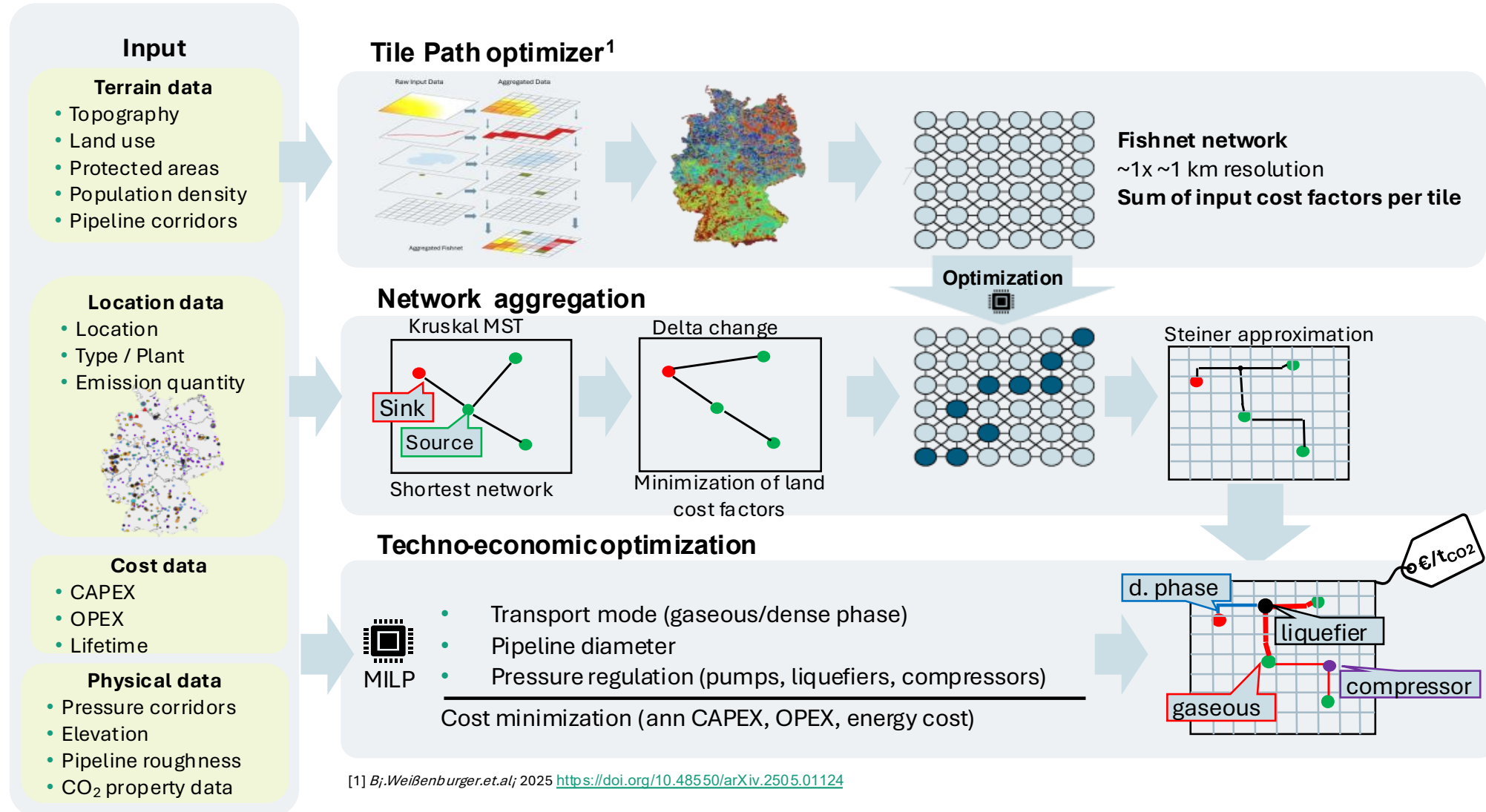


QUELLEN UND SENKEN IN DEUTSCHLAND

- **Industrielle Emissionen:** Kalk, Zement, Müllverbrennung, Glas
- **Fossile Quellen:** Gas-CCS-Kraftwerke
- **Biogene Quellen:** Biomassekraftwerke, Emissionen in der Papier- und Zellstoffindustrie, Bioethanolproduktion
- **Senken:** Methanol, Olefinproduktion und Ammoniak-Downstream-Produkte und Kraftstoffe
- **CO₂-Hubs** für die Anbindung an Speicher unter der Nordsee
- **Grenzübergänge** zu Nachbarländern für Import und Export



Kategorie	Kalk	Zement	Glas >10kt/a	MVA	Bio Power >10kt/a	BECCS Papier	Bio Ethanol	Gas Power >100 MW _{el}	CCU Chem	CCU Fuels	CO ₂ Hubs	Onshore Storage	GÜP
Standorte	52	32	14	55	37	91	11	27	17	13	3	7	9
Menge [Mt/a]	~4	~9	~0.5	~27	3.5	~3.2	~5.7	~19	~30	~32	Entsprechend dem Szenario		



Das KSpTG sieht keine zentrale Planung von CO₂ Infrastruktur vor.

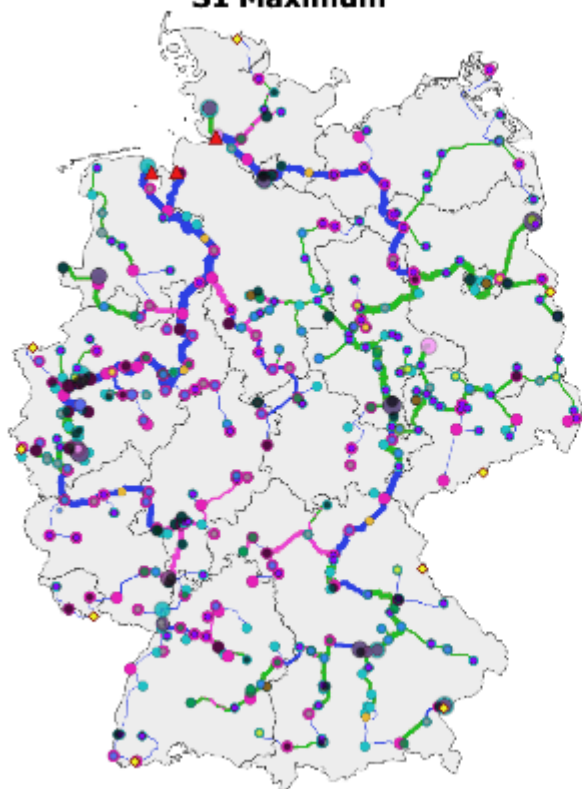
Es besteht große Unsicherheit darüber, wer an ein CO₂-Netz angeschlossen wird:

- Die Kosten für CCU sind sehr hoch; CCS/Relocation muss hier ebenfalls berücksichtigt werden.
- Wie hoch werden die Transitströme aus Osteuropa zu den Speicherstätten in der Nordsee sein?
- Das KspTG erlaubt auch CCS für fossile Emissionen (außer Kohle). Ihre Integration sollte angesichts begrenzter Speicherkapazitäten in Frage gestellt werden.

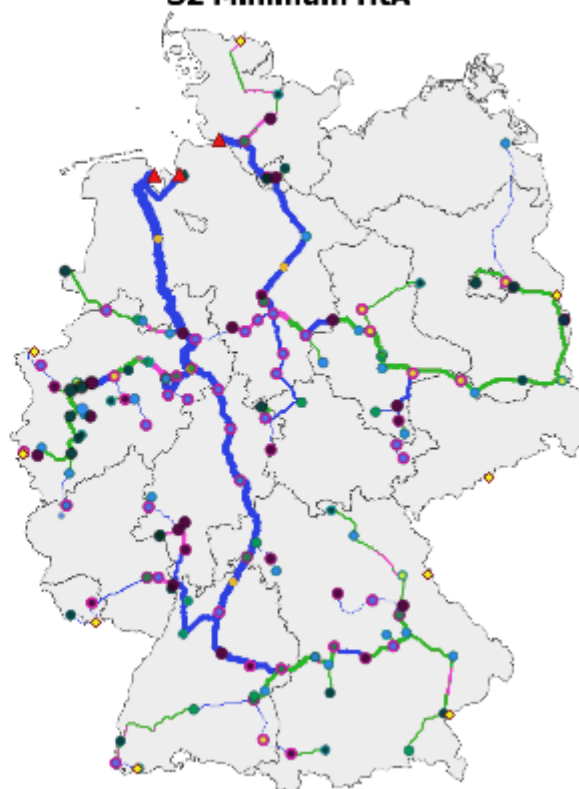
	Scenario	HtA CO ₂	Biogenes CO ₂ *	Fossiles CO ₂	Gebundenes CO ₂ (CCU)	Gespeicher tes CO ₂	Speicher	
							offshore	onshore
1	All Sites	43,98	12,15	24,80	34,50	46,50	✓	—
2	Minimal HtA	43,98	—	—	—	43,98	✓	—
3	On-Shore	43,98	9,55	—	23,0	30,54	—	✓
4	Low transition	43,98	—	48,02	—	92,01	✓	—

CCU: Carbon Capture and Utilization, HtA: Hard to Abate; *excluding Waste to Energy biogenic CO₂

S1 Maximum



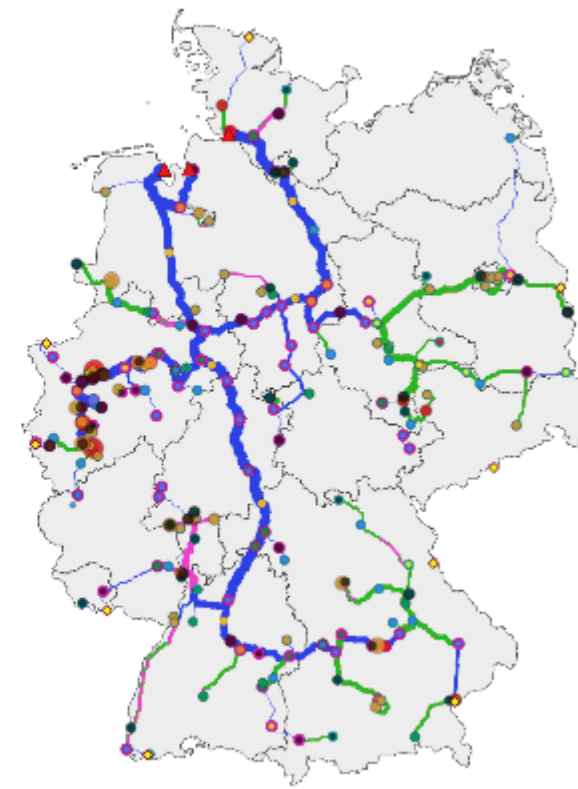
S2 Minimum HtA



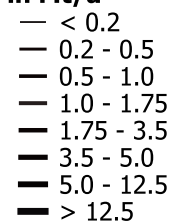
S3 On-Shore



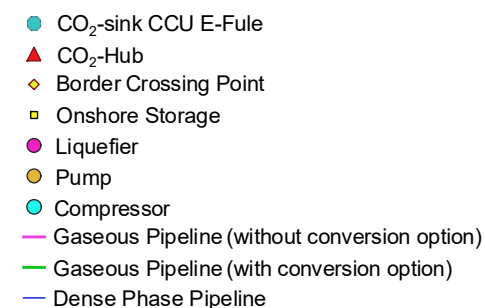
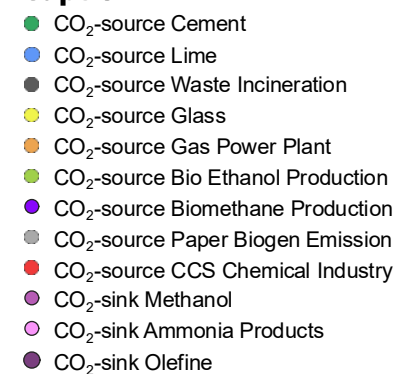
S4 Low Transition

