

Carbon Management als Business Case

Markus Rosenthal

Deutschland hat mit dem Kohlendioxid-Speicher- und Transportgesetz, dem Hohe-See-Einbringungsgesetz sowie dem bevorstehenden Beitritt zum London-Protokoll den Anschluss an die europäische Entwicklung zum Aufbau eines CO₂-Marktes gefunden – viele Jahre nachdem die EU im Jahr 2003 die gesetzlichen Grundlagen für die Abscheidung und 2009 für die Speicherung von CO₂ geschaffen hat. Sowohl die EU als auch die Bundesregierung sehen Chancen, die Industriepotenziale und die Wertschöpfung durch den entstehenden CO₂-Markt als Zukunftsmarkt zu stärken. Damit Carbon Management marktwirtschaftlich funktionieren und einen Beitrag zur Stärkung des Industriestandorts Deutschland leisten kann, braucht es gezielte Impulse sowohl aus dem privaten als auch aus dem öffentlichen Sektor.

Carbon Management hat durch die aktuelle Gesetzgebung in Deutschland Fahrt aufgenommen. Ein zentrales Ziel der Bundesregierung besteht darin, den Industriestandort Deutschland wieder wettbewerbsfähiger zu machen. Dazu zählt auch eine konsequente Carbon-Management-Politik. Zurzeit arbeitet das Bundeswirtschaftsministerium an dem Aktionsplan für eine Carbon-Management-Strategie. Bis heute gibt es jedoch, mit Ausnahme von Pilotprojekten, in Deutschland keine finale Investmententscheidung für CO₂-Projekte.

Auf EU-Ebene sowie bei den Nachbarn Deutschlands – wie Belgien, Dänemark, den Niederlanden, Norwegen und dem Vereinigten Königreich – wird das Thema Carbon Management schon seit längerer Zeit vorangetrieben. Die ersten Erfahrungen mit der Förderung durch den EU-Innovationsfonds zeigen, dass Investitionen in jenen Staaten getätigt werden, in denen nationale und EU-Förderung abgestimmt zusammenspielen.

Der folgende Beitrag zeigt auf, welche Herausforderungen bestehen, damit Carbon Management zum Business Case wird. Hierzu wird auf die Politikansätze der EU und Deutschlands eingegangen und im Folgenden aufgezeigt, welche Chancen und Perspektiven sich hieraus für Investoren ergeben.

Aufbau der CO₂-Wirtschaft

Mit dem Emissionshandel ist die Grundlage für eine CO₂-Wirtschaft in der EU gelegt worden. Doch erst mit dem Ausbau von Carbon-Management-Lösungen bilden sich neue Wertschöpfungsketten, Geschäftsmodelle und industrielle Lösungen.



Carbon Management ist der Schlüssel, um unvermeidbare CO₂-Emissionen zu neutralisieren. Für das Netto-Null-Ziel müssen passende Investitionsimpulse gesetzt werden. Bild: Adobe Stock

In der politischen Kommunikation werden häufig vier zentrale Teilmärkte des Carbon Managements gleichrangig adressiert: der CCS-Markt (Carbon Capture and Storage, CO₂-Speicherung), der CCU-Markt (Carbon Capture and Utilisation, CO₂-Nutzung), der Markt für negative Emissionen insbesondere über DACCS (Direct Air Carbon Capture and Storage, CO₂ wird direkt aus der Luft entzogen) und BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage, CO₂ wird von Biomasse abgeschieden). Hinzu kommt der Markt für die CO₂-Transportinfrastruktur.

Diese Teilmärkte unterscheiden sich deutlich hinsichtlich ihrer regulatorischen Rahmenbedingungen, ihrer technologischen Reifegrade sowie ihrer spezifischen Investitions- und Finanzierungsanforderungen. Gleichzeitig sind sie miteinander eng verbunden: Der Hochlauf von CCS, CCU, DACCS und BECCS ist ohne eine leistungsfähige Transportinfrastruktur nicht realisierbar.

