



energie | wasser-praxis

# kompakt

Mai 2025

## CARBON MANAGEMENT

---

Über eine funktionierende CO<sub>2</sub>-Kreislaufwirtschaft als  
integraler Bestandteil des zukünftigen Energiesystems

---

# carbon management



- 4 Carbon Management als weiterer Schlüssel zur Klimaneutralität und industriellen Zukunftssicherung**  
Prof. Dr. Gerald Linke (DVGW)
- 6 Carbon Capture reloaded: Das Kohlendioxid-Speicherungs- und -Transportgesetz**  
RA Dr. Michael Neupert (Kümmerlein, Simon & Partner Rechtsanwälte mbB)
- 8 Kohlenstoffwirtschaft – eine Begriffserklärung im Kontext der Sektorkopplung**  
Dr. Stefan Gehrmann (DVGW)
- 10 Anforderungen an eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur in Deutschland aus Sicht der Zementindustrie**  
Dr. Johannes Pohlkamp (Verein Deutscher Zementwerke e. V.)
- 14 Prozesspfade zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung (CCUS)**  
Dr.-Ing. Jörg Leicher & Dr.-Ing. Rolf Albus (beide: GWI Essen e. V.)
- 16 Vom Rauchgas zur Ressource: moderne Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Überblick**  
Johannes Schwarze, Dr. Friedemann Mörs & Dr. Frank Graf (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut)
- 18 Wege und Technologien für den sicheren und effizienten CO<sub>2</sub>-Transport**  
Florian Herrmann, Dr. Martin Pumpa & Lara Abbas (alle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH)
- 20 Northern Lights – Herzstück eines sich bildenden europäischen CCS-Markts**  
Jens Müller-Belau (Shell Deutschland)
- 22 CCS als notwendiger Baustein für den Klimaschutz**  
Interview mit Dr. Nicole Grobys (DGMK)
- 24 CCU und CCS aus Sicht der deutschen Chemieindustrie**  
Dr. Tina Buchholz (Verband der Chemischen Industrie e. V. – VCI)
- 26 CO<sub>2</sub>-Nutzung durch Methanisierungstechnologie**  
Interview mit Prof. Dr.-Ing. Frederik Scheiff (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut)

**Herausgeber:**

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. –  
Technisch-wissenschaftlicher Verein  
Josef-Wirmer-Straße 1-3  
53123 Bonn  
Tel.: 0228 9188-5  
Fax: 0228 9188-990  
E-Mail: info@dvgw.de  
Internet: www.dvgw.de

**Verlag und Vertrieb:**

wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH  
Geschäftsführer: Stephan Maul, M.A.  
Josef-Wirmer-Straße 3  
53123 Bonn  
Tel.: 0228 9191-40  
Fax: 0228 9191-498  
E-Mail: info@wvgw.de  
Internet: www.wvgw.de

**Schriftleiter:**

Prof. Dr. Gerald Linke

**Redaktion:**

Marcel Pannes (verantw.)  
Dr. Stefan Gehrmann  
Wiebke Hillen  
Martin Schramm  
Tel.: 0228 9191-451  
E-Mail: pannes@wvgw.de

Gezeichnete Artikel stellen die Ansicht des Verfassers dar, nicht unbedingt die der Schriftleitung und der Redaktion. Alle Rechte, auch die des Nachdrucks, des auszugsweisen Nachdrucks, der fototechnischen Wiedergabe und der Übersetzung liegen beim Verlag.

**Bildnachweise:**

©Adobe Stock – Tupungato, Mehul, farid, Posccode, Shoaib Khokhar

**Gestaltung und Satz:**

Andrea Willers (EKS – DIE AGENTUR)  
www.eks-agentur.de

**Druck:**

Brandt Druck & Verlag, Bonn



natureOffice.com/DE-11586-2FSGHK6

---

# ***Carbon Management: ein weiterer Schlüssel zur Klimaneutralität und industriellen Zukunftssicherung***

---

Eine Einführung von **Prof. Dr. Gerald Linke**, Vorstandsvorsitzender des DVGW

Quelle: DVGW



Klimaschutz und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit sind kein Widerspruch – vorausgesetzt, wir nutzen alle technologischen Optionen verantwortungsvoll und strategisch klug. Während die Transformation der Energiewirtschaft hin zu grünen Gasen und der Ausbau erneuerbarer Energien im Zentrum der öffentlichen Aufmerksamkeit stehen,

rückt ein weiteres Schlüsselement der Energiewende zunehmend in den Fokus: das Carbon Management. Gemeint ist der systematische, technisch fundierte und gesellschaftlich akzeptierte Umgang mit CO<sub>2</sub> – von der Abscheidung über den Transport bis zur Nutzung oder dauerhaften Speicherung. In diesem Kontext steht Deutschland vor einer doppelten Herausforderung: Einerseits sind wir als Industrienation dem Ziel der Klimaneutralität verpflichtet, andererseits müssen wir unsere wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und Versorgungssicherheit langfristig erhalten. Um diese beiden Ziele miteinander zu verbinden, braucht es neben dem massiven Ausbau erneuerbarer Energien und der Transformation der Infrastrukturen eine weitere zentrale Säule: ein integriertes und belastbares Carbon Management.

Der Umgang mit CO<sub>2</sub>-Emissionen – ihre Vermeidung, Abscheidung, Nutzung und Speicherung – ist in vielen Industriezweigen technisch längst möglich. CO<sub>2</sub>-Abscheidung (Capture) aus Abgasströmen, Transport über Pipelines, Nutzung (Utilization) z. B. in der Chemieindustrie oder dauerhafte Speicherung (Storage) in geologischen Formationen sind keine Zukunftsvision mehr, sondern Realität. Doch der flächendeckende Hochlauf dieser Technologien in Deutschland steht noch am Anfang – und bedarf klarer Leitplanken.

Zudem wird sich das Carbon Management künftig eng mit dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft verzahnen müssen. Viele Prozesse, die heute CO<sub>2</sub>-intensiv sind, sollen perspektivisch mit blauem oder grünem Wasserstoff betrieben werden; ersterer setzt jedoch eine funktionierende CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung voraus. Die strategische Koordination beider Systeme wird entscheidend sein, um Synergien zu heben.

Zentrale Voraussetzung ist ein verlässlicher regulatorischer Rahmen, der Planungssicherheit für Investitionen bietet, die nötige Infrastruktur ermöglicht und nationale wie europäische Anforderungen integriert. Emittenten und potenzielle Speicher- oder Nutzungseinrichtungen befin-

den sich in den seltensten Fällen am selben Ort – ein leistungsfähiges CO<sub>2</sub>-Transportsystem wird also zur Voraussetzung einer funktionierenden CO<sub>2</sub>-Kreislaufwirtschaft. Erste Netzbetreiber in Deutschland haben dazu bereits konkrete Pläne veröffentlicht.

Damit ein solches System Realität werden kann, müssen wir CO<sub>2</sub>-Quellen, -Mengen, -Bedarfe und Speicherpotenziale systematisch erfassen. Ebenso braucht es Standards zur CO<sub>2</sub>-Qualität und zum Betrieb der Infrastruktur. Der DVGW übernimmt hier Verantwortung: Als technischer Regelsetzer entwickelt der Verband derzeit ein eigenständiges CO<sub>2</sub>-Regelwerk (C-Regelwerk). Dieses schafft die normativen Grundlagen für Planung, Bau, Betrieb und Sicherheit von CO<sub>2</sub>-Leitungen und -Systemen – in bewährter technischer Tiefe und im Dialog mit Industrie, Wissenschaft und Behörden.

Carbon Management ist keine Nischenstrategie, sondern ein integraler Bestandteil des zukünftigen Energiesystems. Die Technologien sind weitestgehend verfügbar – jetzt kommt es auf Zusammenarbeit, Innovationskraft und verlässliche Rahmenbedingungen an. Der DVGW versteht sich in diesem Prozess als Plattform, führender Wegbereiter und kontinuierlicher Impulsgeber.

Diese Sonderausgabe der DVGW energie | wasser-praxis zeigt, wo wir heute stehen, welche Akteure aktiv sind, welche regulatorischen Lücken noch bestehen – und wie Carbon Management zu einem tragenden Pfeiler der Energiewende werden kann. Ich lade Sie herzlich ein, sich ein Bild vom Stand der Technik zu machen, sich inspirieren zu lassen – und Teil dieses zukunftsentscheidenden Dialogs zu werden. ■



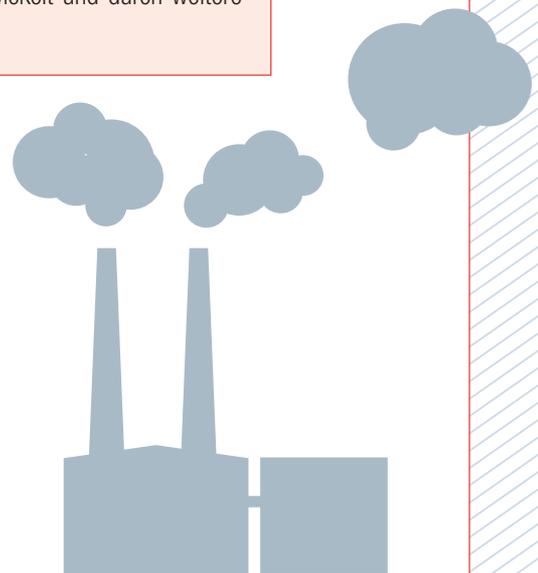
## INFORMATIONEN-PLUS

### C-Regelwerk

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) unterstützt als führender technischer Regelsetzer für den leitungsgebundenen Transport von Gasen in Deutschland die Entwicklung eines effizienten Carbon Managements. Zu diesem Zweck wurde ein eigenständiges Technisches Regelwerk für den Transport von CO<sub>2</sub> entwickelt (C-Regelwerk), in dem bisher folgende Arbeitsblätter veröffentlicht wurden:

- **C 260** Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen
- **C 463** Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren – Planung und Errichtung
- **C 466** Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren – Betrieb und Instandhaltung
- **C 491** Anlagen in CO<sub>2</sub>-Transportsystemen

Die Arbeitsblätter spiegeln die allgemein anerkannten Regeln der Technik wider, dessen Einhaltung entscheidend dazu beiträgt, die technische Sicherheit der CO<sub>2</sub>-Transportsysteme über deren Nutzungsdauer zu gewährleisten. Das Regelwerk wird konsequent weiterentwickelt und durch weitere Arbeitsblätter ergänzt.



# Carbon Capture reloaded: Das Kohlendioxid-Speiche- rungs- und -Transportgesetz

Die energieintensive Industrie steht vor der immensen Herausforderung, ihre Treibhausgasemissionen drastisch zu reduzieren, um die Klimaneutralität Deutschlands bis 2045 zu erreichen. Neben der Umstellung auf erneuerbare Energien und der Steigerung der Energieeffizienz rückt die Technologie des Carbon Capture and Storage (CCS) zunehmend in den Fokus. CCS bezeichnet die Abscheidung von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) aus industriellen Prozessen und dessen anschließende dauerhafte Speicherung in tiefen geologischen Formationen. Die Bundesregierung hat die Bedeutung von CCS für die Dekarbonisierung erkannt und im Februar 2024 einen Entwurf zur Novellierung des bestehenden Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) vorgelegt.

von: **RA Dr. Michael Neupert** (Kümmerlein, Simon & Partner Rechtsanwälte mbB)

Ziel ist es, mit dem neuen Kohlendioxid-Speicherungs- und -Transportgesetz (KSpTG) einen umfassenden Rechtsrahmen für die kommerzielle Nutzung von CCS in Deutschland zu schaffen und damit die Voraussetzungen für großtechnische Anwendungen zu legen.