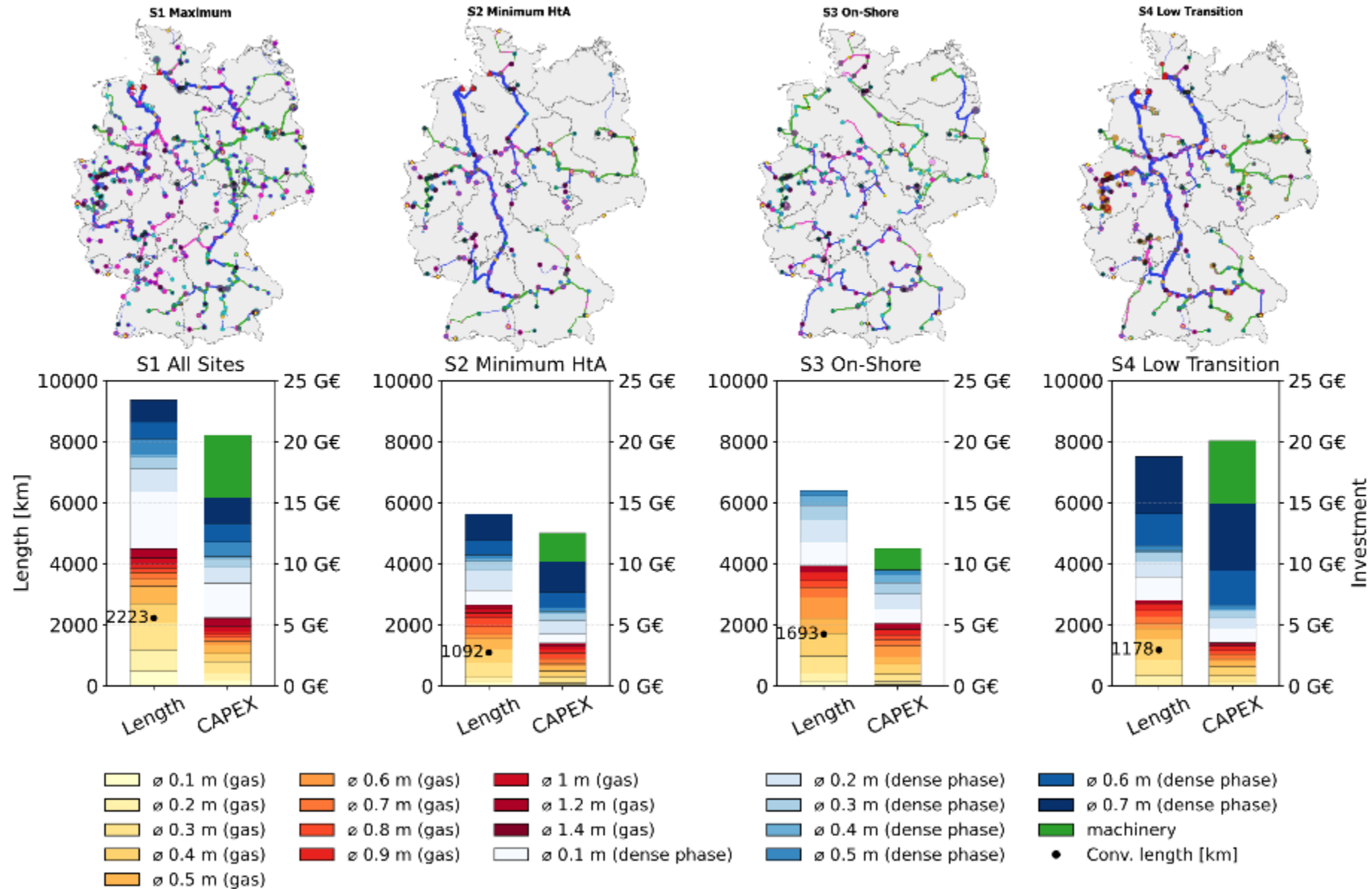


**CO₂ -Transport Quantity
in Mt/a**

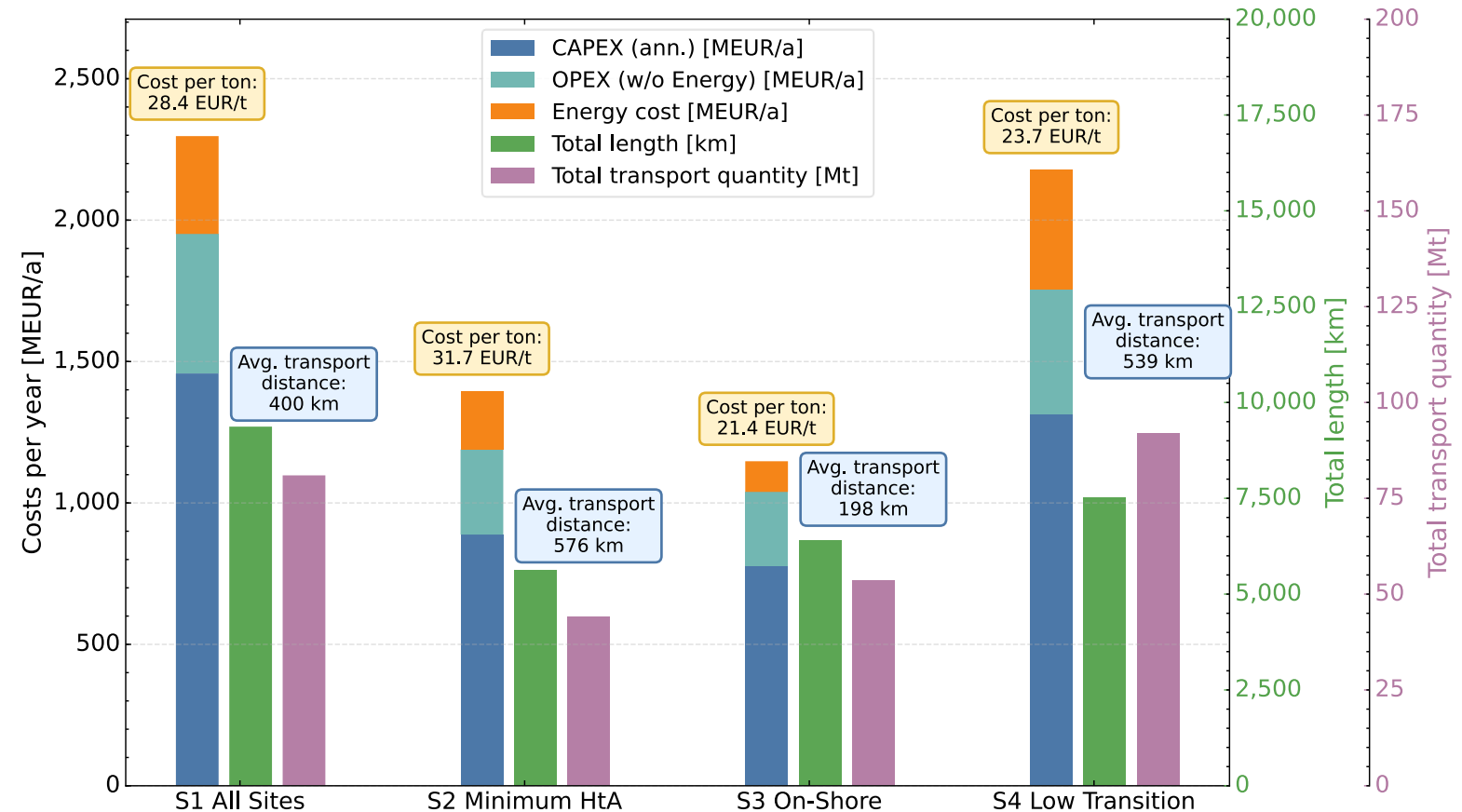


Caption





- Die **Transportkosten pro Tonne** werden maßgeblich von der **durchschnittlichen Transportentfernung** und der **transportierten Menge** beeinflusst. Ziel ist es, die Transportentfernung zu minimieren und die Kapazität des größtmöglichen Rohrdurchmessers (0,7 m dichte Phase) auszuschöpfen.
- Auch wenn es sich um eine **CAPEX-intensive Infrastruktur** handelt, sind die **Energiekosten** für Kompression/ Pumpen/ Verflüssigung erheblich und können in erster Linie durch eine kurze Transportentfernung reduziert werden.



MULTIMODALER TRANSPORTANSATZ



- CO₂ kann mit LKW, Bahn oder Binnenschiff transportiert werden
- Jeder Standort hat einen Straßenanschluss; Bahn und Hafenanschluss, sind standortabhängig
- Zum Umladen ist ein Terminal nötig, diese können An Häfen und Güterbahnhöfen installiert werden

Ein MILP wählt aus allen Transportoption das Optimum

- bestimmt genutzte Transportwege
- bestimmt den Bau von Terminals
- bestimmt und kauft die nötige Anzahl an Fahrzeugen
- Ermittelt Systemkosten

CO₂ Quellen und Senken

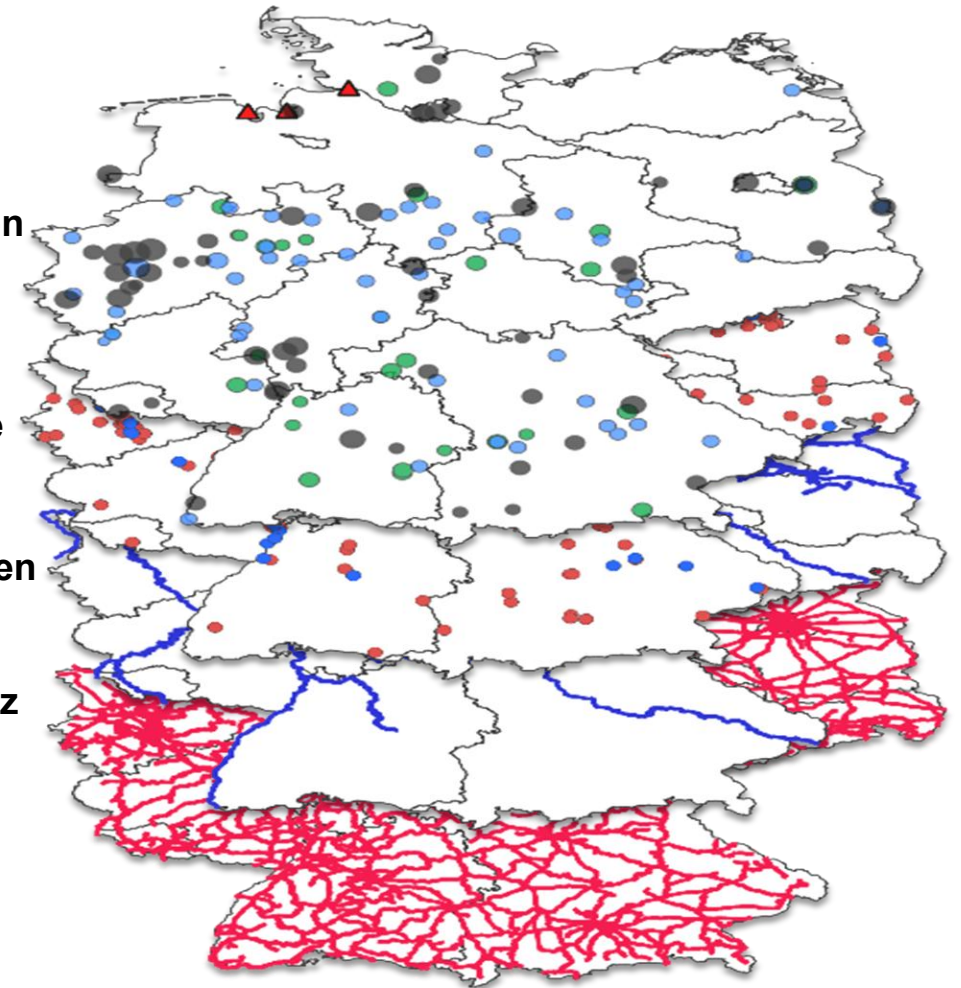
pot. Umschlagorte

Wasserstraßen

Bahnnetz

LKW-Transport

Luftlinie* Umwegfaktor

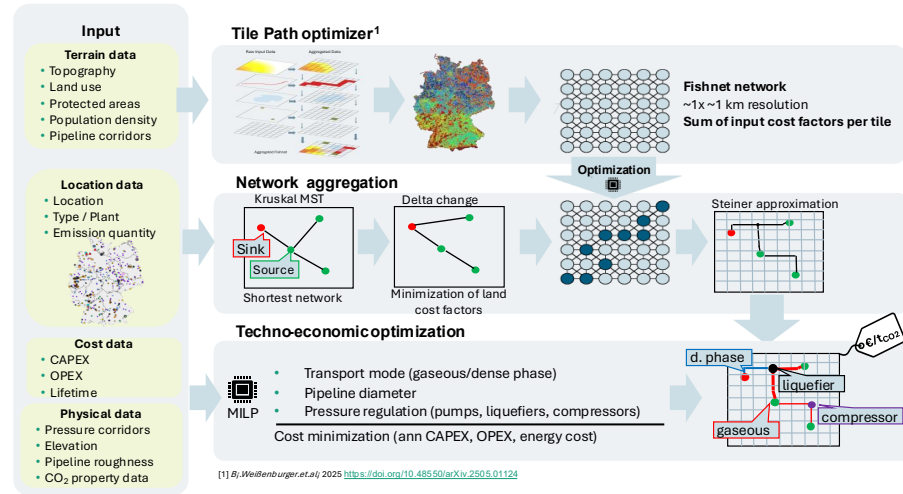


METHODE MULTIMODALES TRANSPORT MODEL

Fragen/
Grundlagen

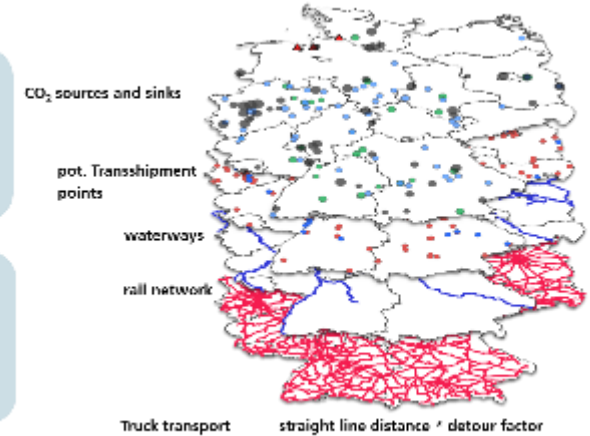
Methode

Ergebnisse



- CO₂ can be transported by truck, rail, or inland waterway
- Each location has road access; rail and port connections depend on the location
- A terminal is required for transshipment; these can be installed at ports and freight stations

- A MILP selects the optimum from all transport options
- determines transport routes
- determines the construction of terminals
- determines and purchases the necessary vehicles
- calculates system costs



Kombinierter Ansatz aus Pipelinenetzen und fahrzeugbasiertem Transport

Ein MILP entscheidet über die Nutzung der jeweiligen Infrastruktur über einen realistischen Zeithorizont hinweg.

FEATURES

Transport modes



Züge

Einflussfaktoren:

- Gewicht/Streckenklasse (reduzierte Ladung)
- Elektrifizierung (Hybrid Loks)
- Eingleisigkeit (Wartezeiten)

Züge mit 36 Wagns: 2232 t_{CO2} Kapazität
Lange lade und entlade Zyklen (jeder Wagon separate)

Nicht enthalten Kapazitätsengpässe im Netz
aufgrund anderer Güter- und
Personenbeförderungen



Schiffe (Binnengewässer)

Kanäle und Flüsse haben zulässige
Schiffsgrößen

3 Schiffstypen:

- 2000 t_{CO2} Schiff (Nutzbar auf den meisten Kanälen)
- 4000 t_{CO2} Schiff nutzbar auf mittelgroßen Flüssen)
- 8600 t_{CO2} Schiff (Nutzbar auf dem Rhein)

Niedrigwasser Sensitivität mit geringerer
Verfügbarkeit (vor allem auf nicht gestauten
Gewässern)



Pipelines

- Gasförmiger oder dichte Phase Transport
 - Diskrete Durchmesser
 - Verdichter und Pumpen abhängig vom Durchmesser und Länge der Pipeline
- Gasförmig: 0.1 bis 1.4 m Durchmesser
10 bis 35 bar
d. Phase: 0.1 bis 0.7 m Durchmesser
85 bis 200 bar

In der dichten Phase sind parallele Pipeline-
stränge zum erhöhen der Kapazität möglich

Das Pipeline Topologie Tool bestimmt den
Verlauf

Durch sehr hohen CAPEX benötigt die
Pipeline eine lange Abschreibedauer



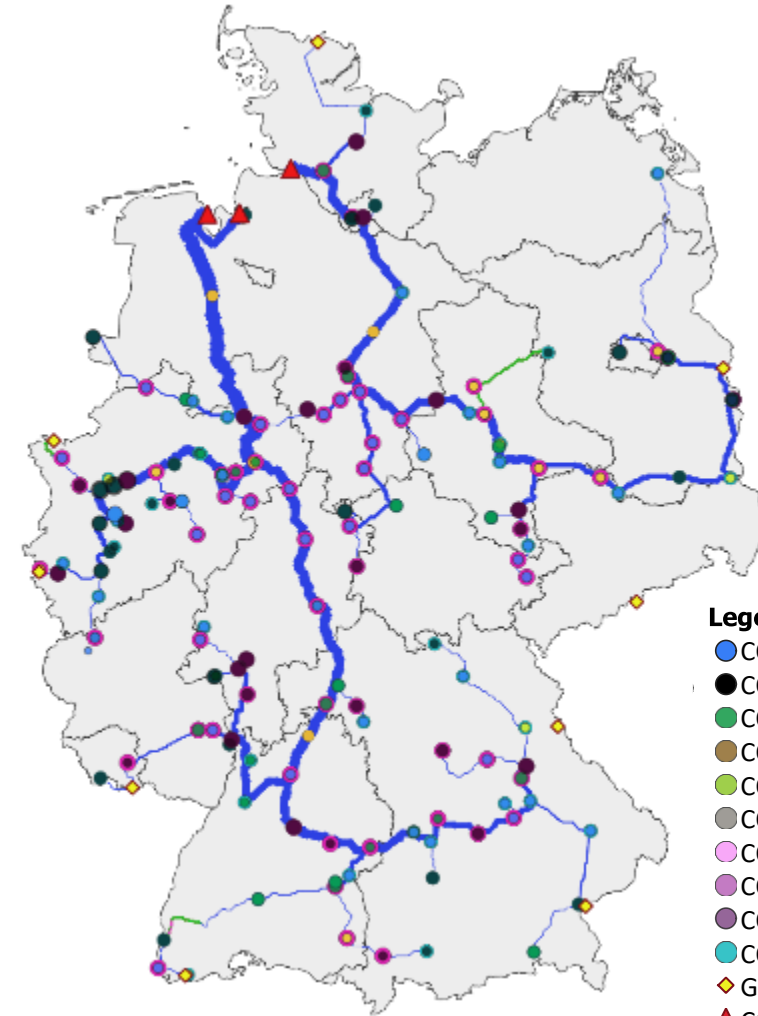
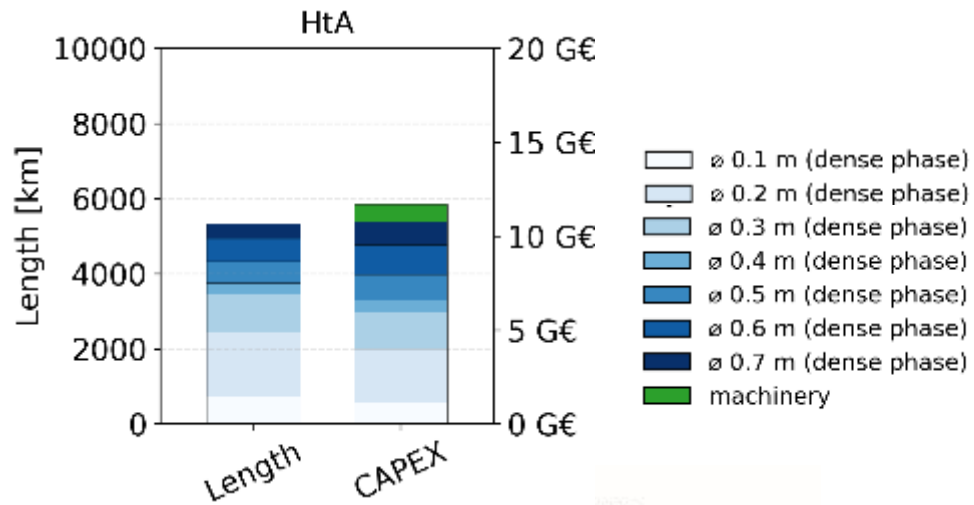
LKW