Zur Kostensenkung beim Aufbau der Transportinfrastruktur wären die gemeinsame Planung und der parallele Bau des Wasserstoffkernnetzes und des CO₂-Netzes sinnvoll. Die langen Planungsvorlaufzeiten und Genehmigungsverfahren könnten dadurch reduziert werden. Absehbar für die nächsten Jahre ist: Bahn und Schiff werden eine zentrale Rolle beim Transport von CO₂ spielen müssen. Allerdings bestehen in Teilen Kapazitätsengpässe im Schienennetz, da die Strecken bereits stark ausgelastet sind. Zudem gibt es noch nicht genug Kesselwagen für die Bahn und Schiffe, die CO₂ transportieren können. Diese Themen werden von den Akteuren inzwischen adressiert.

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für ein flächendeckendes Netz und die Berechnung der Netzentgelte stehen noch aus. Die künftig einzuspeisenden CO₂-Mengen müssen noch verlässlicher geschätzt werden, damit alle Akteure eine Planungsbasis haben.

Politikansätze der EU

Nach der EU-Taxonomie-Verordnung [1] sind Wirtschaftstätigkeiten voranzubringen, die einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten können. Entscheidend für eine Taxonomie-Konformität der jeweiligen Aktivität ist ihre konkrete Benennung in delegierten Rechtsakten, so z. B. für den Transport und die Speicherung von Kohlendioxid [2].

Die EU hat bereits 2009 die Grundlage für die Speicherung von CO₂ geschaffen [3]. In der nachfolgenden Gesetzgebung hat die EU immer wieder darauf hingewiesen, dass es eine Finanzierungslücke bei den CO₂-Technologien gibt. Ähnlich argumentiert die Internationale Energieagentur (IEA). Damit Carbon Management bankable wird, hat die EU entsprechende Politikansätze und Förderprogramme aufgelegt. Sie setzt auf eine Mischung aus Ordnungs- und Förderpolitik, um die Finanzierungslücke zu schließen, die der Think Tank Clean Air Task Force für CCS bis 2030 mit rund 10 Mrd. € angibt [4].

Der Net-Zero Industry Act (NZIA) hat der EU bis 2030 das quantitative Ziel für CO₂-Speicherkapazitäten von 50 Mio. t CO₂ gesetzt. Gleichzeitig wurden die Grundlagen geschaffen, damit die Mitgliedstaaten besser bei grenzüberschreitenden CO₂-Projekten zusammenarbeiten können. Inzwischen hat die Industrial Carbon Management Strategy (ICMS) der Europäischen Kommission die Ziele konkret formuliert: von 250 Mio. t CO₂ pro Jahr an Speicherkapazität bis 2040 und bis 2050 eine Steigerung auf insgesamt rund 450 Mio. t CO₂ pro Jahr.

Die Ausweitung von CCUS, BECCS, DACCS und der Ausbau von multimodalen Transportlösungen werden durch mehrere europäische Förderinstrumente flankiert:

- EU-Innovationsfonds: Für die Förderperiode 2020–2030 stehen rund 38 Mrd. € zur Verfügung. CCS-, CCU- und DACCS-Projekte gehören zu den priorisierten Technologiekategorien.
- IPCEI (Important Projects of Common European Interest): Die staatlichen Beihilfen für strategische Industrieprojekte werden vom Wasserstoffsektor auch auf CO₂-Projekte erweitert.

- Connecting Europe Facility (CEF) fokussiert auf die CO₂-Infrastruktur im Rahmen der transeuropäischen Energieprojekte.

- Zusätzlich ist mit dem Industrial Deal 2025 von der Kommission vorgeschlagen worden, eine Bank zur Dekarbonisierung der Industrie mit einem Finanzierungsziel von 100 Mrd. € zu etablieren [5]. Für den Sommer 2026 ist die Vorlage eines Impact Assessments vorgesehen, das Struktur, Finanzierungsvolumen und Mandat dieses Instruments konkretisieren wird.

Zurzeit wird politisch kontrovers diskutiert, ob der lineare Emissionsminderungspfad und der Abbau der freien Zuteilung kurzfristig Wettbewerbsnachteile verursachen. Dagegen wird argumentiert, dass verlässliche Knappheitssignale die notwendige Investitionssicherheit schaffen und so Innovationen sowie die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie stärken. Der Draghi-Report zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der EU kommt zu dem Schluss: „Europa muss einige grundlegende Entscheidungen darüber treffen, wie es seinen Weg zur Dekarbonisierung fortsetzen und gleichzeitig die Wettbewerbsposition seiner Industrie erhalten“ will [6]. Draghis Argument lautet: Eine Verzögerung oder Relativierung der Klimaziele würde die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie weiter beschädigen. Entscheidend sind vielmehr verlässliche Regeln und langfristige Planungssicherheit als Grundlage funktionierender Märkte und Investitionen.