Chemieindustrie sowie bei thermischen Abfallverwertern. Das novellierte Gesetz reagiert damit auf die veränderten Rahmenbedingungen und die technologische Weiterentwicklung im Bereich CCS. Während das bisherige KSpG primär auf die Erforschung und Erprobung der Technologie ausgerichtet war und wegen starrer Fristen faktisch Vorhaben unmöglich machte, soll das KSpTG nun die kommerzielle Anwendung ermöglichen.

## Vom Verhinderungs- zum Ermöglichungsgesetz

Die Politik scheint mittlerweile mehrheitlich anzuerkennen, dass Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) sowie zur Weiterverwendung (CCU) unverzichtbar sind, um die ambitionierten Klimaziele zu erreichen. Ohne Carbon Capture drohen ab 2030 technologische Flaschenhälse – insbesondere in Branchen mit prozessbedingten Emissionen wie der Zement-, Stahl-, Kalk- und

Zentrales Ziel des Gesetzesentwurfs ist daher, die Rahmenbedingungen für die dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub> zu schaffen. Der Meeresgrund wird dabei als ein zentraler potenzieller Speicherort betrachtet; die Speicherung an Land soll nur in Betracht gezogen werden, wenn sich ein Bundesland explizit dafür entscheidet und dies im Rahmen einer Länderöffnungsklausel ermöglicht wird. Diese Einschränkung trägt den teils kon-

CO<sub>2</sub>



troversen Diskussionen in der Öffentlichkeit Rechnung, die sich mit der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Untergrund auseinandersetzen.

## “*Der Gesetzesentwurf betrachtet den Meeresgrund als zentralen potenziellen Speicherort.*”

Der Entwurf formuliert darüber hinaus Regelungen für den Bau und Betrieb von Kohlendioxidleitungen, die für den Transport des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> unerlässlich sind. Diesbezüglich gibt es im noch geltenden KSpG zwar bereits Regelungen, aber diese führen zu Unklarheiten hinsichtlich des anzuwendenden technischen Regelwerks. Der DVGW arbeitet seit längerem an entsprechenden Arbeitsblättern und mit der Novellierung des Rechtsrahmens wird auf diese in der aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gewohnten Weise verwiesen.

### *Wesentliche Neuerungen*

**Abscheidung:** Diese bleibt im bestehenden immissionsschutzrechtlichen Rahmen geregelt. Ein explizites Verbot im Gesetzesentwurf verhindert jedoch die Weiterleitung von CO<sub>2</sub> aus der Kohleverbrennung zur Energieerzeugung innerhalb von Deutschland, was Bedenken hinsichtlich einer verlängerten Nutzung fossiler Energieträger bezeugt.

**Transport:** Die Legaldefinition von „Kohlendioxidleitungen“ wird auf alle CO<sub>2</sub>-Leitungen erweitert – nicht mehr nur auf solche, die zu Speichern führen. Das Gesetz schafft ein einheitliches und transparentes Zulassungsverfahren und attestiert CO<sub>2</sub>-Leitungen ein „öffentliches Interesse“, was ihnen in der Abwägung ein besonderes Gewicht verleiht. Für Parallelverlegungen mit Wasserstoffleitungen sind rechtliche Erleichterungen vorgesehen.

**Speicherung:** Hier vollzieht sich eine Art 180-Grad-Wende: Die bisherigen zeitlichen und mengenmäßigen Beschränkungen entfallen und der Gesetzesentwurf ermöglicht Speicher im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone und des Festlandssockels der Nordsee. Die bisherige Länderklausel wird von einem Blockade- in einen (weiteren) Ermöglichungstatbestand umgewandelt: Länder können nun aktiv die Zulässigkeit von CO<sub>2</sub>-Speichern für ihr Gebiet erklären.

Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang der Hinweis in der Gesetzesbegründung, dass an weltweit betriebenen CO<sub>2</sub>-Speicherstätten keine Vorfälle mit Umweltrelevanz oder Personenschäden aufgetreten sind – was frühere Bedenken relativiert.

**Meeresschutz:** Der Entwurf sieht vor, dass Injektionsanlagen für CO<sub>2</sub> in Meeresschutzgebieten sowie in einer 8 km umfassenden Pufferzone unzulässig sind. Diese Regelungen

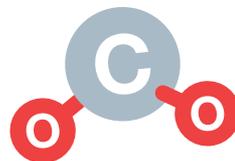
sollen sicherstellen, dass der Ausbau der CCS-Technologie nicht zu Lasten der marinen Umwelt geht.

**Weiterverwendung:** CCU wird zwar nicht direkt im KSpTG geregelt, aber durch die Transportregelungen ermöglicht. Gewisse offene Fragen betreffen noch die Behandlung im Emissionshandelsrecht.

## “*Der Gesetzesentwurf könnte ein entscheidender Treiber für die Transformation zu einer klimaneutralen Industrie werden.*”

### *Ausblick*

Der Gesetzesentwurf könnte ein entscheidender Treiber für die Transformation zu einer klimaneutralen Industrie werden. Entsprechende Projekte gibt es bereits, zum Teil mit erheblicher EU-Förderung. In welcher konkreten Form das KSpTG letztendlich verabschiedet wird, werden die weiteren (und hoffentlich bald wieder aufgenommenen) parlamentarischen Beratungen zeigen. Eine weitere verpasste Chance würde bedeuten, dass innovative Technologien nicht gefördert werden und die Klimaziele schwerer zu erreichen sind. ■



# ***Kohlenstoffwirtschaft – eine Begriffserklärung im Kontext der Sektorkopplung***

Steigende CO<sub>2</sub>-Konzentrationen in der Atmosphäre führen über den Treibhauseffekt zu einem fortschreitenden Klimawandel. Um die Folgen zu begrenzen und eine nachhaltige Zukunft zu sichern, ist eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen unerlässlich. In Deutschland lagen die absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2022 bei etwa 700 Mio. t und die Pro-Kopf-Emissionen bei knapp über 8 t CO<sub>2</sub>. Seit 1990 konnten diese beiden Werte zwar um jeweils 30 bis 40 Prozent reduziert werden; um die ambitionierten Klimaziele bis 2045 erreichen zu können, sind jedoch der Ausbau bestehender und die Umsetzung neuer Reduktionsmaßnahmen zwingend notwendig.

von: **Dr. Stefan Gehrman** (DVGW)

Auf technischer Ebene kommen verschiedene Ansätze infrage, die sich im Rahmen einer modernen Kohlenstoffwirtschaft nicht ausschließen, sondern sinnvoll ergänzen, um effiziente Emissionseinsparungen zu erzielen. Dies muss im Einklang mit der Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Industrie geschehen, um Carbon Leakage, also die Verlagerung CO<sub>2</sub>-intensiver Prozesse ins Ausland unter Umgehung strenger Auflagen, zu vermeiden. Zusätzlich müssen gesamtgesellschaftliche Effekte auf die Bezahlbarkeit und den Erhalt von Arbeitsplätzen berücksichtigt werden.

Ein Ansatz in diesem Kontext ist die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen vor der Entstehung, häufig durch Einsatz von erneuerbaren Energien oder durch Steigerung der Prozesseffizienz. Die Nutzung erneuerbarer Energie kann durch Elektrifizierung, Biogas oder klimafreundlich erzeugten Wasserstoff erfolgen. Darüber hinaus kann in Prozessen die Rohstoffbasis von fossilen Ausgangsstoffen auf nachhaltige Rohstoffe wie

Biomasse umgestellt werden. Diese Maßnahmen lassen sich unter dem Begriff Carbon Direct Avoidance (CDA) zusammenfassen.

Doch auch bei umfassender Umsetzung der genannten Maßnahmen werden unvermeidbare und schwer vermeidbare Emissionen bestehen bleiben, für die eine Lösung gefunden werden muss, um das Ziel „Klimaneutralität bis 2045“ realistisch und nachhaltig im Fokus zu behalten.

Am Anfang der folgenden Ansätze steht die Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus Prozess- oder Abgasen unterschiedlicher Zusammensetzung (Carbon Capture). Hierfür stehen verschiedene etablierte Verfahren mit spezifischen thermischen und elektrischen Energiebedarfen und Anwendungsfällen zur Verfügung. Bei der anschließenden Nutzung (Carbon Capture and Utilization; CCU) ist zu berücksichtigen, dass CO<sub>2</sub> aufgrund seiner molekularen Struktur und thermodynamischen Stabilität recht träge ist und nur unter Energiezufluss reaktiviert werden kann. Die notwendige

Energie wird in aktuellen Ansätzen häufig durch Wasserstoff eingebracht, der gemeinsam mit dem CO<sub>2</sub> ein Synthesegas bildet, das beispielsweise zur Produktion von Grundchemikalien dient. Darüber hinaus sind weitere CCU-Technologien zur Herstellung von Baustoffen, Algenbiomasse und Folgeprodukten oder Polymeren bekannt. Auf diesem Weg wird CO<sub>2</sub> zu einer Kohlenstoffquelle, auf die einzelne Industriezweige auch in einer fossilfreien Wirtschaft weiterhin angewiesen sein werden. Darüber hinaus sind Prozesse zur direkten CO<sub>2</sub>-Elektrolyse in der Entwicklung. Bei der dauerhaften Speicherung (Carbon Capture and Storage; CCS) wird das abgeschiedene CO<sub>2</sub> unter Energieaufwand in eine undurchlässige Speicherformation, wie beispielsweise erschöpfte Erdgas- oder Erdöllagerstätten sowie poröse, salzwasserführende Gesteinsschichten (salinare Aquifere), verpresst.

Die Kohlenstoffwirtschaft schließt neben der Abtrennung von CO<sub>2</sub> an Punktquellen auch die Entnahme von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre mit ein

(Direct Air Capture; DAC). Diese Technologie ermöglicht Negativemissionen, ist aber vor allem aufgrund der geringen CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Eingangsluft vergleichsweise energieintensiv. Fester Kohlenstoff, wie er bei der Methanpyrolyse anfällt, kann anschließend gespeichert oder im Sinne einer hohen Ressourceneffizienz bevorzugt weiterverwendet werden.

Da Emittenten von CO<sub>2</sub> in der Regel nicht unmittelbare Abnehmer sind, muss das CO<sub>2</sub> über geeignete Routen zum Verwender oder zum Speicher transportiert werden. Der CO<sub>2</sub>-Infrastruktur kommt daher eine entscheidende Bedeutung zu. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in einer fortschrittlichen Kohlenstoffwirtschaft die Sektoren Energie und Industrie sowohl über das Stromnetz als auch über eine leitungsgebundene Infrastruktur für die Moleküle Wasserstoff, Methan und CO<sub>2</sub> miteinander verkoppelt sein werden. Daher muss zur Umsetzung eines effizienten Gesamtsystems eine integrierte Netzplanung erfolgen, die innovative Lösungen ermöglicht. ■

## Das zukünftige CO<sub>2</sub>-Transportnetz der OGE



Quelle: Open Grid Europe GmbH



Ein leistungsstarkes Carbon Management ist ohne bedarfsgerechte Transportoptionen nicht denkbar. Einige Netzbetreiber haben erste Netzplanungen für einen leitungsgebundenen CO<sub>2</sub>-Transport in Deutschland vorgenommen. So engagiert sich beispielsweise der Netzbetreiber Open Grid Europe GmbH (OGE) intensiv für den Aufbau eines CO<sub>2</sub>-Transportnetzes, das einen effektiven Transport von CO<sub>2</sub> zwischen seiner Abscheidung und seiner Nutzung bzw. seiner langfristigen Speicherung ermöglicht.