Können jeden Standort erreichen, hohe Kosten, geringe Kapazität (20 t_{CO2})



Reine Pipeline-Topologien

- Pipelines sind kapitalintensiv und erfordern eine lange Abschreibungsdauer.
- Sie nutzen Skaleneffekte, weshalb größere Transportmengen tendenziell zu einer Kostensenkung führen.
- **Durchschnittliche Transportkosten über einen Zeitraum von 50 Jahren: 31,70 €/t**





Vorläufige Ergebnisse

Fragen/
Grundlagen

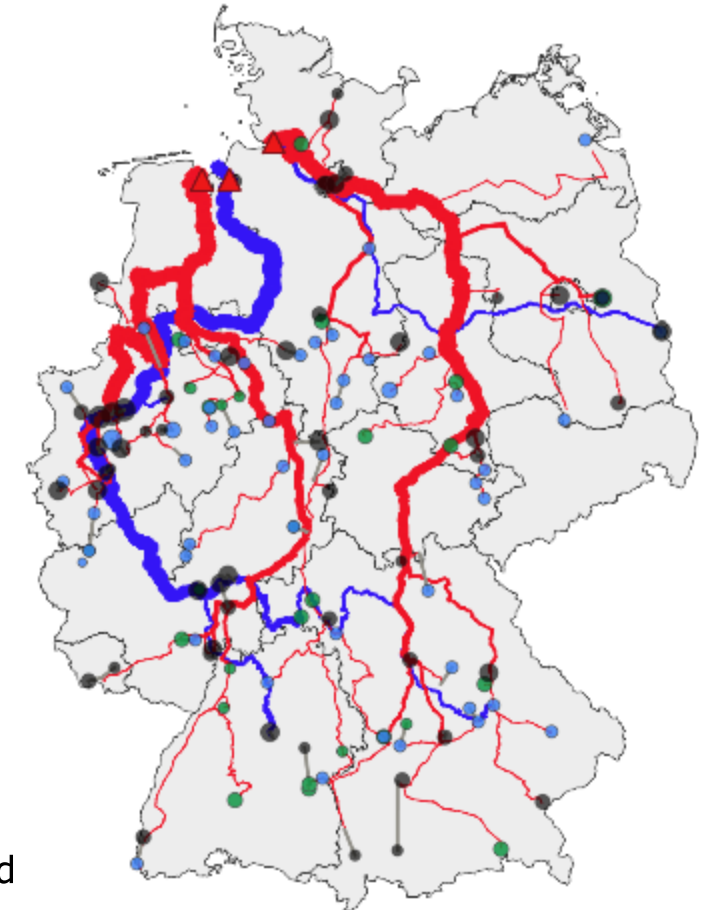
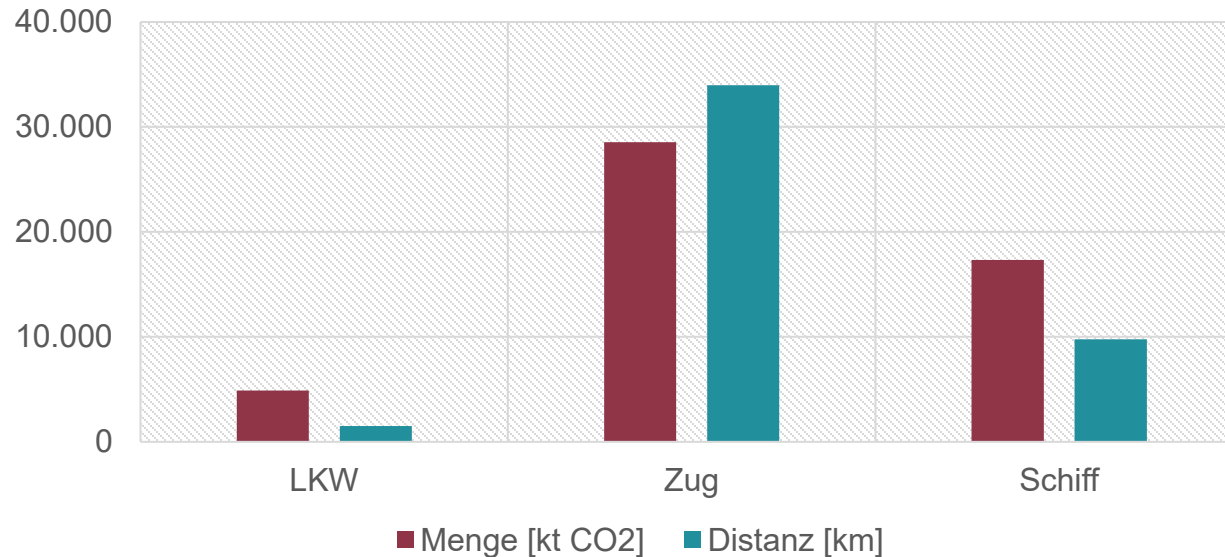
Methode

Ergebnisse

Zeithorizont von 15 Jahren

- Pipelines sind sehr teuer, daher werden sie kaum genutzt
- Die Bahn ist die erste Wahl, Schiffe werden genutzt wenn ein Hafen in der Nähe ist. Transfers von Zug zu Schiff sind selten.

Durchschnittliche Transportkosten: 39 €/t (3 bis 82 €/t für einzelne Standorte)



Legend

- ▲ CO₂ Hubs
- CO₂ Quelle, MVA
- CO₂ Quelle, Kalk
- CO₂ Quelle, Zement
- LKW Transport
- Schienen Transport
- Wasserstraßen Transport

SENSITIVITÄT

Niedrigwasser Szenario

› Verfügbarkeit der Wasserwege und Auslastungsfaktoren wie im Jahr 2022 (Jahr mit außergewöhnlicher Dürre)

- Nicht aufgestaute Wasserwege sind stark betroffen (Flüsse wie der Rhein)
- Zugtransport wird genutzt, bedarf für 35% mehr Waggons
- **Wasserstraßen Transport ist nicht robust**
Eine robuste Option erfordert große Lagerkapazitäten (an Emittenten oder Häfen), zusätzliche Schienenkapazitäten oder die Akzeptanz einer Produktionsreduzierung.
- **Kosten Zunahme von 11.4 %** (Vergliche mit der Baseline ohne Redundanz)

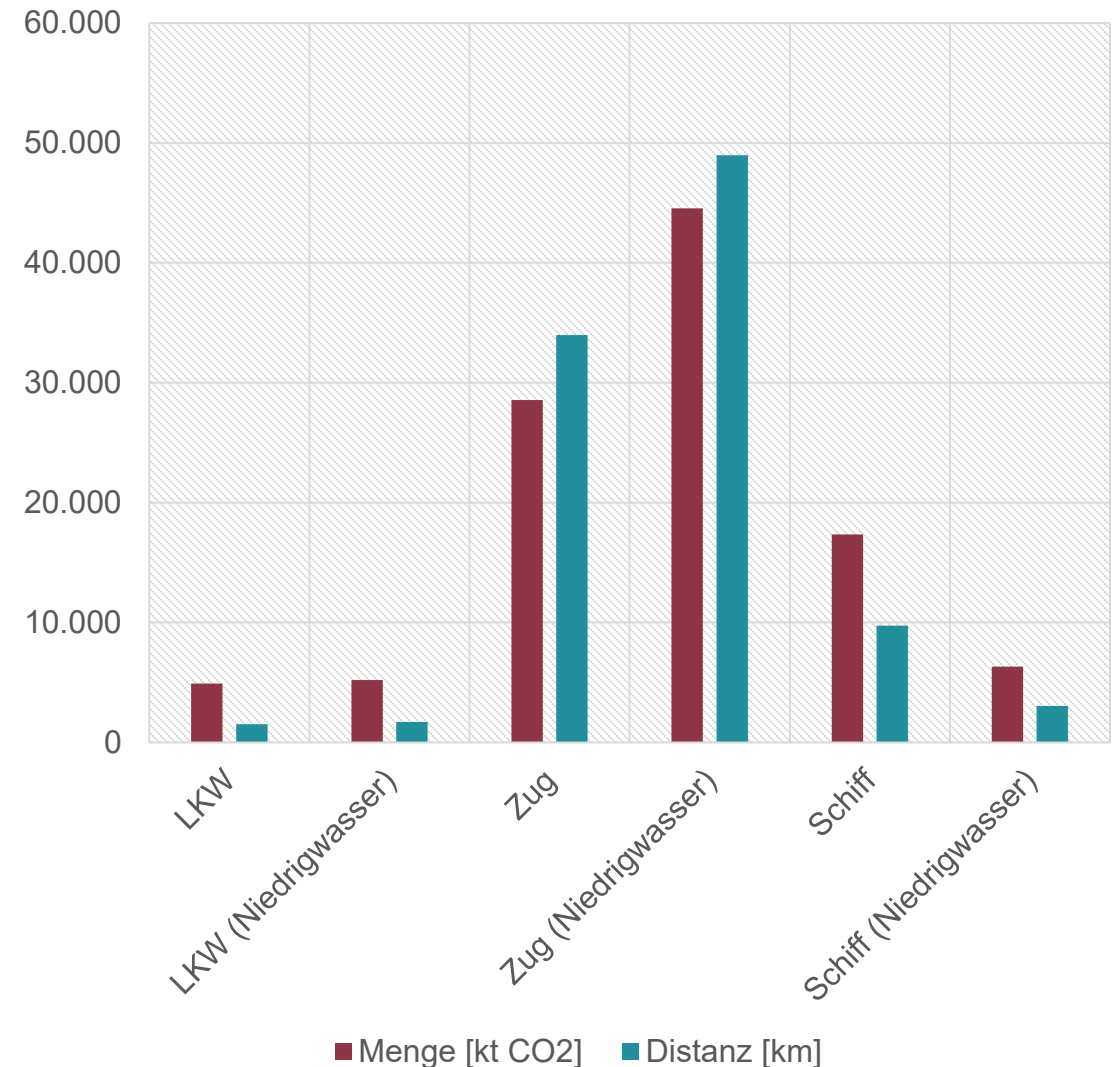


vorläufige Ergebnisse

Fragen/
Grundlagen

Methode

Ergebnisse



VERGLEICH PIPELINE VS. FAHRZEUGTRANSPORT

Fragen/
Grundlagen

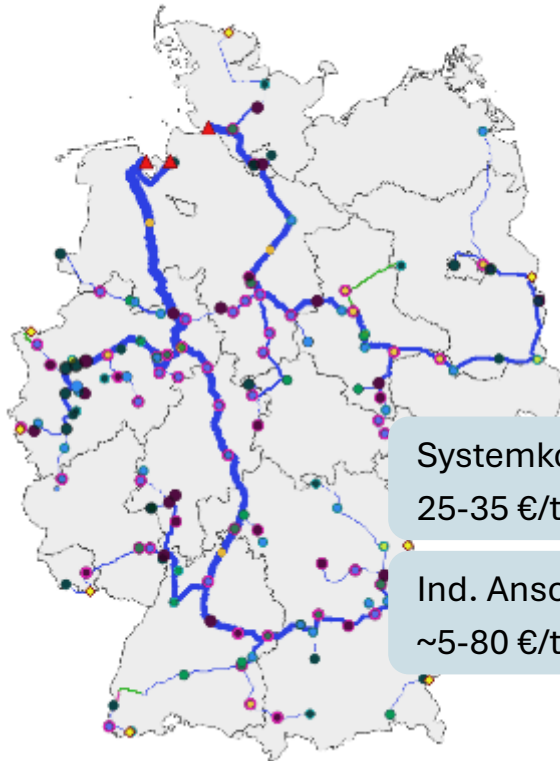
Methode

Ergebnisse

Pipelinetransport

CAPEX

OPEX



Systemkosten:
25-35 €/t

Ind. Anschlusskosten
~5-80 €/t*

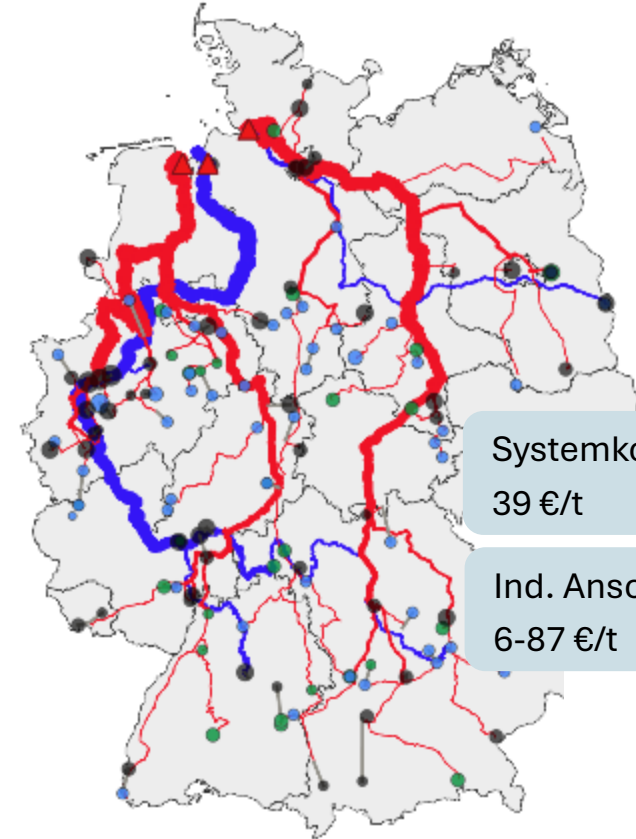
Pipelines und Fahrzeugtransporte können nur **in begrenztem Umfang kombiniert werden**

- Pipelines erfordern große Mengen, um **Skaleneffekte** zu erzielen
- Fahrzeugtransporte sind **leichter verfügbar und einfacher zu finanzieren**
- Ein **schneller Wechsel** zwischen den beiden Optionen ist nicht zu erwarten

Fahrzeugtransport

CAPEX

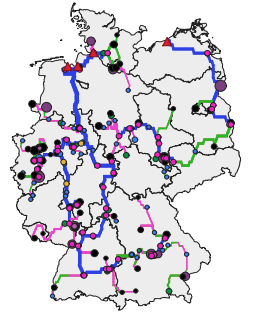
OPEX



Systemkosten:
39 €/t

Ind. Anschlusskosten
6-87 €/t

SCHLUSSFOLGERUNG



Methode

Ganzheitliche Methode zur techno-ökonomischen Optimierung standortspezifischer Topologien multimodaler CO₂-Transportinfrastrukturen.



Multimodaler Transport



- **Die Bahninfrastruktur vor Ort ist entscheidend.**
- Kleine Schiffe auf Kanälen sind im Vergleich zum Zug nicht attraktiv, große Schiffe auf dem Rhein schon.
- **Das Umladen** auf ein Transportmittel mit Skaleneffekten (Schiff, Pipeline) **kann kosteneffizient sein.**
- **Pipelines** erfordern **erhebliche Investitionen** und sind **nur langfristig rentabel.** Teilweise genutzte Pipelines sind sehr teuer.