Politikansätze des Bundes und der Länder

In Deutschland gibt es noch keine strukturierte Förderpolitik für Carbon Management. Absicherung von Kreditlinien, etwa durch Hermesbürgschaften bzw. eigene Finanzierungsfazilität einer Landesbank, gibt es noch nicht.

Ein Förderinstrument werden ab 2026 die Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD) sein, wo CCS und CCU nun mitberücksichtigt werden. Klimaschutzverträge gelten – im Vergleich zu Zuschüssen – als das wirksamere Instrument, da sie Investitionen in CO₂-arme Technologien gezielt gegen Preisunsicherheit absichern.

Die Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK) hat nun eine erste Ausschreibung für CCS-Projekte vorgelegt. Das BIK-Programm betrachtet dabei die gesamte Prozesskette und adressiert die finanziellen Risiken bei der Abscheidung, Nutzung oder Speicherung. Allerdings sind die Mittel des Förderprogramms noch sehr begrenzt und geben nur erste Impulse für privatwirtschaftliche Investitionen. Eine Absicherung durch Bürgschaften könnte durch neu aufgelegte Deutschlandfonds gesichert werden, ohne dass die staatliche KfW als Vollfinanzierer auftritt.

In den Ländern Bayern und NRW sind Ansätze einer Cluster-Strategie sichtbar. Erste Referenzmodelle dafür gibt es im Vereinigten Königreich. Dort werden gezielt Industriecluster gebündelt, damit mehrere Emittenten eine gemeinsame CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur nutzen können und so die Kosten gesenkt werden.

Finanzierungsperspektiven für Carbon Management

Für den Finanzmarkt stellt Carbon Management ein neues Geschäftsfeld dar. Dabei braucht es für die unterschiedlichen Teilmärkte verschiedene Finanzierungsansätze.

1. Die Finanzierung von Investitionen in die CO₂-Abscheidetechnik kann über Eigenkapital, Fremdfinanzierung sowie hybride Finanzierungsformen wie Mezzaninfinanzierungen oder etwa Schuldscheine erfolgen.
2. Investitionen in den Transport, die Nutzung sowie die Speicherung folgen in der Regel den Prinzipien der klassischen Projektfinanzierung. Infrastrukturinvestitionen sind mit komplexen technischen, regulatorischen und marktbezogenen Risiken verbunden. Damit sich Infrastrukturinvestoren engagieren, bedarf es einer angemessenen Risikoabsicherung.

Ein zentrales Ziel dabei muss sein, die Kosten für die Kapitalbeschaffung und Risikozuschläge zu reduzieren. Im Folgenden werden Finanzierungsaspekte aufgezeigt, die von der Finanzierungsseite zu berücksichtigen sind.

CCS und CCU sind seit Jahrzehnten erprobt. Während der CO₂-Nutzung nur

geringe Risiken zugeschrieben werden, bestehen bei der geologischen Speicherung weiterhin Bewertungsunsicherheiten, da belastbare Erfahrungsdaten aus Investorensicht fehlen. Mineralisierung kann zusätzliche Sicherheit bieten, dennoch kalkulieren Finanzmarktakteure ein Restrisiko ein.

Regulatorische Rahmenbedingungen

Mit Blick auf die regulatorischen Rahmenbedingungen wird das Preisniveau von Emissionszertifikaten voraussichtlich steigen, jedoch ist es schwer prognostizierbar, wie sich das europäische Energiehandelsystem (EU-ETS) politisch und zeitlich entwickeln wird. Seit der Verschiebung des ETS 2 auf der Zeitachse wird auch der ETS 1 als politisch beeinflussbar eingeschätzt. Für Investoren, die unter Basel-IV-Vorgaben tätig sind, wird dies in ihren Sensitivitätsanalysen zu einer negativen Bewertung führen und die Projektfinanzierungskosten steigen lassen. Zugleich können CCUS-, DACCS- und BECCS-Projekte bei geeigneter Strukturierung attraktive Optionen für nachhaltigkeitsorientierte Portfolios darstellen.