Die Grafik links ist eine schematische Darstellung eines möglichen CO<sub>2</sub>-Netzes. Diese Leitungsverläufe haben sich aus Studien und Marktfragen ergeben, die den Bedarf für diese Leitungen widerspiegeln. Aktuell fokussiert die OGE sich auf den Norden und Westen Deutschlands und steigt dort in die konkreteren Planungen ein.

# Anforderungen an eine *CO<sub>2</sub>-Infrastruktur* in Deutschland aus Sicht der Zementindustrie

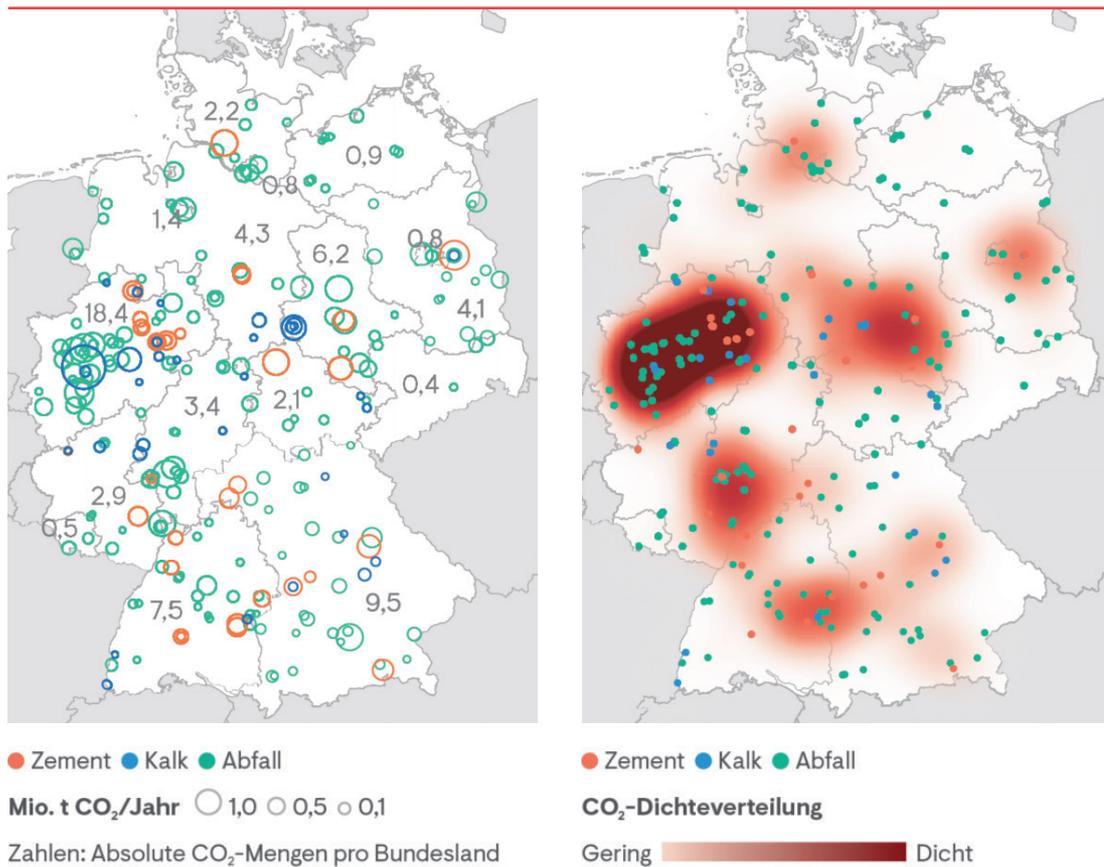
Für die Zementindustrie ist die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung (Carbon Capture, Utilisation and Storage, CCUS) eine Schlüsseltechnologie auf dem Weg zur Klimaneutralität. Der VDZ hat in seiner CO<sub>2</sub>-Roadmap bereits 2020 den Aufbau einer Infrastruktur für den CO<sub>2</sub>-Transport als zentrales Handlungsfeld definiert, da diese essenziell für das Erreichen der Klimaziele und zentraler Standortfaktor für Branchen mit unvermeidbaren Emissionen ist. 2024 hat der VDZ in einer Studie nun die CO<sub>2</sub>-Transportbedarfe der Zement- und Kalkindustrie sowie der Abfallwirtschaft bis 2045 untersucht. Die Ergebnisse zeigen, wie ein deutsches CO<sub>2</sub>-Leitungsnetz aussehen kann und welche Anforderungen sich an die CO<sub>2</sub>-Infrastruktur ergeben.

von: **Dr. Johannes Pohlkamp** (Verein Deutscher Zementwerke e. V.)

Für Sektoren mit unvermeidbaren CO<sub>2</sub>-Emissionen, wie Zement, Kalk und Abfallverbrennung, führt trotz umfassender Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Minderung letztlich kein Weg am Einsatz von CCUS vorbei, um klimaneutral zu werden. Diese Erkenntnis setzt sich zunehmend auch auf allen Ebenen der Politik durch. Dem Transport des CO<sub>2</sub> von der Quelle zur Senke kommt somit eine zentrale Bedeutung zu. Hier sind passende Lösungen erforderlich, damit die Klimaziele erreicht werden und die Wertschöpfung vor Ort nicht gefährdet ist. Nach dem aktuellen Minderungspfad des EU-Emissionshandels (EU ETS) müssen Zementwerke und andere Industrien sogar schon bis 2040 weitgehend klimaneutral produzieren. Daher ist ein sehr hohes Tempo beim Aufbau der nötigen Transportinfrastruktur für CO<sub>2</sub> in Deutschland und Europa nötig. Dies hat der VDZ zum Anlass genommen, in seiner 2024 erschienenen Studie die CO<sub>2</sub>-Transportbedarfe der betroffenen Branchen zu beschreiben.

## *CO<sub>2</sub>-Mengen und -Cluster*

Aus der Auswertung der Emissionsdaten und Minderungspfade der drei untersuchten Sektoren ergibt sich heute eine CO<sub>2</sub>-Entstehung von rund 65 Mio. t CO<sub>2</sub>/a (fossil und biogen), die durch entsprechende Minderungsmaßnahmen bis 2045 auf ca. 58 Mio. t CO<sub>2</sub>/a sinkt. Der Großteil der Minderung erfolgt dabei in der Zementindustrie (von 21,7 auf 13,5 Mio. t). Aus der geografischen Verteilung der Emissionen und entsprechenden CO<sub>2</sub>-Punktquellen lassen sich anhand der CO<sub>2</sub>-Dichteverteilung rund zehn Cluster in Deutschland mit besonders hoch konzentrierten CO<sub>2</sub>-Mengen (jeweils 2 bis 7 Mio. t CO<sub>2</sub>/a) ableiten (**Abb. 1**). Für diese erscheint die Anbindung an Transportinfrastrukturen sinnvoll und nötig. Hinzu kommen weitere CO<sub>2</sub>-Quellen, die außerhalb der Cluster liegen, und CO<sub>2</sub>-Mengen aus dem benachbarten Ausland als Transitmengen für den Transport nach Norden.



Quelle: VDZ

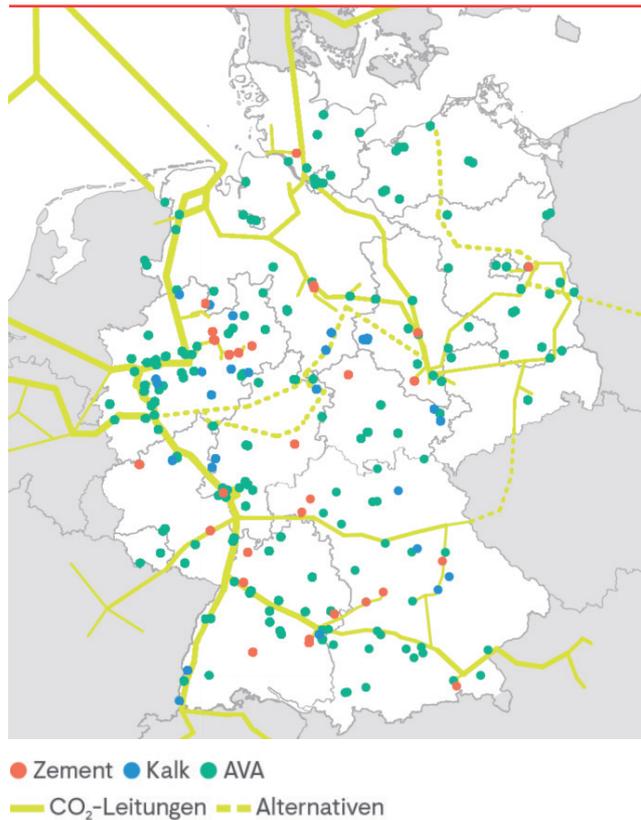
Abb. 1: Geografische Verteilung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung (heute)

## Perspektiven für den CO<sub>2</sub>-Transport

Eine entscheidende Frage ist deshalb die mögliche Anbindung der Quellen bzw. Cluster an eine Infrastruktur. Dabei wird ein multimodaler CO<sub>2</sub>-Transport per Leitung, Schiene oder Schiff betrachtet. Mittel- und langfristig muss der Großteil des CO<sub>2</sub>-Transports angesichts der zu erwartenden Mengen per Pipeline erfolgen. Hierzu gibt es erste Projektankündigungen von Netzbetreibern, auf deren Basis innerhalb der Studie eine Perspektive für ein deutschlandweites CO<sub>2</sub>-Netz entwickelt wird (Abb. 2).

Vergleicht man die geografische Verteilung der Standorte in den drei Sektoren mit den heutigen und geplanten Infrastrukturen für einen

CO<sub>2</sub>-Transport, ergibt sich folgendes Bild: Fast alle Standorte der Zement- und Kalkindustrie liegen in einem Radius von ca. 50 km zu den bislang geplanten Korridoren für CO<sub>2</sub>-Leitungsnetze. Dies gilt auch für eine große Zahl von Abfallverbrennungsanlagen. Ein Anschluss an eine Pipeline erscheint damit für einen Großteil der CO<sub>2</sub>-Quellen grundsätzlich möglich. Prinzipiell ist auch ein CO<sub>2</sub>-Transport per Schiene denkbar. Viele Zement- und Kalkwerke verfügen über einen Gleisanschluss, was aber keine hinreichende Voraussetzung ist. So müssten u. a. noch eine Verladeinfrastruktur errichtet, Gleisanschlüsse ausgebaut und ggf. vorgelagerte Streckenabschnitte ertüchtigt werden. Ein Binnenschiff-Transport erscheint nur in Einzelfällen geeignet, wenn Standorte im Bereich größerer Wasserwege liegen. Für alle CO<sub>2</sub>-Transportoptionen gilt glei-

Abb. 2: Ein CO<sub>2</sub>-Leitungsnetz für Deutschland

chermaßen, dass eine standortspezifische Bewertung für alle Quellen und die jeweilige Art der Anbindung nötig ist.

## CO<sub>2</sub>-Speicher und -Nutzung

Für den Hochlauf der CO<sub>2</sub>-Abscheidung ist neben dem CO<sub>2</sub>-Transport auch die Aufnahmekapazität der Senken in Europa eine maßgebliche Größe. Eine Auswertung aktuell geplanter Speicherprojekte ergibt, dass innerhalb der EU bis 2030 etwa mit einer jährlichen Speicherkapazität von 30 Mio. t pro Jahr bzw. in der Europäischen Wirtschaftszone (inkl. Norwegen, UK) von über 50 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr zu rechnen ist. Eine weitere Beschleunigung des Speicherhochlaufs ist aufgrund wachsender Nachfrage und neuer Regulierung zu erwarten. Auch die CO<sub>2</sub>-Nutzung wird in

der Studie betrachtet. Wegen der noch unklaren Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Nachfrage vor 2045 und des hohen erneuerbaren Strombedarfs geht sie aber nicht in die Modellierung ein.