Fazit



- Der CO₂ Transport per Pipeline Kostet ca. **21 -31 €/t** wenn eine gute Auslastung erreicht wird.
- Ohne **zentrale Planung und Finanzierung** ist ein Pipelinesystem in der Anlaufphase sehr teuer.
- **Verschiedene Projekte dürften sich gegenseitig kannibalisieren.**
- Für einzelne Standorte ist eine **Anbindung an das Schienennetz** für den Transport von CO₂ in der Anfangsphase unerlässlich



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Luna Lütz

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Abteilung für Energietechnologien und Energiesysteme

Breslauer Straße 48 | 76139 Karlsruhe | Germany

Tel +49 721 6809-518

luna.luetz@isi.fraunhofer.de



CO₂-Netzentwicklung in Deutschland: Stand, Hürden, Perspektiven

Stefanie Jacobi

Open Grid Europe GmbH



CENA Hessen Projekt Carbon4PtL & InnoFuels
CO₂-Wertschöpfungsketten für E-Kerosin

Status quo CO₂ Netzentwicklung

Stefanie Jacobi (OGE), 24. Februar 2026

Unsere Initiative: German Carbon Transport Grid

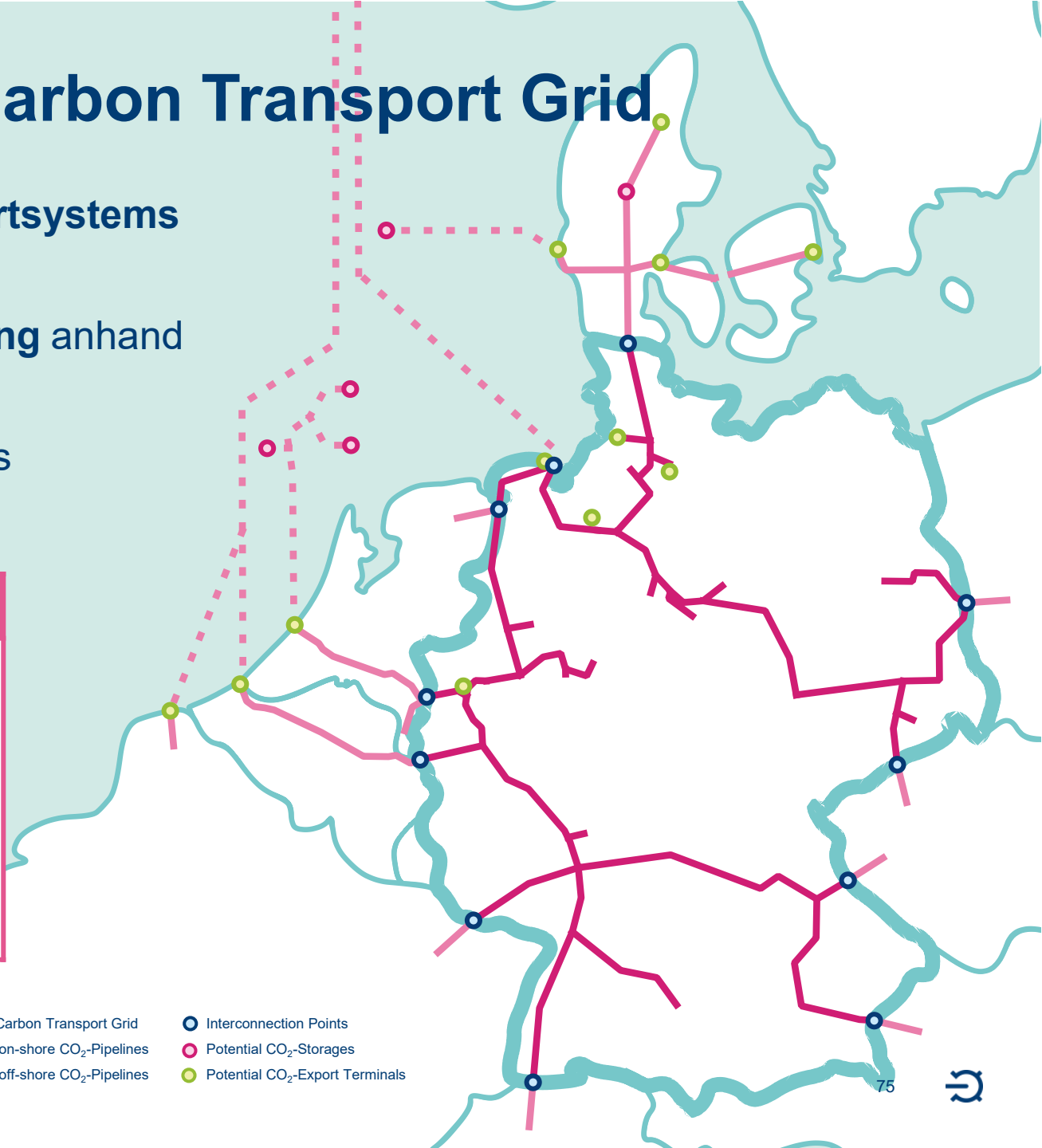
- Idee eines deutschen Pipeline CO₂ Transportsystems im Herzen Europas
- Zukunftsgerechte Planung und Entwicklung anhand geplanter Bedarfe
- German Carbon Transport Grid (GCTG) als europäische CO₂ Drehscheibe:

Import & Transit

- Frankreich
- Schweiz
- Österreich
- Tschechien
- Polen

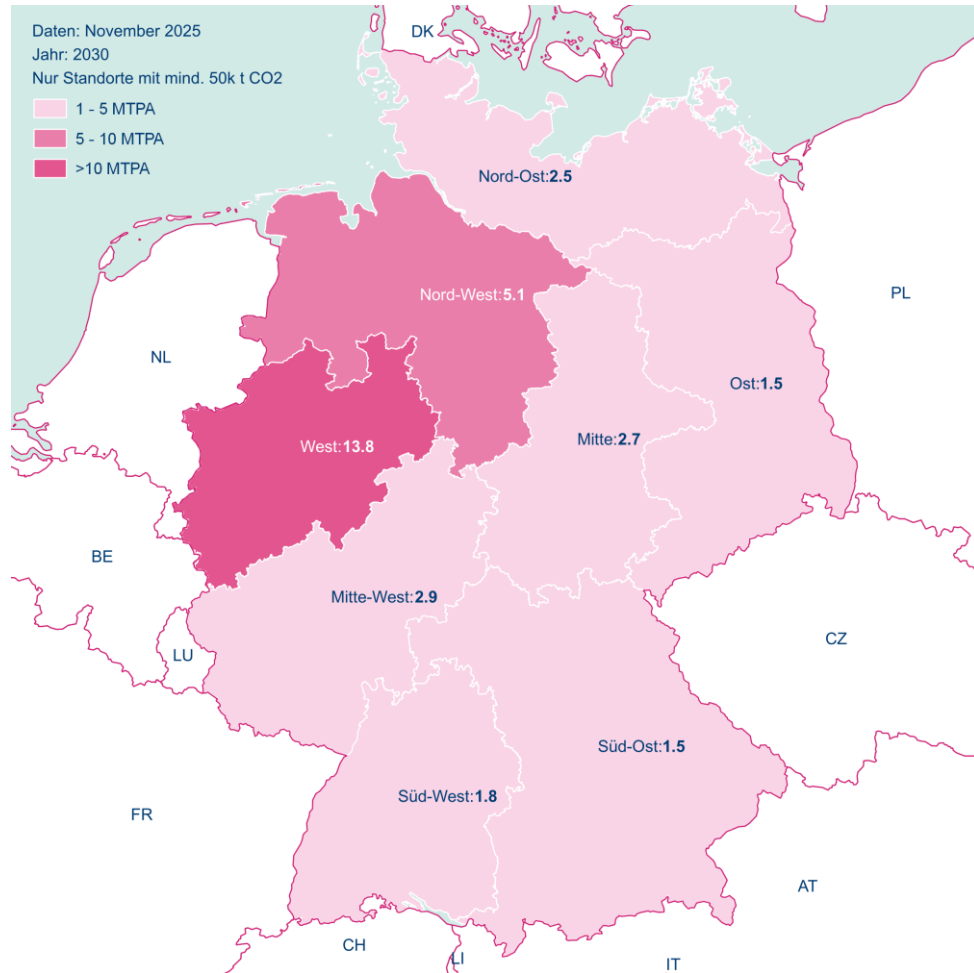
Export Optionen

- Nordsee (DE, NOR)
- Belgien (NOR, UK)
- Niederlande (NL, UK)
- Dänemark

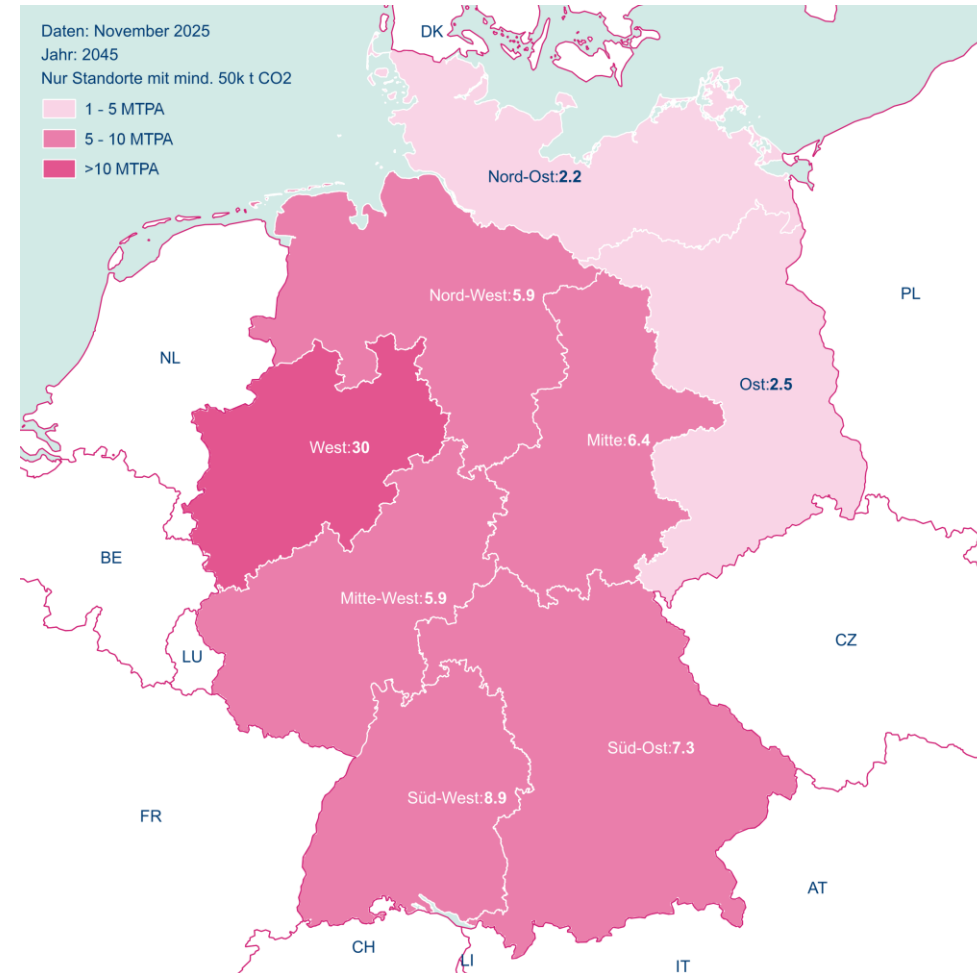
- 
- The map illustrates the proposed German Carbon Transport Grid (GCTG) across Europe. A solid pink line represents the GCTG, which originates in Germany and branches out to connect various interconnection points (blue circles) and potential CO₂ storage sites (pink circles) across the continent. Yellow circles indicate potential CO₂ export terminals. Dashed pink lines show potential on-shore CO₂ pipelines, while dotted pink lines represent potential off-shore CO₂ pipelines extending into the North Sea. The map also shows the outlines of European countries and the North Atlantic Ocean.
- German Carbon Transport Grid
 - Potential on-shore CO₂-Pipelines
 - Potential off-shore CO₂-Pipelines
 - Interconnection Points
 - Potential CO₂-Storages
 - Potential CO₂-Export Terminals

Aggregierte Mengen in Deutschland (Stand November 25)

Aggregierte Einspeisemengen* (2030)



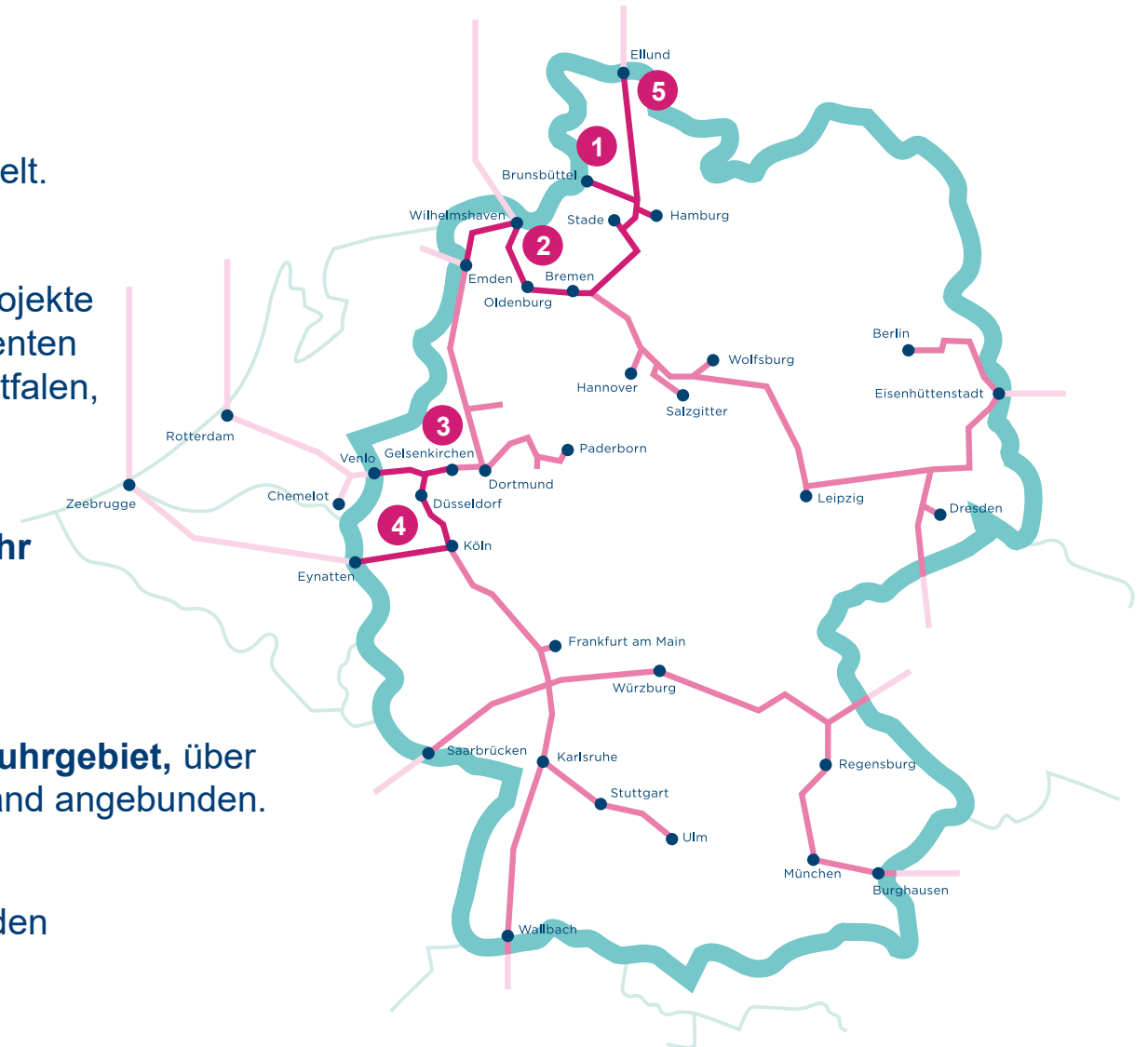
Aggregierte Einspeisemengen* (2045)



* ohne Transitmengen

Unsere CO₂-Netz Projekte

- 1 Cluster Elbmündung**
Im Cluster Elbmündung wird ein CO₂ Transportsystem zwischen **Lägerdorf (Holcim)** und **Brunsbüttel** entwickelt.
- 2 WHV CO₂ Corridor**
Der WHV CO₂ Corridor verbindet verschiedene Exportprojekte in **Wilhelmshaven / deutsche Nordseeküste** mit Emittenten in Niedersachsen und Bremen, zukünftig Nordrhein-Westfalen, Sachsen und Sachsen-Anhalt.
- 3 Delta Rhine Corridor**
Der Delta Rhine Corridor (DRC) verbindet die **Rhein-Ruhr Region** mit **Rotterdam**, potenzielle Erweiterung nach Ludwigshafen.
- 4 North Sea CO₂ Corridor**
Der North Sea CO₂ Corridor (NSCC) verläuft aus dem **Ruhrgebiet**, über **Köln** bis nach **Zeebrügge**. In Zukunft wird Süddeutschland angebunden.
- 5 DK CO₂ Corridor**
Der DK CO₂ Corridor ist Teil des GCTG* und erschließt den **Zugang zu den dänischen CO₂-Speicherstätten**.