Die Länder können für ihr Landesgebiet bestimmen, dass eine dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid bei ihnen zulässig ist. Damit gilt das Bergrecht, das von den zuständigen Landesämtern verantwortet wird. Obwohl die gesetzlichen Anforderungen bundesweit gleich sind, werden aufgrund der föderalen Struktur für die Speicherung je nach Bundesland unterschiedliche Vorgaben gelten.

Für grenzüberschreitende CO₂-Ströme müssen einheitliche Mindestqualitätsstandards etabliert werden. Erst europaweit harmonisierte Normen, die auch die Länder des Europäischen Wirtschaftsraums umfassen, schaffen die Grundlage für einen funktionierenden und offenen CO₂-Markt. Dabei gilt: Je höher die Reinheit des Gases ist, desto länger ist die Lebensdauer der Infrastruktur und umso geringer sind die Kosten bei der Speicherung.

Marktrisiken

Ein hoher Strompreis kann insbesondere bei stromintensiven Abscheideverfahren die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen. Je nach Technologie liegt der spezifische

Strombedarf bei etwa 200–300 kWh pro Tonne CO₂, ergänzend kommt dazu noch Bedarf an Wärme. Eine Einführung von CCUS im industriellen Maßstab wird die Stromnachfrage erhöhen und zusätzliche Netzanschlusskapazitäten erfordern.

Nach Berechnung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE, München) wird durch CCU und CCS der Strombedarf in Deutschland bis 2045 deutlich ansteigen. Für 2045 wird ein Grundbedarf von 962 TWh/a angenommen. Hinzu kommt ein zusätzlicher Strombedarf für die CO₂-Abscheidung von 36 TWh/a, wodurch sich der gesamte Strombedarf im Jahr 2045 auf 998 TWh/a erhöht. Dies entspricht einem Zusatzbedarf von 4 % allein für die Abscheidung von CO₂. Damit entsteht eine neue energieintensive Branche, die einen substantiellen Beitrag zum Flexibilitätsmarkt erbringen kann.

Gleichzeitig führt der zusätzliche Strombedarf zu höheren Investitionen in Netze und erneuerbare Erzeugung, die unter neuen regulatorischen Rahmenbedingungen – etwa im Zuge des AgNES-Prozesses der Bundesnetzagentur – tendenziell gebremst werden.

Für die Transportinfrastruktur, gleich ob Pipeline, Bahn oder Schiff, tragen die Emittenten das Hauptrisiko, wenn Transportleitungen nicht rechtzeitig verfügbar sind, bzw. werden diese Risiken durch einen privatwirtschaftlichen Versicherungsanbieter abgedeckt. Gleichzeitig stärkt ein solches Instrument den Markthochlauf, indem es Infrastrukturbetreiber motiviert, frühzeitig in CO₂-Netze und -Speicher zu investieren.

Ein solcher Garantierahmen könnte durch staatliche Absicherung, standardisierte Zugangsverträge und klare regulatorische Vorgaben ergänzt werden. Ziel muss es sein, die Hochlaufphase der Anfangsphase des CCS-Marktes zu stabilisieren und somit Investitionssicherheit für private Investoren zu schaffen.

CCU-Cashflows

CCU wird einerseits über den EU-Innovationsfonds und auch das BIK-Programm der Bundesregierung gefördert, aber die regulativen Rahmenbedingungen für die Nutzung des Kohlendioxids machen die

Investitionen risikohaft. Es braucht rechtssichere und unterstützende Regulierungen, die CCU befördern.

CCU bedeutet, dass der Nutzer des CO₂ für diesen Rohstoff Geld an den Emittenten zahlt. Es gibt folglich einen Cash-Flow zurück zu den Emittenten und neue industrielle Wertschöpfungsketten entstehen. CCS, bedeutet, dass alle Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung beim Emittenten liegen. CCU unterscheidet sich grundlegend von CCS, da das abgeschiedene CO₂ nicht dauerhaft gespeichert wird. Während CCS Kosten allein beim Emittenten verursacht, eröffnet CCU die Möglichkeit, aus CO₂ neue Produkte und Wertschöpfungsketten zu entwickeln, bspw. bei der chemischen Industrie, bei der Herstellung synthetischer Kraftstoffe oder in der Baustoffproduktion.