## Szenario Klimaneutralität 2040

Im zentralen Szenario der Studie, Klimaneutralität 2040 (KN2040), ergibt sich für die drei betrachteten Sektoren ein jährlicher CO<sub>2</sub>-Transportbedarf von etwa 6,5 Mio. t im Jahr 2030, ca. 13 Mio. t im Jahr 2035 sowie rund 35 Mio. t im Jahr 2040. Bis zum Jahr 2045 wird dieser auf 45 Mio. t in Deutschland ansteigen (Abb. 3). Hinzu kommen zusätzliche Mengen für den Transit aus den Nachbarländern Österreich, Schweiz und Frankreich ab 2035 von 15 bis 20 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr. Jährlich werden in KN2040 bis zu 5 Mio. t CO<sub>2</sub> mit dem Zug oder mit dem Schiff transportiert. Ein sehr schneller Hochlauf des Leitungstransports führt zu einem Transportvolumen per Pipeline von 3 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2028, das bis 2040 auf 30 Mio. t CO<sub>2</sub> und langfristig bis 2045 auf ca. 40 Mio. t ausgeweitet wird. Nach 2040 werden durch die Abscheidung der biogenen CO<sub>2</sub>-Mengen aus der Mitverbrennung nachhaltiger biomassehaltiger Abfälle negative Emissionsbeiträge von ca. 10 Mio. t pro Jahr erreicht (Abb. 3).

Der schnelle Hochlauf der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und des Infrastrukturausbaus ist für die betrachteten Sektoren letztlich alternativlos, wenn eine weitgehend klimaneutrale Produktion bis 2040 erreicht werden soll. Daraus ergibt sich auch für das erforderliche CO<sub>2</sub>-Netz ein höchst ambitioniertes Ausbautempo. Bis Mitte der 2030er-Jahre müssen alle identifizierten zehn Cluster größtenteils per Leitung und zum Teil per Schiene an eine Transport- und Speicherinfrastruktur angebunden sein. In Summe sind dafür ca. 4.800 km an Fernleitungen und 3.000 jährliche Fahrten von 20 Ganzzügen mit Kesselwagen erforderlich, um den Abtransport des CO<sub>2</sub> zu ermöglichen. Im Szenario KN2040 kann so in Deutschland durch CCUS kumuliert über 20 Jahre eine Emission von rund 500 Mio. t CO<sub>2</sub> eingespart werden; darin

enthalten sind ca. 50 Mio. t negative CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Abscheidung und Speicherung des biogenen CO<sub>2</sub>.

## Handlungsfelder und Voraussetzungen

Der Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Infrastruktur ist nicht nur eine technische Herausforderung. Entscheidende Voraussetzungen sind vor allem die gesellschaftliche und politische Unterstützung sowie der notwendige Rechtsrahmen für eine schnelle Umsetzung. Damit der nötige Aufbau eines CO<sub>2</sub>-Netzes in Deutschland ab 2028 bis 2037

“ *Der schnelle Hochlauf der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und des Infrastrukturausbaus ist für die betrachteten Sektoren alternativlos.* ”

gelingt, nennt die Studie Voraussetzungen und Handlungsfelder: Dazu gehört, einen rechtlichen Rahmen für CCUS zu schaffen, die deutliche Beschleunigung von Planung/Genehmigung beim Bau von CO<sub>2</sub>-Leitungen und Bahnanschlüssen und die zunehmende Parallelisierung des H<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-Netzausbaus. Weiterhin entscheidend sind Kooperationsgebote für Gasnetzbetreiber, die staatliche Absicherung der hohen anfänglichen Infrastrukturinvestitionen und technische Regeln für den CO<sub>2</sub>-Transport sowie internationale Kooperation. ■

Quelle: VDZ



### INFORMATIONEN-PLUS

Für weitere Informationen können Sie die VDZ-Studie „Anforderungen an eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur in Deutschland“ kostenfrei abrufen unter: <https://vdz.info/co2inf>

Abb. 3: CO<sub>2</sub>-Transportbedarf für Pipeline, Zug und Schiffstransport im Szenarien KN2040



Bei der Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen wird zwangsläufig  $\text{CO}_2$  als Reaktionsprodukt gebildet. Zudem fällt in vielen industriellen Prozessen  $\text{CO}_2$  als Nebenprodukt an, etwa bei der Klinkerherstellung in der Zementindustrie, der Glasherstellung oder auch bei der Aufbereitung von Bio- oder Erdgas.

von: **Dr.-Ing. Jörg Leicher & Dr.-Ing. Rolf Albus** (beide: GWI Essen e. V.)

## Prozesspfade zur $\text{CO}_2$ -Abtrennung (CCUS)

Gerade die zweite Gruppe, die sogenannten Prozessemissionen, stellt für die Dekarbonisierung eine Herausforderung dar, da die Emissionen unabhängig von der Energiebereitstellung anfallen. Beispielsweise treten selbst bei einer vollständig elektrisch beheizten Glasschmelzwanne  $\text{CO}_2$ -Emissionen aufgrund der chemischen Prozesse in der Glasschmelze auf. Die Mengen sind erheblich: So sind in der Glasindustrie heute etwa 25 bis 30 Prozent aller  $\text{CO}_2$ -Emissionen Prozessemissionen, in der Zementindustrie sind es etwa 50 bis 70 Prozent [1, 2], je

nach Produktart und Brennstoff. Im Hinblick auf den Klimaschutz sind diese Emissionen genauso problematisch wie die Emissionen, die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehen.

CCUS-Verfahren (CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage) zielen darauf ab, trotz der Verwendung eines kohlenstoffhaltigen Brennstoffs die Bildung von  $\text{CO}_2$  entweder von vornherein zu vermeiden oder – weitaus häufiger – das anfallende  $\text{CO}_2$  aus dem Abgas zu entfernen und dann entweder

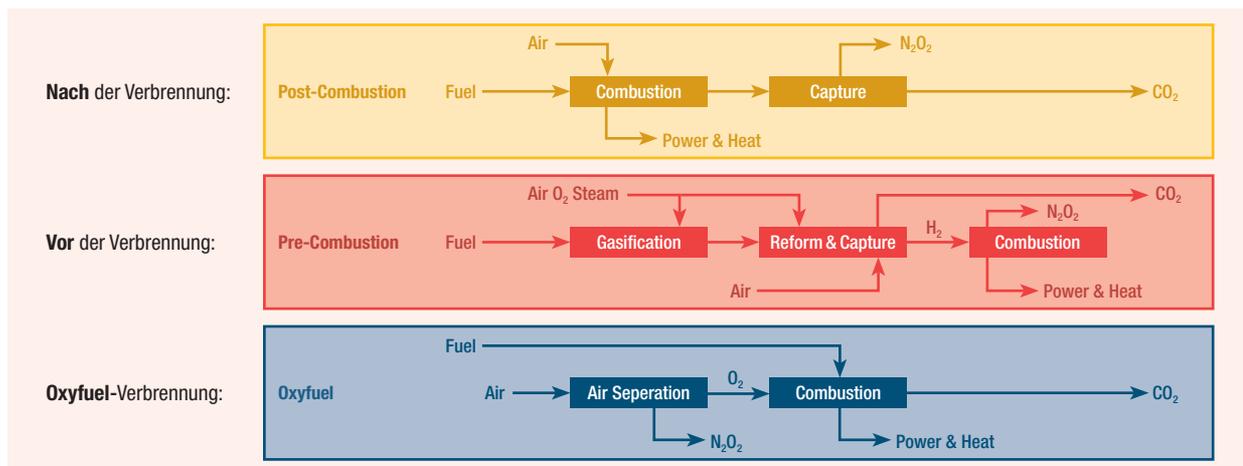
anderswo als Rohstoff zu nutzen (der „utilization“-Pfad (CCU)) oder das  $\text{CO}_2$  langfristig einzuspeichern (der „storage“-Pfad (CCS)). Der Vorteil von CCUS-Verfahren ist, dass sie nicht zwischen energetisch bedingten  $\text{CO}_2$ -Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe und den Prozessemissionen unterscheiden, was sie gerade für energieintensive Prozesse mit einem hohen Anteil an Prozessemissionen wertvoll macht, etwa in der Zementindustrie. Sollten biogene Brennstoffe eingesetzt werden (BECCS: Bioenergy with CCS), wären sogar bilanziell negative  $\text{CO}_2$ -Emissionen möglich.

Prinzipiell gibt es drei Verfahrenswege für CCUS, die sich verfahrenstechnisch deutlich unterscheiden (Abb. 1):

- post-combustion
- pre-combustion
- Oxyfuel-Verbrennung

Beim „post-combustion“-Ansatz wird der Prozess konventionell durchgeführt, das anfallende  $\text{CO}_2$  wird anschließend durch adsorptive oder absorptive Verfahren aus dem Abgas entfernt. Der Energieeinsatz, der für diese Abtrennung





Quelle: [3]

Abb. 1: Konzepte der CO<sub>2</sub>-Abscheidung

notwendig ist, ist wesentlich von der Konzentration des CO<sub>2</sub> im Abgas abhängig. So liegt der theoretische minimale Energiebedarf für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung beim Abgas einer Kohleverbrennung bei etwa 65 kWh/t CO<sub>2</sub>, beim Abgas einer Erdgasverbrennung mit Luft hingegen bei etwa 100 kWh/t CO<sub>2</sub>, da bei der Erdgasverbrennung die anfallenden CO<sub>2</sub>-Konzentrationen niedriger sind.

Beim „pre-combustion“-Ansatz hingegen wird der Kohlenstoff durch einen Vergasungsprozess mit anschließender Reformierung (inkl. CO<sub>2</sub>-Abscheidung) bereits vor der thermischen Umsetzung entfernt, sodass die eigentliche Energiebereitstellung durch eine Wasserstoff-Verbrennung erfolgt. Dies ist der verfahrenstechnisch aufwen-

digste Weg, zumal die im Kohlenstoff gebundene chemische Energie nicht genutzt wird.

Bei der Oxyfuel-Verbrennung [4] wird die Verbrennung nicht mit Luft (die zu etwa 79 Vol.-% aus Stickstoff besteht), sondern entweder mit quasi reinem Sauerstoff oder mit einem O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>-Gemisch durchgeführt, sodass das Abgas lediglich aus CO<sub>2</sub> und Wasserdampf besteht. Wird das Abgas abgekühlt, kondensiert das Wasser und der „trockene“ Abgasstrom besteht fast vollständig aus CO<sub>2</sub>. Die Verbrennung mit Sauerstoff ist in manchen Grundstoffindustrien, etwa der Metall- oder Glasindustrie, bereits seit Jahrzehnten Stand der Technik, wo sie vor allem aus Gründen der Schadstoffminderung (NO<sub>x</sub>) und Steigerung von Effizienz und Produktionsraten

genutzt wird. Im Bereich der konventionellen Kraftwerkstechnik hat sie sich bisher nicht durchsetzen können, da sie hier mit erheblichen Wirkungsgradverlusten einhergeht. Grundsätzlich fallen durch die Bereitstellung des benötigten Sauerstoffs weitere Betriebskosten an. ■

#### INFORMATIONEN-PLUS

Das DVGW-Projekt G 202434 CO<sub>2</sub>Start beschäftigt sich mit der Ermittlung technischer, wissenschaftlicher und regulatorischer Grundlagen zu den Themen CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport und -Speicherung. Weitere Informationen zum Projekt sind unter [www.dvgw.de/co2start](http://www.dvgw.de/co2start) zu finden.