*German Carbon Transport Grid

Wie wird eine Vision Realität? Step-by-Step

Erste CO₂-Infrastruktur in NRW

- Höchste Dichte an CO₂-Emittenten mit Bedarf nach einer langfristigen Dekarbonisierungsoption
- Förderung der Europäischen Union ermöglicht OGE den Projektstart
- Vorbereitungen der Raumverträglichkeitsprüfung für den DRC und NSCC* in NRW
- Erweiterung nach Süden, Norden und Osten möglich



* NSCC: North Sea CO₂ Corridor; DRC: Delta Rhine Corridor

Was ist notwendig?

Rechtlicher Rahmen und Risikoabsicherung

Kohlendioxid-Speicher- und Transportgesetz (KSpTG)



- Erlaubt den Bau und Betrieb von CO₂-Pipelines zum Zwecke von CCU/S
- Anerkennung des übergeordneten öffentlichen Interesses von CCU/S-Infrastruktur



Zustimmung des Bundesrates am 21.11.25

London Protokoll / Hohe-See-Einbringungsgesetz



- Erlauben grenzüberschreitende CO₂-Speicherung und Speicherung in der deutschen Nordsee



Ratifizierung des London Protokoll ausstehend, aber vorläufige Anwendung möglich



Bilaterale Verträge

Finanzierungs- und Risikoabsicherungsmöglichkeiten



- Entscheidend für Projekte
- Verschiedene CCU/S Fördermöglichkeiten (u.a. CCfD, Innovationsfond, CEF, Bundesförderung Industrie & Klimaschutz Modul II)



De-Risking

Damit die Carbon Management Value-Chain aufgebaut werden kann, ist eine Verabschiedung des rechtlichen Rahmens notwendig.

Politische Entscheidung notwendig

Dense phase CO₂–transport (Stand August 2025)

Annahmen für Anforderungen an Kundenanschlüsse

Druck

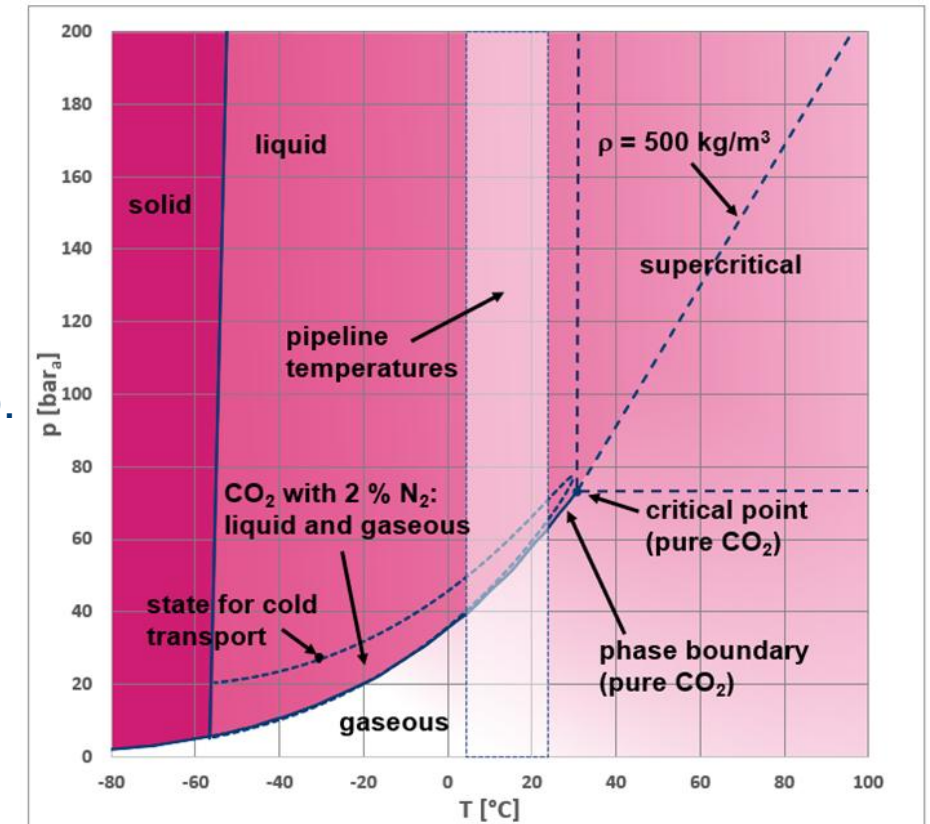
- Die Kundenanlage muss CO₂ mit einem Druck von 91-180 bar_g bereitstellen können. Der im Betrieb erforderliche Druck hängt vom Betriebsdruck des Leitungsnetzes, Kundenlokation und weiteren Faktoren ab.

Temperatur

- Die Kundenanlage muss CO₂ mit Temperatur von 0-40 °C bereitstellen.

CO₂-Spezifikation

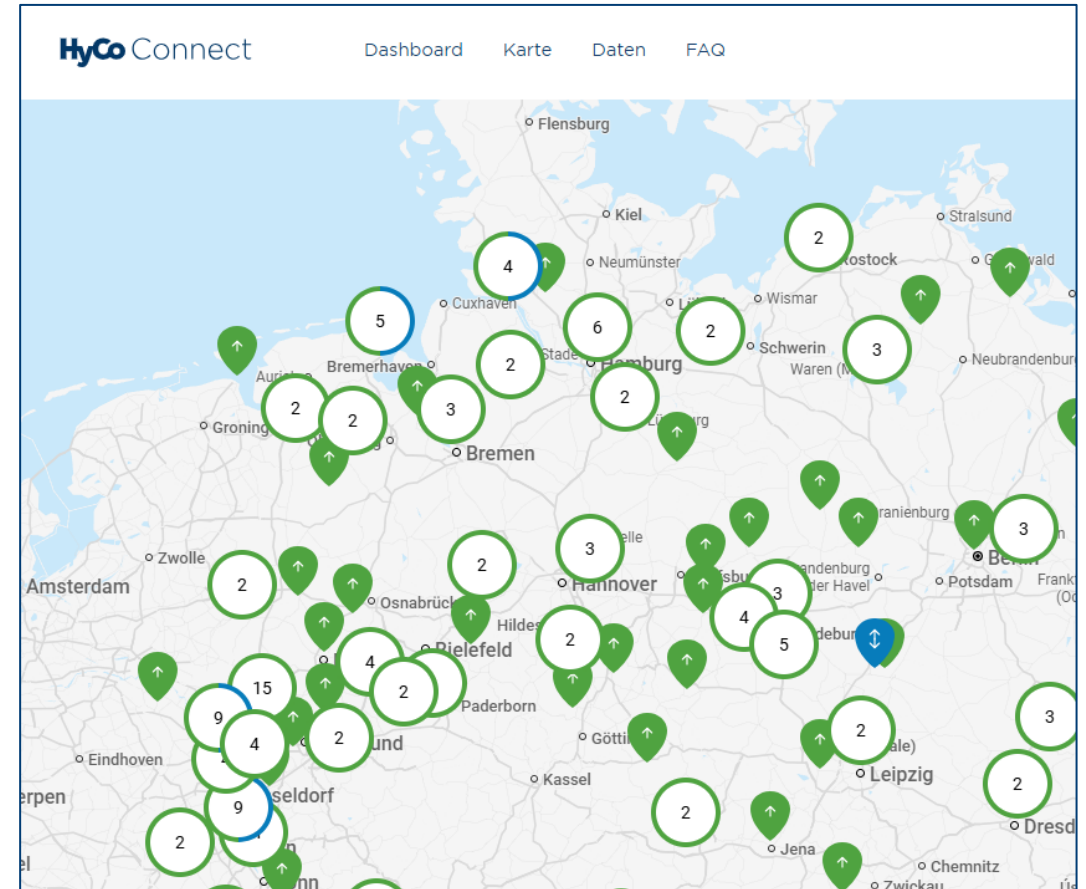
- Die OGE-Anforderung wird sich grundsätzlich am **DVGW-Regelwerk** (C260) orientieren.



Dies sind unverbindliche Annahmen, die OGE künftigen Kunden für deren Projektentwicklung bereitstellt. Die endgültigen Anforderungen werden in künftigen Verträgen festgehalten und können von diesen Annahmen abweichen.

OGE CO₂ Marktabfrage

- OGE fragt den **CO₂-Transportbedarf potenzieller Kunden in Deutschland und Nachbarländern in einer Marktabfrage** ab
- Abfrage von Emittenten und CO₂ - Mengen
 - Quellen und Senken
 - Prozess- und/oder energiebezogen
 - Biologisch und nicht-biologisch
- **Zeitfenster** vom Start der Anlagen über 2030, 2035, 2040, 2045, 2050 und 2055
- Ziel ist es, einen studienbasierten Top-Down-Ansatz mit einem Bottom-Up-Ansatz zu verbinden, um die **CO₂-Infrastruktur weiterzuentwickeln**



Beteiligen Sie sich an der CO₂-Marktabfrage über [HyCo Connect](#) und ermöglichen Sie die Entwicklung der CO₂-Infrastruktur

Durch uns fließt Energie.

Kontakt:

Open Grid Europe
Business Development CO₂
co2@oge.net

www.co2-netz.de
www.oge.net



Kurze Pause

Vom biogenen CO₂ zur skalierbaren PtL-Synthese: Erfahrungen aus ERA ONE

Alexander Irslinger

INERATEC GmbH



NEW ERA OF MOBILITY

Vom biogenen CO₂ zur skalierbaren PtL-Synthese

Erfahrungen aus ERA ONE

Agenda



1 INERATEC Power-to-Liquid Prozess

4 ERA ONE

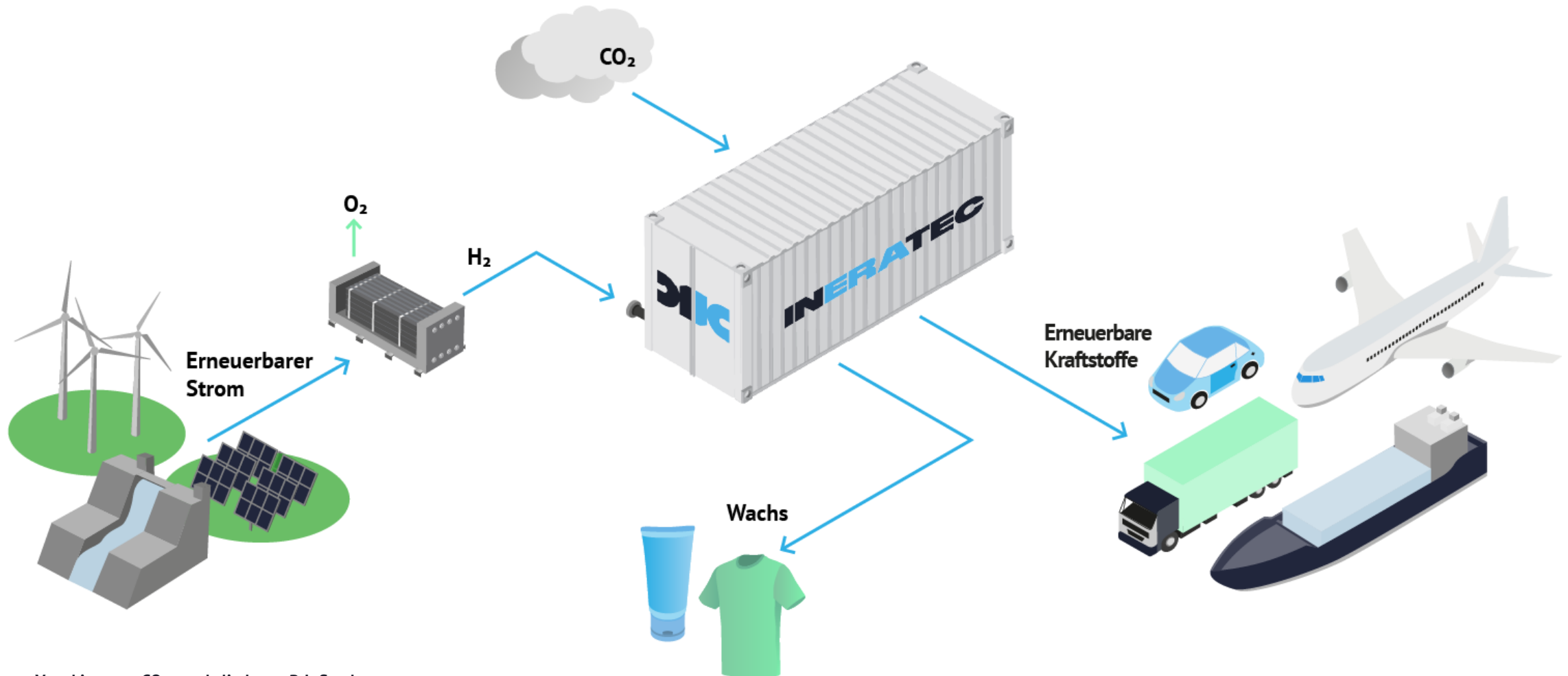
2 CO₂ in der RFNBO Produktion

5 CO₂-Wertschöpfungskette

3 CO₂-Qualitätsanforderungen

INERATEC Power-to-Liquid Prozess

Oilfield of the future: Power-to-Liquid



Vom biogenen CO₂ zur skalierbaren PtL-Synthese:
Erfahrungen aus ERA ONE

ALEXANDER IRSLINGER

24.02.2026

88

INERATEC Power-to-Liquid Prozess

Um den Kohlenstoffkreislauf zu schließen, verwenden wir drei Inputs:



CO_2 aus
industriellen
Quellen

Wasserstoff aus
erneuerbaren
Energien

Grüner Strom treibt
den Prozess an

Einfacher Input.
Hochqualitative
Kohlenwasserstoffe.

CO₂ in der RFNBO Produktion

EU-Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184

ZULÄSSIGE CO₂-QUELLEN

- **Atmosphärisches CO₂** (DAC)
- **Biogenes CO₂** aus Biomasseverarbeitung oder -verbrennung – nur aus nachhaltigen Rest- und Abfallbiomassen gemäß RED II Art. 29
- **Industrielles CO₂** – vorübergehend erlaubt, wenn der Kraftstoff mindestens 70 % Treibhausgasminderung erreicht und das Land, in dem es anfällt, ein wirksames CO₂-Bepreisungssystem hat.
 - › Nutzung **bis 31. Dezember 2035** für CO₂ aus Sektoren, die im EU-Emissionshandel (ETS) gelistet sind (Energie, Raffinerien, Industrie).
 - › Nutzung sogenannter „unvermeidbarer industrieller CO₂-Emissionen“ **bis 31. Dezember 2040**, etwa aus der Zement- oder Stahlproduktion.



CO₂-Qualitätsanforderungen

Aufbereitung für e-Fuel Synthese

REINHEITSANFORDERUNGEN

- ≥ 99 % CO₂-Gehalt erforderlich
- Trocknung & Sauerstofffreiheit notwendig (Vermeidung von Nebenreaktionen)
- **Kritische Grenzwerte:**
 - › Schwefel < 210 ppb (mol)
 - › Chlorin < 200 ppb (mol)
 - › Teer < 200 ppb (mol)
 - › Quecksilber < 50 ppb (mol)
- **Ziel:** Schutz der Katalysatoren und Vermeidung von Korrosion

AUFBEREITUNG JE NACH QUELLE

- **Industrielle Abgase:**
 - › Schritt 1: CO₂-Abscheidung (Aminwäsche, Adsorber)
 - › Schritt 2: Gasreinigung (Entfernung von NO_x, SO₂, CO, Partikeln)
 - › Schritt 3: Kompression (auf 20–30 bar für Methanol-/FT-Synthese)
- **DAC (Direct Air Capture):**
 - › Liefert hochreines CO₂ (> 99 %)
 - › Herausforderung: hoher Energiebedarf zur CO₂-Abtrennung aus Luft (~0,04 % CO₂)
 - › Typische Verfahren: anionische Adsorber oder alkalische Wäscher

BETRIEBLICHE ANFORDERUNGEN

- **Kontinuierliche CO₂-Versorgung** in geforderter Druck- und Qualitätsstufe
- **Unzureichende Aufbereitung** → Katalysatorvergiftung, geringere Ausbeute, Stillstände, Unerwünschte Bestandteile in den Endprodukten
- **Qualitätsmanagement & Monitoring** sind essenziell für stabile Anlagenperformance

ERA ONE

CO₂-Aufreinigung: Vom vorgereinigten Gas zur INERATEC-Synthese

Ausgewählte Technologie

- Adsorption mit speziell beschichteter Aktivkohle

Warum diese Lösung?