Damit tragfähige CCU-Projekte entwickelt werden können, bedarf es im Rahmen der anstehenden ETS-Beratung auf EU-Ebene eines klaren Bekenntnisses zu CCU. So schafft etwa in Kunststoffen und Baustoffen gespeichertes CO₂ über mehrere Jahre bis Jahrzehnte Zeitvorteile und senkt somit die CO₂-Vermeidungskosten.

CO₂-Wirtschaft ist Wasserstoffwirtschaft

Die EU setzt auf mehr als 100 grenzüberschreitende Wasserstoffprojekte innerhalb Europas. Grüner Wasserstoff in Verbindung mit Kohlendioxid bietet erhebliche Vorteile für die stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie, ebenso im Hinblick auf Treibstoffe für die Luft- und Schifffahrt. Das eingesetzte CO₂ wird mehrfach genutzt und ersetzt fossilen Kohlenstoff. Daher sollte es eine Priorität der EU, der Mitgliedsstaaten und der Anrainer sein, neben grenzüberschreitender Kooperation die CO₂-Infrastruktur parallel zur Wasserstoffinfrastruktur auszubauen.

Zudem braucht es eine marktorientierte Überarbeitung der Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinien (RED II/III) und des zugehörigen Delegierten Rechtsaktes für grünen Wasserstoff. Die dort gefassten Vorgaben begrenzen insbesondere die anrechenbaren CO₂-Quellen; fossiles CO₂ wird für CCU nicht berücksichtigt. Dadurch fehlen wirtschaftliche

Anreize für den Aufbau eines CO₂-Marktes. Auch die regulatorischen Anforderungen an sog. E-Fuels, also erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs), müssen neu gefasst werden. Die aktuelle Regulierung bremst Investitionen aus und beeinträchtigt die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie. Hier braucht es ein Umsteuern. Die neu entstehende CO₂-Wirtschaft bietet alle Voraussetzungen, damit CO₂ der Wachstumsmotor für die grüne Wasserstoffwirtschaft wird.

Ausblick

In der ETS-Gesetzgebung ist vorgesehen, dass bis 2039 die sog. Freizertifikate auf null reduziert werden. Die Folge des linearen Reduktionspfades, wenn er so beibehalten wird, ist, dass der CO₂-Preis in der EU steigt. Gleichwohl ist davon auszugehen, dass der CO₂-Preis nicht ausreichend steigen wird, damit Carbon-Management-Lösungen refinanziert werden können. Die CO₂-Vermeidungskosten für den Energiesektor, Industrie, Luft- und Schifffahrt sind hoch, wenn eine Elektrifizierung nicht möglich ist [7].

Durch den politisch gesetzten Zielpfad beim ETS gibt es einen Investitionsdruck bei den Unternehmen. Für die Übergangsphase bis 2039 stehen Unternehmen vor der Wahl, entweder die Freizertifikate durch kostenpflichtige Emissionszertifikate zu ersetzen oder in Carbon-Management-Lösungen zu investieren. Beide Varianten sind mit einer hohen Kostenbelastung versehen. Die Nicht-Investitionen erfordern Kapitaleinsatz, weil ETS-Zertifikate gekauft werden müssen; ebenso erfordert die Neuinvestition in Anlagen Kapital. Carbon Management eröffnet die Perspektive, in den Zukunftsmärkten gut positioniert zu sein, sodass am Ende des Investitionszyklus absehbar Geld verdient werden kann. Entscheidend wird sein, dass von EU, Bund und Ländern Strategien vorgelegt werden, die auf Technologieoffenheit, Wettbewerbsneutralität und Investitionsanreize setzen.

Für das Jahr 2026 ist gesetzlich vorgesehen, das Europäische Emissionshandelsystem (ETS) weiterzuentwickeln. In diesem Kontext wird diskutiert, den linearen Reduktionspfad abzuschwächen oder aufzugeben sowie einzelnen Sektoren über 2039 hinaus weiterhin kostenlose Zertifi-

kate im Sinne eines fortgesetzten „Grandfathering“ zuzuteilen.

Fällt die politische Entscheidung zugunsten einer Abmilderung oder Abschaffung des Reduktionspfades, würden stagnierende oder sinkende CO₂-Preise in der EU das ohnehin bestehende Spannungsfeld zwischen Investitionsbedarf und Investitionsfähigkeit bei Carbon Management weiter verschärfen. In der Folge wäre wiederum die Politik gefordert, durch eine Ausweitung von Zuschüssen oder Klimaschutzverträgen gegenzusteuern, um diese Finanzierungslücke zu verkleinern.

Gleich welche Entscheidung getroffen wird, es braucht klare Regulierungen für Negativ-Emissionen, die von Wirtschaftsprüfern und Investoren in ihre Bilanzierungsstandards übernommen werden können.

Deutschland hat mit der BIK-Förderung und der Einbeziehung von CCUS in die Klimaschutzverträge wichtige Schritte unternommen. Entscheidend ist nun, die EU-Gesetzgebung aktiv mitzugestalten und nationale Risikoabsicherungen und Förderinstrumente mit der EU-Ebene zu harmonisieren. Dazu gehört, die Carbon-Management-Strategie mit klarer Definition schwer vermeidbarer Emissionen zügig vorzulegen. Das ist relevant für die CCU-Sektoren ebenso wie für die Sektoren Abfallwirtschaft, Aluminium, Glas, Keramik, Papier, Raffinerien und Stahl. Alle Erfahrungen zeigen, dass Clusterförderung größere Synergien schafft als Einzelprojekte.

Öffentliche Förderung kann Investitionssicherheit schaffen, den Aufbau einer CO₂-Wirtschaft jedoch nicht finanzieren – schon aufgrund der begrenzten öffentlichen Mittel. Damit eine CO₂-Wirtschaft entsteht, braucht es privatwirtschaftliche Investitionen. Ziel muss immer sein, einen funktionierenden CO₂-Markt aufzubauen.

Auf Seiten der Industrie geht es im Zuge des Carbon Managements darum, sich mit neuen Geschäftsmodellen neue Märkte zu erschließen. Die deutsche und europäische Industrie hat noch die Technologieführerschaft für CCUS und auch DACCS-Lösungen im globalen Markt. Eine kohärente Entwicklung des CO₂-Marktes bedeutet somit die Stärkung von Deutschland und der EU als Produktionsstandort.

Carbon Management fordert von Investoren und öffentlicher Hand ein Höchstmaß an Verlässlichkeit. Um Carbon Management zum Business Case zu machen, wird es zunächst zentral sein, verlässliche Regulierung zu schaffen, damit die Kosten für Investitionen niedrig sind. Im nächsten Schritt braucht es öffentliche und private Investitionen, damit eine marktwirtschaftliche Dynamik entsteht.

Anmerkungen

- [1] Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088 (EU-Taxonomie-Verordnung), Amtsblatt der Europäischen Union L 198/13, 22. Juni 2020.
- [2] Delegierte Verordnung (EU) 2021/2139, Anhang I, Abschnitt 5, Ziffern 5.11–5.12.
- [3] Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006
- [4] Clean Air Task Force: The gap between carbon capture and storage ambitions and available funding, 2021.
- [5] Europäische Kommission: Der Deal für eine saubere Industrie: Ein gemeinsamer Fahrplan für Wettbewerbsfähigkeit und Dekarbonisierung. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, COM (2025) 85 final, Brüssel, 26. Februar 2025, S. 13.
- [6] Draghi, M.: Die Zukunft der europäischen Wettbewerbsfähigkeit – Teil A: Eine Wettbewerbsstrategie für Europa. Bericht an die Europäische Kommission, 2024, S. 48.
- [7] Vgl. Schmidt, S. et al.: CO₂-Verminderungskosten: Eine kosteneffiziente Transformation hin zur Klimaneutralität ist möglich. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 76. Jg. (Heft 1-2) 2026, S. 36–40.

*M. Rosenthal, Geschäftsführer, Bundesverband Carbon Management e. V. (BVCM), Berlin
mrosenthal@bvcarbon.org*