#### Literatur:

- [1] Dreizler, A., Pitsch, H., Scherer, V., Schulz, C., Janicka, J.: „The role of combustion science and technology in low and zero impact energy transformation processes“, Applications in Energy and Combustion Science, Nr. July, S. 100040, 2021, doi: 10.1016/j.jaecs.2021.100040.
- [2] „Technology Roadmap Low-Carbon Transition in the Cement Industry“, International Energy Agency, Cement Sustainability Initiative, Paris, Frankreich, 2019. Online unter: <https://webstore.iea.org/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry>
- [3] Goetheer, E.: „Carbon Capture, Utilization and Storage strategies for the glass sector: realism versus hype“, gehalten auf der GlassTrend Seminar „How to face the technological challenges of the Paris climate agreement?“, Würzburg/Marktheidenfeld, 2018.
- [4] Baukal, C. E., Jr., Hrsg.: Oxygen-Enhanced Combustion. Boca Raton, USA: CRC Press, 1998.

# Vom Rauchgas zur Ressource: moderne Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Überblick

Verfahren zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> sind seit langem in unterschiedlichen Anwendungsfällen, z. B. in der Synthesegas-, Erdgas- und Biogas-Technik, etabliert. Intensiv erforscht, aber bislang in der industriellen Praxis nicht weit verbreitet, ist die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas von Verbrennungsprozessen. Diese könnte in Zukunft zur Minderung von Treibhausgasemissionen stark an Bedeutung gewinnen. Eine potenzielle Zukunftstechnologie kann zudem die Gewinnung von CO<sub>2</sub> aus Luft sein, auch als Direct Air Capture (DAC) bezeichnet.

von: **Johannes Schwarze, Dr. Friedemann Mörs & Dr. Frank Graf** (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut)

Am weitesten verbreitet sind Verfahren der Gaswäsche: Dabei wird das CO<sub>2</sub> in einer geeigneten Waschflüssigkeit physikalisch oder chemisch gebunden und bei erhöhter Temperatur oder vermindertem Druck wieder freigesetzt. Das heutzutage wichtigste chemische Gaswaschver-

fahren für CO<sub>2</sub> ist die Aminwäsche (Abb. 1).

Eine weitere Möglichkeit zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung bieten Membranverfahren. Dabei wird der Effekt genutzt, dass CO<sub>2</sub> die eingesetzten Membranen leichter durchdringen kann als Begleitgase wie Stickstoff und Sauerstoff. Als Triebkraft für den Prozess dient eine Druckdifferenz, die zwischen der Innen- und Außenseite der üblicherweise in Form von Hohlfasern eingesetzten Membranen aufgebracht wird.

Ebenfalls möglich ist die CO<sub>2</sub>-Abscheidung durch Druckwechsel-Adsorption – auch als PSA be-

zeichnet (von engl. „Pressure Swing Adsorption“).

Mit Membran- und PSA-Verfahren lässt sich in einer einzelnen Prozessstufe nur eine begrenzte Trennleistung erzielen. Um bessere Trennleistungen zu erreichen, können mehrstufige Prozesse eingesetzt werden. Ebenfalls möglich ist die Kombination mit kryogenen Verfahren, bei denen CO<sub>2</sub> aus einem bereits vorkonzentrierten Gasstrom bei niedrigen Temperaturen und erhöhtem Druck als Flüssigkeit auskondensiert wird. Zu beachten ist, dass eine CO<sub>2</sub>-Verflüssigung bei Partialdrücken von weniger als 5,2 bar nicht möglich ist, da es in diesem Fall bei der Abkühlung direkt zum Ausfall von festem CO<sub>2</sub> – auch als Trockeneis bezeichnet – aus der Gasphase kommt.

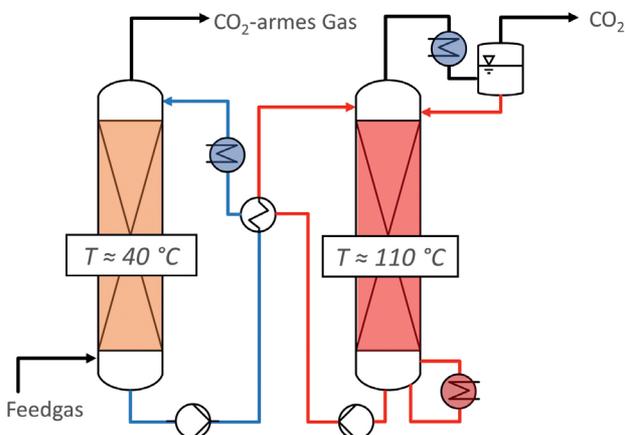


Abb. 1: Vereinfachtes Fließbild einer CO<sub>2</sub>-Aminwäsche

Quelle: die Autoren

Ein wichtiges Kriterium für die Auswahl der für einen Anwendungsfall geeigneten CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologie ist u. a., ob nutzbare Prozessabwärme am Anlagenstandort verfügbar ist. So benötigt eine moderne Rauchgas-Aminwäsche ca. 2,5 bis 3 Megajoule (MJ) thermische Energie pro kg abgeschiedenes CO<sub>2</sub>. Weitere wichtige Kriterien sind erforderliche Abscheideleistung, erforderliche CO<sub>2</sub>-Reinheit sowie Skalierbarkeit der Abscheideanlage.

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Rauchgas für CCS- oder CCU-Anwendungen bringt nicht nur ein neues Anwendungsgebiet, sondern auch neue Herausforderungen mit sich: Zum einen kann der Sauerstoff im Rauchgas viele Ad- und Absorben-

ten chemisch angreifen und zu Degradationserscheinungen führen. Zum anderen können Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und Schwefeloxide (SO<sub>x</sub>), die im Rauchgas üblicherweise mit enthalten sind, in verflüssigtem CO<sub>2</sub> bereits in sehr niedriger Konzentration zum Ausfall von Schwefelsäuretröpfchen und somit zu erheblicher Korrosion führen. Ebenfalls problematisch kann die Mischung von CO<sub>2</sub>-Strömen aus unterschiedlichen Quellen in einem Leitungsnetz sein: CO<sub>2</sub>, das aus reduzierenden Gasen (z. B. Erdgas oder Biogas) abgeschieden wurde, kann Spuren von Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) enthalten. Dieses kann bei Kontakt mit oxidierenden Substanzen, die über CO<sub>2</sub> aus Rauchgas ins Leitungsnetz gelangen können, zu Schwefelsäure oder auch zu festem Schwefel reagie-

ren. Der Aspekt der Spurstoff-Reaktionen wird in der CO<sub>2</sub>-Spezifikation für den Leitungstransport in der Neufassung der C 260 Berücksichtigung finden.

Auch wenn viele Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung schon lange etabliert sind: Durch neue Randbedingungenentstehtimmerwiederneuer Forschungsbedarf – aktuell z. B. im Hinblick auf die Entwicklung neuer sauerstoffresistenter Waschlösungen und Vermeidung von Korrosion in verflüssigtem CO<sub>2</sub>. Zudem besteht Entwicklungsbedarf bzgl. integrierter Gesamtprozesse, die auch der Problematik Rechnung tragen, dass Rauchgas-Kondensation vor der CO<sub>2</sub>-Abscheidung zur Bildung eines schadstoffbeladenen Abwasserstroms führt. ■

## INFORMATIONEN-PLUS

Die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunter-Institut informiert über:

### *die Gewinnung von CO<sub>2</sub> aus der Luft*

Die Gewinnung von CO<sub>2</sub> aus der Luft, auch als DAC bezeichnet (von engl. „Direct Air Capture“) ist aufgrund der geringen atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Konzentration von ca. 430 ppm (0,043 %) technisch anspruchsvoll – jedoch möglich. Der Energieverbrauch liegt bei ca. 7 bis 13 MJ/kg CO<sub>2</sub> [1] und somit – ähnlich wie bei der Abtrennung aus CO<sub>2</sub>-reichen Gasen – etwas mehr als eine Zehnerpotenz über dem thermodynamischen Mindest-Energiebedarf. Zahlreiche Start-up-Unternehmen entwickeln technische Lösungen. Sowohl klassische thermo-chemische als auch elektrochemische Verfahren sind möglich. In mehreren Versuchsanlagen wurden unterschiedliche Technologien erfolgreich erprobt, so z. B. in der Anlage „Orca“ auf Island, die seit 2021 in Betrieb ist und laut der Hersteller-Firma Climeworks bis zu 4.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr abscheidet. Im Climeworks-Verfahren wird das CO<sub>2</sub> aus der Luft an einer funktionalisierten Oberfläche chemisch adsorbiert und zyklisch unter starkem Unterdruck bei einer Temperatur von 80 bis 120 °C wieder desorbiert [2]. Da die großtechnische Kommerzialisierung von DAC-Technologien bisher noch aussteht, liegt das TRL (Technology Readiness Level) bei 7. Gerade im Hinblick auf CCU-Prozessketten zur Herstellung von kohlenstoffbasierten Wasserstoffderivaten als Energieträger sind DAC-Technologien interessant: An den Standorten, an denen erneuerbare Energie besonders günstig gewonnen werden kann, sind meistens keine CO<sub>2</sub>-Punktquellen verfügbar.

Literatur:

[1] Ozkan, M., Nayak, SP., Ruiz, AD., Jiang, W.: Current status and pillars of direct air capture technologies. iScience 2022;25(4):103990. Online unter: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.103990>.

[2] Beuttler, C., Charles, L., Wurzbacher, J.: The Role of Direct Air Capture in Mitigation of Anthropogenic Greenhouse Gas Emissions. Front. Clim. 2019;1. Online unter: <https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00010>.

# Wege und Technologien für den *sicheren und effizienten* *CO<sub>2</sub>-Transport*

Um die nationalen und internationalen Klimaschutzziele zu erreichen, sind weitreichende Maßnahmen notwendig. Dazu zählen unter anderem der Ausbau von erneuerbaren Energien, aber insbesondere auch die Defossilisierung des Industriesektors. Zum Erreichen von Netto-Null-CO<sub>2</sub>-Emissionen in Bereichen mit schwer oder nicht vermeidbaren CO<sub>2</sub>-Emissionen, wie der Zementindustrie, werden dafür zukünftig Methoden zur Kohlenstoffdioxid-Ab-scheidung und -speicherung sowie -nutzung nötig sein [1]. Zentrale Voraussetzung ist der effiziente Transport des CO<sub>2</sub> durch eine robuste und nachhaltige Transportinfrastruktur.

von: **Florian Herrmann, Dr. Martin Pumpa & Lara Abbas**  
(alle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH)

Die Auswahl geeigneter Transportlösungen für CO<sub>2</sub> setzt ein fundiertes Verständnis der physikalischen Eigenschaften voraus. Unter Normalbedingungen liegt CO<sub>2</sub> gasförmig vor, kann aber

abhängig von Druck und Temperatur auch eine flüssige, feste oder hochdichte Form annehmen. Hochdichtes CO<sub>2</sub> tritt ab einem Druck von ca. 73,8 bar und einer Temperatur von rund 31 °C auf (vgl. Abb. 1) und vereint Eigenschaften von Flüssigkeiten (z. B. hohe Dichte) und Gasen (z. B. hohe Viskosität) [2]. Aus physikalischer Sicht sind für den Transport insbesondere die flüssige und dichte Phase interessant. In diesen Bereichen trägt die Volumenreduktion dazu bei, den Transport sehr großer Mengen CO<sub>2</sub> zu ermöglichen.