- Gleichzeitige Entfernung von
 - Schwefel-
 - Chlor-
 - Fluorverbindungen
- Erreicht die für die PtL Synthese erforderliche CO₂-Reinheit
- Industriell bewährt und betrieblich zuverlässig
- Flexibel einsetzbar bei unterschiedlichen CO₂-Quellen
- Wirtschaftlich und mit geringer betrieblicher Komplexität

ERA ONE

CO₂-AUFREINIGUNG: ERGEBNISSE UND AKTUELLER STAND DER CO₂-AUFREINIGUNG IN ERA ONE

Projektumsetzung

- Die Detail Engineering-Phase der CO₂-Aufreinigung wurde im Rahmen des Carbon4PtL-Projekts gefördert.
- Die Aufreinigungsanlage wurde erfolgreich installiert und in Betrieb genommen.

Betriebserfahrung

- Seit über einem Monat stabiler Betrieb ohne technische Auffälligkeiten oder Störungen
- Reibungslose Integration in den Gesamtprozess
- Erste Betriebsergebnisse mit der CO₂-Aufreinigung zeigen im Vergleich zu ungereinigtem CO₂ eine deutlich höhere PtL-Performance



Vom biogenen CO₂ zur skalierbaren PtL-Synthese:
Erfahrungen aus ERA ONE

ALEXANDER IRSLINGER

24.02.2026



CO₂ - Wertschöpfungskette

Beschaffung & Logistik

BESCHAFFUNG & VERFÜGBARKEIT

- **Hoher Bedarf:**
 - ca. 3,4 kg CO₂ pro Liter e-Fuel erforderlich
 - Beispiel: IC-Anlage (10 MW = 3.500t/a = 12.000t/a CO₂)
- **Versorgungssicherheit entscheidend:**
 - Kontinuierlicher, verlässlicher CO₂-Strom nötig
 - Schwankungen oder Unterbrechungen → Prozessinstabilität, Teillastbetrieb oder Anlagenstillstand
- **Bezugsstrategien:**
 - Langfristige Lieferverträge/Partnerschaften mit Industrieanlagen (kontinuierliche CO₂-Abgabe)
 - Eigene DAC-Kapazitäten als unabhängige Quelle
 - Standortnähe zur CO₂-Quelle → minimiert Transportkosten und Risiken.
- **Puffersysteme:** Zwischenspeicher für verflüssigtes CO₂ zur Überbrückung kurzfristiger Engpässe.



CO₂ - Wertschöpfungskette

Wirtschaftliche Hebel und Standortentscheidungen entlang der CO₂-Nutzung

KOSTENFAKTOR UND WIRTSCHAFTLICHKEIT

- **CO₂-Beschaffung und Aufbereitung** machen ca. 10–30 % der Gesamtkosten eines e-Fuels aus.
- **Kostenkomponenten:**
 - Abscheidung & Reinigung (Abgas oder DAC): 30–150 €/t CO₂
 - Kompression & Transport: 10–30 €/t CO₂
 - Speicherung oder Zwischentankung: 5–10 €/t CO₂
- **Marktpreise:**
 - EU-ETS-Preis: aktuell ~70–80 €/t CO₂ (2025)
 - ReFuelEU-Strafzahlungen: bis zu 14.000 €/t CO₂-Äquivalent, wenn Quoten nicht erfüllt → hoher Anreiz zur CO₂-Nutzung.
- **Förderinstrumente** wie SAF-Allowances oder Carbon Contracts for Difference (CCfD) können bis zu 95 % der Mehrkosten gegenüber fossilen Kraftstoffen kompensieren.
- CO₂ wird somit vom Kostenrisiko zum strategischen Vermögenswert.

STANDORT- UND WETTBEWERBSFAKTOR

- **Zugang** zu verlässlichen, günstigen CO₂-Quellen (biogen oder DAC) ist entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von e-Fuel-Anlagen.
- **Regionale Clusterbildung (CO₂-Hubs):**
 - Gemeinsame Nutzung von Abscheidungs-, Pipeline- und Speicherinfrastruktur.
 - Synergien mit Industrieparks, Chemieanlagen oder Biogasanlagen.
- **Transportkosten** steigen stark mit Entfernung → kurze Wege (max. 50–100 km) zwischen Quelle und Anlage sind wirtschaftlich optimal.
- **Standortwahl** wird zunehmend nach CO₂-Verfügbarkeit getroffen – ähnlich wie heute bei Strom oder Wasserstoff.

Quelle: [EUR-Lex - 52024DC0062 - EN - EUR-Lex](#)
[Europe CCS Cost Tool – Clean Air Task Force](#)

Haben Sie
noch Fragen?

Haben Sie noch Fragen?

Melden Sie sich bei uns unter:

Alexander Irslinger

Business Development

Alexander.Irslinger@ineratec.de



Vom biogenen CO₂ zur skalierbaren PtL-Synthese:
Erfahrungen aus ERA ONE



22.02.2026

Anreizsetzung für CCU-Anwendungen über den EU-ETS und die CRCF – Status Quo und Ausblick

Stephan Klingl

FutureCamp Climate GmbH

Anreizsetzung für CCU-Anwendungen über den EU-ETS und die CRCF – Status Quo und Ausblick

Im Rahmen der Veranstaltung CO₂-Wertschöpfungsketten für E-Kerosin: Status quo und Herausforderungen

Stephan Klingl

Frankfurt, 24. Februar 2026

FutureCamp Climate GmbH

Agenda

CO₂-Wertschöpfungsketten für E-Kerosin:
Status Quo und Herausforderungen

1

Kurzvorstellung FutureCamp

2

Aktueller Stand CCS/U und Negativemissionen im EU-ETS

3

Aktuelle Diskussionen und Ausblick

4

Schlussfolgerungen

FutureCamp in aller Kürze

Gemeinsam für effektiven Klimaschutz und Nachhaltigkeit

Nachhaltige Entwicklung ist unser unternehmerisches Leitmotiv – mit klarem Fokus auf Klimaschutz als ökologischem und ökonomischem Ziel. Mit breitem Fachwissen und tiefem Verständnis für komplexe Branchen und Funktionen, entwickeln wir die passenden Lösungen, mit denen unsere Kunden Klimaschutz erfolgreich umsetzen und Nachhaltigkeit gestalten.



kundenorientiert



flexibel



professionell

+ hohe fachliche und methodische Kompetenz

Beratung für internationale Konzerne, mittelständische Unternehmen, Behörden, Kommunen, Verbände



seit 2001 im Markt aktiv,
eigentümergeführt




350+ aktive Projekte
in 40+ Branchen




55+
Mitarbeitende
an 2 Standorten



230+ aktive Kunden




Marktführer in der
EHS-Beratung




30+ verschiedene
fachliche
Hintergründe

Übersicht Dienstleistungsspektrum FutureCamp Climate

Gerne beraten wir Sie auch themenübergreifend

Klimastrategie

- Klimastrategie & Transformationskonzepte
- Science-based Targets
- Research, Studien & Gutachten
- Fördermittelanträge
- Energiemanagement-Systeme & Energieaudits
- Gremien- und Netzwerkarbeit



Emissionshandelssysteme

- EU-Emissionshandel & Strompreiskompensation
- Nationaler Emissionshandel
- Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)
- Capacity Building



CO₂-Marktaktivitäten

- Handelsstrategien
- Zertifikatehandel
- Emissionshandelsregister



Umweltbilanzierung

- Corporate & Product Carbon Footprints
- Lebenszyklusanalysen (LCA) - Produktökobilanzen



Klimaschutzprojekte

- Internationale, europäische & nationale Klimaschutzprojekte & Minderungsbeiträge
- Freiwilliger Zertifikatehandel
- Politische Beratung



Nachhaltigkeitsstrategie

- Nachhaltigkeitsberichterstattung & Roadmaps
- Sorgfaltspflichten in der Lieferkette
- Sustainable Finance



FutureCamp Akademie

Praxisorientierte Webinare zu Themen aus Klima, Nachhaltigkeit, Energie und Umwelt



Ausgewählte Referenzen

Research und Studien, exakt auf die Informationsbedürfnisse unserer Kunden abgestimmt

Fachliches Know-how, präzise Informationen und aktuelles Hintergrundwissen sind unabdingbare Voraussetzungen, um frühzeitig auf politische Entwicklungen oder Marktveränderungen reagieren zu können und sich gegen zukünftige Risiken abzusichern.

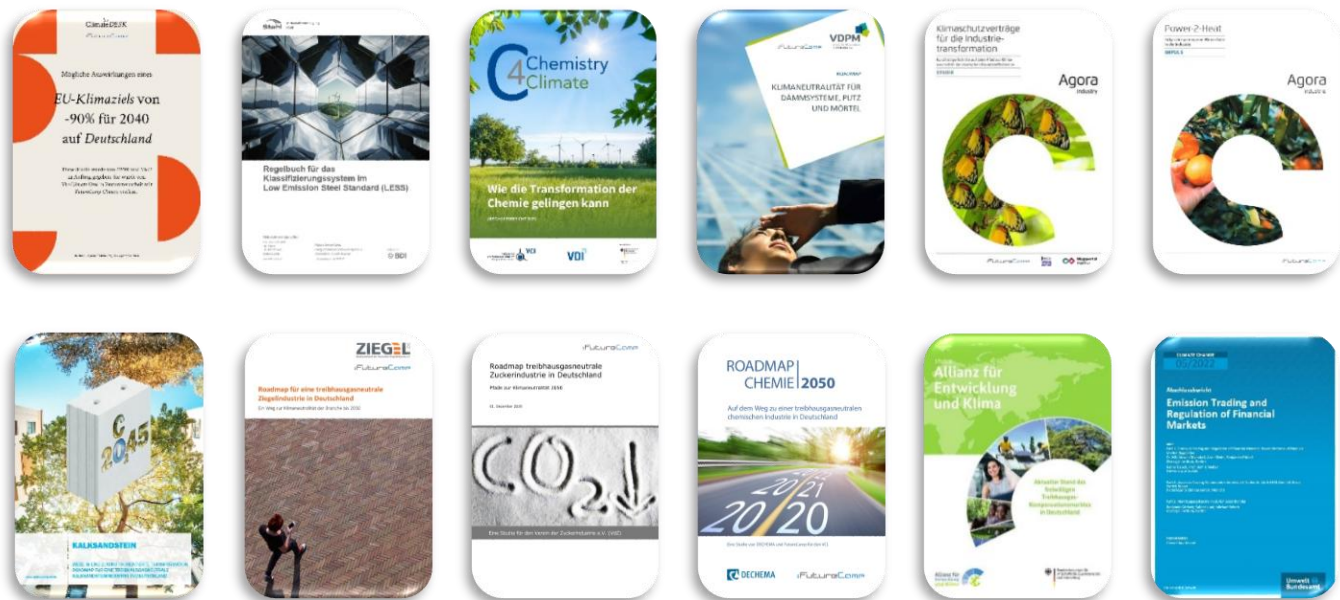
Wir erarbeiten Marktanalysen und Studien, in denen die notwendigen Informationen und Recherchen bedarfsgerecht aufbereitet werden, und präsentieren Inhalte in Form von Workshops, Management-Briefings und Trainings.



Studien, Gutachten, Newsletter



Kundenspezifisches Research, Markt-, Wettbewerbs- und Trendanalysen



<https://www.future-camp.de/de/publikationen>



Ausgewählte Referenzen

- **WV Stahl:** Regelbuch für das Klassifizierungs-system im Low Emission Steel Standard (LESS)
- **Studien und Transformationskonzepte für Verbände** (u. a. Chemie, Guss, Kalk, Kalksandstein, Ziegel, Zucker): Anhand von unterschiedlichen Technologieszenarien und THG-Reduktionspfaden wird aufgezeigt, wie eine Transformation des jeweiligen Sektors hin zur THG-Neutralität erfolgen kann.
- **Klimaschutzverträge für die Industrietransformation:** In Zusammenarbeit mit Agora Energiewende, ecologic und dem Wuppertal Institut erstellten wir einen konkreten Vorschlag zur Industrietransformation. Die Gesamtstudie beschreibt für die deutsche Grundstoffindustrie – Stahl, Basischemikalien, Kalk und Zement – kurzfristig mögliche Schritte, die auf den Pfad zur Klimaneutralität führen.
- **Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz:**
 - Konzept für eine regionale Kompensationsplattform
 - Kurzstudie zu „Einfluss der Bundes- und EU-Klimaschutzpolitik auf Klimaziele der Länder – Beispiel Bayern“
 - „Bayern-Standard“ – Leitfaden zur regionalen Realisierung von Klimaschutzprojekten
- **Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg:**
 - Erstellung und fortlaufende Aktualisierung der THG-Bilanz der Landesverwaltung 2013-2020
 - Ableitung von THG-Reduktionspotenzialen