Für den CO<sub>2</sub>-Transport eignen sich grundsätzlich verschiedene Transportmittel. CO<sub>2</sub>-Pipelines ermöglichen den energieeffizienten und kontinuierlichen Transport großer Mengen über mittlere bis lange Strecken. Dabei wird das CO<sub>2</sub>

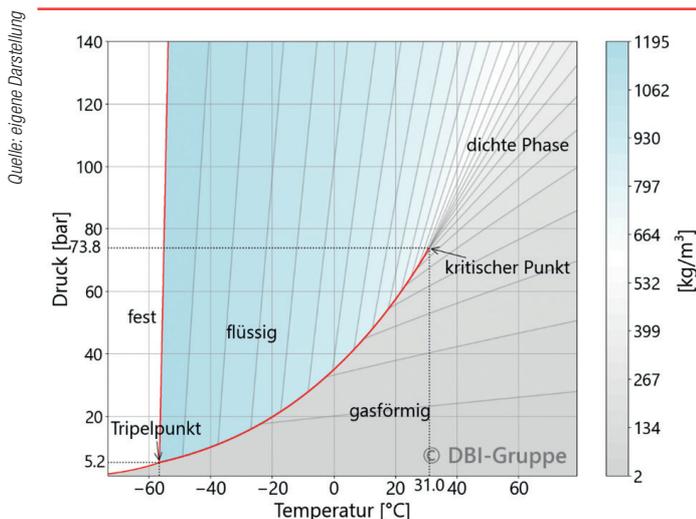


Abb.1: CO<sub>2</sub>-Phasendiagramm

auf Umgebungstemperatur und in der Regel auf hohe Drücke zwischen 100 und 200 bar (Transport in der dichten Phase) eingestellt. Je nach Anwendungsfall eignet sich auch der leitungsgebundene Transport im gasförmigen Zustand bei Umgebungstemperatur und Drücken bis zu ca. 30 bar. Kleinere Mengen können diskontinuierlich über spezielle CO<sub>2</sub>-Transportschiffe oder CO<sub>2</sub>-Kesselwagen (Zug oder Lkw) transportiert werden. Für diese Transportart wird das CO<sub>2</sub> auf Temperaturen zwischen -20 °C und -30 °C abgekühlt und auf ein vergleichsweise moderates Druckniveau im Bereich von 15 bar bis 20 bar komprimiert. Dies stellt einen Kompromiss zwischen Transportvolumen und den Druckbelastbarkeiten der entsprechenden CO<sub>2</sub>-Tanks dar. Hochseefahrtschiffe zum Transport von CO<sub>2</sub> transportieren das Fluid hingegen auch noch in deutlich niedrigeren Temperaturbereichen. Für die unterschiedlichen Transportsysteme sind zusätzliche, spezielle Infrastrukturkomponenten

wie Verdichtereinheiten oder im Falle des Schiffs-, Zug- oder Lkw-Transports Verladeeinrichtungen notwendig [3, 4]. **Abbildung 2** stellt anschaulich den Transportaufwand verschiedener CO<sub>2</sub>-Transportmittel im Vergleich dar.

Eine leistungsfähige CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur ist ein entscheidender Baustein für die erfolgreiche Umsetzung von Klimaschutzstrategien im Industriesektor. Ohne geeignete Transportlösungen lassen sich abgeschiedene Emissionen aus energieintensiven Prozessen weder speichern noch stofflich nutzen – und damit auch nicht nachhaltig reduzieren. Der aktuelle Stand der Technik zeigt: Bei hohen CO<sub>2</sub>-Volumina und langfristiger Perspektive sind Pipelines die effizienteste und wirtschaftlich sinnvollste Lösung. Ergänzende Transportmittel wie Bahn, Schiff oder Straße können Individual- oder Übergangslösungen darstellen, insbesondere in Regionen ohne Pipelinezugang. ■

Quelle: eigene Darstellung nach [3, 4]

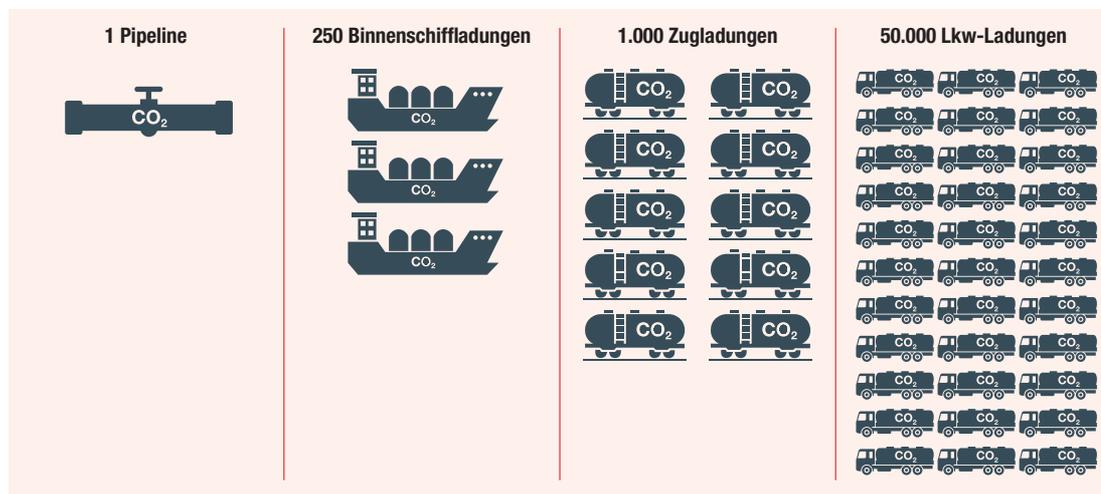


Abb. 2: Vergleich des Transportaufwands für 1 Mio. t CO<sub>2</sub>

#### Literatur:

- [1] IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, „Klimawandel 2023 – Synthesebericht“. Online verfügbar unter: [https://www.de-ipcc.de/media/content/IPCC\\_AR6\\_SYR\\_DE\\_barrierefrei.pdf](https://www.de-ipcc.de/media/content/IPCC_AR6_SYR_DE_barrierefrei.pdf)
- [2] Nimtz, M.: „Modellierung des Pipelinetransportes von CO<sub>2</sub>-reichen Fluiden“, 2016.
- [3] VDZ, Hg.: „Anforderungen an eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur in Deutschland“, 2024. Zugriff am: 10. April 2025. Online verfügbar unter: [https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie\\_CO2-Infrastruktur-Deutschland.pdf](https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_CO2-Infrastruktur-Deutschland.pdf)
- [4] acatech, Hg.: „CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie“, 2018. Zugriff am: 10. April 2025. Online verfügbar unter: [https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/09/acatech\\_POSITION\\_CCU\\_CCS\\_WEB-002\\_final.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/09/acatech_POSITION_CCU_CCS_WEB-002_final.pdf)

# **Northern Lights – Herzstück eines sich bildenden europäischen CCS-Markts**

Ende März dieses Jahres haben Shell, Equinor und TotalEnergies die finale Investitionsentscheidung für Phase 2 ihres gemeinsamen „Northern Lights Carbon Transport and Storage“-Projekts vor der Küste Norwegens getroffen. Als europäisches CO<sub>2</sub>-Transport- und -Speichernetz ist es ein wichtiger Beitrag zur Dekarbonisierung der europäischen Industrie und damit zum Erreichen der Klimaziele.

von: **Jens Müller-Belau** (Shell Deutschland)



## **Northern Lights**

Das Northern Lights Joint Venture entwickelt die weltweit erste grenzüberschreitende Open-Source-Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von CO<sub>2</sub>. Innerhalb unserer Shell CCS-Aktivitäten entwickelt Northern Lights auf einzigartige Weise eine Reihe von Schlüsselkonzepten: Es verbindet CO<sub>2</sub>-Quelle und -Senke, zielt auf Industrien ab, die schwer zu dekarbonisieren sind,

und nutzt die Verschiffung von CO<sub>2</sub>, was eine flexible CCS-Lösung auch für Emittenten fernab von Lagerstätten bietet.

Als frei zugängliche CO<sub>2</sub>-Transport- und -Speicherinfrastruktur ist Northern Lights mit der umfassenderen Longship-Initiative verbunden. Der erste Schritt der Longship-Initiative umfasst die Partnerschaft mit industriellen Emittenten, die CO<sub>2</sub>-Abscheidungs- und Schiffsverladekapazitäten implementiert haben. Das erste Unternehmen, das im Rahmen dieser Vereinbarung CO<sub>2</sub> liefert, ist das Zementwerk Heidelberg Material im südnorwegischen Brevik. Später folgt die Müllverbrennungsanlage Hafslund Celsio in Oslo.

Sobald das CO<sub>2</sub> abgeschieden, komprimiert und verladen werden kann, transportieren neu kon-

struierte Northern Lights-Schiffe die Emissionen sicher zu CO<sub>2</sub>-Empfangsterminals, die sich im Umkreis von 100 km um den Unterwasserspeicherort auf dem norwegischen Festlandsockel befinden. Das CO<sub>2</sub> gelangt schließlich über Pipelines in die Speicher-Gesteinsformation. Sie liegt 2.600 m unter dem Meeresboden der Nordsee in einem Gebiet mit über 20 Jahren sicherer CO<sub>2</sub>-Speichergeschichte: Das weltweit erste groß angelegte Speicherprojekt wurde 1996 von Statoil (heute Equinor) vor der Küste Norwegens in der Nordsee initiiert.

Die erste Phase des Northern Lights-Projekts wird in Kürze abgeschlossen sein und die ersten Einlagerungen werden erfolgen. In dieser Phase 1 werden Logistik und Technologie in der Lage sein, 1,5 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr zu erfassen, zu transportieren und zu speichern. Phase 2 markiert den nächsten Schritt, um die Kapazität auf mindestens 5 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr zu erhöhen. Die Expansionspläne nutzen die bestehende Infrastruktur aus der ersten Phase von Northern Lights und werden aus dem Förderprogramm CINEA – European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CEF Energy) – unterstützt. Die Erweiterung wird die Speicherung von CO<sub>2</sub> von noch mehr europäischen Industriekunden ermöglichen.

Möglich ist das alles, weil sich Partner wie Shell, Equinor und TotalEnergies zusammenschließen und Kompetenzen bündeln – aber auch aufgrund politischer Unterstützung durch die EU-Kommission und die norwegische Regierung. Vor allem aber folgt die jüngste Investitionsentscheidung zur Kapazitätserweiterung auf eine kommerzielle Vereinbarung mit dem schwedischen Energieversorger Stockholm Exergi über den grenzüberschreitenden Transport und die Speicherung von bis zu 900.000 t biogenem CO<sub>2</sub> pro Jahr. Dies ist das Ergebnis jahrelanger geduldiger und systematischer Arbeit an der Entwicklung von Verfahren, einschließlich Methoden zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung.

Shell war langjähriger Partner des weltweit modernsten Testzentrums für CO<sub>2</sub>-Abscheidungstechnologie in Mongstad (TCM) bei Bergen. Die Cansolv-Technologie von Shell ist eine der Abscheidungstechnologien, die bei TCM entwickelt und getestet wurden.

Northern Lights ist ein gelungenes Beispiel einer funktionierenden Wertschöpfungskette und eines zukunftsfähigen Geschäftsmodells in einem sich anbahnenden europäischen CCS-Markt, das sowohl der schwer zu dekarbonisierenden Industrie in Europa als auch dem Klima großen Nutzen stiften kann. ■



Quelle: Northern Lights

Abb. 1: Die Northern Lights-Anlage

# „Emissionsvermeidung bleibt das Ziel – doch **CCS** ist ein notwendiger Baustein für den Klimaschutz“

Quelle: Fotostudio Nina, Hamburg



Die Redaktion im Gespräch mit Dr. Nicole Grobys, Leiterin der Abteilung Geo-Energiesysteme und Untertagetechnologien der DGMK Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e. V., über Chancen und Herausforderungen der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Deutschland.

**Redaktion:** Die Ampelregierung hat einen Entwurf für das Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz (KSpTG) vorgelegt, der jedoch nicht mehr verabschiedet wurde. Wie wichtig ist dieses Gesetz für Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit?

**Dr. Nicole Grobys:** Der Klimawandel ist eine ernsthafte Bedrohung – auch für unsere Wirtschaft. Erneuerbare Energien und Wasserstoff reichen allein nicht aus, um die Klimaziele zu erreichen. Deshalb brauchen wir zusätzlich die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub>, kurz CCS. Eine Anpassung des Gesetzes schafft rechtliche Sicherheit für Investitionen, ermöglicht erstmals eine kommerzielle Nutzung und regelt den Transport über Pipelines. Besonders für Industriebranchen mit unvermeidbaren Emissionen ist das entscheidend. Forschung und Entwicklung sollten zudem gefördert werden, um Technik und Überwachung weiterzuentwickeln.

**Redaktion:** Welche Branchen sind auf CCS besonders angewiesen?

**Grobys:** Vor allem die Zement-, Kalk- und auch die chemische Industrie. Diese erzeugen produktionsbedingt hohe Emissionen und stehen im

internationalen Wettbewerb. Sie brauchen CCS, um ihre Emissionen zu senken. Auch in der Stahlindustrie kann CCS helfen – als Übergangslösung, bis genug grüner Wasserstoff verfügbar ist. Wenn zum Beispiel in der Nähe eines Stahlwerks CO<sub>2</sub>-Leitungen für Zementwerke existieren, könnten auch Stahlwerke diese Infrastruktur nutzen. Wichtig ist aber: Emissionen zu vermeiden ist immer besser, als sie nur zu speichern.

**Redaktion:** Wie ist es um die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten in Deutschland bestellt? Und welche technischen Hürden bestehen?

**Grobys:** Es gibt Speicherkapazitäten, vor allem in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee. Diese wurden zuletzt neu bewertet. Allerdings gibt es Nutzungskonflikte, etwa mit Offshore-Windparks – in Deutschland sind Doppelnutzungen bisher kaum vorgesehen. Hier müsste man flexibler denken. Bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung werden erprobte und ausgereifte Technologien eingesetzt. Die Herausforderungen liegen eher in der Finanzierung und in rechtlichen Fragen, etwa zur Überwachung und zu seismischen Voruntersuchungen. Dafür braucht es klare gesetzliche Vorgaben.

**Redaktion:** Der neue Entwurf erlaubt die Offshore-Speicherung von CO<sub>2</sub>. Gibt es auch Chancen für Onshore-Projekte?

**Grobys:** Ja, der Entwurf sieht eine „Opt-In“-Regelung für Bundesländer vor. Das heißt: Jedes Land kann selbst entscheiden, ob es Onshore-CO<sub>2</sub>-Speicherung erlaubt. Besonders interessant ist das für Regionen mit Industrie und geeigneter Geologie. Dort könnten Transportwege kürzer und Investitionen geringer ausfallen. Wichtig sind dabei eine transparente Informationspolitik und ein frühzeitiges Einbeziehen der Bevölkerung, um Vertrauen zu schaffen.

**Redaktion:** In einer neuen DGMK-Studie geht es auch um die Zwischenspeicherung von CO<sub>2</sub>. Warum ist das so wichtig?

**Grobys:** Die Studie, die im Rahmen eines DGMK-Forschungsprojektes mit der TU Clausthal erstellt wurde, zeigt: Zwischenspeicherung ist notwendig, um CO<sub>2</sub> flexibel zwischen Transport und endgültiger Speicherung zwischenlagern zu können. Etwa, wenn Schiffe nicht fahren können oder Wartungen anstehen. Eingesetzt werden

“*Bei einer möglichen Onshore-CO<sub>2</sub>-Speicherung sind eine transparente Informationspolitik und das frühzeitige Einbeziehen der Bevölkerung wichtig.*”

derzeit meist Druckbehälter aus Spezialstahl. Alternativ könnten auch Salzkavernen genutzt werden – diese bieten mehr Volumen. Diese Variante erfordert weitere Forschung.

**Redaktion:** Was kann Deutschland von internationalen CCS-Projekten lernen?

**Grobys:** Sehr viel. In anderen Ländern wird CCS seit rund 30 Jahren erfolgreich eingesetzt. Es gibt umfangreiche Erfahrungen mit Technik, Sicherheit und Anforderungen an geeignete Standorte. Sicherheitskonzepte wie Mess- und Überwachungssysteme sind dort ein Standardbestandteil der Betriebserlaubnis. Diese Konzepte lassen sich auf deutsche Projekte übertragen. So können wir auf bewährte Lösungen zurückgreifen und CCS-Projekte schneller umsetzen.

**Redaktion:** Herzlichen Dank für das Gespräch, Frau Dr. Grobys!

## INFORMATIONEN-PLUS

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) informiert über:

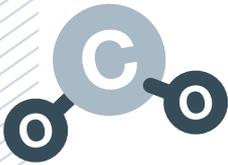
### *die Sicherheit der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung*

Die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung ist eine Technologie, die weltweit teilweise bereits seit Jahrzehnten im industriellen Maßstab eingesetzt wird. Bis heute wurden bei den CO<sub>2</sub>-Speichern keine Austritte (Leckagen) von z. B. injiziertem CO<sub>2</sub> an der Erdoberfläche bzw. am Meeresboden festgestellt. Die Sicherheit muss für jeden CO<sub>2</sub>-Speicher grundsätzlich individuell bewertet werden. Den Rahmen für die Bewertung der Standortsicherheit bilden u. a. ISO-Normen. Mögliche Risiken, wie Leckagen oder Erdbeben, werden entsprechend der gesetzlichen Vorgaben im Rahmen strenger Genehmigungsprozesse berücksichtigt. CO<sub>2</sub>-Speicher sind nur dann genehmigungsfähig, wenn von der zuständigen Behörde festgelegte Sicherheits- und Überwachungsvorgaben eingehalten werden können. Ein CO<sub>2</sub>-Speicher darf folglich nur dann in Betrieb gehen, wenn die Sicherheit gewährleistet ist, Gefahren für Mensch und Umwelt ausgeschlossen werden können und die erforderliche Vorsorge gegen Umweltbeeinträchtigungen getroffen wurde.

Die deutsche Chemie benötigt zur Treibhausgasneutralität erneuerbare Energien und alternative Kohlenstoffquellen. Dazu muss unsere Energieversorgung auf erneuerbare Energien umgestellt werden, aber auch unsere Rohstoffbasis muss zirkulär werden.

von: **Dr. Tina Buchholz** (Verband der Chemischen Industrie e. V. – VCI)

## **CCU und CCS** aus Sicht der deutschen Chemieindustrie



Viele unserer Chemieprodukte enthalten Kohlenstoff als Element – auch nach 2045. Bei uns geht es also nicht um eine Dekarbonisierung, sondern um eine Defossilisierung. Das bedeutet, dass wir den Kohlenstoff für unsere Produkte zukünftig immer weniger aus Erdöl oder Erdgas nehmen können. Anstelle dieser fossilen Quellen benötigen wir zukünftig den Kohlenstoff aus Biomasse, aus recycelten Materialien (Abfällen) und aus CO<sub>2</sub>.

### **CCU: Wir speichern Kohlenstoff in unseren Produkten – temporär, nicht permanent**

Die Chemieindustrie kann den Kohlenstoff aus diesen drei Quellen in ihren Produkten einbauen und so temporär speichern. Keines unserer Produkte hat eine absolute Permanenz, keines unserer Produkte hält ewig. D. h., unser Klimaschutzbeitrag besteht darin, dass wir zukünftig Kohlenstoff aus diesen drei Quellen in von der Gesellschaft benötigte Produkte umwandeln und so temporär speichern. Dafür kann die sonst für die Bereitstellung der Produkte benötigte entsprechende Menge an Erdöl/Erdgas im Boden verbleiben, wird also nicht gefördert.

Eine wachsende Kohlenstoffkreislaufwirtschaft mindert die Abhängigkeit von fossilen Kohlenstoffquellen – netto werden weniger Treibhausgase emittiert. In einer geschlossenen Kreislaufwirtschaft ist die Permanenz der Speicherung unerheblich. D. h., die Speicherung von CO<sub>2</sub> in einem kurzlebigen Produkt (z. B. Verpackung oder synthetische Kraftstoffe) leistet den gleichen Beitrag wie in einem langlebigen Produkt (z. B. PVC-Fensterrahmen). Der Klimaschutzbeitrag von (langlebigen und kurzlebigen) CCU-Produkten muss aber aus der Lebenszyklusanalyse der gesamten Prozesskette des Kohlenstoffrecyclings abgeleitet werden.

### **Eine Verknüpfung des EU-Emissionshandels mit der Verordnung zu Carbon Removals ermöglicht eine Förderung von CCU**

Die Befreiung von abgeschiedenem und weitergeleitetem CO<sub>2</sub> aus EU-ETS I-Anlagen von Emissionshandelskosten dient dem Aufbau einer Kreislaufwirtschaft. Dazu müssen dann zukünftig auch Siedlungsabfallverbrennungsanlagen gehören. Zudem sollte die Möglichkeit bestehen,

über Massenbilanzierung nachzuweisen, dass die Nutzung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> (in Teilen) den Qualitätskriterien der Verordnung zu Carbon Removals entspricht. Die Öffnung dieser Verordnung für ein Linking mit dem EU-Emissionshandel ermöglicht eine Finanzierung solcher Klimaschutzbeiträge. Die Verknüpfung des EU-ETS I mit einer Incentivierung von CCU und einem Handel mit Negativemissionszertifikaten ist sinnvoll, um das Instrument bis 2050 als Treibhausgasminderungsoption zur Verfügung zu haben.

## CCS: Notwendig für die Dekarbonisierung der Chemie

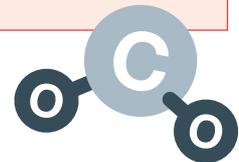
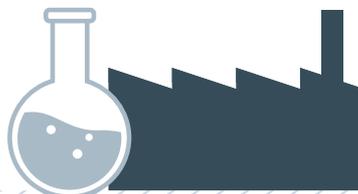
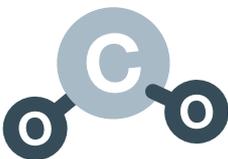
Die deutsche Chemie- und Pharmaindustrie spricht sich ebenfalls dafür aus, dass die Vermeidung von Treibhausgasemissionen Vorrang vor der Abscheidung von CO<sub>2</sub> und der anschließenden Speicherung haben muss. Dennoch benötigen wir CCS für die Treibhausgasemissionen, für die wir keine wirtschaftlich tragfähigen Vermeidungsoptionen haben. Z. B. Beiprodukte beim Steamcracker wie Methan, das als Heizstoff im Produktionsprozess verwendet wird. Bei der Verbrennung entstehen unvermeidbare CO<sub>2</sub>-Emissionen, die über CCS vermieden werden können. Zum anderen wird die Entwicklung und der vollständige Hochlauf treibhausgasneutraler Technologien noch bis in die 2040er-Jahre dauern. Neben der unzureichenden Technologiereife und dem hohen Investitionsbedarf in wirtschaftlich herausfordernden Zeiten begrenzt insbesondere die auf absehbare Zeit unzureichende Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub>-armer Energie und CO<sub>2</sub>-arm erzeugtem Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Konditionen den Transformationsprozess. Daher sollten alle technologischen Möglichkeiten genutzt werden, Kohlendioxidemissionen bereits in der Transformationsphase zu reduzieren. ■

## Kohlenstoff als Feststoff

Das im Rahmen des Carbon Managements abgeschiedene CO<sub>2</sub> ist eine wichtige Kohlenstoffquelle, die in verschiedenen Bereichen den bisher eingesetzten Kohlenstoff aus fossilen Quellen ersetzen kann. Der Rohstoff selbst entsteht häufig als Nebenprodukt, z. B. bei der Methanpyrolyse in Form von festem Kohlenstoff. Für ihn ergeben sich in der Folge verschiedene mögliche Nutzungspfade.