Agenda

CO₂-Wertschöpfungsketten für E-Kerosin:
Status Quo und Herausforderungen

1

Kurzvorstellung FutureCamp

2

Aktueller Stand CCS/U und Negativemissionen im EU-ETS

3

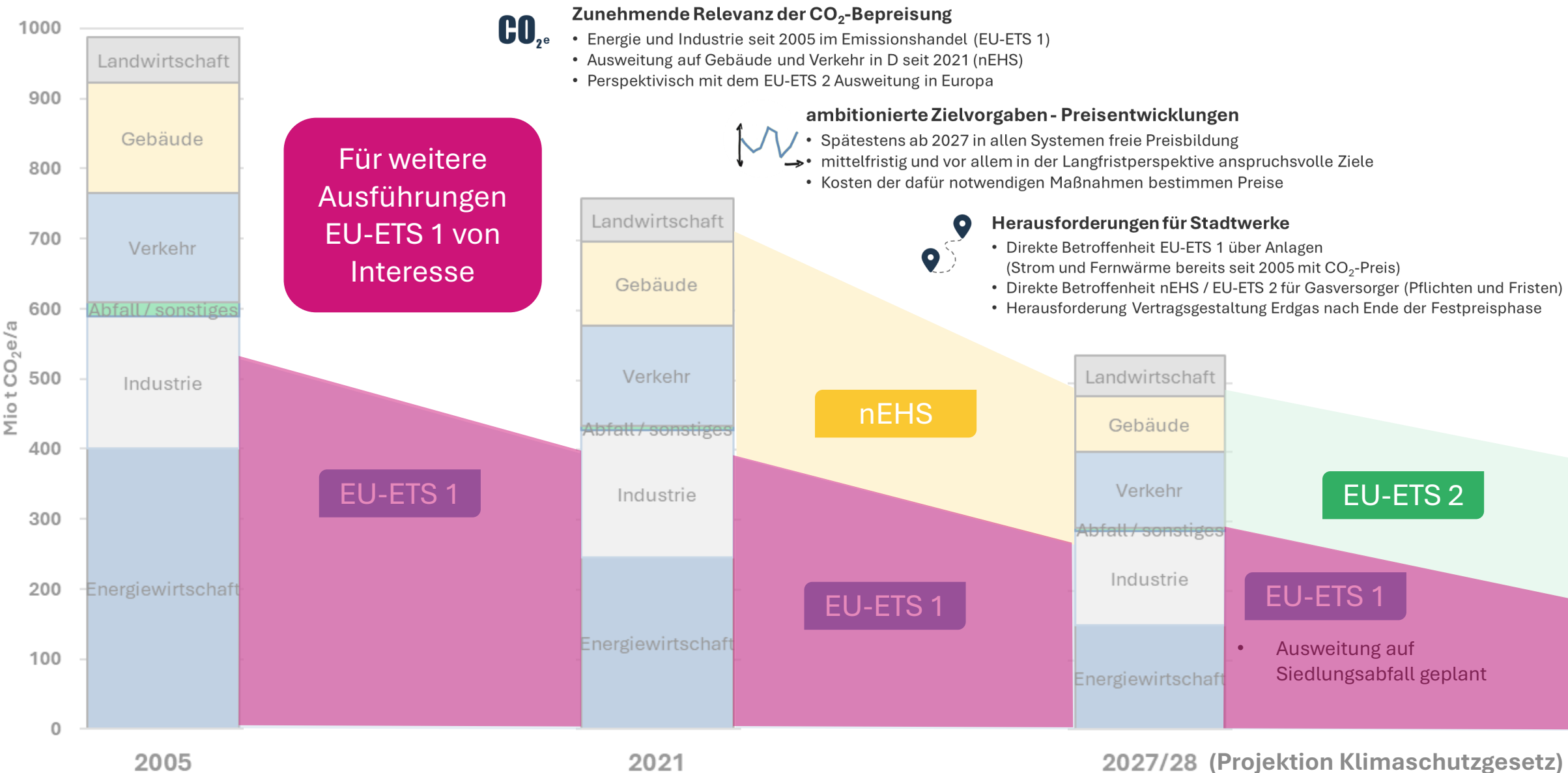
Aktuelle Diskussionen und Ausblick

4

Schlussfolgerungen

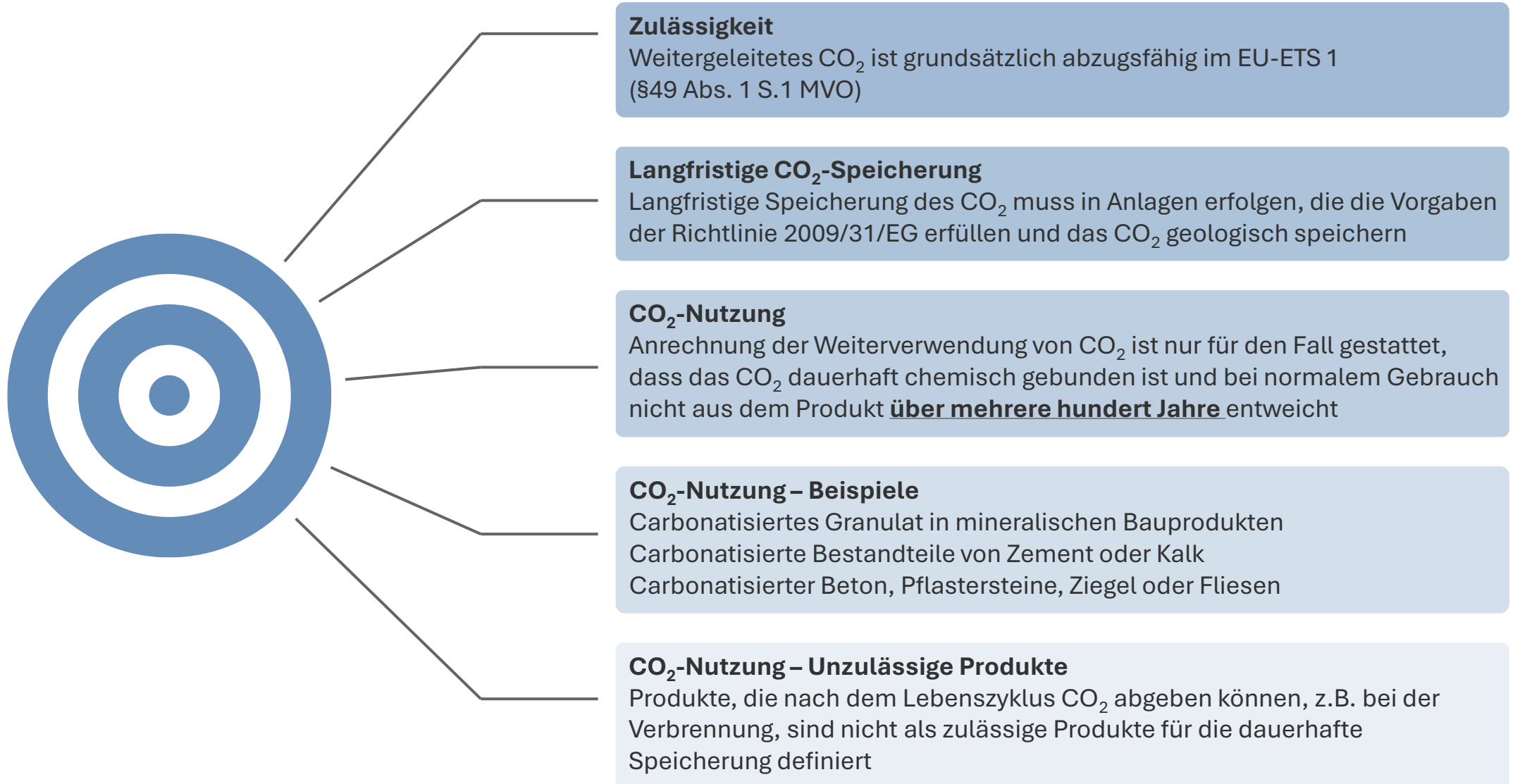
Kurzer Hintergrund: CO₂-Bepreisung in Deutschland

Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland – Zunahme der Emissionshandelssysteme



EU-ETS 1: Aktuelle Regelungen hinsichtlich CCS/CCU

CCS-Verfahren voll anrechenbar, CCU nur bei Carbonatisierung anrechenbar



EU-ETS 1: Regelungen zu RFNBO und delegierter Rechtsakt zu CCS/U zu 12(3b) der ETS-RL definieren die „äußersten Ränder“



Brussels, 30.7.2024
C(2024) 5294 final
ANNEX
ANNEX
to the
Commission Delegated Regulation
supplementing Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council as regards the requirements for considering that greenhouse gases have become permanently chemically bound in a product

1. CONTEXT OF THE DELEGATED ACT

Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council (European Climate Law) sets a target of at least 55 % net emission reductions by 2030 compared to 1990. Therefore, Directive 2003/87/EC¹ was amended by Directive (EU) 2023/959 of the European Parliament and of the Council² to revise the EU ETS and implement the ambition set in the European Climate Law and the Fit for 55 agenda.

Recital 16 of Directive (EU) 2023/959 states that “greenhouse gases that are not directly released into the atmosphere should be considered emissions under the EU ETS and allowances should be surrendered for those emissions unless they are stored in a storage site in accordance with Directive 2009/31/EC or they are permanently chemically bound in a product so that they do not enter the atmosphere under normal use and do not enter the atmosphere under any normal activity taking place after the end of the life of the product”. Therefore, a new Article 12(3b) was introduced to Directive 2003/87/EC to remove the obligation to surrender allowances for greenhouse gas (GHG) emissions that are captured and utilized permanently in a product also known as permanent Carbon Capture and Utilisation (CCU) – specifically, when emissions are “considered to have been captured and utilised in such a way that they have become permanently chemically bound in a product so that they do not enter the atmosphere under normal use, including any normal activity taking place after the end of the life of the product”. This Article empowers the European Commission to adopt acts establishing the requirements for considering that such GHG emissions of an ETS installation have become permanently chemically bound in a product and thus the ETS operator is exempted from the obligation to surrender allowances for them.

**Voll abzugsfähige
dauerhafte Speicher
mit CCU über
Produktkatalog eng
gehalten**

ANNEX

Products considered to permanently chemically bind CO₂

1. Mineral carbonates used in the following construction products:
 - (a) carbonated aggregates used unbound or bound in mineral based construction products;
 - (b) carbonated constituents of cement, lime, or other hydraulic binders used in construction products;
 - (c) carbonated concrete, including precast blocks, pavers or aerated concrete;
 - (d) carbonated bricks, tiles, or other masonry units.

Anderes Extrem definieren Regelungen zu RFNBO:

Wenn CO₂ aus ETS-Anlage abgeschieden wird für Nutzung in einem RFNBO, dann kein Abzug des CO₂ bei abgebender Anlage, aber 0-Emissionsprodukt beim Einsatz des RFNBO

CO₂-Nutzung zur Herstellung von RFNBOs: Link zum EU-ETS 1

Unter welchen Voraussetzungen entfaltet abgeschiedenes CO₂ überhaupt eine Wirkung?

Herkunft des CO₂



Direct Air Capture (DAC)



Industrielle Punktquellen, wenn Emissionen **nicht anders vermeidbar sind** (z.B. Zement- und Kalkproduktion) → thermische Abfallbehandlung in der BIK-Förderrichtlinie als „überwiegend schwer vermeidbare Emission“



Abscheidung aus biogenen Quellen (z.B. Biogasanlagen, Biomasseverbrennung)

Bepreisung des CO₂



- CO₂ aus **fossilen Punktquellen nur** anrechenbar, wenn vorher durch „wirksame CO₂-Bepreisung erfasst“ → EU KOM: EU-ETS 1, Swiss ETS, UK ETS
- Aktuell CO₂ aus fossilen Punktquellen **nur bis maximal 2041** für RFNBOs nutzbar → Nutzung bis 2041 spiegelt das Auslaufen des EU-ETS 1 wider.

Offene Punkte zur Anrechenbarkeit von CO₂



1. Exakte Definition von nicht vermeidbaren Emissionen (bspw. thermische Abfallbehandlung!)
2. Umgang mit fossilen Punktquellen nach Auslaufen des EU-ETS 1 → für Planungssicherheit von CCU/CCS-Anwendungen entscheidend
3. Definition von wirksamer CO₂-Bepreisung: Wie umgehen mit fossilen Punktquellen außerhalb des EU-ETS 1? Wie wird der EU-ETS 2 berücksichtigt?

Agenda

CO₂-Wertschöpfungsketten für E-Kerosin:
Status Quo und Herausforderungen

1

Kurzbildung FutureCamp

2

Aktueller Stand CCS/U und Negativemissionen im EU-ETS

3

Aktuelle Diskussionen und Ausblick

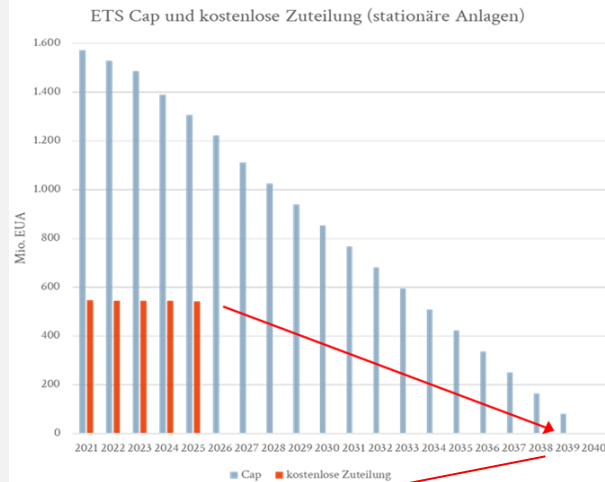
4

Schlussfolgerungen

Langfristperspektive für EU-ETS 1: Optionen im Überblick

„Cap“ sinkt auf 0 bis 2039 (geltendes Recht) – das heißt aber nicht Emissionen = 0!

EU-ETS 1: Ab **2026** – kostenlose Zuteilungen sinken, v. a. in CBAM-Sektoren



2039 sinkt rechnerisch das Cap im EU-ETS 1 auf 0 – und dann?

Quelle: The Climate Desk TCD Consulting GmbH, 2024

Mögliche weitere Quellen für Zertifikate in den 30er-Jahren

a

Verschmelzung ETS 1 und ETS 2? Naheliegend, aber im EU-ETS 2 endet Allokation ca. 2043

b

„Removal Units“ aus Projekten **in der EU**? Wenn ja, welche?
(Verweis auf CRCF-Verordnung - Carbon Removals and Carbon Farming)

c

Linking mit anderen ETS in Nicht-EU-Staaten? Ist in Richtlinie explizit angelegt (Art. 25)

d

Nutzung von Zertifikaten aus projektbasierten Mechanismen
(Art. 6 – Mechanismen aus dem Pariser Abkommen?)

e

Weitere Sektoren/Aktivitäten in der EU? („ETS 3“, Opt-Ins nach Art. 24, EU-Projektmechanismus nach Art. 24a?)

f

Ersatz Abgabeverpflichtung von EUA durch Zahlungsverpflichtungen und Umsetzung b-d durch staatl. Institutionen?

EU Carbon Removal and Carbon Farming Regulation (EU CRCF)

Zertifizierungsrahmen für hochwertige CO₂-Entnahmezertifikate (Removals) und THG-Vermeidung in Böden

Enthaltene CDR-Aktivitäten



1. **Permanente** CO₂-Speicherung: BioCCS, DACCS, BCR.
Dies beinhaltet auch als permanent geltende Speicherung in Produkten.



2. **Temporäre** CO₂-Speicherung in Produkten / Baumaterialien



3. **Temporäre** CO₂-Speicherung in Forst- und Landwirtschaft sowie **Emissionsminderung** durch Moorrenaturierung

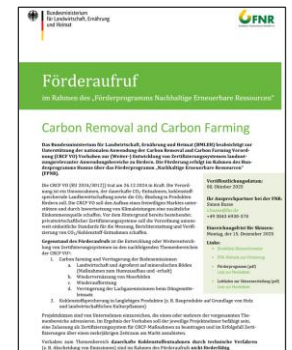
NICHT enthalten:



CCS & CCU aus fossilen Quellen: Diese gelten als Minderung und sind im EU-ETS 1 geregelt.

Zertifizierungssysteme müssen erst entstehen

Deutschland: Das BMELH startete unlängst einen Förderaufruf für die Entwicklung solcher Systeme.



Quellen: Europäische Kommission - Factsheet: Delivering the European Green Deal – First Certification of carbon removals (30 November 2022), https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_22_7161 // Veröffentlichung der EU CRCF-VO im Amtsblatt der EU, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202403012 // Neuer BMELH-Förderaufruf: Zertifizierungssysteme für Carbon Farming entwickeln

Nutzung von Removal Units – CO₂-Entnahmezertifikaten

Nutzung der Removal Units für verschiedene Zwecke vorgesehen



Verpflichtender Markt (EU-ETS 1 und 2)

- Nutzung eventuell möglich
- Festlegung 2026 – falls ja, nicht vor 2030 im EU-Emissionshandel I u. II

2028

EU-CRCF-Register ab 2028

- Bis 2028: Zeitraum, in dem privatwirtschaftlich betriebene Register und nationale Register den Übergang leisten



Freiwilliger Markt

- Finanzierung von hochwertigen CDR-Projekten
- Nutzung in erster Linie als Contributions zu den nationalen Klimabeiträgen (Nationally Determined Contributions; NDC der EU)



Zur Qualifizierung von Projekten für Fördermechanismen

- Gemeinsame Agrarpolitik (GAP)
- Europäische Fonds für regionale Entwicklung, LIFE-Programm, Programm Horizont Europa
- Innovationsfonds



CRCF – vier verschiedene Zertifikate-Typen (Removal Unit-Typen)

Anerkennung permanenter „Entnahmeeinheiten“ im EU-ETS ab 2031 ist Teil des Reviews 2026

THG-Mitigation-Unit
aus Verringerung von
Bodenemissionen



**Removal-Unit
(temporär)**
aus Land-/Forstwirtschaft



**Removal-Unit
(temporär)**
aus Produktspeicher



**Removal-Unit
(permanent)**
aus BioCCS/DACCS/
Biokohle; ggf. in
Asphalt/Beton/Zement



Wenn gasförmiges CO₂ aus CCS in Produkten chemisch gebunden wird, gilt für bestimmte Produkte der Kohlenstoff auch als permanent gebunden gem. ETS-RL Art. 12(3b)* :

Karbonisierter Beton, Ton, Ziegel; karbonisierte Aggregate, Zement- u. Beton-Zuschlagstoffe

*Das ist dann nicht EU-CRCF, sondern delegierter Rechtsakt zu CCS/U der ETS-RL

Permanente Carbon Removals

Die CRCF ist jetzt oder zukünftig in folgenden Bereichen von Relevanz



Abfallverbrennungsanlagen

Abfallverbrennungsanlagen mit Anteil an biogenem Material sind für BioCCS vorgesehen.