Fester Kohlenstoff lässt sich als industrieller Rohstoff in verschiedenen Bereichen einsetzen. Einsatzmöglichkeiten gibt es beispielsweise in der Batterie- und Energietechnologie, wo der Stoff u. a. in Form von Anodenmaterial bei Lithium-Ionen-Batterien oder als elektrisch leitfähige Komponenten in Brennstoffzellen genutzt werden. Auch im Maschinen- und Werkzeugbau wird fester Kohlenstoff verwendet, beispielsweise bei der Herstellung von Kohlenstofffasern (Carbonfasern) für die Luft- und Raumfahrt und die Automobilindustrie, von Carbon-Keramik-Bremsscheiben für Sportwagen und Flugzeuge oder von Gleitlagern und Dichtungen für verschiedene Einsatzzwecke. Des Weiteren gibt es in der Chemie- und Verfahrenstechnik eine große Nachfrage nach festem Kohlenstoff, z. B. als Ausgangsstoff für Aktivkohle. Und auch die Farbindustrie nutzt festen Kohlenstoff, um verschiedene Farben (Lacke und Anstriche, industrielle Beschichtungen und Künstler- und Druckfarben) herzustellen. Die Einsatzmöglichkeiten erstrecken sich darüber hinaus auch auf die Metallurgie: Elektroden aus Kohlenstoff sorgen hier dafür, dass in Lichtbogenöfen Stahl hergestellt werden kann, und Schmelztigel bzw. Gussformen aus Kohlenstoff bringen Metallerzeugnisse in die richtige Form.

Fester Kohlenstoff stellt damit einen relevanten Baustein der post-fossilen Rohstoffversorgung im Sinne einer zukünftigen Carbon-Management-Strategie dar.



# „Durch die Methanisierungstechnologie wird CO<sub>2</sub> wieder nutzbar gemacht!“

Quelle: KIT



Die Redaktion im Gespräch mit Prof. Dr.-Ing. Frederik Scheiff, Professor am Engler-Bunte-Institut für Chemische Energieträger und Brennstoffe (EBI ceb), Leiter der Abteilung Vergasungstechnologie am Institut für Technische Chemie (ITC) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) sowie Leitung der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut für den Bereich Gastechologie, über die Methanisierung von CO<sub>2</sub> mit H<sub>2</sub>.

**Redaktion:** In der öffentlichen Debatte stehen meist blauer oder türkiser Wasserstoff im Fokus, die klimafreundlich aus Erdgas gewonnen werden. Unter welchen Voraussetzungen stellt die Erzeugung von synthetischem Methan aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub> eine sinnvolle Ergänzung oder Alternative dar?

**Prof. Dr. Frederik Scheiff:** Die Methanisierung ist ein relativ einfaches Verfahren: Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid als Eingangsströme werden in den gasförmigen Energieträger Methan umgewandelt. Die Methanisierung überträgt Wasserstoff in einen Energieträger, den wir schon seit Jahrzehnten oder Jahrhunderten völlig routiniert handhaben, nämlich Methan, die Hauptkomponente von Erdgas. Damit haben wir ein Produkt, das uns von der industriellen bis zur häuslichen Anwendung in Gasheizungen sehr vertraut ist. Gleichzeitig haben wir schon die Speicher- und Transportinfrastrukturen, das ist sicherlich

ein großer Vorteil, wenn wir an die Energietransformationspfade und damit verbundene Kosten denken. Das heißt: Den parallelen Hochlauf von Infrastruktur, Bereitstellung und Abnehmern – also das Henne-Ei-Problem beim Thema Wasserstoff – hätte man bei der Methanisierung nicht.

**Redaktion:** Kritiker verweisen häufig auf die höheren Wirkungsgradverluste. Wie würden Sie solche Argumente bewerten?

**Scheiff:** Die Frage der Wirkungsgradverluste hängt sehr stark davon ab, wie man das ganze Verfahren betreibt. Das Verfahren an sich ist sehr energieeffizient und produziert sogar Energie in Form von nutzbarer Abwärme. Die aufzuwendende Energie dient eher zur Erzeugung von Wasserstoff – die benötigt man beim direkten Einsatz von H<sub>2</sub> aber genauso – und auch bei der CO<sub>2</sub>-Gewinnung. Die Frage ist also, woher das CO<sub>2</sub> für dieses Verfahren kommt. Die Abtrennung aus der

Luft hat tatsächlich einen sehr großen Energiebedarf, den man aber durch die intelligente Verknüpfung der Verfahren noch deutlich reduzieren kann. Außerdem gibt es auch weiterhin viele Industrieprozesse wie z. B. die Zementherstellung, die konzentrierte CO<sub>2</sub>-Punktquellen darstellen, bei denen CO<sub>2</sub> ohnehin anfällt. Dieses mit geringerem Energieaufwand und in konzentrierter Form anfallende CO<sub>2</sub> könnte man präferiert einsetzen. Unter diesen Voraussetzungen sind sowohl die Speicherung als auch der Transport von Wasserstoff in Form von Methan die effizienteste Variante.

**Redaktion:** Welche Bedeutung hat Biogas im Zusammenhang mit der zuvor angesprochenen Methanisierungstechnologie?

**Scheiff:** Biogas ist zunächst mal ein Gemisch aus Methan und vor allem Kohlenstoffdioxid. Eine Variante wäre, das Biogas zu Biomethan aufzubereiten und das CO<sub>2</sub> abzutrennen, was allerdings CO<sub>2</sub>-Emissi-

onen zur Folge hätte. Die Methanisierung wäre demnach eine schöne Alternative, um dieses CO<sub>2</sub> auch noch zu Methan umzuwandeln, sozusagen als zusätzliches Biomethan. Gleichzeitig hätte man mit Wasserstoff noch erneuerbare Energien eingebracht und den biogenen Kohlenstoff zu 100 Prozent genutzt. Insofern wäre das eine attraktive Ergänzung zur Nutzung von Biogas.

**Redaktion: Welche konkreten Verfahren kommen bei der Methanisierung zum Einsatz und wie ist hier der Stand der Technik?**

**Scheiff:** In der Verfahrenstechnik werden überwiegend Festbettreaktoren eingesetzt, mit denen CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> über feste Katalysatoren geleitet und dann unter Wärmerfreisetzung zu Methan und Wasserdampf umgewandelt werden. Die Qualität der Reaktoren hängt davon ab, wie gut die bei der Reaktion freierwerdende Wärme abtransportiert werden kann und wie lastflexibel sie sind. Für die Umwandlung von Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid gibt es industriell etablierte Verfahren der Methanisierung. Die Methanisierung von CO<sub>2</sub> ist zwar neu, wurde in den letzten zehn Jahren aber intensiv erforscht, sodass es auch hier Technologien gibt, die die Demonstratorskala erreicht haben und auf dem Sprung zur Kommerzialisierung sind. Eingesetzt werden größtenteils Festbettreaktoren und neuerdings auch Wabenreaktoren, die eine bessere Wärmeabfuhr leisten. Einige innovative Technologien wie beispielsweise Blasensäulenreaktoren, mit denen man auch Dunkelflauten überwinden könnte, befinden sich noch im Forschungsstadium. Beispielsweise

bei uns am Engler-Bunte-Institut, wo solche Konzepte für die Methanisierung bereits seit Jahrzehnten beforcht und die eben erwähnten Waben- und Blasensäulenttechnologien aktuell weiterentwickelt werden. Verfahrenstechnisch sind die Voraussetzungen also gegeben. Es bleibt die Frage, ob sich ein Markt dafür findet.

**Redaktion: Wie würden Sie den Kostenaspekt bei der Methanisierung einschätzen?**

**Scheiff:** Es sind weniger die Investitionskosten für die Technologie, die entscheidend sind, sondern die Stromgestehungskosten, der Vergleich zum Erdgaspreis und die Frage, wie viel mehr man für erneuerbares Methan bereit ist zu zahlen oder eben nicht. Eine Rolle spielt dabei auch der CO<sub>2</sub>-Preis. Meiner Einschätzung nach ist der Markt durch die sehr unklaren Rahmenbedingungen gehemmt. Dadurch traut sich niemand, für mehrere Jahre eine größere Verbindlichkeit einzugehen.

**Redaktion: Wie ist die Methanisierung aus ökologischer Sicht zu beurteilen, insbesondere im Vergleich zu anderen Technologien?**

**Scheiff:** Ein sehr positiver Aspekt ist, dass die Technologie CO<sub>2</sub> wieder nutzbar macht. Wenn das genutzte CO<sub>2</sub> biogenen Ursprungs ist oder aus der Atmosphäre stammt, dann ist auch die anschließende Nutzung CO<sub>2</sub>-neutral. Das ist eine langfristige Perspektive für die Methanisierung. Bei der aktuellen Nutzung von fossilen Brennstoffen ist auch die Mehrfachnutzung des CO<sub>2</sub> beispielsweise aus dem zuvor angespro-

chenen Zementwerk ein Vorteil, da diese Emissionen auch auf längere Sicht weiter auftreten werden. So wird dieses vorerst unvermeidbare CO<sub>2</sub> mehrfach genutzt, bevor man es in die Atmosphäre leitet. Dieser Vorteil steht in der aktuellen Diskussion aber weniger im Vordergrund.

**Redaktion: Welche politischen, rechtlichen oder ökonomischen Voraussetzungen könnten die Markteinführung der Methanisierungstechnologie beschleunigen?**

**Scheiff:** Bei dieser Technologie erleben wir momentan eine große Zurückhaltung, weil der Fokus auf dem Wasserstoffhochlauf liegt. Wichtig wäre eine Perspektive für die Nutzung der Erdgasnetze, sowohl der Transport- als auch der Verteilnetze: Werden diese auf Wasserstoff umgestellt oder bleiben sie auf Methan ausgerichtet und wann soll der Umstieg stattfinden? Diese regulatorischen Randbedingungen müsste man unbedingt klären, um sich für die Methanisierungstechnologie entscheiden zu können. Die Preise werden am Ende ein Stück weit auch vom Markt beeinflusst. Von politischer Seite ist mehr Realismus gefragt und weniger Fokussierung auf Lock-in-Effekte. Viele Technologien sind mindestens als Brückentechnologien interessant. Wir verbauen uns solche kurzfristigen Lösungen, wenn wir zu sehr auf die Klimaneutralität 2045 schielen und das Potenzial zur CO<sub>2</sub>-Einsparung vergessen, das eigentlich vor unseren Füßen liegt.

**Redaktion: Herzlichen Dank, Herr Professor Scheiff!**

Mehr Informationen zum Thema finden Sie unter

**[www.dvgw.de](http://www.dvgw.de)**