BioCCS-Methodologie ermöglicht Generierung von dauerhaften Entnahmezertifikaten.



Pyrolyseanlagen

Pyrolyseanlagen bei denen Biokohle als Nebenprodukt anfällt sind für Bio Carbon Removal (BCR) vorgesehen.

BCR-Methodologie ermöglicht Generierung von dauerhaften Entnahmezertifikaten.



Biokohle in Materialien

Biokohle in der Beton-, Zement- und Asphaltherstellung

BCR-Methodologie sieht permanente C-Speicherung über Zuschlagstoffe aus Biokohle vor.



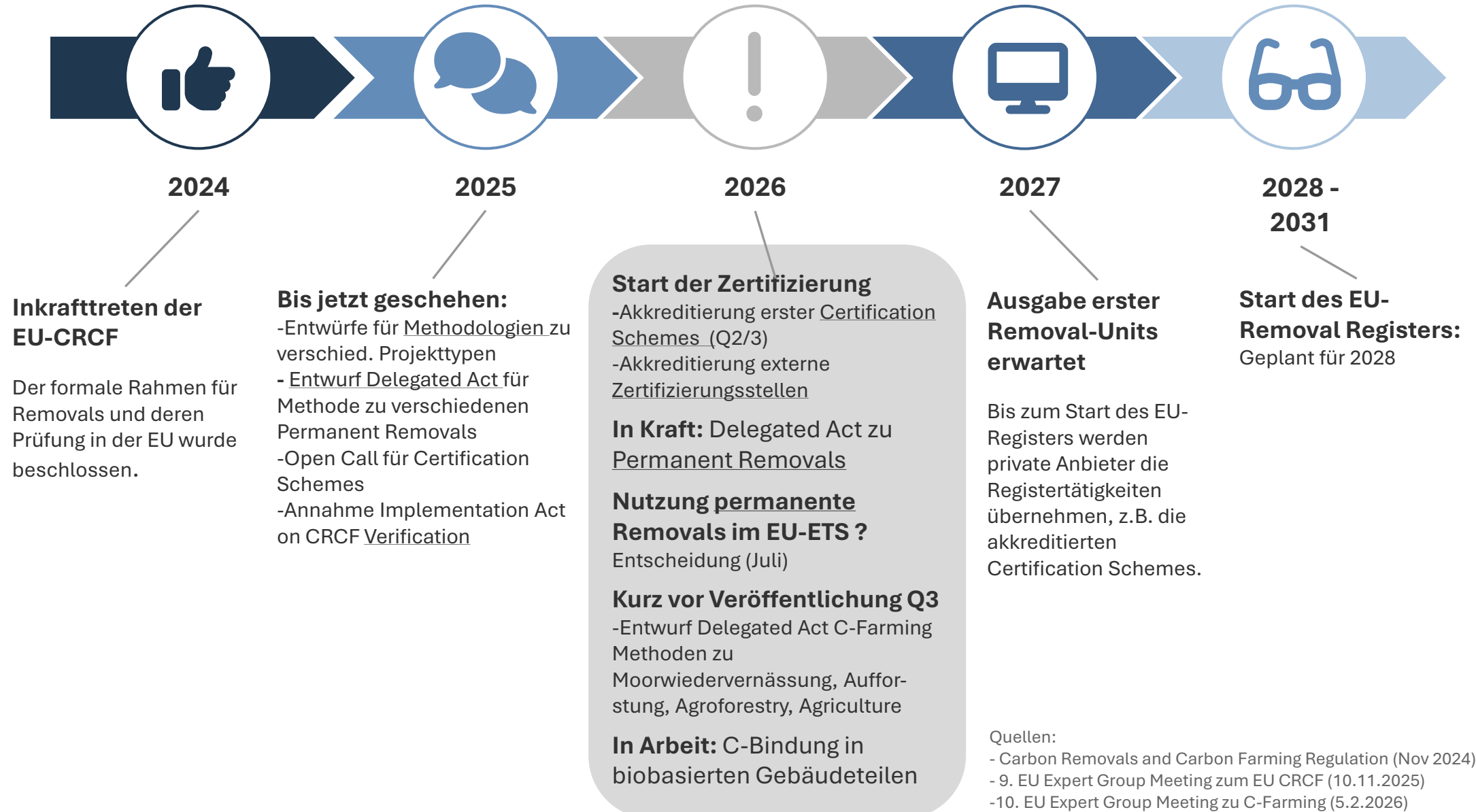
EU-ETS 1 & 2

Bei nachweisbarem Anteil an biogenem CO₂ im EU-ETS berichtspflichtigen Abgas ist Monitoring nach MVO hinreichend.

BioCCS-Anlagen könnten Entnahmezertifikate generieren. Integration der dauerhaften Entnahmezertifikate im EU-ETS ist ab 2031 wahrscheinlich.

Zeitstrahl CRCF Regulation (Stand Nov. 2025)

Die Entscheidung zu Umfang und Rahmen der Integration von Removals in den EU-ETS steht 2026 an



EU-ETS 1: Mögliche zukünftige Regelungen hinsichtlich CCS/CCU

Umgang mit dauerhafter chemischer Bindung möglicherweise diskutierbar

- Kostenlose Zuteilung von Zertifikaten für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ in der regulatorischen Landschaft der EU zwar vorgesehen, jedoch nur wenn keine Anreize zur Erhöhung der Emissionen geboten
→ keine kostenlose Zuteilung für fossil betriebene Kraftwerke mit CCS-Anlagen
- Hinsichtlich CCU: Definition der dauerhaften chemischen Bindung bzw. CO₂-Speicherung in Produkten könnte sich ggf. ändern, um Verknüpfung zur CRCF (EU) 2024/3012) herzustellen → von MVO abweichende Definition der dauerhaften chemischen Bindung: muss mindestens 35 Jahre wirken; ggf. Zwischenlösungen denkbar (bspw. bei 35 Jahre Bindung nur anteilig CO₂-Emissionen abzugsfähig)
- Zertifizierung der Speicherung von CO₂ in langlebigen Produkten wird durch Zertifizierungsmethoden sichergestellt, welche auf künftigen delegierten Rechtsakten des CRCF basieren sollen
- Delegierte Rechtsakte werden durch Expertengruppen gestützt. Zur Bindung in chemischen Produkten gibt es noch keine Dokumente aus den Expertengruppen
- **WICHTIG:** CRCF gibt Rahmen vor für Umgang mit Negativemissionen; Umgang mit CCU zur Abzugsfähigkeit im EU-ETS 1 muss über o.g. delegierte Rechtsakte erst noch definiert werden.

Agenda

CO₂-Wertschöpfungsketten für E-Kerosin:
Status Quo und Herausforderungen

1

Kurzbildung FutureCamp

2

Aktueller Stand CCS/U und Negativemissionen im EU-ETS

3

Aktuelle Diskussionen und Ausblick

4

Schlussfolgerungen

Schlussfolgerungen zum Umgang mit CCS/U und Negativemissionen

Status Quo und Langfristperspektive im EU-ETS 1

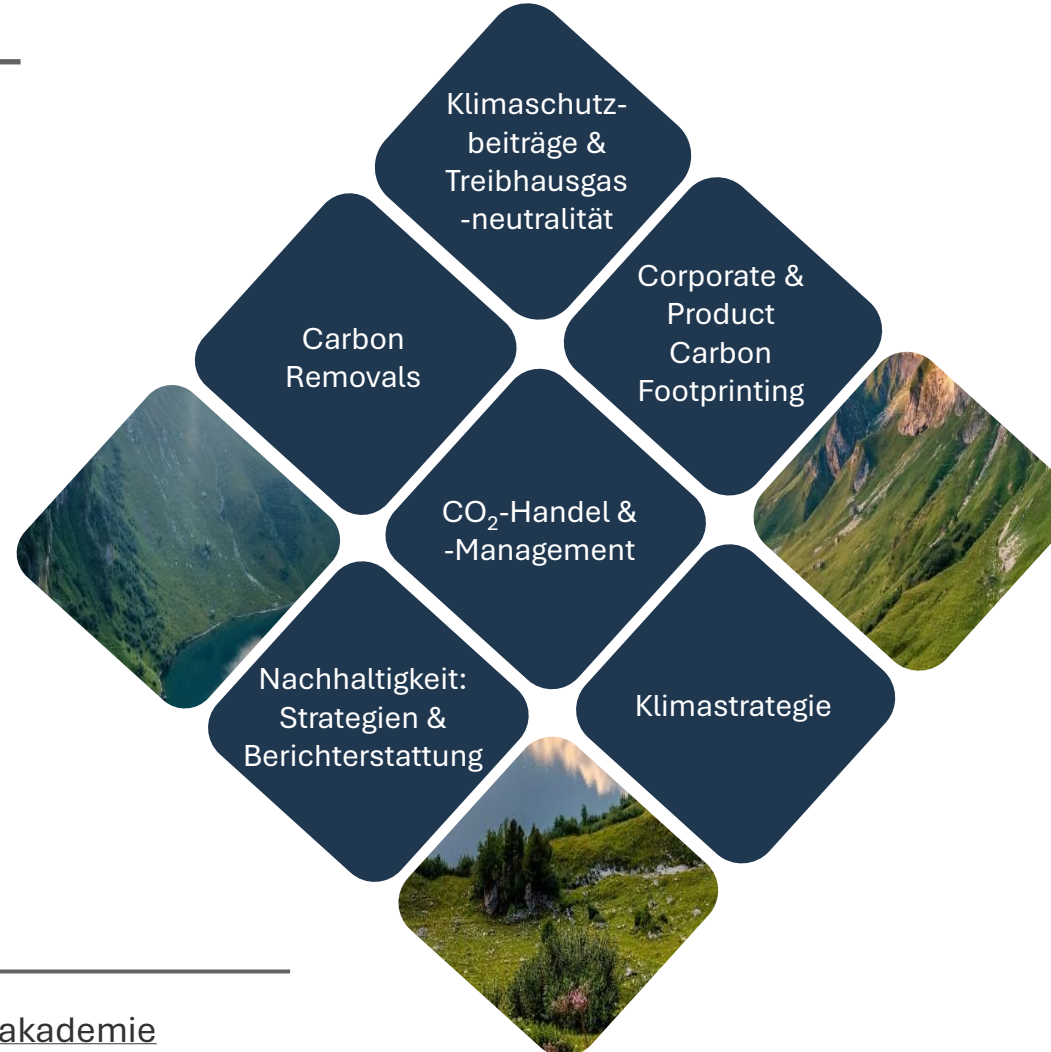
- CCS heute schon im EU-ETS 1 anrechenbar, CCU im EU-ETS 1 aktuell noch sehr stark eingeschränkt
- Anrechenbarkeit von RFNBOs
 - heute schon gegeben → Voraussetzung u.a. Vorkette bereits im EU-ETS 1 erfasst
 - Offene Punkte wie Definition unvermeidbare Emissionen und Anrechenbarkeit nach 2040
- Aktuell Anwendung negativer Emissionen und auch weiterer CCU-Anwendungen ungeregelt
 - Gesonderter Rechtsakt zur Berücksichtigung von CCU im ETS 1 erwartet bis Juni 2026
 - Einbeziehen negativer Emissionen in das EU-ETS 1 sehr wahrscheinlich ab dem Jahr 2031 (Teil des Reviews)
- CCS und CCU werden immer bedeutsamer
 - Unter Berücksichtigung CO₂-Kostenbelastung durch EU-ETS 1 bietet Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre und damit das Generieren von negativen Emissionen eine Chance
 - CCS/U jetzt auch Förderschwerpunkt (BIK, KSV)
 - Deutschland muss formal über Anwendung CRCF noch entscheiden! Mit Einbeziehen in den EU-ETS 1 und mit Blick auf den Koalitionsvertrag wohl positiv einzuschätzen. Trotzdem sind Widerstände wahrscheinlich.
 - Definition der dauerhaften und temporären Speicherung denkbar in Anlehnung an CRCF

FutureCamp Akademie – Praxiserfahrung seit 2001

Der fundierte Schnelleinstieg für Praktiker:innen

Format

- Kompakte Webinare:
1 bis 2,5 Stunden
- Jährlich wiederkehrende
Tophemen
- Neue Themen je nach
aktuellen Ereignissen und
regulatorischen
Fortschritten



Zielgruppe

- Neue Mitarbeitende
- Quereinsteiger:innen
- Praktiker:innen
- Führungskräfte

Programm und Anmeldung

<https://www.future-camp.de/de/akademie>



FutureCamp Newsletter

Bleiben Sie up-to-date

Sie möchten sich über aktuelle Entwicklungen aus den Bereichen **Klima, Nachhaltigkeit, Energie, Umwelt und Innovation** informieren? Mit unserem kostenlosen E-Mail-Newsletter bleiben Sie auf dem Laufenden.



Anmeldung auf unserer Website:

www.future-camp.de/de/newsletter



Oder schicken Sie eine E-Mail an:

climate-newsletter@future-camp.de



Ihr Kontakt

Stephan Klingl
Berater

+49 (174) 48 25 619
stephan.klingl@future-camp.de

FutureCamp Climate GmbH
Aschauer Str. 30, 81549 München
+49 (1520) 380 69 48

www.future-camp.de
www.carbon-footprinting.de



Paneldiskussion

Wie können CO₂-basierte Wertschöpfungsketten geschlossen werden?



Markus Semmler

Fritz Winter Eisengießerei
GmbH & Co. KG



Niels Hanau

Indaver Group



Maike Schmidt

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-
Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Moderation

Bernhard Dietrich

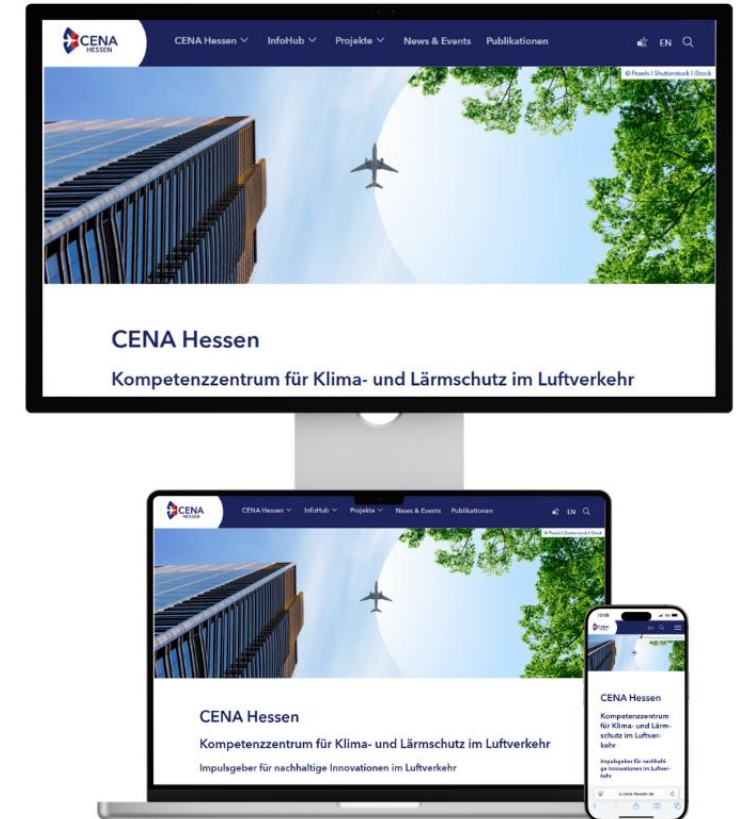
CENA Hessen, HTAI



Präsentationen im Anschluss auf:



www.cena-hessen.de



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Gefördert durch

HESSEN



Hessisches Ministerium
für Wirtschaft, Energie,
Verkehr, Wohnen
und ländlichen Raum



in Kooperation mit



Gefördert durch:

Koordiniert durch:

Projektträger:

Kofinanziert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages