

GUTACHTEN

**Rechtliche Rahmenbedingungen
für Carbon Capture and Storage
(CCS) in Deutschland**



GUTACHTEN

Rechtliche Rahmenbedingungen für Carbon Capture and Storage (CCS) in Deutschland

im Auftrag der

Bellona Europa AISBL, Rue d'Egmont 15, 1000 Bruxelles, Belgien

erstellt durch

Rechtsanwalt Dr. Martin Altrock, Mag.rer.publ.

Rechtsanwalt Dr. Olaf Däuper

Rechtsanwältin Christine Kliem, LL.M.

Rechtsanwalt Frederik Braun

Rechtsanwältin Nathalie Hausmann



06.04.2022



BECKER BÜTTNER HELD

Dieses Gutachten wurde für unsere Mandantin und auf der Grundlage des mit unserer Mandantin bestehenden Mandatsvertrages erstellt. Es ist für den eigenen Gebrauch unserer Mandantin bestimmt. Jegliche Weitergabe an Dritte mit Ausnahme der Veröffentlichung durch unsere Mandantin selbst ist nur bei entsprechender vorheriger Mitteilung an uns gestattet.

Gegenüber Dritten, die den Inhalt dieses Gutachtens ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen machen, übernehmen wir keine Verantwortung oder Haftung, es sei denn, dieser Dritte wurde ausdrücklich und durch schriftliche Vereinbarung in den Schutzbereich des Mandatsvertrages mit unserer Mandantin einbezogen oder wir haben mit diesem Dritten schriftlich etwas Abweichendes vereinbart.

Inhaltsverzeichnis

Teil 1 Gutachtenauftrag und Zusammenfassung der Ergebnisse	5
A. Prüfungsauftrag	5
B. Zusammenfassung der Ergebnisse	6
I. Grundlagen, insbesondere Abgrenzung zu anderen Techniken	6
II. Abscheidung	7
III. Transport	8
IV. Förderinstrumente für den Einsatz von CCS-Technologien	9
Teil 2 Rechtsrahmen für Carbon Capture and Storage (CCS) aus deutscher Perspektive	12
A. Definitionen und Grundlagen	12
I. Definition und Rangverhältnis gegenüber anderen Optionen zur Reduktion der CO ₂ -Emissionen	12
II. Einbindung in den europäischen Rechtsrahmen	14
B. Rechtsrahmen	16
I. Abscheidung	17
1) Zulassung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz	17
a) Genehmigungsbedürftigkeit	17
b) Genehmigungsfähigkeit	26
c) Genehmigungsverfahren	32
d) Notwendigkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung	33
e) Konzentrationswirkung	33
2) Wasserrecht	34
3) Raumordnung und Planfeststellung	35
4) Bewertung der Genehmigungssituation	36
II. Transport	38
1) Grundlagen	39
a) CO ₂ als Wirtschaftsgut mit negativem Wert	39
b) Verantwortlichkeit für Leckagen	40
2) Transport innerhalb Deutschlands	42
a) Transport via Pipeline	42
b) Multimodaler Transport per LKW, Schiff, Zug	51

06.04.2022

3) Grenzüberschreitender Transport	55
a) Völkerrechtliche Abkommen	55
b) EU-Vorschriften	58
4) Zwischenergebnis	58
III. Speicherung	59
C. Förderinstrumente für den Einsatz von CCS-Technologien	60
I. Förderbedarf und Förderansätze im Überblick	60
1) Förderbedarf	60
2) Förderansätze im Überblick	61
II. Förderungen im Rahmen des Europäischen Emissionshandel	63
III. THG-Minderungsquoten	65
1) Instrumentenbeschreibung	65
2) Rechtlicher Rahmen einer Quotenregelung	66
IV. Förderrichtlinien	69
V. Klimaschutzverträge	72
1) Arten von Klimaschutzverträgen	72
2) Rechtliche Prüfung Carbon Contract for Difference (CCfD)	74
a) Instrumentenbeschreibung CCfD	74
b) Vereinbarkeit mit dem Europäischen Beihilfenrecht	75
c) Vereinbarkeit mit der Europäischen Warenverkehrsfreiheit	78
d) Vereinbarkeit mit dem nationalen Verfassungsrecht	79

Teil 1 Gutachtenauftrag und Zusammenfassung der Ergebnisse

A. Prüfungsauftrag

Die Klimaziele, zu deren Einhaltung sich Deutschland auf allen Ebenen verpflichtet hat, sind ambitioniert. Das Pariser Abkommen verpflichtet Deutschland als Vertragspartei zur Begrenzung der Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad, möglichst 1,5 Grad, auf Ebene der EU ist das Ziel Klimaneutralität 2050, das nationale Klimaschutzgesetz (im Folgenden: **KSG**)¹ legt dies bereits für 2045 fest. Um diese Ziele zu erreichen, ist die schnelle Etablierung von Maßnahmen erforderlich. Emissionen müssen in erster Linie dort, wo es möglich ist, vermieden werden. Darüber hinaus werden aber auch die Neutralisierung nicht vermeidbarer Emissionen und Negativemissionen notwendig sein. Voraussetzung dafür sind neben den technischen und finanziellen Voraussetzungen insbesondere auch die kohärenten rechtlichen Rahmenbedingungen.

Im Fokus dieses Gutachtens steht dabei mit Carbon Capture and Storage (CCS) eine technische Möglichkeit, um CO₂ an industriellen Anlagen abzuscheiden, zur Speicherstätte zu transportieren und dauerhaft geologisch zu speichern. Dort, wo Emissionen nicht vermieden werden können, soll deren Freisetzung in die Atmosphäre mit Hilfe dieses technischen Verfahrens verhindert werden. Damit wird gleichzeitig der Anwendungsbereich eingegrenzt, um technisch-wirtschaftlich gut realisierbare Potentiale für Emissionsminderung nicht zu „kannibalisieren“.

Bellona hat uns beauftragt, einen Rechtsrahmen zu skizzieren, der CCS auf nationaler Ebene ermöglicht. Dafür untersuchen wir im Folgenden den derzeitigen Rechtsrahmen für CCS, insbesondere die Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid (im Folgenden: **CCS-Richtlinie**)² und das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (im Folgenden: **KSpG**)³, um etwaige Hindernisse zu identifizieren und, darauf aufbauend, bei Bedarf zielgerichtete Anpassungen vorzuschlagen. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Klimaschutzwirkungen der verschiedenen Technologien CCS und – in Abgrenzung hierzu - Carbon Capture

¹ Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist.

² 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, ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 114.

³ Kohlendioxid-Speicherungsgesetz v. 17.08.2012, zuletzt geändert durch Art. 22 des Gesetzes v. 10.08.2021, BGBl. I S. 3436.

and Usage (CCU). Schwerpunkte der Untersuchung liegen dabei auf den genehmigungsrechtlichen Fragen der Abscheidung, dem multimodalen nationalen und grenzüberschreitenden Transport sowie möglichen Förderinstrumenten für CCS. Im Einzelfall werden dabei auch kommende und angekündigte Vorschläge der EU-Kommission angerissen. Angesichts der erheblichen Potentiale für die langfristige tiefengeologische Speicherung unter dem Meer insbesondere im europäischen Ausland (etwa in Norwegen oder den Niederlanden) steht dieses Gutachten unter der Prämisse, dass die Speicherung im europäischen Ausland erfolgen wird, und vertieft das Themenfeld „Speicherung in Deutschland“ nicht weiter. Gegebenenfalls könnte daneben mittel- bis langfristig auch eine Speicherung von in Deutschland abgediebstem CO₂ im außereuropäischen Ausland (etwa in den USA) in Betracht kommen. In diesem Fall wäre, insoweit der Anwendungsbereich des deutschen bzw. des EU-Rechts verlassen wird, die Zulässigkeit im jeweiligen Einzelfall nach den entsprechend einschlägigen Rechtsquellen des nationalen bzw. internationalen Rechts zu beurteilen; auch dies stand nicht im Fokus der nachfolgenden Untersuchung.

B. Zusammenfassung der Ergebnisse

Damit CCS unter den hier zugrunde gelegten Bedingungen (Abscheidung in Deutschland, langfristige Speicherung im Ausland) rechtlich möglich ist, müssen im Hinblick auf die relevanten Vorschriften des deutschen, des europäischen und des internationalen Rechts die Weichen richtig gestellt sein. Im Ergebnis unserer Prüfung ist dies bereits zum heutigen Zeitpunkt weitgehend der Fall. Andererseits besteht an einzelnen wesentlichen Punkten noch rechtlicher Anpassungsbedarf:

I. Grundlagen, insbesondere Abgrenzung zu anderen Techniken

Insbesondere wäre zur Absicherung des von Bellona für sinnvoll erachteten **Rangverhältnisses** dessen gesetzliche Kodifizierung zielführend: An erster Stelle steht das Vermeiden von Emissionen, sodann folgt die Anwendung von CCS für unvermeidbare Emissionen und technische Negativemissionen, erst dann kommt CCU in Frage. Unter der Voraussetzung, dass die Speicherung des stofflich gebundenen CO₂ am Ende des letzten produktgebundenen Lebenszyklus nachgewiesen werden kann (CCUS), entspricht dies unter dem Gesichtspunkt der Mitigierung im Rangverhältnis der CCS-Technologie.

Auf Ebene der EU ist dafür zunächst ein **Zertifizierungssystem** notwendig. Die für Ende 2022 im Entwurf angekündigten Regelungen der EU-Kommission im Bereich Sustainable Carbon Cycles lassen sich auf Basis der bisher verfügbaren Informationen nur eingeschränkt bewerten. Nach unserer aktuellen Einschätzung dürften

diese aber die zu erwartende praktische Bedeutung der CCS-Technologie als insbesondere gegenüber der stofflichen Nutzung von Kohlenstoff langfristigem Problemlösungsansatz nur unzureichend widerspiegeln. Der Fokus scheint eher auf CCUS sowie dem Carbon Farming zu liegen, CCS wird dagegen eher nachrangig aufgeführt. Diesbezüglich dürfte Konkretisierungsbedarf und Nacharbeit notwendig werden.

II. Abscheidung

Für die Errichtung und den Betrieb einer Abscheidungsanlage ist hauptsächlich das **immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren** einschlägig. Problematisch ist dabei zunächst, dass sich der Genehmigungstatbestand aus **Nr. 10.4 des Anhanges 1 der 4. BImSchV** nur auf die Errichtung und den Betrieb von Abscheidungsanlagen **im Rahmen des CCS-Verfahrens** bezieht, nicht aber auf Abscheidungsanlagen für das CCU-Verfahren. Da die Nennung der genehmigungsbedürftigen Anlagen im Anhang 1 der 4. BImSchV nach überwiegender Einschätzung konstitutiv und abschließend ist, scheidet eine analoge Anwendung der Nr. 10.4.1 auf Abscheidungsanlagen im Rahmen der CCU-Technologie aus. Dies erscheint vor dem Hintergrund, dass Abscheidungsanlagen im Rahmen des CCU-Verfahrens dieselben schädlichen Umwelteinwirkungen hervorrufen können, wenig konsistent und sollte daher angepasst werden.

Problematisch ist weiterhin, dass sich der **Abgasvolumenstrom** der Gesamtanlage durch die CO₂-Abscheidung **verringert**. Damit können allerdings in vielen Fällen die **Grenzwerte der TA-Luft** nicht mehr eingehalten werden, da das Abgas der Gesamtanlage **rein rechnerisch** eine höhere Schadstoffkonzentration aufweist, als nach den Vorgaben der TA-Luft zulässig wäre. Diese Problematik sollte ebenfalls durch eine entsprechende Anpassung der TA-Luft gelöst werden, da Abscheidungsanlagen sonst in vielen Fällen nicht genehmigungsfähig wären. Hierfür könnte etwa eine Berechnungsformel in die TA Luft aufgenommen werden, welche diesen Aspekt durch einen entsprechenden Umrechnungsfaktor berücksichtigt.

Weitere rechtliche Unsicherheiten im Genehmigungsverfahren können darüber hinaus in Bezug auf die **Einstufung von CO₂** entstehen. So wird bisher lediglich durch eine Regelung im KrWG in Bezug auf die Streitfrage, ob CO₂ als Abfall einzustufen ist, für Klarheit gesorgt. Damit bleibt weiterhin offen, ob dieses etwa als schädliche Umwelteinwirkung nach § 5 BImSchG eingestuft werden kann oder nicht. Ein untergesetzliches Regelwerk, dass sich mit der Einstufung von CO₂ befasst, existiert bisher nicht.

06.04.2022

Darüber hinaus dürfte die **richtige Verfahrenszuordnung** bei der Nachrüstung von Bestandsanlagen für Schwierigkeiten sorgen. Die Installation einer CO₂-Abscheidungsanlage nach dem **Post-Combustion-Verfahren** kann durch ein Änderungs-genehmigungsverfahren zugelassen werden. Beim **Oxyfuel-** und dem **Pre-Combustion-Verfahren** wird demgegenüber bereits das **Neugenehmigungsverfahren nach § 4 BImSchG** als einschlägig betrachtet, da hierfür Bestandteile am Kernbestand der Bestandsanlage umfassend verändert werden müssen. Damit ergeben sich erhebliche Unterschiede in Bezug auf den Verfahrensaufwand und die behördliche Prüfungsreichweite. Denkbar wäre es, den Behörden über die Schaffung von Regelbeispielen die Verfahrenszuordnung zu erleichtern. Eine Änderungsgenehmigung für die Errichtung und den Betrieb einer Abscheidungsanlage kann außerdem nur durch den bisherigen Genehmigungsinhaber (Hauptanlage) beantragt werden, da für das BImSchG der **Grundsatz der Betreiberidentität** gilt. Damit setzt die Durchführung eines Änderungs-genehmigungsverfahrens eine entsprechende gesellschafts- oder pachtvertragliche Gestaltung voraus.

Für die Entsorgung des Abwassers ist schließlich entweder einer **Direkteinleitungserlaubnis** nach §§ 8 i.V.m. 57 WHG oder – sofern das Abwasser über einen öffentlichen Abwasserentsorger beseitigt werden soll – einer **Indirekteinleitungserlaubnis** nach § 58 WHG erforderlich. Diese sind von der Konzentrationswirkung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nicht erfasst, sodass hierfür ein separates Verfahren durchzuführen ist.

III. Transport

Im Hinblick auf den Transport muss insbesondere sichergestellt sein, dass CO₂-Mengen jeweils auf dem nach den lokalen Gegebenheiten technisch und wirtschaftlich effizientesten Pfad transportiert werden können. Dies ist wesentliche Grundlage für verschiedene Geschäftsmodelle. Vor diesem Hintergrund sollten die **Transportmodalitäten** LKW, Schiff und Zug ebenfalls im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (im Folgenden: **EU-ETS**) anrechenbar sein, derzeit ist nur der Transport von CO₂ zwecks CCS mittels Pipeline ohne Nachteile vom EU-ETS umfasst: Insbesondere im Rahmen des Schiffstransportes ist derzeit nicht geregelt, wie bei der Anrechenbarkeit der Emissionen und einer Zuordnung der Verantwortlichkeit für Leckagen zu verfahren ist, wenn Emissionen von mehreren CO₂-Quellen gemeinsam transportiert und abgegeben werden. In diesem Zusammenhang sollte auch ein Tracking-System etabliert werden, das es erlaubt, CO₂-Mengen den Kunden zuzuordnen, um eine maximale Auslastung erreichen zu können.

Auf nationaler Ebene existieren im KSpG bereits grundlegende Regelungen für den Transport via Pipelines. Insofern könnte allerdings der **Erllass einer konkretisierenden Rechtsverordnung** zu den Bedingungen für Zugang und Anschluss sinnvoll sein, um klare Regeln für ein sich ggf. im Laufe der Zeit über die Vermaschung einzelner Leitungen herausbildendes Netz iSe „wesentlichen Infrastruktur“ zu schaffen.

Für den grenzüberschreitenden Transport muss die **Ergänzung von Art. 6 des London Protokolls ratifiziert werden**. Diese wird aber erst wirksam, nachdem zwei Drittel der Vertragsparteien dies ebenfalls getan haben. Daher sollte Deutschland zeitnah die provisorische Anwendung dieser Ergänzung erklären sowie bilaterale Abkommen hierzu mit den Staaten, in denen sich die Speicherstätten befinden, etwa Norwegen (o.a.), schließen.

IV. Förderinstrumente für den Einsatz von CCS-Technologien

Der Einsatz von CCS-Technologien könnte aufgrund von Zusatzkosten für Anlagentechnik und Betrieb davon abhängen, dass eine **positive Incentivierung** erfolgt. Ansatzpunkte könnten, neben einer Anrechenbarkeit der durch den Einsatz der CCS-Technik vermiedenen Emissionen im EU-ETS, eine gesetzliche **THG-Minderungsquote** in Bereichen der Herstellung emissionsintensiver Produkte (z.B. Zement, Kalk,...), Materialien oder chemischer Grundstoffe (diese werden nachfolgend auch zusammengefasst als **emissionsintensive Produkte**) sein, aber auch eine direkte Förderung für CCS-Verfahren zur Herstellung solcher Produkte durch nationale Instrumente wie **Investitionsbeihilfen** über **Förderrichtlinien** und **Klimaschutzverträge** sein.

Über Förderrichtlinien ließen sich Investments in CCS-Technologien in den angesprochenen emissionsintensiven Industrien, aber etwa auch in Anlagen zur thermischen Verwertung von Abfällen oder ggf. in der Stromerzeugung unmittelbar (anteilig oder umfassend) fördern. Auch über Klimaschutzverträge könnte man CO₂-Reduktionen mittels CCS-Verfahren anreizen. Jeweils würden – dies wäre grundsätzliche Fördervoraussetzung – dabei ansonsten in der Praxis unvermeidbare CO₂-Emissionen über die CCS-Verfahren doch vermieden werden könnten.

Entsprechend wurde geprüft, inwieweit und in welchen Ausgestaltungen eine solche Förderung rechtlich zulässig wäre. Es ergibt sich, dass sich sowohl klassische Förderrichtlinien wie auch Klimaschutzverträge – letztere als Carbon Contracts for Difference (CCfD) – als geeignet und, je nach Ausgestaltung, auch als zulässig erweisen. Dabei umfasst der Förderbedarf die CO₂-Abscheidung, den CO₂-Transport und ggf. auch die CO₂-Speicherung:

1. Durch die Abscheidung und Speicherung von CO₂ unter Verwendung einer CCS-Anlage stehen dem Anlagenbetreiber **CO₂-Zertifikate** aus dem EU-ETS zur Verfügung, die er nicht nutzen muss. Zugleich hat er diese aber (zumindest bislang) unentgeltlich zugeteilt bekommen. Diese nicht erforderlichen Zertifikate haben einen Wert, der dem Anlagenbetreiber zufällt. Zudem könnte grundsätzlich auch eine weitergehende Förderung der dargestellten Mehrkosten über den ETS erfolgen.
2. Grundsätzlich könnten Verfahren zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ in geologischen Speichern auch über gesetzliche Verpflichtungen (**Quotenregelung**) gefördert werden, die zunächst nicht unmittelbar die Verwendung von CCS- Technologien vorschreiben, aber in Bezug auf bestimmte Produkte das ökologische Ergebnis solcher Verfahren obligatorisch machen. So könnten (angebotsseitig) Hersteller von emissionsintensiven Grundstoffen, Materialien oder Produkten oder, was ggf. näher liegen könnte, (nachfrageseitig) Großhändler, sonstige Händler oder Verwender der Produkte und Grundstoffe verpflichtet werden, den THG-Output des von ihnen erzeugten, gehandelten oder verwendeten emissionsintensiven Produkts auf ein regulatorisch festgelegtes und im Zeitverlauf bis spätestens 2045 zunehmendes Gesamtmaß zu reduzieren. Auch mit Blick auf die THG-Reduzierung in der chemischen Industrie könnte entsprechend vorgegangen werden. Vergleichbar mit einer solchen THG-Minderungsverpflichtung wäre eine ansteigende Quote für einen in Verkehr zu bringenden oder zu verwendenden Anteil an CO₂-armen Produkten einer grundsätzlich emissionsintensiven Industrie.

Solche gesetzlichen Regelungen könnten jedoch in der gegenwärtigen Marktsituation, in der es ggf. eine zu geringe Nachfrage nach und eine zu geringe Zahlungsbereitschaft für das nun CO₂-arm herstellbare Produkt gibt, noch unzulässig sein. Denn in dieser Situation könnte eine direkte Förderung, die die Mehrkosten ausgleicht, ein sowohl geeigneteres als auch ein milderer Mittel darstellen. Je nach Ausgestaltung könnte dieses Ergebnis aber ggf. auch vermieden werden.

3. Als ein Standardförderinstrument für eine gezielte Förderung zur anteiligen oder umfassenden Abdeckung von Mehrkosten von CCS-Verfahren könnten **staatliche Förderrichtlinien** dienen. Über diese kommt es zu direkten Geldzahlungen an die Anlagenbetreiber. Hier sind Investitionsbeihilfen (als Capex-Förderung), ggf. auch Betriebsbeihilfen vorstellbar. Die Förderintensität – also die Frage, ob eine anteilige oder vollständige Förderung der

Mehrkosten erfolgen kann – hängt u.a. von der Ausgestaltung des Verfahrens zur Vergabe der Förderung ab (kostenbasiert? nach Ausschreibung?). So könnten unter Umständen Investitionsbeihilfen für Betreiber von Abscheidungsanlagen von CO₂, ggf. auch für CO₂-Pipeline-Betreiber oder Betreiber von geologischen Speichern in Betracht kommen.

Förderrichtlinien können aber auch etwa für Investitionen in Anlagen zur Herstellung von CO₂-armen Produkten oder Materialien aus grundsätzlich emissionsintensiven Industrien aufgesetzt werden. So könnte der staatliche Fördergeber technologieoffen gezielt die Defossilisierung bestimmter Wirtschaftszweige fördern. Eine solche technologieoffene Ausgestaltung wird förderpolitisch häufig bevorzugt. Zugleich können sich so Vorteile hinsichtlich der beihilferechtlichen Genehmigungsfähigkeit solcher Regelungen ergeben.

4. Intensiv diskutiert wird gegenwärtig eine Förderung der Mehrkosten von CO₂-armen oder CO₂-freien Herstellungsmethoden besonders an den Beispielen Stahl, Zement und Ammoniak über **Klimaschutzverträge**, insbesondere über Carbon Contracts for Difference (CCfD). CCS-Verfahren als Produktionsverfahren zur THG-Reduzierung eignen sich dabei u.E. grundsätzlich auch unmittelbar für Klimaschutzverträge. Der CCfD würde dann gezielt lediglich die durch das CCS-Verfahren bewirkten Mehrkosten abdecken – also THG-Minderungskosten durch CCS-Verfahren. Sollte die CO₂-freie oder CO₂-arme Produktion eines bestimmten Stoffes oder Produkts wie beispielsweise Zement, Stahl oder eines chemischen Grundstoffs dagegen noch andere Mehrkosten verursachen, würde diese ein auf das CCS-Verfahren begrenztes Förderregime dagegen nicht umfassen. Dies könnte gegen ein so eng zugeschnittenes CCfD-Konzept sprechen.

Diese Fragestellungen müssen vorliegend aber nicht abschließend geklärt werden und dürften letztlich klima- und förderpolitisch entschieden werden: Wird nicht auf die CCS-Technik, sondern auf ein grünes Produkt abgestellt, kann so das letztlich angestrebte Ziel – THG-Reduktion – durch branchenbezogene, zugleich aber technologieoffene Förderinstrumente in den Blick genommen werden. Mit diesen technologieoffenen Förderinstrumenten können die gesamten THG-Minderungskosten gefördert werden und nicht nur die CCS-abhängigen Kosten – wenn insoweit in Bezug auf ein grünes Produkt ein Unterschied bestehen sollte.

Teil 2 Rechtsrahmen für Carbon Capture and Storage (CCS) aus deutscher Perspektive

A. Definitionen und Grundlagen

Grundvoraussetzung für eine konsequente und verlässliche Ausgestaltung eines Rechtsrahmens für CCS ist zunächst eine klare Definition des Begriffs sowie dessen Verortung im Rangverhältnis der unterschiedlichen – theoretisch verfügbaren – Minderungskonzepte, von denen insbesondere die Emissionsvermeidung und CCS von Gewicht sind.

Neben einer solchen Definition soll im Folgenden auch der bestehende und geplante Rechtsrahmen einer groben Betrachtung bzw. einem Abgleich mit den hier gesetzten Prämissen unterzogen werden.

I. Definition und Rangverhältnis gegenüber anderen Optionen zur Reduktion der CO₂-Emissionen

Neben der sektorübergreifenden Vermeidung von CO₂-Emissionen durch den Einsatz von CO₂-freien Technologien und erneuerbare Energieträger sowie Energieeffizienzmaßnahmen können sich technische Maßnahmen wie CCS und CCU für das Erreichen der Klimaneutralität als erforderlich erweisen. Dies betrifft insbesondere den Bereich der ansonsten unvermeidbaren Prozessemissionen, wie dies etwa bei der Herstellung von Zement und Stahl, aber auch bei Produktionsverfahren der Chemischen Industrie, bei Müllverbrennungsanlagen sowie bei Negativemissionen der Fall ist.

CCS bezeichnet in diesem Zusammenhang die Abscheidung von CO₂ an punktuellen Quellen wie Industrieanlagen sowie dessen Transport, der mittels Pipeline, LKW oder Zug erfolgen kann und dessen dauerhafte geologische Speicherung, etwa in leeren Erdgasfeldern oder salinen Aquiferen, aber auch in anderen geeigneten geologischen Formationen, insbesondere unter dem Meeresboden.

CCU umfasst die Abscheidung und die Verwendung von CO₂ in Produkten. Dabei muss das CO₂ vom Ort der Abscheidung zum Ort der Verwendung transportiert werden. Eine weitere Maßnahme, deren technologische Entwicklung noch hinter CCS zurückliegt, ist CDR: Dies umschreibt ein Verfahren, in dem CO₂ aus der Luft entnommen und dauerhaft gespeichert oder in Produkten verwendet wird.

Von großer Bedeutung ist das Rangverhältnis zwischen den Maßnahmen. Da das CO₂ bei CCS geologisch gespeichert wird, etwa in leeren Erdgasfeldern und salinen

Aquiferen, ist die Speicherkapazität zwar umfangreich, sodass für lange Zeit keine Knappheit zu erwarten ist, aber dennoch endlich. Zudem kann das Ziel der Klimaneutralität nur erreicht werden, wenn vorrangig ein großer Teil von Emissionen - wo immer dies möglich ist - vermieden wird.

An erster Stelle steht daher das Vermeiden von Emissionen durch den Einsatz von Energieeffizienz-Maßnahmen, erneuerbaren Energieträgern und neuen CO₂-freien Verfahren. Soweit bzw. solange Emissionen im Einzelfall nicht vermeidbar sind, bietet insbesondere der zielgerichtete Einsatz der CCS-Technologie eine Möglichkeit, CO₂ durch Abscheidung und dauerhafte Speicherung „unschädlich“ zu machen. Weiterer Anwendungsfall ist die Generierung von Negativemissionen.

Exkurs: Angesichts erheblicher Unsicherheiten im Zusammenhang mit der stofflichen Verwendung von abgespaltenem CO₂ im Produkt (und dessen Life Cycle) erscheint der Ansatz von CCU demgegenüber als weniger effizient für den Klimaschutz und ist daher nachrangig zu behandeln. Auch dann sollte sichergestellt werden, dass die verwendeten Kohlenstoffe möglichst dauerhaft verwendet werden und nach Verwendung ebenfalls geologisch gespeichert werden, um der Atmosphäre tatsächlich dauerhaft entzogen zu sein. Gelingt dies nicht, würde anderenfalls das CO₂ letztlich doch wieder freigesetzt werden, wenn das Produkt, in dem der Kohlenstoff aus dem CO₂ verwendet wurde, selbst verwertet wird – etwa durch thermische Verwertung in einem Müllheizkraftwerk. Zusammen gefasst ist CCU daher dann jedenfalls unterstützenswert, wenn das Produkt, in dem der abgeschiedene Kohlenstoff Verwendung gefunden hat, möglichst dauerhaft verwendet werden kann und sodann zumindest im Rahmen der energetischen Verwertbarkeit dauerhaft speicherbar ist, was aus einer Life-Cycle-Perspektive betrachtet zu beurteilen ist.

Im Ergebnis ergibt sich, dass die Anwendungsfälle für CCS ebenfalls begrenzter Natur sein müssen. Nicht vermeidbare Emissionen finden sich im Bereich der chemischen Industrie und auch beim Betrieb von Gaskraftwerken, soweit hier fossile Kohlenwasserstoffe nicht durch regenerative Energieträger wie Biogas/Biomasse oder grünen Wasserstoff ersetzt werden können. Nach dem Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung sollten Gaskraftwerke im Übergang bis zu einer sicheren Stromversorgung mit erneuerbaren Energien eine wichtige Rolle einnehmen. Dabei sind die verfügbaren Mengen an Biogas und zunächst auch grünem Wasserstoff zu gering, um auf den Einsatz von fossilem Erdgas unmittelbar verzichten zu können. In Folge des Krieges in der Ukraine dürfte diese Planung zwar einer deutlichen Neubewertung unterzogen werden; sofern im Einzelfall der längere Einsatz von Gaskraftwerken für erforderlich gehalten wird, bietet sich der Einsatz der CCS-Technologie

an. Etwa in der chemischen Industrie werden eine ganze Reihe von Grundstoffen hergestellt, die aktuell und ggf. sogar dauerhaft kaum allein mit grünem Strom oder perspektivisch mit grünem Wasserstoff hergestellt werden können.

Als Anwendungsfall für CCS-Verfahren kommt darüber hinaus auch der Einsatz in Anlagen zur thermischen Verwertung von Abfällen in Betracht. Diese Anlagen dürften faktisch auch langfristig nicht gänzlich vermeidbar sein - und damit im Grundsatz auch die damit einhergehenden Emissionen.

Ein unter dem Aspekt einer schnellen und vergleichsweise günstigen Reduktion von Treibhausgasen wichtiger und dabei absehbarer Anwendungsfall für CCS-Verfahren ist die Herstellung von klimaneutralem Zementklinker etwa in einer sog. Retrofit-Oxyfuel-Anlage mit CCS. Denn Verfahren zur CO₂-freien Herstellung dieses Produkts sind nicht bekannt. Die CO₂-Emissionen sind insoweit also im Grundsatz unvermeidbar. Jedoch kann das CO₂ über entsprechende technische Anlagen abgespalten und abgetrennt werden, um es geologisch einzuspeichern und so die Produktion von CO₂-armen Varianten dieser grundsätzlich emissionsintensiven Produkten, Materialien oder Grundstoffen zu ermöglichen. Zusammenfassend ist CCS somit als Prozess- bzw. Wertschöpfungskette mit folgenden Bestandteilen zu definieren: Abscheidung⁴ von CO₂ im Bereich der ansonsten unvermeidbaren CO₂-Prozessemissionen (Herstellung von Zement und Stahl, Produktionsverfahren der chemischen Industrie, Müllverbrennungsanlagen und Gaskraftwerke in den oben genannten Fällen) sowie Negativemissionen, sodann Transport des abgeschiedenen CO₂ mittels Pipeline, Schiff, LKW oder Zug und schließlich dauerhafte geologische Speicherung (z.B. in leeren Erdgasfeldern oder salinen Aquiferen).

II. Einbindung in den europäischen Rechtsrahmen

Das europäische Recht steht im Rangverhältnis vor einfachen Bundesgesetzen und hat daher Bindungswirkung. Daher muss der nationale Rechtsrahmen für CCS an diesem Normgefüge ausgerichtet bzw. im Rahmen des Möglichen in dieses eingebunden werden. Regelungen auf EU-Ebene als solche sollen hier nicht detailliert untersucht werden, die Einordnung bestehender oder auch zu etablierender Rechtsakte ist aber notwendig. Insbesondere die Attraktivität von CCS-Maßnahmen für Unternehmen hängt von dieser Einordnung ab und ist ein wichtiger Parameter für den Umfang, in dem Unternehmen von CCS Gebrauch machen können bzw. sollen.

Wesentlich hierbei ist die Anrechenbarkeit der Vermeidung von Emissionen im Rahmen des europäischen Emissionshandels. Damit einher geht auch insbesondere ein

⁴ Zu den einzelnen Abscheidungsverfahren siehe auch Abschnitt Abscheidung B. I. 1) a).

06.04.2022

Zertifizierungssystem für CO₂, um einheitliche Standards für die Vergleichbarkeit von Maßnahmen und die ökonomische Bewertung derselben zu etablieren. Die EU-Kommission plant für Ende 2022 den Entwurf eines Rechtsaktes für Nachhaltige Kohlenstoffkreisläufe, in dessen Rahmen auch eine Zertifizierung vorgesehen ist.⁵ Dabei scheint der Schwerpunkt der geplanten Regelungen aber auf einer Zertifizierung des CO₂-Abbaus, mithin im Bereich der Negativemissionen, zu liegen.⁶ Grundsätzlich lassen die Aussagen der EU-Kommission erahnen, dass deren Pläne vorrangig CCU(S) in den Blick nehmen.⁷ Ein Schwerpunkt liegt dabei auch auf dem Sektor Landwirtschaft.⁸ Im Bereich CO₂-Infrastruktur soll der Bedarf für grenzüberschreitende Infrastrukturen auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene bis 2030 und darüber hinaus unter Einbeziehung aller Interessenträger untersucht werden. Hier wird angedeutet, dass auch dafür eine ordnungsgemäße Überwachung und Verbuchung des Ursprungs des CO₂ und eine Berichterstattung darüber notwendig sind.⁹ Dies könnte im Ergebnis auch dafür sprechen, dass ein Zertifizierungssystem erarbeitet werden soll. Die Leitfäden zur CCS-Richtlinie sollen in diesem Zuge ebenfalls überarbeitet werden, um die Aufnahme von CCS zu unterstützen.¹⁰ Es handelt sich allerdings bis dato zunächst um eine sog. Mitteilung der EU-Kommission, dies ist zunächst nur eine Art Aktionsplan als Grundlage für kommende Rechtssetzungsverfahren mit dem Ziel der Schaffung einer CO₂-Wirtschaft.¹¹ Eine abschließende Bewertung der an einigen Stellen nur sehr grob umrissenen Konzepte ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich. Nach den bisher veröffentlichten Materialien haben diese aber einen grundsätzlich anderen Fokus als das unter dem Gesichtspunkt des möglichst effektiven Klimaschutzes dieser Untersuchung zugrunde liegende Rangverhältnis der unter Teil 1 A. I. beschriebenen Maßnahmen bzw. Technologien (insbesondere starke Gewichtung von CCU, daneben Schaffung wirtschaftlicher Anreize zur Nutzung von Landflächen zur CO₂-Aufnahme). Angesichts des aktuellen Status des Rechtssetzungsprozesses – gegenwärtig läuft noch der öffentliche Konsultationszeitraum¹² – besteht indes noch die Möglichkeit, die bisher veröffentlichten

⁵ Communication from the Commission to the European Parliament and the Council, Sustainable Carbon Cycles, 15.12.2021, COM (2021) 800 final, (im Folgenden: **Mitteilung**); abrufbar unter https://ec.europa.eu/clima/system/files/2021-12/com_2021_800_en_o.pdf (zuletzt abgerufen am 05.04.2022).

⁶ Mitteilung, Nr. 4, S. 19 ff.

⁷ Vgl. dazu Mitteilung, Nr. 3.2 und Nr. 4, S. 15 ff. und 19 ff.

⁸ Die Rede ist von „Carbon Farming“, d.h. regenerative Landwirtschaft.

⁹ Vgl. dazu Mitteilung, Nr. 3.2, S. 15 ff. und Factsheet (deutsch).

¹⁰ Mitteilung, Nr. 3.2, S. 18. Es gibt 4 Leitfäden zur CCS-Richtlinie, diese sollen den Mitgliedsstaaten die Umsetzung dieser erleichtern.

¹¹ https://ec.europa.eu/clima/eu-action/forests-and-agriculture/sustainable-carbon-cycles_en#ecl-inpage-1777 (zuletzt abgerufen am 06.04.2022).

¹² Noch bis zum 02.05.2022 gibt es die Möglichkeit zum Einreichen eines Feedbacks im Rahmen des Call for Evidence, https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-voice_en

06.04.2022

Konzepte zu ergänzen und dieses Rangverhältnis auf europäischer Ebene zu implementieren.

Während CCS bereits jetzt für die Abschnitte Abscheidung, Transport per Pipeline und Speicherung im Rahmen des EU-ETS anrechenbar ist¹³, darf in Zukunft CCU demgegenüber angesichts des hier zugrunde gelegten Nachrangigkeitsverhältnisses nicht gleichgestellt anrechenbar sein. CCU darf demgegenüber nur anrechenbar sein, wenn das kohlenstoffhaltige Produkt energetisch verwertbar ist und das CO₂ letztlich dabei im Wege von CCS abgeschieden und gespeichert wird, mithin ebenfalls nicht emittiert wird. Zusätzlich muss ein Nachweis für den Anschluss von CCS am Ende der Lebenszeit des Produktes erbracht werden.

Nicht angerechnet werden dürfen dagegen Maßnahmen, die im Bereich der Negativemissionen verortet werden, wozu BECCS (Bioenergy with CCS; Biomasse wird zur Wärme- und Stromerzeugung verbrannt, entstehendes CO₂ wird abgeschieden und dauerhaft gespeichert) und DACCS (Direct Air Capture with CCS; CO₂ wird durch Luftfilter aus der Atmosphäre entfernt und dauerhaft geologisch gespeichert) gehören. Negative Emissionen sind grundsätzlich mit biologischen und technischen Ansätzen zu erreichen. Hierfür sind separate Ziele und Märkte erforderlich, um eine „Kannibalisierung“ der Maßnahmen untereinander zu vermeiden, oberstes Ziel muss immer das Vermeiden von Emissionen bleiben. Keinesfalls darf zudem ermöglicht werden, durch finanzielle Investitionen eine faktisch nicht vorhandene Emissionsminderung auszugleichen. Auch natürliche Senken müssen einer separaten Betrachtung unterliegen, da diese endlich sind und zudem auch ein dynamisches Ökosystem darstellen, sodass die Bindung von CO₂ in diesem Rahmen keinen festen Parametern unterliegt.

B. Rechtsrahmen

Der Rechtsrahmen für CCS wird anhand der Wertschöpfungskette betrachtet, um etwaige Hindernisse und Anpassungsbedarf an der jeweiligen Stelle zu identifizieren. Schwerpunkte dieses Abschnittes liegen bei den Schritten der Abscheidung und dem Transport, die dauerhafte Speicherung wird nur cursorisch betrachtet.

say/initiatives/13172-Certification-of-carbon-removals-EU-rules_en (zuletzt abgerufen am 04.04.2022).

¹³ Aktivitäten im Bereich CCS sind nur im Falle des Transportes per Pipeline gemäß § 2 Abs. 1 S. 1 i. V. m. Anhang 1 Teil 2 Treibhausemissionshandelsgesetz (TEHG), welches die Emissionshandelsrichtlinie (Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten) umsetzt, anrechenbar. In Anhang 1 Teil 2 Nr. 30, 31, 32 sind alle Glieder der CCS-Kette aufgeführt, sodass diese grundsätzlich hierunter fallen. Siehe hierzu auch Abschnitt B. II. 1) b).

I. Abscheidung

1) Zulassung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz

Für die Errichtung und den Betrieb einer CO₂-Abscheidungsanlage ist das KSpG nicht einschlägig, da dieses nur für die Erprobung und Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid Anwendung findet, nicht aber die Abscheidung von Kohlendioxid.¹⁴ Im Folgenden wird daher untersucht, inwieweit ein Zulassungserfordernis nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz¹⁵ (im Folgenden: **BlmSchG**) besteht.

a) Genehmigungsbedürftigkeit

aa) Erstmalige Errichtung einer Anlage mit CCS

Nach § 4 Abs. 1 S. 1 BlmSchG bedarf die Errichtung und der Betrieb von Anlagen, die aufgrund ihrer Beschaffenheit oder ihres Betriebes in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen oder in anderer Weise die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft zu gefährden, erheblich zu benachteiligen oder erheblich zu belästigen, einer Genehmigung. Welche Anlagen unter dieses Genehmigungserfordernis fallen, wird durch die 4. Bundes-Immissionsschutzverordnung (im Folgenden: **4. BlmSchV**)¹⁶ geregelt. Nach § 1 Abs. 1 S. 1 der 4. BlmSchV erstreckt sich das Genehmigungserfordernis dabei auf die im Anhang 1 dieser Verordnung aufgeführten Anlagen, soweit den Umständen nach zu erwarten ist, dass diese länger als zwölf Monate ab der Inbetriebnahme an demselben Ort betrieben werden.

(1) Genehmigungserfordernis nach Nr. 10.4 Anhang 1 4. BlmSchV

Nr. 10.4 des Anhang 1 zur 4. BlmSchV umfasst zunächst *eigenständig betriebene Anlagen zur Abscheidung von CO₂ aus nach Anhang 1 zur 4. BlmSchV selbst genehmigungsbedürftigen Anlagen zum Zweck der dauerhaften geologischen Speicherung, soweit diese in Spalte d) mit dem Buchstaben „E“ gekennzeichnet sind*. Tatbestandliche Voraussetzung für eine Genehmigungsbedürftigkeit nach Nr. 10.4 Anhang 1 4. BlmSchV ist damit zunächst, dass eine eigenständig betriebene CO₂-Abscheidungsan-

¹⁴ § 2 Abs. 1 KSpG.

¹⁵ Bundes-Immissionsschutzgesetz v. 17.05.2013, zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes v. 24.09.2021 BGBl. I S. 4458.

¹⁶ Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes v. 31.05.2017 BGBl. I S. 1440, zuletzt geändert durch Art. 1 der Verordnung v. 12.01.2021 BGBl. I S. 69.

lage vorliegt. Das Merkmal „eigenständig betrieben“ wird dabei nicht näher definiert. Im Zusammenhang mit der Nr. 10.3 („Eigenständig betriebene Anlagen zur Behandlung von Abgasen“) im Anhang 1 zur 4. BImSchV wird dieses aber ebenfalls verwendet und in den Gesetzesmaterialien dahingehend näher beschrieben, dass die Anlage „unabhängig von der Produktionsanlage“ betrieben werden muss, was auch bei Abscheidungsanlagen regelmäßig erfüllt sein dürfte.¹⁷ Weitere Tatbestandsvoraussetzung ist, dass die Anlage, aus der das CO₂ abgeschieden wird, selbst nach Anhang 1 zur 4. BImSchV genehmigungsbedürftig und in Spalte d) der 4. BImSchV mit dem Buchstaben „E“ gekennzeichnet ist. Dies umfasst diejenigen Anlagen, die der Industrie-Emissionsrichtlinie (im Folgenden: **IE-Richtlinie**)¹⁸ unterfallen.¹⁹ Schließlich muss die Abscheidung zum Zweck der dauerhaften geologischen Speicherung von CO₂ erfolgen.²⁰ Nr. 10.4 Anhang 1 4. BImSchV setzt damit die IE-Richtlinie um.²¹ Nach Art. 10 i.V.m. Nr. 6.9 Anhang 1 der IE-Richtlinie ist diese nämlich auch für die „Abscheidung von CO₂-Strömen aus Anlagen, die unter diese Richtlinie fallen, zur geologischen Speicherung gemäß der Richtlinie 2009/31/EG“ anzuwenden. Soweit eine CO₂-Abscheidungsanlage diese Anforderungen erfüllt, ist sie nach Nr. 10.4 Anhang 1 4. BImSchV genehmigungsbedürftig.

(2) Genehmigungserfordernis nach § 1 Abs. 2 4. BImSchV

Darüber hinaus kann sich die Genehmigungsbedürftigkeit einer CO₂-Abscheidungsanlage auch daraus ergeben, dass diese als Anlagenteil oder Nebeneinrichtung einer anderen, jeweils für sich betrachtet nach Anhang 1 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftigen Anlage, einzustufen ist. Anknüpfungspunkt für die Genehmigungsbedürftigkeit ist in solchen Fällen dann nicht die Abscheidungsanlage als solche, sondern die andere genehmigungsbedürftige Anlage, deren Genehmigungserfordernis sich auf die Abscheidungsanlage erstreckt.

Nach § 1 Abs. 2 4. BImSchV erstreckt sich das Genehmigungserfordernis auf alle Anlagenteile und Verfahrensschritte einer Anlage, die zum Betrieb notwendig sind, und Nebeneinrichtungen, die mit den Anlagenteilen und Verfahrensschritten in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang stehen und die von Bedeutung sein können für a) das Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen, b) die

¹⁷ BR-Drs. 319/12, S. 106.

¹⁸ Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24.11.2010 über Industrieemissionen Abl. L 334/17.

¹⁹ Siehe dazu § 3 der 4. BImSchV.

²⁰ Dieses Tatbestandsmerkmal ist auf Anraten des Bundesrates eingefügt worden und soll den Zweck der Anlage entsprechend Anhang I der IE-Richtlinie spezifizieren und eine Ausweitung der Genehmigungspflicht auf sämtliche Anlagen zur CO₂-Abscheidung vermeiden, vgl. BR-Drs. 319/12, S. 34.

²¹ BR-Drs. 319/12, S. 144.

06.04.2022

Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen oder c) das Entstehen sonstiger Gefahren, erheblicher Nachteile oder erheblicher Belästigungen. Die Vorschrift kommt dabei nur zur Anwendung, soweit das betreffende Anlagenteil oder die Nebeneinrichtung nicht bereits selbst genehmigungsbedürftig ist.²² Diese wäre der Fall, soweit nicht die Voraussetzungen der Nr. 10.4 des Anhanges 1 zur 4. BImSchV vorliegen.

Bei einer CO₂-Abscheidungsanlage kann es sich dabei insbesondere um eine Nebeneinrichtung handeln. Unter den Begriff einer Nebeneinrichtung fallen zunächst solche Einrichtungen, die dem Anlagenbetrieb dienen und im Verhältnis zur Hauptanlage eine dienende und insoweit untergeordnete Funktion aufweisen.²³ Dies trifft auf CO₂-Abscheidungsanlagen grundsätzlich zu, da mit ihnen lediglich der CO₂-Ausstoß der Hauptanlage verringert werden soll. Für den primären Zweck der Hauptanlage – die Herstellung des jeweiligen Produktes – sind solche Anlagen demgegenüber nicht erforderlich.²⁴ Weitere Voraussetzung für eine Einstufung als Nebeneinrichtung ist, dass die Einrichtung in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang mit der Hauptanlage steht. Unter welchen Voraussetzungen ein räumlicher oder ein betriebstechnischer Zusammenhang gegeben ist, wird in der 4. BImSchV nicht definiert. § 1 Abs. 3 S. 2 4. BImSchV lässt sich allerdings entnehmen, dass ein derartiger Zusammenhang jedenfalls dann vorliegt, wenn die dort genannten Kriterien für einen *engen* räumlichen und betrieblichen Zusammenhang erfüllt sind. Da § 1 Abs. 2 Nr. 2 4. BImSchV nach seinem Wortlaut zudem nicht selbst auf einen *engen* Zusammenhang abstellt, werden die räumlichen Anforderungen hier großzügiger ausgelegt als in § 1 Abs. 3 S. 2 4. BImSchV. Insoweit wird es bereits für ausreichend gehalten, wenn Hauptanlage und Nebeneinrichtung auf benachbarten Betriebsgeländen – ggf. auch getrennt durch einen Zaun, Verkehrsweg oder andere Anlagen – betrieben werden.²⁵ Ob diese Voraussetzung für den Betrieb einer Abscheidungsanlage vorliegt, ist eine Frage des Einzelfalles. Regelmäßig wird aber davon auszugehen sein, dass der Produktionsprozess, in dem das CO₂ entsteht, und die Abscheidung bereits aus technischen Gründen eng miteinander verknüpft werden und die Abscheidungsanlage auch zur Vermeidung langer Transportwege nicht in größeren Abständen zur Hauptanlage errichtet wird. Darüber hinaus wird die Abscheidungsanlage regelmäßig auch von Bedeutung für die Entstehung schädlicher Umwelteinwirkungen und der Vermeidung von Gefahren sein. Denn einerseits wer-

²² BVerwG, Beschl. v. 21.12.2010, 7 B 4/10, Rn. 25 (beck-online).

²³ Hansmann/Röckinghausen, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. EL September 2021, § 1 4. BImSchV, Rn. 15.

²⁴ Dieckmann, Das neue CCS-Gesetz – Überblick und Ausblick, NVwZ 2012, 989 (992).

²⁵ Hansmann/Röckinghausen, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. EL September 2021, § 1 4. BImSchV, Rn. 18.

den für die Abscheidung des CO₂ verschiedene Chemikalien eingesetzt. Andererseits kann im Falle eines Störfalles auch CO₂ freigesetzt werden, was ebenfalls erhebliche Gefahren für die Nachbarschaft und die Mitarbeiter hervorrufen kann. Sowohl die Rechtsprechung als auch die Literatur verlangen für die Einstufung als Nebeneinrichtung schließlich, dass diese durch denselben Betreiber wie die Haupteinrichtung betrieben wird (sog. Grundsatz der Betreiberidentität).²⁶ Liegen diese Voraussetzungen vor, kann die Abscheidungsanlage auch als Nebeneinrichtung im Sinne des § 1 Abs. 2 Nr. 2 4. BImSchV einem Genehmigungserfordernis unterliegen.²⁷

(3) Anlagen zur Forschung, Entwicklung oder Erprobung

Nicht genehmigungsbedürftig sind nach § 1 Abs. 6 4. BImSchV Anlagen, soweit sie der Forschung, Entwicklung oder Erprobung neuer Einsatzstoffe, Brennstoffe, Erzeugnisse oder Verfahren im Labor- und Technikmaßstab dienen. Dieser Tatbestand kann für CCS ebenfalls von Bedeutung sein, wenn Verfahren zur Anwendung kommen sollen, die noch nicht hinreichend erprobt sind. Die Anlage muss zunächst allein der Forschung, Entwicklung oder Erprobung dienen. Dient die Anlage auch anderen Zwecken, greift § 1 Abs. 6 4. BImSchV nicht ein.²⁸ Darüber hinaus darf dies nur im Labor- und Technikmaßstab geschehen. Eine gesetzliche Definition dieser Begriffe liegt nicht vor. Nach Einschätzung der Literatur dient ein Labor der Durchführung von wissenschaftlich-technischen Versuchen, Messungen oder sonstigen Prüfungen. In einem Technikum werden nicht nur wissenschaftlich-technische Prüfungen vorgenommen, sondern auch Stoffe und Erzeugnisse hergestellt, aber in einem viel geringeren Umfang als einer großtechnischen Anlage und für eine wirtschaftliche Vermarktung erforderlich wäre.²⁹ Hierunter können Demonstrationsvorhaben fallen, sofern keine wirtschaftliche Nutzung erfolgt. § 1 Abs. 6 4. BImSchV greift darüber hinaus auch dann nicht, wenn die Anlage – gemeint ist hier nach Einschätzung der Literatur die Hauptanlage – einer Umweltverträglichkeitsprüfung bedarf.³⁰

²⁶ VG Halle, Urt. v. 24.08.2010, 2 A 278/08; Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 4, Rn. 72.

²⁷ Siehe zur Einstufung als Nebenanlage: Dieckmann, Das neue CCS-Gesetz – Überblick und Ausblick, NVwZ 2012, 989 (992); Peine, Knopp/Radde, Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 23; Kuznik, Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Genehmigungs- und nationalen Planungsrecht, S. 53 - 54.

²⁸ Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 4, Rn. 33.

²⁹ Hansmann/Röckinghausen, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. Ergänzungslieferung September 2021, § 1 4. BImSchV, Rn. 13d; Peine/Knopp/Radde, Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 23.

³⁰ Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 4, Rn. 33 mit weiteren Nachweisen.

bb) Umfang des Genehmigungserfordernisses

Der Umfang des Genehmigungserfordernisses ergibt sich aus § 1 Abs. 2 der 4. BImSchV und erstreckt sich dabei auf alle zum Betrieb erforderlichen Anlagenteile und Verfahrensschritte und Nebeneinrichtungen, sofern diese mit den Anlagenteilen und Verfahrensschritten in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang stehen und für schädliche Umwelteinwirkungen oder sonstige Gefahren erheblich sind.³¹ Insoweit stellt sich die Frage, inwieweit auch etwaige Lagerstätten oder Verdichtungsstationen zu den genehmigungsbedürftigen Bestandteilen gehören. Dies ist eine Frage des Einzelfalles. Teilweise wird davon ausgegangen, dass diese keine Nebeneinrichtungen im Sinne des § 1 Abs. 2 der 4. BImSchV in Bezug auf die Hauptanlage oder die Abscheidungsanlage darstellen, da es an einem betriebstechnischen Zusammenhang fehlt. Die Verdichtung ist nur notwendig, um das CO₂ besser zur Speicherstätte transportieren zu können, sodass auch eine Einstufung als nicht-genehmigungsbedürftige Anlage gemäß § 22 BImSchG vertretbar sein kann. Für etwaige CO₂-Speicher dürfte demgegenüber regelmäßig ein Genehmigungserfordernis bestehen.³²

cc) Geltung des Genehmigungserfordernisses auch für CCU?

Fraglich ist, inwieweit auch Abscheidungsanlagen im Rahmen von CCU-Verfahren nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig sind. Nach dem Wortlaut der Nr. 10.4 Anhang 1 zur 4. BImSchV ergibt sich aus diesem Tatbestand ein Genehmigungserfordernis nur für CO₂, welches **zur dauerhaften geologischen Speicherung** abgeschieden wird (vgl. „Anlagen zur Abscheidung von CO₂ [...] zum Zweck der dauerhaften geologischen Speicherung“). Fraglich ist daher, inwieweit eine analoge Anwendung auf Abscheidungsanlagen im Rahmen von CCU-Verfahren in Betracht kommt. Nach der Konzeption der 4. BImSchV unterliegen aber nur die ausdrücklich benannten Erzeugungsverfahren einer Genehmigungspflicht. Die Nennung der genehmigungsbedürftigen Anlagen im Anhang 1 wirkt nach Einschätzung der Literatur konstitutiv und abschließend.³³ Eine analoge Anwendung der Genehmigungspflicht auf davonabweichende Verfahren scheidet vor diesem Hintergrund aus.³⁴ Damit kann sich nach derzeitiger Gesetzeslage für solche Abscheidungsanlagen eine Genehmigungspflichtigkeit nach dem BImSchG nur als Anlagenteil oder Nebeneinrichtung

³¹ Siehe dazu § 1 Abs. 2 4. BImSchV.

³² Bei unterirdisch betriebenen Speichern ist anstelle des BImSchG eine Genehmigungspflichtigkeit nach dem Bundesberggesetz zu prüfen.

³³ Vgl. *Böhm*, in: Führ (Hrsg.), GK-BImSchG, § 4 Rn. 32; *Schmidt-Kötters*, in: BeckOK Umweltrecht, BImSchG § 4 Rn. 71.

³⁴ *Schmidt-Kötters*, in: BeckOK Umweltrecht, BImSchG § 4 Rn. 20; *Jarass*, in: BImSchG, § 4 Rn. 20.

06.04.2022

(§ 1 Abs. 2 4. BImSchV) zu einer selbst nach Anhang 1 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftigen Anlage ergeben. Im Übrigen wäre für die Errichtung und den Betrieb der Abscheidungsanlage lediglich eine Baugenehmigung nach den entsprechenden landesrechtlichen Vorschriften einzuholen. Dies ist vor dem Hintergrund, dass von der Errichtung und dem Betrieb einer Abscheidungsanlage unabhängig davon, ob das abgeschiedene CO₂ gespeichert oder wiederverwertet wird, dieselben schädlichen Umwelteinwirkungen ausgehen können, nicht zu rechtfertigen. Daher sollte auch für Abscheidungsanlagen im Rahmen von CCU-Verfahren ein entsprechendes immissionsschutzrechtliches Genehmigungserfordernis im Anhang 1 der 4. BImSchV geschaffen werden.

dd) Nachrüstung von Bestandsanlagen

Denkbar ist darüber hinaus, dass eine CO₂-Abscheidungsanlage an einer bestehenden Industrieanlage nachgerüstet wird. Fraglich ist dabei, durch welche Verfahrenart die Nachrüstung einer Abscheidungsanlage zugelassen werden kann. Das BImSchG differenziert grundsätzlich zwischen der Zulassung durch ein Neugenehmigungsverfahren nach § 4 BImSchG, dem Änderungsgenehmigungsverfahren nach § 16 BImSchG oder dem Anzeigeverfahren nach § 15 BImSchG. Welches dieser Zulassungsverfahren jeweils einschlägig ist, richtet sich zunächst danach, ob das Vorhaben als **Neuerrichtung** oder **Änderung** der bestehenden Anlage aufgefasst werden kann. Im ersten Fall ist das Neugenehmigungsverfahren, im zweiten Fall in Abhängigkeit von den **Auswirkungen der Änderung** das Änderungsgenehmigungsverfahren oder das Anzeigeverfahren einschlägig.³⁵

Eine Änderung liegt dabei vor, wenn von der bisherigen Gestattung abgewichen wird.³⁶ Da die Errichtung und der Betrieb einer CO₂-Abscheidungsanlage regelmäßig nicht durch die bisherige Genehmigung der Bestandsanlage zugelassen sein wird, liegt eine Abweichung von der bisherigen Gestattungssituation regelmäßig vor. Zu prüfen ist dann, ob hierin eine Änderung der bestehenden Anlage oder bereits eine Neuerrichtung liegt. Grundsätzlich wird in Abgrenzung zur Änderung von einer Neuerrichtung ausgegangen, wenn der Kernbestand der Anlage vollständig oder überwiegend verändert wird und die Änderung zugleich den Charakter der Anlage grundlegend verändert.³⁷ Davon ausgehend, dürfte die Installation einer CO₂-Abscheidungsanlage nach dem **Post-Combustion-Verfahren** wohl eine **Änderung**

³⁵ Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 15, Rn. 3.

³⁶ Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 16, Rn. 8.

³⁷ Siehe dazu etwa OVG Lüneburg, Beschl. v. 24.07.2013, 12 ME 37/13, Rn. 14; Reidt/Schiller, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. EL September 2021, § 16 BImSchG, Rn. 32; Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 16, Rn. 8 mit weiteren Nachweisen.

06.04.2022

darstellen, da hierfür keine größeren Veränderungen am Kernbestand der Bestandsanlage durchgeführt werden müssen.³⁸ Beim **Oxyfuel-** und dem **Pre-Combustion-Verfahren** müssen demgegenüber auch Bestandteile am Kernbestand der Bestandsanlage umfassend verändert werden. In der Literatur wird vor diesem Hintergrund vertreten, dass dies eine **Neuerrichtung** darstellt mit der Folge, dass nicht das Änderungsgenehmigungs- oder Anzeigeverfahren nach den §§ 15 und 16 BImSchG, sondern das **Neugenehmigungsverfahren nach § 4 BImSchG** einschlägig wäre.³⁹ Diese Einschätzung ist als vertretbar einzustufen. Denn vor dem Hintergrund der umfangreichen Änderungen am Anlagenkernbestand, den damit verbundenen Veränderungen am Emissionsverhalten und etwa auch dem Brennstoffeinsatz sowie des erheblichen Investitionsumfangs für die Installation der Abscheidungsanlage ist davon auszugehen, dass damit der Charakter der Bestandsanlage grundlegend verändert wird. Aus der Einstufung als Neuerrichtung ergeben sich nicht nur verfahrensrechtlich, sondern auch in Bezug auf die behördliche Prüfungsreichweite erhebliche Unterschiede. Sofern für die Zulassung von Errichtung und Betrieb der Abscheidungsanlage ein Neugenehmigungsverfahren durchzuführen ist, erstreckt sich die behördliche Prüfung auf die **Gesamtanlage**, die dann am Maßstab der im Erteilungszeitpunkt der neuen Genehmigung geltenden Rechts- und Tatsachengrundlage erneut überprüft werden kann. Im Änderungsgenehmigungsverfahren sind demgegenüber grundsätzlich nur die **geänderten Anlagenbestandteile** und ggf. ergänzend solche Bestandteile der (unveränderten) Bestandsanlage, auf die sich die Änderung auswirkt, Prüfungsgegenstand.⁴⁰

Sofern keine Neuerrichtung, sondern eine Änderung vorliegt, ist im nächsten Schritt zu untersuchen, ob diese nach § 16 BImSchG genehmigungsbedürftig wäre (sog. Änderungsgenehmigung). Andernfalls genügt eine Anzeige nach § 15 BImSchG (sog. Änderungsanzeige).⁴¹ Nach § 16 Abs. 1 S. 1 1. HS BImSchG bedarf die Änderung der Lage, der Beschaffenheit oder des Betriebs einer genehmigungsbedürftigen Anlage einer Genehmigung, wenn durch die Änderung nachteiligen Auswirkungen hervorgerufen werden können und diese für die Prüfung nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG erheblich sein können (sog. wesentliche Änderung). Die Nachrüstung einer CO₂-Abscheidungsanlage kann dabei zunächst als eine Änderung der Beschaffenheit der Anlage, d.h. des Zustandes der Anlage, eingestuft werden, da jedenfalls mit der Abscheidungsanlage neue Bestandteile hinzukommen. Ggf. werden auch

³⁸ *Peine/Knopp/Radde*, Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 24.

³⁹ *Peine/Knopp/Radde*, Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 24.

⁴⁰ BVerwG, Urt. v. 21.08.1996, 11 C 9/95, Rn. 29.

⁴¹ Der Änderungsanzeige kommt allerdings keine Konzentrationswirkung zu, sodass eine ggf. erforderliche Baugenehmigung weiterhin einzuholen wäre, in dessen Rahmen auch das Immissionsschutzrecht zu prüfen ist, vgl. VGH München, Beschl. v. 30.09.2014, 22 ZB 13.579, Rn. 24.

alte Bestandteile ersetzt.⁴² Darüber hinaus kann auch eine Änderung des Betriebs angenommen werden, da sich mit Installation der Abscheidungsanlage der Emissionsausstoß der Anlage verändert.⁴³ Für die Genehmigungsbedürftigkeit nach § 16 Abs. 1 S. 1 1. HS BImSchG kommt es dann darauf an, inwieweit von der Errichtung der Abscheidungsanlage nachteilige Auswirkungen in Bezug auf die Genehmigungsvoraussetzungen nach § 6 Abs. 1 BImSchG – dies umfasst die Betreiberpflichten nach § 5 BImSchG – ausgehen *können*.⁴⁴ Hierfür ist nach der Rechtsprechung und der Literatur regelmäßig erforderlich, dass sich die Genehmigungsfrage durch die beantragte Änderung neu stellt.⁴⁵ Der Auswirkungsbegriff wird dabei weit ausgelegt. Erfasst werden alle direkten oder indirekten, schweren oder leichten Effekte auf die Schutzgüter des BImSchG, sofern sie die vorhandene Situation verschlechtern.⁴⁶ Auch wenn mit der Installation der CO₂-Abscheidungsanlage CO₂-Emissionen verringert werden oder sogar ganz wegfallen, können von der Errichtung einer solchen Anlage jedenfalls Emissionen in Form von Lärm und Luftverunreinigungen ausgehen, sodass die Möglichkeit nachteiliger Auswirkungen auf die Genehmigungsvoraussetzungen des § 6 Abs. 1 BImSchG besteht. Der Begriff „Erheblichkeit“ für die Prüfung der Genehmigungsvoraussetzungen ist dabei als „für die Prüfung relevant“ auszulegen und hat damit keine eigenständige materiell-rechtliche Bedeutung.⁴⁷

Nach § 16 Abs. 1 S. 1 2. HS BImSchG ist eine Änderung ferner genehmigungsbedürftig, wenn die Änderung oder die Erweiterung des Betriebs für sich genommen die Leistungsgrenzen oder Anlagengrößen zur 4. BImSchV erreicht. Dies umfasst regelmäßig quantitative Veränderungen einer Anlage, also Anlagenerweiterungen.⁴⁸ Inwieweit diese Vorschrift auch für die Nachrüstung einer Industrieanlage um eine CO₂-Abscheidungsanlage greift, ist aber fraglich. Zwar stellt eine Abscheidungsanlage für sich genommen eine genehmigungsbedürftige Anlage nach Anhang 1 der

⁴² Siehe zum Begriff der Beschaffenheit, *Reidt/Schiller*, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. EL September 2021, § 6 BImSchG, Rn. 57.

⁴³ Siehe zum Begriff des Betriebs, *Reidt/Schiller*, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. EL September 2021, § 6 BImSchG, Rn. 58.

⁴⁴ Auf die Genehmigungsvoraussetzungen nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG kommt es für die Genehmigungsbedürftigkeit einer Änderung demgegenüber nicht an, *Jarass*, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 16, Rn. 12.

⁴⁵ BVerwG, Urt. v. 21.08.1996, 11 C 9/95, Rn. 29.

⁴⁶ *Pütz, Buchholz, Runte*, Anzeige- und Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz – Handbuch für Antragsteller, Projektbeauftragte und Genehmigungsbehörden mit Erläuterungen, Beispielen und zahlreichen Muster, 8. Auflage 2007, S. 174.

⁴⁷ *Reidt/Schiller*, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. EL September 2021, § 6 BImSchG, Rn. 82.

⁴⁸ *Reidt/Schiller*, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. EL September 2021, § 6 BImSchG, Rn. 89.

06.04.2022

4. BlmSchV dar (s.o.). Nach dem Wortlaut des § 16 Abs. 1 S. 1 2. HS BlmSchG kommt es aber auf das Erreichen bestimmter Leistungsgrenzen und Anlagengrößen an, nicht aber (nur) darauf, dass die Erweiterung für sich genommen genehmigungsbedürftig ist. Diese Frage bedarf vorliegend aber keiner abschließenden Prüfung, da sich regelmäßig jedenfalls eine Genehmigungspflicht für die Änderung aus § 16 Abs. 1 S. 1 1. HS BlmSchG ergeben wird (s.o.).

Nach § 16 Abs. 1 S. 2 BlmSchG ist eine Genehmigung nicht erforderlich, wenn durch die Änderung hervorgerufene nachteilige Auswirkungen offensichtlich gering sind und die Erfüllung der sich aus § 6 Abs. 1 Nr. 1 BlmSchG ergebenden Anforderungen sichergestellt ist. Hiervon sind vor allem solche Auswirkungen erfasst, bei denen eine Verletzung der Genehmigungsvoraussetzungen ohne nähere Prüfung vernünftigerweise ausgeschlossen werden kann.⁴⁹ Dies dürfte in Bezug auf CO₂-Abscheidungsanlagen mit Blick auf die komplexen technischen Vorgänge und Veränderungen regelmäßig nicht der Fall sein.

Im Immissionsschutzrecht ist darüber hinaus der **Grundsatz der Betreiberidentität** (vgl. § 1 Abs. 1 S. 4 der 4. BlmSchV „desselben Betreibers“) zu beachten. Dies ist auch für die Durchführung des Änderungsgenehmigungsverfahrens nach § 16 BlmSchG von Bedeutung. Die Berechtigung zur Beantragung der Anlagenänderung kommt nämlich **nur dem bisherigen Genehmigungsinhaber** zu, da die Änderungsgenehmigung mit der Ausgangsgenehmigung eine einheitliche Gesamtgenehmigung bildet. Die Zulassung durch eine Änderungsgenehmigung setzt also ggf. eine entsprechende vertragliche Gestaltung voraus. Ist die Betreiberidentität nicht gegeben, wäre ebenfalls das Neugenehmigungsverfahren nach § 4 BlmSchG durchzuführen mit den bereits dargelegten Konsequenzen im Hinblick auf den Prüfungsgegenstand und den materiell-rechtlichen Prüfungsumfang.

Wie bereits dargelegt, erstreckt sich die Prüfung im Änderungsgenehmigungsverfahren nur auf die geänderten Anlagenbestandteile und ggf. ergänzend solche Bestandteile, auf die sich die Änderung auswirkt. Für die Beurteilung der von der Änderung ausgehenden Emissionen wird im Bereich der qualitativen Änderungen – also Veränderungen „innerhalb“ der Anlage – überwiegend davon ausgegangen, dass das Gesamtemissionsniveau der Anlage betrachtet werden kann, während bei ausschließlich quantitativen Änderungen – also reinen Erweiterungen – regelmäßig auf den Emissionsbeitrag des Erweiterungsbaus abzustellen ist.⁵⁰ Die Nachrüstung einer CO₂-Abscheidungsanlage stellt wohl regelmäßig eine qualitative Änderung

⁴⁹ Jarass, in: Jarass, BlmSchG, 13. Auflage 2020, § 16, Rn. 16.

⁵⁰ BVerwG, Beschl. v. 29.10.1984, 7 B 150/84; zur Möglichkeit der Prüfung der Emissionen der Bestandsanlage im Falle einer quantitativen Änderung: BVerwG, Urt. v. 11.02.1977, IV C 9/75, Rn. 28 ff; Jarass, in: Jarass, BlmSchG, 13. Auflage 2020, § 16, Rn. 32 - 33.

dar, da diese wohl auch mit Veränderungen an der Bestandsanlage einhergeht. Damit verbunden stellt sich bei der Durchführung eines Änderungsgenehmigungsverfahrens regelmäßig die Frage, inwieweit die Behörde über die Änderungsgenehmigung auch „belastende“ Nebenbestimmungen gegenüber der (unveränderten) Bestandsanlage durchsetzen kann. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass das Übergreifen der Prüfung auf die (unveränderte) Bestandsanlage nicht zu einer Erweiterung des Regelungsgegenstandes der Änderungsgenehmigung führt. In der Änderungsgenehmigung für die CO₂-Abscheidungsanlage können daher nur dann Regelungen in Bezug auf die Bestandsanlage getroffen werden, wenn dies zur Sicherstellung der Genehmigungsvoraussetzungen für die CO₂-Abscheidungsanlage erforderlich ist.⁵¹ Dennoch sind Anlagenbetreiber an dieser Stelle erheblichen rechtlichen Unsicherheiten ausgesetzt, weil bei umfangreichen Veränderungen des Bestands teilweise auch eine vollumfängliche Neuprüfung im Änderungsgenehmigungsverfahren als zulässig erachtet wird.⁵² In der Rechtsprechung ist auch anerkannt, dass sich Anlagenbetreiber, falls in der Genehmigung für die Bestandsanlage ein bestimmtes Emissionsniveau zugelassen wurde, das nach aktuellem Recht nicht mehr genehmigungsfähig ist, im Bereich der Änderungsgenehmigung nicht auf ihre ursprüngliche Genehmigung berufen können.⁵³

b) Genehmigungsfähigkeit

Für die Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung müssen die in § 6 Abs. 1 BImSchG aufgeführten Genehmigungsvoraussetzungen erfüllt sein. Dies gilt sowohl für die Zulassung einer Abscheidungsanlage im Rahmen einer Neugenehmigung als auch einer Änderungsgenehmigung. Zwar werden die Voraussetzungen für die Erteilung der Änderungsgenehmigung in § 16 BImSchG nicht ausdrücklich geregelt. Aus dem Ineinandergreifen von Erst- und Änderungsgenehmigung wird aber geschlossen, dass auch für die Erteilung der Änderungsgenehmigung die Genehmigungsvoraussetzungen des § 6 BImSchG vollumfänglich einzuhalten sind.⁵⁴ Dabei kommt es auf die Sach- und Rechtslage im Erteilungszeitpunkt der Genehmigung an. Nach § 6 BImSchG ist die Genehmigung zu erteilen, wenn sichergestellt ist, dass sich aus § 5 oder einer aufgrund des § 7 BImSchG erlassenen Rechtsverordnung ergebenden Pflichten erfüllt werden und andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes der Errichtung und dem Betrieb der Anlage nicht entgegenstehen. Es handelt sich um einen gebundenen Zulassungsanspruch, d.h. wenn die Voraussetzungen des § 6 BImSchG vorliegen, hat der Antragsteller einen

⁵¹ *Reidt/Schiller*, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. EL September 2021, § 6 BImSchG, Rn. 169 - 170.

⁵² VGH München, Beschl. v. 03.04.2019, 22 CS 19.345 u.a. .

⁵³ *Jarass*, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 16, Rn. 37.

⁵⁴ *Jarass*, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 16, Rn. 35.

Anspruch auf Erteilung der Genehmigung. Der Behörde steht insoweit kein Ermessen zu.⁵⁵

(1) Voraussetzungen des § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG

(a) Erfüllung der Schutzpflicht

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG sind genehmigungsbedürftige Anlagen so zu errichten und zu betreiben, dass zur Gewährleistung eines hohen Schutzniveaus für die Umwelt schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft nicht hervorgerufen werden können (sog. Schutzpflicht). Der Begriff der schädlichen Umwelteinwirkungen wird in § 3 Abs. 1 BImSchG definiert als Immissionen, die nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft herbeizuführen. Für die Schutzpflicht sind solche Immissionen relevant, die durch von der betreffenden Anlage ausgehende Emissionen zumindest mitverursacht werden. Entscheidend ist somit, ob von der Anlage Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen oder ähnliche Erscheinungen ausgehen können.⁵⁶

CO₂-Abscheidungsanlagen können dabei entsprechende schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen. Zunächst können beim Betrieb solcher Anlagen Emissionen in Form von Lärm entstehen. Das insoweit zulässige Maß wird in der Technischen Anleitung Lärm (TA Lärm) konkretisiert. Es handelt sich hierbei um eine normkonkretisierende Verwaltungsvorschrift, die auf der Grundlage des § 48 BImSchG erlassen worden ist und daher eine gewisse Bindungswirkung innehat. Für die Erfüllung der Schutzpflicht, sind dabei grundsätzlich die in Nr. 6 TA Lärm aufgeführten Immissionsrichtwerte einzuhalten.

Darüber hinaus können durch den Betrieb einer Abscheidungsanlage auch schädliche Umwelteinwirkungen in Form von Luftverunreinigungen entstehen. Dies umfasst insbesondere Schadstoffe wie Stickstoffoxide, Kohlenmonoxid oder Schwefeldioxid. Dann sind die in Nr. 4 der Technischen Anleitung Luft (TA Luft) niedergelegten Immissionsrichtwerte zu beachten.⁵⁷ Problematisch ist dabei, dass sich der Abgasvolumenstrom der Gesamtanlage durch die CO₂-Abscheidung verringert. Damit

⁵⁵ Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 6, Rn. 45.

⁵⁶ Dietlein, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. EL September 2021, § 5 BImSchG Rn. 92.

⁵⁷ Die 13. BImSchV ist für die Schutzpflicht nicht heranzuziehen (vgl. § 1 Abs. 4 Nr. 1 13. BImSchV).

weisen die Abgase der Gesamtanlage aber (**rein rechnerisch**) eine höhere Schadstoffkonzentration auf als ohne die Abscheidung, wodurch in vielen Fällen die Grenzwerte der TA-Luft nicht mehr eingehalten werden können. Tatsächlich wird aber nicht mehr emittiert, d.h. an der absoluten Konzentration der Schadstoffe im Abgas ändert sich nichts. Es handelt sich vielmehr ausschließlich um ein Bilanzierungsproblem, für das die TA Luft bisher noch keine Lösung bereithält und ohne das die Anlage aufgrund der Überschreitung der Grenzwerte der TA Luft nicht genehmigungsfähig wäre. Hierfür könnte etwa eine Berechnungsformel in die TA Luft aufgenommen werden, welche diesen Aspekt durch einen entsprechenden Umrechnungsfaktor berücksichtigt.

Fraglich ist schließlich, inwieweit auch das CO₂ selbst eine schädliche Umwelteinwirkung darstellen kann. Nach überwiegender Auffassung umfasst die Schutzpflicht aber nur lokale Umwelteinwirkungen, also solche, die am unmittelbaren Wirkungsbereich der Anlage auftreten.⁵⁸ CO₂-Emissionen werden dementsprechend nicht als schädliche Umwelteinwirkung im Sinne des § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG eingestuft, da sich dieses global auswirkt und keine messbaren Emissionen am Wirkungsort entstehen.⁵⁹ Darüber hinaus ist für Anlagen, die dem Europäischen Emissionshandel unterliegen, das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (im Folgenden: **TEHG**) vorrangig anzuwenden (dazu sogleich unter (b)). In Bezug auf das abgeschiedene CO₂ kommt vor diesem Hintergrund lediglich eine einzelfallbezogene Prüfung in Betracht, um Leckagen auszuschließen.⁶⁰ Da es jedoch bisher insoweit an einer gesetzlichen Klarstellung fehlt, sind Meinungsverschiedenheiten mit den Genehmigungsbehörden in Bezug auf die Einstufung von CO₂ als schädliche Umwelteinwirkung nicht auszuschließen.

(b) Erfüllung der Vorsorgepflicht

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG sind genehmigungsbedürftige Anlagen ferner so zu errichten und zu betreiben, dass Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen getroffen wird, insbesondere durch die dem Stand der Technik entsprechenden Maßnahmen. In Bezug auf schädliche Lärmeinwirkungen sind insoweit die Vorgaben aus Nr. 3.3 TA Lärm relevant. Für Luftschadstoffe wie Stickstoffoxide, Kohlenmonoxid

⁵⁸ Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 3, Rn. 20.

⁵⁹ Stevens, Das CO₂-emissionsarme Kohlekraftwerk, UPR 2007, 281 (285); Peine/Knopp/Radde, Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 29.

⁶⁰ Peine/Knopp/Radde, Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 29; Kuznik, Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Genehmigungs- und nationalen Planungsrecht, S. 53.

06.04.2022

oder Schwefeldioxid, sind die in Nr. 5 TA Luft dargelegten Anforderungen zu beachten, die Anwendung finden, sofern die Hauptanlage nicht in den Anwendungsbereich der 13. BImSchV fällt.⁶¹ Darin wird verbindlich der Stand der Technik in Bezug auf Luftverunreinigungen geregelt. In Bezug auf die Chemikalie Monoethanolamin (MEA) sind insbesondere die Vorgaben aus Nr. 5.2.5 TA Luft relevant.⁶²

Für CO₂-Emissionen werden in der TA Luft keine Vorsorgeanforderungen geregelt. Hintergrund hierfür ist, dass CO₂ nicht für die menschliche Gesundheit, sondern das Klima schädlich ist. Insoweit kommen bisher ausschließlich die Vorgaben des TEHG zur Anwendung, welches als das primäre Vorsorgeinstrument zur Reduzierung von CO₂-Emissionen eingestuft wird.⁶³ Nach § 5 Abs. 2 S. 1 BImSchG dürfen für Anlagen, die dem Anwendungsbereich des TEHG unterfallen, daher auch keine Grenzwertfestsetzungen in Bezug auf den CO₂-Ausstoß getroffen werden, es sei denn diese sind erforderlich, um die Schutzpflicht aus § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG sicherzustellen. Das TEHG ist mithin *lex specialis* in Bezug auf Vorsorgeanforderungen für CO₂-Emissionen. Fraglich ist schließlich, inwieweit nach dem BImSchG genehmigungsbedürftige Anlagen, wenn sie CO₂ emittieren, überhaupt noch ohne eine Abscheidungsanlage genehmigungsfähig sind. Hierfür kommt es auf die Frage an, inwieweit die Installation einer Abscheidungsanlage bereits Stand der Technik ist. Soweit ersichtlich, wird bisher davon ausgegangen, dass Abscheidungsanlagen aufgrund des Forschungsbedarfs bei Abscheidung und Speicherung noch nicht Stand der Technik sind.⁶⁴ Wegen des höheren Ressourcenverbrauchs und der erhöhten Schadstoffkonzentrationen wird von einigen Autoren auch insgesamt bezweifelt, dass die Abscheidung von CO₂ jemals den Stand der Technik widerspiegeln kann.⁶⁵ Sollte sich dies ändern, wäre eine Neuanlage, die CO₂ emittiert, ohne Abscheidungstechnik wohl nicht mehr genehmigungsfähig. Bei Bestandsanlagen könnte im Wege einer nachträglichen Anordnung nach § 17 BImSchG eine Nachrüstung mit der CCS-Technologie verlangt werden.

⁶¹ Für Anlagen, die unter die 13. BImSchV fallen – dies sind Großfeuerungsanlagen – ist die 13. BImSchV vorrangig anzuwenden, vgl. § 1 Abs. 4 Nr. 1 der 13. BImSchV.

⁶² *Dieckmann*, Das neue CCS-Gesetz – Überblick und Ausblick, NVwZ 2012, 989 (992); *Peine/Knopp/Radde*, Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 30.

⁶³ *Jarass*, in: *Jarass*, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 5, Rn. 5a.

⁶⁴ *Wolf*, CCS, Anlagengenehmigungsrecht und Emissionshandel, ZUR 2009, 571 (575); *Peine/Knopp/Radde*, Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 30 – 31.

⁶⁵ *Peine/Knopp/Radde*, Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 30 – 31 damals noch zum Anwendungsfall CCS zur Emissionsreduzierung der Stromerzeugung aus Kohle. Ob diese Position auch beim Einsatz von CCS-Verfahren zur Emissionsminderung in emissionsintensiven Industrien und etwa in Müllheizkraftwerken vertreten würde, ist fraglich.

(c) Erfüllung der Abfallpflicht

Nach § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 BImSchG müssen schließlich Abfälle vermieden, nicht zu vermeidende Abfälle verwertet und nicht zu verwertende Abfälle ohne Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit beseitigt werden. Nach § 2 Abs. 2 Nr. 15 des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (im Folgenden: **KrWG**) ist dieses für Kohlendioxid, welches für den Zweck der dauerhaften Speicherung abgeschieden, transportiert und in Kohlendioxidspeichern gespeichert wird, nicht anzuwenden. Damit wird klargestellt, dass für die dauerhafte Speicherung abgeschiedenes CO₂ keinen Abfall darstellt. Für den Transport und die dauerhafte Speicherung von CO₂ ist damit nicht das KrWG, sondern das KSPG einschlägig. Für die Genehmigungsfähigkeit einer CO₂-Abscheidungsanlage ist daher sicherzustellen, dass die dauerhafte Speicherung des abgeschiedenen Kohlendioxids nach dem KSPG zulässig ist.⁶⁶

(d) Energieeffizienz

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 4 BImSchG sind genehmigungsbedürftige Anlagen ferner so zu errichten und zu betreiben, dass Energie sparsam und effizient verwendet wird. Inwieweit stellt sich die Frage, inwieweit die Installation einer Abscheidungsanlage dieser Betreiberpflicht entgegensteht, da der Betrieb einer solchen Anlage den Energiebedarf in unterschiedlichem Ausmaß erhöhen kann und zu Wirkungsgradverlusten führt. Überwiegend wird aber davon ausgegangen, dass damit nicht gegen die Verpflichtung aus § 5 Abs. 1 Nr. 4 BImSchG verstoßen wird. Fraglich ist bereits, inwieweit diese Anforderung hier überhaupt einschlägig ist, da sich diese dem Wortlaut nach auf die Verwendung von Energie, nicht aber auf deren Produktion bezieht.⁶⁷ Davon unabhängig dürfen nach § 5 Abs. 2 S. 2 BImSchG zur Erfüllung der Pflicht zur effizienten Verwendung von Energie in Bezug auf CO₂-Emissionen, die auf Verbrennungs- oder anderen Prozessen der Anlage beruhen, keine Anforderungen gestellt werden, die über die Pflichten hinausgehen, welche das TEHG begründet. Bei Anlagen, die dem TEHG unterliegen, ist dieses Gesetz somit abschließend. Die Genehmigung darf also nicht mit der Begründung versagt werden, diese würde aufgrund des höheren Energieverbrauchs zu Wirkungsgradverlusten führen.⁶⁸

(2) Voraussetzungen des § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG

Nach § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG müssen die Errichtung und der Betrieb der Abscheidungsanlagen darüber hinaus mit den anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften

⁶⁶ Dieckmann, Das neue CCS-Gesetz – Überblick und Ausblick, NVwZ 2012, 989 (993).

⁶⁷ Wolf, CCS, Anlagengenehmigungsrecht und Emissionshandel, ZUR 2009, 571 (574).

⁶⁸ Dieckmann, Das neue CCS-Gesetz – Überblick und Ausblick, NVwZ 2012, 989 (993).

06.04.2022

vereinbar sein. Hierzu gehören u.a. das Bauplanungs-, Bauordnungs-, Wasser-, Bodenschutz- und das Naturschutzrecht.⁶⁹ Inwieweit die sich daraus im Einzelfall ergebenden Anforderungen eingehalten werden können, ist eine Frage des Einzelfalles.

(3) Vorgaben der 13. BImSchV („Capture Readiness“)

Nach § 9 Abs. 1 der 13. BImSchV ist vor der erstmaligen Genehmigung der Errichtung oder des Betriebs von *Feuerungsanlagen zur Erzeugung von Strom* mit einer elektrischen Nennleistung von 300 MW oder mehr durch den Betreiber zu prüfen, ob geeignete Kohlendioxidspeicher zur Verfügung stehen und der Zugang zu Anlagen für den Transport des Kohlendioxids sowie die Nachrüstung von Anlagen für die Abscheidung und Kompression von Kohlendioxid technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar sind. § 9 Abs. 1 der 13. BImSchV statuiert damit zunächst eine Pflicht der Anlagenbetreiber *zu prüfen*, ob später die Verfahrensschritte von CCS vorgenommen werden können. Kommt die Prüfung zu dem Ergebnis, dass CCS grundsätzlich möglich wäre, hat der Anlagenbetreiber *entsprechende Flächen für die Einrichtung einer Abscheidungsanlage vorzuhalten* („Capture Readiness“).⁷⁰ § 9 der 13. BImSchV verpflichtet somit nicht dazu, CO₂-Abscheidungsanlagen zu installieren, sondern lediglich entsprechende Flächen vorzuhalten. Die Vorschrift soll damit sicherstellen, dass später – falls sich CCS als Stand der Technik etablieren sollte – eine Nachrüstung bestehender Anlagen möglich ist.⁷¹ Sie setzt damit Art. 33 der CCS-Richtlinie⁷² um.

Die Prüfpflicht des § 9 der 13. BImSchV gilt ausweislich des Wortlautes nur für Feuerungsanlagen zur Erzeugung von Strom mit einer elektrischen Nennleistung von 300 MW oder mehr. Feuerungsanlage ist nach § 2 Abs. 14 der 13. BImSchV jede Anlage, in der Brennstoff zur Nutzung der Wärme oxidiert wird. Als Feuerungsanlagen sind nach § 1 Abs. 1 der 13. BImSchV auch Gasturbinen und Verbrennungsmotoren anzusehen. Für die in § 1 Abs. 3 der 13. BImSchV aufgeführten Feuerungsanlagen ist die 13. BImSchV aber nicht anwendbar. Dies umfasst zum Beispiel Hochöfen (Nr. 1), Nachverbrennungsanlagen (Nr. 2), Einrichtungen zum Regenerieren von Katalysatoren für katalytisches Cracken (Nr. 3), Einrichtungen für die Umwandlung von

⁶⁹ Dietlein, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. EL September 2021, § 6 BImSchG, Rn. 23 ff.

⁷⁰ Siehe dazu § 9 Abs. 2 S. 3 der 13. BImSchV.

⁷¹ BR-Drs. 676/12, S. 177; Peine/Knopp/Radde, Rechtsfragen der Abscheidung und Speicherung von CO₂, S. 97.

⁷² Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 23.04.2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2004/35/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, L 140/114.

Schwefelwasserstoff in Schwefel nach dem Claus-Prozess (Nr. 4), Feuerungsanlagen in der chemischen, die der unmittelbaren Beheizung von Gütern in Reaktoren dienen (Nr. 5) und Koksofen (Nr. 6). Erfasst werden zudem nur Feuerungsanlagen ab 300 MW. Nach § 9 Abs. 2 der 13. BImSchV gilt diese Prüfpflicht entsprechend für die Änderung oder Erweiterung einer Feuerungsanlage um eine elektrische Nennleistung von 300 MW oder mehr.

c) Genehmigungsverfahren

Nach Nr. 10.4 des Anhanges 1 i.V.m. § 2 Abs. 1 4. BImSchV sind die darin aufgeführten Abscheidungsanlagen in der Spalte c) mit dem Buchstaben „G“ gekennzeichnet.⁷³ Damit unterliegen diese dem **förmlichen Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung** nach § 10 BImSchG. Auch soweit eine UVP nach den §§ 3a ff. UVPG vorgeschrieben ist, ist gemäß § 1 Abs. 1 Nr. 1 Buchst. b) der 4. BImSchV ein förmliches Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen. Nach § 1 Abs. 4 der 4. BImSchV kann im Falle der Errichtung einer Abscheidungsanlage im Rahmen des Neubaus einer nach dem BImSchG genehmigungsbedürftigen Anlage über die Errichtung und Betrieb der Abscheidungsanlage einerseits und der Hauptanlage andererseits in einem immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren entschieden werden.⁷⁴ Darüber hinaus sind Abscheidungsanlagen in Spalte d) der Nr. 10.4 des Anhanges 1 zur 4. BImSchV mit dem Buchstaben „E“ gekennzeichnet. Nach § 3 der 4. BImSchV werden hiermit Anlagen gekennzeichnet, die im Anhang I der IE-Richtlinie aufgeführt sind.⁷⁵ Damit greifen **zusätzliche verfahrens- und materiellrechtlichen Vorgaben** wie zum Beispiel dem Bericht über den § 10 Abs. 1a BImSchG, den Bekanntmachungspflichten nach § 10 Abs. 8a BImSchG, Umsetzung der besten verfügbaren Technik (BVT) und Vorgaben zur Anlagenüberwachung gemäß § 52 BImSchG.⁷⁶

Im Falle einer Änderungsgenehmigung richtet sich die anwendbare Verfahrensart danach, in welchem Verfahren die zu ändernde Anlage zugelassen worden ist. Danach ist das förmliche Verfahren nach § 10 BImSchG durchzuführen, wenn auch die Anlage, die geändert werden soll, dem förmlichen Verfahren unterliegt.⁷⁷ Wurde die zu ändernde Anlage demgegenüber im vereinfachten Verfahren zugelassen, unter-

⁷³ BVerwG, Beschl. v. 21.12.2010, 7 B 4/10, Rn. 25 (beck-online).

⁷⁴ Dieckmann, Das neue CCS-Gesetz – Überblick und Ausblick, NVwZ 2012, 989 (992); Wolf, CCS, Anlagengenehmigungsrecht und Emissionshandel, ZUR 2009, 571 (573).

⁷⁵ Abscheidungsanlagen werden in Nr. 6.9 des Anhanges 1 der IE-Richtlinie aufgeführt.

⁷⁶ Hansmann/Röckinghausen, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. Ergänzungslieferung September 2021, § 3 4. BImSchV, Rn. 2.

⁷⁷ Jarass, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 16, Rn. 44.

liegt auch deren wesentliche Änderung grundsätzlich dem vereinfachten Genehmigungsverfahren.⁷⁸ In der Praxis wird aber oftmals freiwillig das förmliche Verfahren gewählt, da dieses den Vorteil der Präklusionswirkung nach § 10 Abs. 3 S. 3 BImSchG bietet.

d) **Notwendigkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung**

Nach Anlage 1 Nr. 1.10 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (im Folgenden: **UVPG**) unterliegen CO₂-Abscheidungsanlagen auch einer Umweltverträglichkeitsprüfung. Nach Anlage 1 Nr. 1.10 UVPG ist eine CO₂-Abscheidungsanlage generell UVP-pflichtig, wenn die Bestandsanlage selbst nach Spalte 1 der Anlage 1 UVP-pflichtig ist, d.h. mit einem „X“ gekennzeichnet ist (Nr. 1.10.1), oder eine Abscheidungsleistung von 1,5 Millionen Tonnen oder mehr pro Jahr aufweist und nicht bereits nach Nr. 1.10.1 UVP-pflichtig ist (Nr. 1.10.2). Abscheidungsanlagen mit einer Abscheideleistung unter 1,5 Millionen Tonnen pro Jahr unterliegen einer allgemeinen Vorprüfungspflicht (Nr. 1.10.3). Abscheidungsanlagen können darüber hinaus auch als Nebenanlagen von einer eventuellen UVP-Pflicht der Hauptanlage erfasst sein.⁷⁹ Im Falle der Nachrüstung einer Bestandsanlage ist § 9 UVPG heranzuziehen.

e) **Konzentrationswirkung**

Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung entfaltet schließlich eine Konzentrationswirkung, d.h. sie schließt bestimmte, ebenfalls für die Errichtung und den Betrieb der Anlage erforderliche Genehmigungen mit ein (vgl. § 13 BImSchG). Es handelt sich um eine Konzentration der Entscheidung und des Verfahrens, nicht nur der Zuständigkeit.⁸⁰ Davon umfasst ist zunächst regelmäßig die für die Errichtung und den Betrieb der Abscheidungsanlage ebenfalls erforderliche Baugenehmigung.⁸¹ Nicht von der Konzentrationswirkung umfasst sind demgegenüber die wasserrechtlichen Erlaubnisse und Bewilligungen etwa zum Einleiten von Abwasser oder Versickern von Oberflächenwasser gemäß §§ 8 und 10 Wasserhaushaltsgesetz (WHG).⁸²

⁷⁸ *Reidt/Schiller*, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. Ergänzungslieferung September 2021, § 16 BImSchG, Rn. 101.

⁷⁹ *Kuznik*, Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Genehmigungs- und nationalen Planungsrecht, S. 51.

⁸⁰ *Seibert*, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. Ergänzungslieferung September 2021, § 13 BImSchG, Rn. 30.

⁸¹ *Seibert*, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 96. Ergänzungslieferung September 2021, § 13 BImSchG, Rn. 80.

⁸² *Jarass*, in: Jarass, BImSchG, 13. Auflage 2020, § 13, Rn. 17.

2) Wasserrecht

Das Einleiten von Abwasser wird als Benutzung im Sinne des § 9 Abs. 1 Nr. 4 Wasserhaushaltsgesetz (im Folgenden: **WHG**)⁸³ eingestuft und löst damit eine wasserrechtliche Gestattungspflicht aus.⁸⁴ Zu differenzieren ist dabei, ob das Abwasser **direkt** vom Betreiber der Industrie-/ oder Abseidungsanlage in ein Gewässer eingeleitet werden soll oder über einen **öffentlichen Abwasserbeseitiger**. Der erste Fall wird als sog. Direkteinleitung bezeichnet, im zweiten Fall handelt es sich um eine Indirekteinleitung.⁸⁵

Für eine Direkteinleitung ist eine **Erlaubnis nach den §§ 8, 57 WHG** erforderlich. Nach § 8 Abs. 1 WHG bedarf die Benutzung eines Gewässers der Erlaubnis oder Bewilligung, sofern nicht etwas anderes bestimmt ist. Eine Erlaubnis gewährt die Befugnis, ein Gewässer zu einem bestimmten Zweck in einer nach Art und Maß bestimmten Weise zu benutzen. Die Bewilligung gewährt demgegenüber das Recht, ein Gewässer zu einem bestimmten Zweck in einer nach Art und Maß bestimmten Weise zu benutzen (vgl. § 10 WHG). Nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 WHG kann eine Bewilligung aber im Falle einer Benutzung im Sinne der § 9 Abs. 1 Nr. 4 WHG nicht erteilt werden, es sei denn, es geht um das Wiedereinleiten von nicht nachteilig veränderten Triebwasser bei Ausleitungskraftwerken (vgl. § 14 Abs. 1 Nr. 3 WHG). Unter einem Ausleitungskraftwerk versteht man Wasserkraftwerke, die das Wasser zur Energieerzeugung nutzen und wieder in das Gewässersystem einleiten.⁸⁶ Dieser Tatbestand ist hier somit nicht einschlägig, sodass für die (direkte) Abwasserableitung infolge der Abscheidung nur eine Erlaubnis in Betracht kommt. Schließlich ist die Einholung einer Erlaubnis nach § 8 auch nicht aufgrund einer anderweitigen gesetzlichen Regelung ausnahmsweise entbehrlich („sofern nicht etwas anderes bestimmt ist“). Dies umfasst zum Beispiel Gewässerbenutzungen, die der Abwehr einer gegenwertigen Gefahr dienen oder Übungen und Erprobungen für Zwecke der Verteidigung oder Abwehr von Gefahren (vgl. § 8 Abs. 2 und 3 WHG). Diese Fälle sind hier nicht einschlägig. Die Voraussetzungen für die Erteilung einer Direkteinleitungserlaubnis werden in § 57 WHG geregelt. Nach § 57 Abs. 1 Nr. 1 WHG darf eine Erlaubnis für das Einleiten von Abwasser nur erteilt werden, wenn die Menge und Schädlichkeit des Abwassers so gering gehalten wird, wie dies bei Einhaltung der

⁸³ Wasserhaushaltsgesetz v. 31.07.2009, BGBl. I S. 2585, zuletzt geändert durch Gesetz v. 18.08.2021, BGBl. I S. 3901.

⁸⁴ *Hasche*, in: Giesberts/Reinhardt, BeckOK Umweltrecht, Stand 01.12.2017, Rn. 11 mit weiteren Nachweisen.

⁸⁵ *Schendel/Scheider*, in: Giesberts/Reinhardt, BeckOK Umweltrecht, Stand 01.10.2021, Rn. 1.

⁸⁶ *Guckelberger*, in: Giesberts/Reinhardt, BeckOK Umweltrecht, Stand 01.10.2021, § 14 WHG, Rn. 7.

jeweils in Betracht kommenden Verfahren nach dem Stand der Technik möglich ist. Für die Einleitung von Abwasser ist also sicherzustellen, dass die Schadstofffracht des Abwassers so gering ist, wie die bei Einhaltung des jeweils in Betracht kommenden Verfahrens nach dem Stand der Technik möglich ist. Nach § 57 Abs. 1 Nr. 2 und 3 WHG muss die Einleitung darüber hinaus mit den Anforderungen an die Gewässer-eigenschaften und sonstige rechtlichen Anforderungen vereinbar sein und Abwasseranlagen oder sonstige Einrichtungen errichtet und betrieben werden, die erforderlich sind, um die Einhaltung der Anforderungen nach den Nr. 1 und 2 sicherzustellen.

Für eine Indirekteinleitung – d.h. die Einleitung über einen öffentlichen Abwasserbeseitiger – ist demgegenüber eine **Indirekteinleitungsgenehmigung** nach **§ 58 WHG** erforderlich. Nach § 58 Abs. 2 WHG darf eine solche Genehmigung nur erteilt werden, wenn folgende Voraussetzungen (kumulativ) erfüllt sind: Erstens muss die nach der Abwasserverordnung in ihrer jeweils geltenden Fassung für die Einleitung maßgebenden Anforderungen einschließlich der allgemeinen Anforderungen eingehalten werden. Zweitens darf die Erfüllung der Anforderungen an die Direkteinleitung nicht gefährdet werden. Drittens müssen Abwasseranlagen oder sonstige Einrichtungen errichtet und betrieben werden, die erforderlich sind, um die Einhaltung der Anforderungen nach den Nr. 1 und 2 des § 58 Abs. 2 WHG sicherzustellen.

Für die Einleitung des Abwassers ist damit zu differenzieren, ob das Abwasser direkt von der Industrie-/Abscheidungsanlage in ein Gewässer eingeleitet werden soll oder über einen öffentlichen Abwasserbeseitiger. Im ersten Fall bedarf es einer wasserrechtlicher Erlaubnis nach den §§ 8, 57 WHG, im zweiten Fall einer Indirekteinleitungsgenehmigung nach § 58 WHG. Einerseits können für die Einleitung von Abwasser über einen öffentlichen Abwasserversorger grundsätzlich **Abwassergebühren** entstehen. Andererseits liegen die **genehmigungsrechtlichen Hürden** für die Erteilung einer Direkteinleitungserlaubnis oftmals höher als für die Erteilung einer Indirekteinleitungsgenehmigung. So kann je nach Einzelfall für die Direkteinleitung von Abwasser eine (weitere) Umweltverträglichkeitsprüfung notwendig werden sowie auch eine FFH-Verträglichkeitsprüfung. Schließlich wäre ein Fachbeitrag nach der Wasserrahmenrichtlinie zu erstellen.

3) **Raumordnung und Planfeststellung**

Die Errichtung einer CO₂- Abscheidungsanlage im Rahmen des Neubaus einer immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftigen Anlage kann schließlich auch

als Nebenanlage Gegenstand eines für die Hauptanlage ggf. erforderlichen Raumordnungsverfahrens sein.⁸⁷ Die Pflicht zur Durchführung des Raumordnungsverfahrens ist dabei jedoch durch die Hauptanlage als solche bedingt. Demgegenüber wird allein durch die Nachrüstung einer CO₂-Abscheidungsanlage wohl keine Pflicht zur Durchführung eines Raumordnungsverfahrens ausgelöst, da die bestehende Anlage bereits geprüft wurde und Abscheidungsanlagen wohl nicht die Frage der Raumverträglichkeit neu aufwerfen dürften oder selbst ein raumbedeutsames Vorhaben darstellen.⁸⁸

Die Konzentrationswirkung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erstreckt sich schließlich auch nicht auf die Planfeststellung. Vielmehr umfasst die Konzentrationswirkung eines Planfeststellungsbeschlusses auch eine ggf. erforderliche immissionsschutzrechtliche Genehmigung (vgl. § 75 VwVfG). Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung wäre damit in einem Planfeststellungsverfahren zu erteilen, sofern die Abscheidungsanlage planfeststellungsbedürftig ist. Eine Planfeststellungspflicht besteht für Abscheidungsanlagen - anders als etwa für Kohlendioxidleitungen und Speicher⁸⁹ - aber bisher nicht, sodass diese weiterhin überwiegend dem immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren unterliegen.⁹⁰

4) Bewertung der Genehmigungssituation

Für die Errichtung und den Betrieb einer Abscheidungsanlage ist in den überwiegenden Fällen das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren einschlägig. Abscheidungsanlagen sind unter den Voraussetzungen der Nr. 10.4 des Anhangs 1 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftig. Sofern diese Anforderungen nicht erfüllt sind, kann sich ein Genehmigungserfordernis aus § 1 Abs. 2 der 4. BImSchV ergeben, sofern die Abscheidungsanlage ein Anlagenteil oder eine Nebeneinrichtung zu einer selbst nach Anhang 1 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftigen Anlage darstellt. Hierfür bedarf es dann einer Neugenehmigung nach § 4 BImSchG, die in einem förmlichen Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung zu erteilen ist. Auch die Nachrüstung einer Bestandsanlage mit einer CO₂-Abscheidungsanlage löst regelmäßig eine Änderungsgenehmigungspflicht nach § 16 BImSchG, je nach Umfang der Än-

⁸⁷ Kuznik, Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Genehmigungs- und nationalen Planungsrecht, S. 81.

⁸⁸ Kuznik, Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Genehmigungs- und nationalen Planungsrecht, S. 76.

⁸⁹ Nach §§ 4 und 11 KSPG bedürfen die Errichtung und Betrieb von Kohlendioxidleitungen und Kohlendioxidspeichern der Planfeststellung.

⁹⁰ Kuznik, Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Genehmigungs- und nationalen Planungsrecht, S. 77.

06.04.2022

derung und der entsprechenden Betreiberkonstellation ggf. sogar ein Neugenehmigungserfordernis nach § 4 BImSchG aus.⁹¹ Inwieweit auch Lagerstätten oder Verdichtungsstationen vom Genehmigungserfordernis umfasst sind, ist umstritten und einer Einzelfallbewertung vorbehalten.

Problematisch ist zunächst, dass sich der Genehmigungstatbestand aus Nr. 10.4 des Anhanges 1 der 4. BImSchV nur auf die Errichtung und den Betrieb von Abscheidungsanlagen im Rahmen des CCS-Verfahrens bezieht, nicht aber auf Abscheidungsanlagen für das CCU-Verfahren. Da die Nennung der genehmigungsbedürftigen Anlagen im Anhang 1 der 4. BImSchV nach überwiegender Einschätzung konstitutiv und abschließend ist, scheidet eine analoge Anwendung der Nr. 10.4.1 auf Abscheidungsanlagen im Rahmen der CCU-Technologie aus. Insoweit ist daher für die Genehmigungsbedürftigkeit zu prüfen, ob es sich um eine Nebeneinrichtung nach § 1 Abs. 2 der 4. BImSchV handelt. Dies erscheint vor dem Hintergrund, dass Abscheidungsanlagen auch im Rahmen des CCU-Verfahrens schädliche Umwelteinwirkungen verursachen können, wenig konsistent und sollte daher angepasst werden.

Problematisch ist weiterhin, dass sich der Abgasvolumenstrom der Gesamtanlage durch die CO₂-Abscheidung verringert. Damit können allerdings in vielen Fällen die Grenzwerte der TA-Luft nicht mehr eingehalten werden, da das Abgas der Gesamtanlage rein rechnerisch eine höhere Schadstoffkonzentration aufweist, als nach den Vorgaben der TA-Luft zulässig wäre. Diese Problematik sollte ebenfalls durch eine entsprechende Anpassung der TA-Luft gelöst werden, da Abscheidungsanlagen sonst in vielen Fällen nicht genehmigungsfähig wäre. Hierfür könnte etwa eine Berechnungsformel in die TA Luft aufgenommen werden, welche diesen Aspekt durch einen entsprechenden Umrechnungsfaktor berücksichtigt.

Weitere rechtliche Unsicherheiten können darüber hinaus in Bezug auf die Einstufung von CO₂ entstehen. So wird bisher lediglich durch eine Regelung im KrWG in Bezug auf die Streitfrage, ob CO₂ als Abfall einzustufen ist, für Klarheit gesorgt. Damit bleibt weiterhin offen, ob dieses etwa als schädliche Umwelteinwirkung nach § 5 BImSchG eingestuft werden kann oder nicht. Ein untergesetzliches Regelwerk, dass sich mit der Einstufung von CO₂ befasst, existiert bisher nicht.

In der Praxis dürfte darüber hinaus die richtige Verfahrenszuordnung bei der Nachrüstung von Bestandsanlagen für Schwierigkeiten sorgen. Ob ein Änderungs- oder ein Neugenehmigungsverfahren durchgeführt werden muss, ist vor allem in Bezug

⁹¹ *Dieckmann*, Das neue CCS-Gesetz – Überblick und Ausblick, NVwZ 2012, 989 (992); *Wolf*, CCS, Anlagengenehmigungsrecht und Emissionshandel, ZUR 2009, 571 (576).

auf die behördliche Prüfungsreichweite von erheblicher Bedeutung. Denkbar wäre es, den Behörden über die Schaffung von Regelbeispielen die Verfahrenszuordnung zu erleichtern. Eine Änderungsgenehmigung für die Errichtung und den Betrieb einer Abscheidungsanlage kann außerdem nur durch den bisherigen Genehmigungsinhaber (Hauptanlage) beantragt werden, da für das BImSchG der Grundsatz der Betreiberidentität gilt. Auch für die Einstufung einer Abscheidungsanlage als Nebeneinrichtung nach § 1 Abs. 2 der 4. BImSchV ist eine Betreiberidentität erforderlich. Damit ist eine entsprechende gesellschafts- oder pachtvertragliche Gestaltung erforderlich.

Die Konzentrationswirkung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung umfasst schließlich nicht die wasserrechtliche Gestattung für die Einleitung des Abwassers. Hierfür bedarf es entweder einer Direkteinleitungserlaubnis nach §§ 8 i.V.m. 57 WHG oder – sofern das Abwasser über einen öffentlichen Abwasserentsorger beseitigt werden soll – einer Indirekteinleitungserlaubnis nach § 58 WHG. Zwar können für die Entsorgung von Abwasser über einen öffentlichen Entsorger Abwassergebühren anfallen. Die genehmigungsrechtlichen Hürden für die Erteilung einer Direkteinleitungserlaubnis dürften aber regelmäßig höher liegen.

II. Transport

Nach dem Verfahrensschritt der Abscheidung des CO₂ wird dieses zur Speicherstätte transportiert. Überwiegend wird die dauerhafte Speicherung in Speicherstätten im Ausland, etwa in Formationen unter dem Meeresboden in der Nordsee, erfolgen, weswegen diese Konstellation auch die Grundlage der folgenden Prüfung bilden soll. Das CO₂ kann dabei per Pipeline, LKW, Schiff oder Zug zur Speicherstätte transportiert werden. Innerhalb einer Lieferkette des CO₂ können und werden voraussichtlich auch verschiedene Modalitäten verwendet werden. Der Transport kann somit multimodal und sowohl national als auch grenzüberschreitend erfolgen.

Der derzeitige nationale Rechtsrahmen für den Transport von CO₂ im Rahmen von CCS besteht hauptsächlich aus dem die CCS-Richtlinie umsetzenden KSpG und dem Gefahrgutrecht. Für den grenzüberschreitenden Transport sind zudem völkerrechtliche Abkommen und EU-Regelungen, insbesondere die CCS-Richtlinie, relevant. Anhand der Darstellung der derzeitigen Rechtslage werden Hindernisse für CCS-Maßnahmen herausgearbeitet sowie Anhaltspunkte für etwaige Regulierungsvorschläge aufgezeigt.

1) Grundlagen

Grundlegende Weichenstellungen sind zunächst die Betrachtung von CO₂ als wirtschaftliches Gut und die Frage, welche Akteure entlang der Wertschöpfungskette Transport die Verantwortlichkeit für etwaige Leckagen unter dem EU-ETS tragen sollen.

a) CO₂ als Wirtschaftsgut mit negativem Wert

Im Rahmen verschiedener Rechtsregime unterliegt CO₂ einer unterschiedlichen Betrachtung. Während das KrWG mangels Abfalleigenschaft⁹² nicht anwendbar ist, unterliegt CO₂ der CCS-Richtlinie bzw. dem KSpG, wenn dieses dauerhaft geologisch gespeichert werden soll. Dies ergibt sich aus Art. 1 bzw. § 1. Als gefährliches Gut unterliegt CO₂ auch dem Gefahrgutrecht im Rahmen des Transportes per LKW, Schiff und Zug.⁹³ Darüber hinaus ist CO₂ gemäß § 3 Nr. 16 Treibhausgasemissionshandelsgesetz (im Folgenden: TEHG⁹⁴) ein Treibhausgas, unterliegt daher dem Emissionshandelsrecht. Die Emissionshandelsrichtlinie (im Folgenden: EU-ETS-Richtlinie⁹⁵) gilt für CO₂ im Rahmen von CCS nach Art. 2 Abs. 1 i.V.m. Anhang I und Anhang II. Während CO₂, das dauerhaft geologisch gespeichert werden soll, einer Privilegierung bei der Berichterstattung des EU-ETS nach der Monitoring-VO⁹⁶ unterliegt, ergibt sich bei wirtschaftlicher Betrachtung ein negativer Wert für CO₂ an sich. Der Emissionshandel basiert auf einer begrenzten Anzahl verfügbarer Zertifikate, so dass unter Umständen der Zukauf solcher notwendig sein kann. Zwar wird ein Teil der verfügbaren Zertifikate kostenlos zugeteilt. Aber: Auch wer Inhaber eines solchen Zertifikates ist und dieses selbst benötigt, weil er nach der Monitoring-VO die Emissionen berichten und sodann durch Zertifikate decken muss, verliert dadurch indirekt den wirtschaftlichen Wert, den er durch einen Verkauf hätte erlangen können.

⁹² § 2 Abs. 2 Nr. 15 KrWG; siehe dazu auch Abschnitt B. I. 1) b) (1) (c).

⁹³ Siehe dazu Abschnitt B. II. 2) b) aa).

⁹⁴ Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 18 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist.

⁹⁵ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32), die zuletzt durch die Richtlinie 2009/29/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 63) geändert worden ist, und der Richtlinie 2006/123/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12. Dezember 2006 über Dienstleistungen im Binnenmarkt (ABl. L 376 vom 27.12.2006, S. 36).

⁹⁶ Siehe dazu Abschnitt C. II.

b) Verantwortlichkeit für Leckagen

Im Verlauf der Lieferkette können Leckagen auftreten, etwa beim Wechsel der Modalität oder aber beim Transport an sich. Dabei stellt sich die Frage, welcher Akteur für den Verlust von CO₂ in Folge einer Leckage verantwortlich ist und letztlich die Deckung des hierdurch emittierten CO₂ durch Zertifikate vornehmen muss.

Der Anlagenbetreiber darf gemäß Art. 49 Abs. 1 der Monitoring-VO bei Weiterleitung von CO₂ an Abscheidungsanlagen, Transportnetze und Speicherstätten die Emissionen dieser von jenen der Anlage abziehen. Grundsätzlich umfasst der Geltungsbereich der EU-ETS-Richtlinie nach Art. 2 Abs. 1 iVm Anhang I die Emissionen aus der Abscheidung, dem Transport per Pipeline und der Speicherung im Sinne der CCS-Richtlinie. Der Anlagenbetreiber ist auch verantwortlich für die Nachweispflicht nach Art. 49 Abs. 2 Monitoring-VO. Regelungen zur Messung der Mengen finden sich in Art. 49 Abs. 3 ff., danach erfolgt eine Messung bei Weiterleitung. Im Ergebnis gibt der Anlagenbetreiber mit Weiterleitung des CO₂ an eine vom EU-ETS ebenfalls umfasste Anlage daher auch die Verantwortlichkeit iSd EU-ETS an den Verantwortlichen dafür ab.

Als unproblematisch erweist sich in diesem Rahmen eine Lieferkette von der produzierenden Anlage über eine Pipeline iSd CCS-Richtlinie in eine Speicherstätte: In dem Moment der Weiterleitung an die Pipeline kann der Anlagenbetreiber die Emissionen nach Messung von jenen der Anlage abziehen. Nach der Monitoring-VO wird die Verantwortlichkeit für etwaige Schlupfverluste dadurch von der Sphäre des Anlagenbetreibers in die des Betreibers der Pipeline überführt. Etwaige Schlupfverluste durch Leckagen sind dem Anlagenbetreiber der weiterleitenden Anlage nicht mehr zuzurechnen.

Dagegen problematischer sind nach gegenwärtiger Rechtslage die anderen Transportmodalitäten, da die EU-ETS-Richtlinie sowie die Monitoring-VO gemäß Art. 3 Nr. 55 nur auf Pipelines iSd CCS-Richtlinie Anwendung finden, wohingegen andere Transportwege Stand jetzt gar nicht umfasst werden. Praktisch bedeutet dies, dass etwa beim Schiffstransport der Anlagenbetreiber die Emissionen erst anrechnen kann, wenn diese in eine Speicherstätte iSd CCS-Richtlinie injiziert werden; der Anlagenbetreiber trägt also bis zu diesem Zeitpunkt das wirtschaftliche Risiko etwaiger Schlupfverluste. Transportiert das Schiff nunmehr lediglich CO₂ aus einer einzigen Anlage, sind Schlupfverluste diesem Anlagenbetreiber zuzurechnen. Handelt es sich aber um CO₂ aus mehreren Anlagen, kann nicht ohne weiteres beurteilt werden, welchem Anlagenbetreiber der Schlupfverlust zuzurechnen ist. Aus Effizienzgründen sollte indes der Transport von CO₂-Stoffströmen aus mehreren Anlagen auf einem Schiff ermöglicht werden. Zwischen den Anlagenbetreibern könnte dann

etwa im Wege einer privatrechtlichen Abrede z.B. eine anteilige Quotelung vereinbart werden; alternativ könnte auch der geltende Rechtsrahmen um eine entsprechende Regelung ergänzt werden. Beide Varianten setzen indes das konsequente Tracking aller betroffenen CO₂-Ströme insbesondere vor der Verladung auf das Schiff voraus.

Besonderes Augenmerk sollte auch darauf gelegt werden, dass unter Umständen ein grenzüberschreitendes Monitoring erforderlich werden kann. Artikel 24 der CCS-Richtlinie regelt, dass bei grenzüberschreitenden Sachverhalten die zuständigen Behörden den einschlägigen Rechtsakten gemeinsam nachkommen. Einzelheiten hierzu können im Rahmen dieses Gutachtens aus Kapazitätsgründen nicht eingehend behandelt werden.

Art. 49 der Monitoring-VO bezieht sich bei jedem Schritt ausdrücklich auf eine Speicherung in einer gemäß der CCS-Richtlinie zugelassenen Speicherstätte, mithin in einem der EU-Mitgliedsstaaten oder EWR. Liegt die Speicherstätte somit außerhalb dessen, kann der Anlagenbetreiber demnach die Emissionen nicht gemäß Art. 49 Abs. 1 von jenen der Anlage abziehen. Entsprechende Vereinbarungen müssten für Staaten außerhalb der EU und des EWR daher noch geschlossen werden. Die Problematik der Verantwortlichkeit im Sinne des EU-ETS insbesondere beim Schiffs-transport wirkt sich auch in erheblicher Weise auf Geschäftsmodelle außerhalb von Transportnetzen iSv Pipelines⁹⁷ aus. Da in Deutschland zurzeit keine dauerhafte Speicherung möglich ist, gibt es auch keine inländischen Speicherstättenbetreiber, die gleichzeitig den Transport übernehmen können. Im Rahmen eines multimodalen Transportes kann es daher mehrere Annahme- und Abgabestellen geben, wobei der Schiffstransport eine wichtige Rolle spielt. Beim Northern Lights Projekt etwa wird das CO₂ per Schiff zu einem Terminal transportiert, von dort aus führt eine Pipeline zur Offshore-Speicherstätte.⁹⁸ Eine solche Lieferkette wird durch die soeben geschilderte Problematik erheblich behindert. Zudem besteht dadurch für den Pipelinetransport ein starker Anreiz, gleichzeitig gibt es dafür derzeit noch keine Infrastruktur.

Im Interesse einer schnellen Skalierbarkeit von CCS sollten alle verfügbaren Transportwege gleichermaßen ermöglicht werden, wobei jede sachfremde „Diskriminierung“ einzelner Modalitäten vermieden werden sollte. An dieser Zielsetzung sollte auch der Rechtsrahmen ausgerichtet werden. Daher sollte die Verantwortlichkeit für Leckagen insoweit geregelt werden, dass diese auch über die Modalitäten Zug, Schiff und LKW weitergegeben werden kann. Dafür müsste der Transport von CO₂

⁹⁷ Diese werden ausführlich in Abschnitt II. 2) (3) behandelt.

⁹⁸ <https://northernlightscs.com/what-we-do/> (zuletzt abgerufen am 05.04.2022).

zwecks CCS auch mittels dieser Modalitäten in Anhang I der EU-ETS-Richtlinie, Art. 49 Abs. 1 der Monitoring-Verordnung und in die CCS-Richtlinie aufgenommen werden.

2) Transport innerhalb Deutschlands

Für den nationalen Transport per Pipeline ist überwiegend das KSpG einschlägig, für LKW, Schiff und Zug das Gefahrgutrecht.

a) Transport via Pipeline

Der Transport per Pipeline, auch Rohrleitung oder Kohlendioxidleitung iSd KSpG, zur Speicherstätte verursacht zwar per Einheit die günstigsten Grenzkosten, jedoch wird dafür eine Infrastruktur benötigt. Eine Umnutzung bestehender Leitungen, etwa Erdgasleitungen, dürfte zumindest in Teilen technisch möglich sein, ebenso denkbar ist aber eine Neuerrichtung. Dafür wiederum werden hinreichende ökonomische Anreize notwendig sein. Dazu gehört vor allem die Aussicht auf tragfähige Geschäftsmodelle für potenzielle Betreiber einer CO₂-Infrastruktur. Der Transport erfolgt als superkritisches Gas, welches bei einer Temperatur von mehr als 30,980 Grad Celsius und einem Druck von mehr als 73,75 bar entsteht.

Der nationale Transport per Pipeline unterliegt dem KSpG, auch wenn die Pipeline unabhängig von der Speicherstätte betrachtet und beantragt, genehmigt und betrieben wird. Zugang und Anschluss zu einem Kohlendioxidnetz sind anderen Unternehmen vom Betreiber diskriminierungsfrei zu gewähren. Betreibermodelle sind derzeit nicht durch Unbundling-Vorschriften beschränkt, so dass der Betrieb eines CO₂-Netzes für verschiedene Akteure attraktiv sein kann.

aa) Anwendbarkeit des KSpG

Zunächst müsste das KSpG in der Form anwendbar sein, dass eine gesonderte Betrachtung von Kohlendioxidleitungen und von Speichern nach dem Gesetz erlaubt. Relevant ist dies insbesondere, da nach derzeitiger Fassung des KSpG eine faktische Unmöglichkeit der Genehmigung von Kohlendioxidspeichern besteht und die Speicherung grundsätzlich auch auf Erprobung und Demonstration begrenzt ist. Dies würde sich auch auf Kohlendioxidleitungen erstrecken, wenn diese einer gemeinsamen Betrachtung unterliegen würden.

Gemäß § 1 S. 1 und § 2 Abs. 1 KSpG sind Zweck und Anwendungsbereich des Gesetzes für die Speicherung wie soeben beschrieben begrenzt, anders als die CCS-Richtlinie⁹⁹. Demnach ist die dauerhafte Speicherung von CO₂ in Deutschland nur im Rahmen der Erforschung, Erprobung und Demonstration erlaubt. Die zulässige Speichermenge ist begrenzt. Darüber hinaus können faktisch keine Speicherstätten mehr zugelassen werden, da Anträge nach § 2 Abs. 2 Nr. 2 KSpG nur bis zum 31.12.2016 gestellt werden konnten. Bis zu diesem Zeitpunkt ist kein Antrag bei der zuständigen Behörde eingegangen.¹⁰⁰

Der Wortlaut des § 2 Abs. 1 KSpG trennt ausdrücklich die Speicherung, die zweckgebunden ist, von dem Transport und sonstigen Tätigkeiten. Auch § 1 S. 2 KSpG nennt die Erforschung, Erprobung und Demonstration von Technologien zur dauerhaften Speicherung nur in diesem Zusammenhang; Leitungen werden nicht erwähnt. Im Rahmen der Systematik regeln die Kapitel 2 und 3 ebenfalls Transport und dauerhafte Speicherung unabhängig voneinander. Historisch sollte das KSpG auch zunächst in der Form in Kraft treten, dass die Speicherung in unbegrenzter Form in Deutschland möglich gewesen wäre.¹⁰¹ Nach Widerstand in der Bevölkerung und einem langwierigen Gesetzgebungsverfahren wurde 2012 das KSpG in der aktuellen Form verabschiedet.

Daher gehen wir davon aus, dass Kohlendioxidspeicher und Kohlendioxidleitungen im KSpG einer getrennten Betrachtung unterliegen und die für Speicherstätten geltenden Einschränkungen nicht für Leitungen einschlägig sind.

bb) Regelungsgehalt des KSpG

Das KSpG regelt für den nationalen CO₂-Transport Genehmigung, Betrieb und Anschluss und Zugang zu Netzen.

(1) Genehmigungsrechtliche Anforderungen an Pipelines nach KSpG

(a) Planfeststellungsverfahren

Nach § 4 Abs. 1 S. 1 KSpG ist für die Errichtung und dem Betrieb von Kohlendioxidleitungen ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen. Dasselbe gilt nach §§ 4 Abs. 1 S. 1 für die wesentliche Änderung einer solchen Leitung. Nach § 3 Nr. 6 EnWG fallen unter den Begriff einer Kohlendioxidleitung „dem Transport des Kohlendio-

⁹⁹ Art. 1 Abs. 1.

¹⁰⁰ BT-Drs. 19/6891, 2.2, S. 7.

¹⁰¹ Vgl. hierzu BT-Drs. 19/6891, 1.3 Historie CCS-Gesetz, S. 5.

06.04.2022

xidstroms zu einem Kohlendioxidsspeicher dienende Leitungen einschließlich der erforderlichen Verdichter- und Druckerhöhungsstationen“. § 4 Abs. 2 S. 1 des KSPG verweist für die Durchführung des Planfeststellungsverfahrens auf Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und des Verwaltungsverfahrensgesetzes (VwVfG). Danach sind die Vorgaben für das Planfeststellungsverfahren aus den §§ 72-78 VwVfG nach Maßgabe des §§ 43a Nr. 1-4 EnWG, 43b Nr. 3-5 EnWG (a.F.) und des § 43e EnWG entsprechend anzuwenden. Hierbei handelt es sich um verfahrensrechtliche Vorgaben, die auch der Beschleunigung des Planfeststellungsverfahrens dienen. Die entsprechende Anwendung auf die Genehmigung von CCS-Leitungen ist vor diesem Hintergrund grundsätzlich als positiv zu bewerten. Der Verweis auf § 43b EnWG ist allerdings nicht mehr aktuell und sollte entsprechend angepasst werden.¹⁰²

Nach § 4 Abs. 3 S. 1 KSpG sind für die Vorarbeiten, Veränderungssperren, Vorkaufsrechte und vorzeitige Besitzeinweisungen die §§ 44 bis 44b EnWG entsprechend anzuwenden. Schließlich gelten nach § 4 Abs. 3 S. 2 KSpG für Anforderungen an die Kohlendioxidleitungen die § 49 Abs. 1 und 2 Nr. 2, Abs. 3,5 und 6 S. 1 und Abs. 7 EnWG entsprechend. Die entsprechende Anwendbarkeit des § 49 EnWG führt jedoch wegen der Unterschiede des CO₂ einerseits und Gas bzw. Strom andererseits zu erheblichen Anwendungsschwierigkeiten, sodass hier ein dringender Überarbeitungsbedarf gesehen wird. So stellt sich vor allem der Verweis auf § 49 Abs. 2 Nr. 2 EnWG als problematisch dar. Nach § 49 Abs. 1 EnWG müssen Energieanlagen so errichtet und betrieben werden, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist, wobei die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten sind. Nach § 49 Abs. 2 Nr. 2 EnWG wird die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet, wenn die technischen Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) eingehalten sind. Die darin niedergelegten Anforderungen beziehen sich unmittelbar auf Gas, welches zur Energiegewinnung eingesetzt wird. Von gasförmigen Energieträgern gehen in erster Linie Gefahren wie Brennbarkeit und Explosionsgefahr der Stoffe aus, während CO₂ als Produkt des Rauchgases selbst nicht brennbar ist. Potenziell bestehende, eher geringe, Gefahren von CO₂ könnten sich demgegenüber durch die erstickende Wirkung bei anthropogenem Kontakt oder der Versauerung von Wasser realisieren. Von CCS-Pipelines und Erdgasleitungen geht somit ein unterschiedliches Gefahrenpotential aus, was gegen eine einheitliche Regelung spricht.¹⁰³ Die bestehende gesetzliche Regelung wird damit dem tatsächlich bestehenden Gefahrenpotential nicht gerecht und müsste dann

¹⁰² Das KSpG verweist auf § 43b Nr. 3 - 5 EnWG. Dies entspricht nicht mehr der aktuellen Fassung dieses Paragraphen.

¹⁰³ *Kuznik*, Abscheidung, Transport und dauerhafte Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Genehmigungs- und nationalen Planungsrecht, S. 99.

entsprechend dahingehend ausgelegt werden, dass nur solche Anforderungen zu beachten sind, die für CO₂ relevant sind. Eine Beibehaltung des § 4 Abs. 3 KSpG könnte sonst unter Umständen dazu führen, dass wegen des Verweises auf die technischen Regeln des DVGW an CCS-Leitungen Anforderungen an die Brennbarkeit festgelegt werden, obwohl diese mit CO₂ einen nicht brennbaren Stoff transportieren. Um die damit verbundenen Unsicherheiten zu vermeiden, könnten die Anforderungen für CCS-Leitungen in einer eigenen Rechtsverordnung geregelt werden. Das KSpG enthält in § 4 Abs. 6 bereits eine Ermächtigung für das BMWK im Einvernehmen mit dem BMU Einzelheiten zur Planfeststellung sowie den Anforderungen an die Sicherheit von Kohlendioxidleitungen festzulegen. Darüber hinaus hat der DVGW bereits Entwürfe über technische Anleitungen zu „Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen“ und „Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren - Planung und Errichtung“ veröffentlicht, sodass der Überarbeitungsbedarf bereits gesehen wurde und davon auszugehen ist, dass diese Problematik voraussichtlich in absehbarer Zeit nicht mehr bestehen wird.¹⁰⁴

(b) Umweltverträglichkeitsprüfung

Nach Nr. 19.10 Anl. 1 des UVPG fällt die Errichtung und der Betrieb einer Kohlendioxidleitung im Sinne des KSpG darüber hinaus in den Anwendungsbereich des UVPG. Davon ausgenommen sind lediglich Anlagen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten.¹⁰⁵ Nach Nr. 19.10.4 ist für die Errichtung und den Betrieb einer Kohlendioxidleitung mit einer Länge von weniger als 2 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 150 mm eine standortbezogene Vorprüfung durchzuführen. Nach Nr. 19.10.3 ist für die Errichtung und den Betrieb einer Kohlendioxidleitung mit einer Länge von 2 km bis 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 150 mm eine allgemeine Vorprüfung erforderlich. Dasselbe gilt nach Nr. 19.10.2 für Kohlendioxidleitungen mit einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von 150 bis zu 800 mm. Für Kohlendioxidleitungen mit einer Länge von mehr als 40 km und einem Durchmesser der Rohrleitung von mehr als 800 mm gilt eine generelle UVP-Pflichtigkeit.

(2) Anschluss und Zugang zum Netz

§ 33 KSpG regelt Anschluss und Zugang zu einem Kohlendioxidnetz. Danach besteht ein Anspruch anderer Unternehmen auf diskriminierungsfreien Anschluss und Zugang. Um allgemein gültige Bedingungen zu Anschluss und Zugang in einem sich

¹⁰⁴ Die Entwürfe sind abrufbar unter: <https://www.beuth.de/de/technische-regel-entwurf/dvgw-c-260/344773970> und <https://www.beuth.de/de/technische-regel-entwurf/dvgw-c-463/344774018>.

¹⁰⁵ So ausdrücklich Nr. 19.10 Anlage 1 UVPG.

weiter entwickelnden Markt zu regeln, dürfte der Erlass entsprechender konkretisierender Rechtsverordnungen gemäß § 33 Abs. 4 KSpG zumindest zu einem späteren Zeitpunkt – wenn sich einzelne Leitungen zu einem Netz vermaschen - unabhängig werden.

(a) Inhalt des § 33 KSpG

Der Anschluss und der Zugang zu Kohlendioxidnetzen sind anderen Unternehmen nach § 33 Abs. 1 S. 1 KSpG diskriminierungsfrei zu gewähren.¹⁰⁶ Kohlendioxidnetze werden im KSpG nicht definiert, die CCS-Richtlinie bezeichnet das Transportnetz als das Pipelinennetz, einschließlich der dazugehörigen Verdichterstationen, für den Transport von CO₂ zur Speicherstätte.¹⁰⁷ Der Anschluss ist tatsächlich und rechtlich Voraussetzung für den Zugang.¹⁰⁸ Die Gewährung von Anschluss und Zugang muss diskriminierungsfrei und zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen, die angemessen und transparent sind, und die nicht ungünstiger sein dürfen als sie in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb eines Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden, gewährt werden. Betreiber von Netz und Speichern haben auch, soweit erforderlich, zusammenzuarbeiten, um Anschluss und Zugang zu gewährleisten, § 33 Abs. 1 S. 2 KSpG. Netzbetreiber sind ebenfalls nach § 33 Abs. 2 KSpG dazu berechtigt, Anschluss und Zugang zu verweigern. In Umsetzung des Art. 21 Abs. 3 der CCS-Richtlinie ist ihnen dies möglich, wenn es an Kapazität mangelt oder zwingende rechtliche Gründe dies unmöglich oder unzumutbar werden lassen. Dies muss schriftlich begründet werden, wobei auch aufgeführt werden soll, welche Maßnahmen erforderlich wären, um Anschluss und Zugang zu ermöglichen.

§ 33 Abs. 4 KSpG enthält die Ermächtigung zum Erlass einer Rechtsverordnung über die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen für den Anschluss und den Zugang nach Absatz 1 sowie zur Regelung, in welchen Fällen, unter welchen Voraussetzungen und in welchem Verfahren die Bundesnetzagentur die auf Grund von Nummer 1 bestimmten Bedingungen festlegen kann oder auf Antrag des Betreibers des Kohlendioxidleitungsnetzes oder des Kohlendioxidspeichers genehmigen kann.

¹⁰⁶ In Umsetzung von Art. 21 CCS-Richtlinie. Dies gilt auch für Kohlendioxidspeicher. Kartellrechtlich dürfte ohnehin ein Anspruch auf Anschluss und Zugang aus der Essential Facilities-Doktrin gemäß § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB greifen.

¹⁰⁷ Art. 3 Nr. 22 CCS-Richtlinie.

¹⁰⁸ BR-Drs. 214/11, S. 81, Zu § 33.

(b) Beschaffenheit des CO₂-Stoffstromes

Der CO₂-Stoffstrom, der in die Pipeline eingespeist wird, unterliegt auch den Beschaffenheitsvoraussetzungen, die sich aus Annex I des London Protokolls, Art. 12 Abs. 1 der CCS-Richtlinie und § 24 Abs. 1 KSpG ergeben.

Die Regelungen zum CO₂-Stoffstrom beziehen sich dem Wortlaut nach auf die Einspeisung in die Speicherstätte. Nach der Systematik sind diese aber auch für die Pipeline an sich anwendbar: Dies ergibt sich zunächst daraus, dass es sich stets um einen CO₂-Stoffstrom handelt, der letztlich in eine Speicherstätte eingespeist wird, die ausdrücklich den soeben genannten Regelungen unterliegt. Sinn und Zweck der Regelungen ist zudem auch die Sicherheit der Pipeline an sich zu gewährleisten.¹⁰⁹ Problematisch könnte eine Verunreinigung des CO₂-Stoffstroms oder aber das Zusammentreffen von verschiedenen CO₂-Stoffströmen sein, da daraus Risiken wie beispielsweise Korrosion oder Hydratbildung resultieren können.¹¹⁰ Dies kann die Sicherheit der Pipeline erheblich gefährden.

Annex I Nr. 4 des London Protokolls¹¹¹ legt fest, dass der Kohlendioxidstrom überwiegend aus CO₂ bestehen muss, keine weiteren Abfälle zur Entsorgung enthalten sein dürfen und nur zufällig anfallende Stoffe, die aus dem ursprünglichen Material oder den technischen Verfahren stammen. Artikel 12 Abs. 1 der CCS-Richtlinie regelt dies ebenso und geht zum Teil auch darüber hinaus. Erlaubt sind nur zufällig anfallende Stoffe aus dem Abscheidungs- oder Injektionsverfahren sowie Spurenstoffe zur Migrationsprüfung, allerdings nur in Konzentrationen, die u.a. die Integrität der Pipeline nicht nachteilig beeinflussen. Im Rahmen von Art. 12 Abs. 3 CCS-Richtlinie müssen die Mitgliedsstaaten gewährleisten, dass Betreiber von Speichern CO₂-Ströme diese nur nach Analyse und Risikobewertung, die die Zusammensetzung in Konformität mit Art. 12 Abs. 1 CCS-Richtlinie bestätigen, akzeptieren und injizieren. Im KSpG wird dies in § 24 Abs. 1 umgesetzt. Das bedeutet, dass etwa ein CO₂-Stoffstrom, der nicht den Anforderungen entspricht, nicht angenommen und injiziert werden darf. Die CCS-Richtlinie gilt für die EU und den EWR, mithin auch für Norwegen, sodass auch dort eine solche in nationales Recht umgesetzte Regelung existieren muss.

¹⁰⁹ Dies ergibt sich auch aus Art. 12 Abs. 1 a) der CCS-Richtlinie, der sich auch auf die Integrität der Transportinfrastruktur bezieht.

¹¹⁰ Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide, Guidance Document 2, Characterisation of the Storage Complex, CO₂ Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures p. 69 ff; *Hilgenstock*, Dr. Achim, ISO 27913 – Ein neuer Standard zum leitungsgebundenen CO₂ Transport.

¹¹¹ Vgl. zum London Protokoll Abschnitt B. II. 3) a); dies bezieht sich auf die Speicherung im Meeresboden, die CCS-Richtlinie und das KSpG gelten grundsätzlich für die Speicherung.

06.04.2022

(c) Änderungs- und Ergänzungsbedarf des § 33 KSpG, insbesondere Erforderlichkeit einer konkretisierenden Rechtsverordnung

Fraglich ist, ob die gesetzliche Regelung des § 33 KSpG, insbesondere im Vergleich zum EnWG, Regelungen enthält, die sachgerecht für die zu erwartenden Nutzergruppen sind, oder Änderungs- und Ergänzungsbedarf besteht. Dies könnte insbesondere durch den Erlass einer Rechtsverordnung nach § 33 Abs. 4 KSpG umgesetzt werden.

Das KSpG regelt in § 33 nur den Zugang und Anschluss anderer Unternehmen. Die Ausgestaltung der Regelungen für Anschluss und Zugang ähnelt grundsätzlich der des EnWG für Energieversorgungsnetze in §§ 17, 18, 20 EnWG, welche auf der Gasbinnenmarkttrichtlinie basieren. Das EnWG differenziert dabei aber zwischen § 17, der einen Anspruch auf Netzanschluss für Letztverbraucher, aber auch nachgelagerte Netzbetreiber sowie Erzeugungs- und Speicheranlagen gewährt, und § 18, der eine allgemeine Anschlusspflicht für Netzbetreiber von Letztverbrauchern zur allgemeinen Versorgung regelt. § 20 EnWG regelt, dass Netzzugang jedermann zu gewähren ist. Die Versorgung mit Gas ist Teil der Daseinsvorsorge des Staates, die Versorgungssicherheit steht neben anderem im Vordergrund. Kohlendioxidnetze allerdings dienen nur dem Transport von CO₂ zwecks Speicherung, keiner Versorgung von Letztverbrauchern. Demnach erfolgt der Transport von der Abscheidungsanlage zwar ggf. über kleinere Direktleitungen und größere Leitungen, was einen erheblich geringeren Vermaschungsumfang als bei den Gasnetzen darstellt und nur einen ausgewählten Kreis von Nutzern umfasst. Daher erscheint eine Differenzierung zwischen Regelungen für verschiedenen Nutzergruppen von CO₂-Netzen wie im EnWG nicht wirklich zielführend.

Zudem geht das EnWG von Netzebenen aus, d.h. Fernleitungs- und Verteilernetzen.¹¹² Nach dem Wortlaut des KSpG ist davon auszugehen, dass der Gesetzgeber hier nicht von unterschiedlichen Netzebenen ausgeht. Anders als im EnWG werden lediglich Kohlendioxidleitungen und Kohlendioxidleitungsnetze erwähnt. Eine Differenzierung von Netzebenen im klassischen Sinne ist aber für CO₂-Netze auch nicht erforderlich, weil die Leitungsstruktur umgekehrt der Gasnetzstruktur ist: Es wird Kohlendioxid aus verschiedenen Quellen eingesammelt und dann gesammelt zu einem zentralen Speicherort transportiert. Zudem werden gerade zu Beginn auch nur einzelne Direktleitungen entstehen. Perspektivisch ist es in diesem Rahmen durchaus denkbar, dass zwei funktional differenzierte Netzebenen entstehen: Auf

¹¹² Siehe hierzu etwa § 3 Nr. 20 EnWG, nach dem Gasversorgungsnetze u.a. Fernleitungs- und Gasverteilernetze umfasst.

der dezentralen Ebene würde es sich dabei um die Sammelnetzebene handeln und auf oberer, zentraler Ebene um die Transportnetzebene.

Desweiteren wurde von den Verordnungsermächtigungen im EnWG regelmäßig Gebrauch gemacht, auf dieser Grundlage wurden im Bereich Strom und Gas etwa die Strom- und Gasnetzzugangsverordnungen (StromNZV und GasNZV) und die Niederspannungsanschluss- und Niederdruckanschlussverordnung (NAV und NDAV) erlassen. Diese enthalten detaillierte Vorschriften und Bedingungen für Anschluss und Zugang zu Netzen. Von der Verordnungsermächtigung des § 33 Abs. 4 KSpG wurde dagegen bisher kein Gebrauch gemacht.

Der Erlass von Rechtsverordnungen nach § 33 Abs. 4 KSpG mag perspektivisch durchaus Sinn machen, aber voraussichtlich nicht in dem Umfang und der Detailtiefe wie für Strom- und Gasnetze. Da es keine Letztverbraucher gibt und auch keine Versorgungssicherheit auf dem Spiel steht, würden die Regelungen für CO₂-Netze vermutlich etwas weniger komplex ausfallen. Grundsätzliche Regelungen zu den Bedingungen für Anschluss und Zugang sind aber spätestens ab Differenzierung von Netzebenen sinnvoll.

Beispielsweise könnte dabei geregelt werden, welche Qualität das abgeschiedene Kohlendioxid, das in das Netz eingespeist werden soll, haben muss. Nach verschiedenen Vorschriften aus dem technischen Regelwerk ISO 27913:2016¹¹³ muss der Stoffstrom überwiegend aus CO₂ bestehen, darf mithin keine größeren Verunreinigungen beinhalten. Dies ist, wie bereits dargestellt, sowohl völkerrechtlich als auch in der CCS-Richtlinie und im KSpG für die Injektion in den Speicher geregelt¹¹⁴, diese Anforderungen müssen aber auch zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer sichergestellt werden. Auch eine Definition des Netzanschlusses analog zu § 5 NDAV wäre denkbar, um zu regeln, was dieser genau umfasst. Zu diesem Zweck könnte der Erlass von Rechtsverordnungen opportun sein, damit die Bundesnetzagentur nach § 34 KSpG Entscheidungen über Anschluss- und Zugangsbedingungen treffen kann.

Im Ergebnis ergibt sich damit, dass § 33 KSpG grundsätzlich einen ausreichenden Umfang hat, aber der Erlass einer Rechtsverordnung nach Abs. 4 über Bedingungen zu Anschluss und Zugang zumindest perspektivisch sinnvoll ist.

¹¹³ ISO 27913:2016 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Pipeline transportation systems.

¹¹⁴ Völkerrechtlich: OSPAR/London Protokoll, siehe Abschnitt zum grenzüberschreitenden Transport, Art. 12 CCS-Richtlinie, § 24 KSpG.

(3) Mögliche Geschäftsmodelle für Betreiber von CCS-Infrastruktur

Im Rahmen der derzeit bestehenden regulatorischen Vorgaben ist insbesondere von Bedeutung, ob der Betrieb von CO₂-Netzen bei gleichzeitiger Nutzung möglich ist, im Ergebnis also Unbundling-Vorschriften ähnlich den bestehenden Regelungen für Strom- und Gasnetze vorliegen. Solche haben Auswirkungen auf mögliche Geschäftsmodelle der Betreiber vor dem Hintergrund von Kosten und Finanzierung, ähnlich wie beim Aufbau aller netzbasierten Branchen, bei denen die zu errichtenden Infrastrukturen natürliche Monopole darstellen.

Möglich ist der „klassische“ Regulierungsansatz, bei dem der Netzbetreiber seine entstehenden Investitionskosten über Netzentgelte refinanzieren würde. Problematisch könnte hierbei sein, dass gerade in der Phase der Etablierung einer neuen Leitungs- und Netzinfrastruktur nur wenige Nutzer existieren, sodass diese einerseits ggf. hohe Netzentgelte zahlen müssten, andererseits für den Netzbetreiber eine Art „Klumpenrisiko“ darstellten. Das Problem hoher Netzentgelte könnte mittels ausreichend hoher Förderung mitigiert werden. So sind etwa grenzüberschreitende CO₂-Infrastrukturen im Rahmen der TEN-E-Verordnung¹¹⁵ als PCI (Projects of common interest) vorgesehen und erscheinen damit grundsätzlich förderungswürdig. Die TEN-E-Verordnung identifiziert und definiert zur Förderung der transeuropäischen Netzinfrastruktur PCIs. Ein grenzüberschreitendes Kohlendioxidnetz betreffend alle Mitgliedstaaten ist dabei prioritäres thematisches Gebiet.¹¹⁶ Derzeit werden als Vorhaben von gemeinsamem Interesse im Gebiet der CO₂-Infrastruktur bereits CO₂-Infrastrukturprojekte gefördert, z.B. das Northern Lights Projekt.¹¹⁷

Alternativ zum vorgeschilderten Ansatz könnte gerade zu Beginn der Entwicklung, des Baus und des Betriebs solcher neuen Infrastrukturen, aber auch der vertikal integrierte Netzbetrieb bewusst ermöglicht werden. Hierbei müssten CO₂-Verursacher/-Emittenten oder aber auch CO₂-Speicherbetreiber – häufig zugleich die Produzenten der kohlenstoffhaltigen Energieträger – parallel zu ihrer eigentlichen Tätigkeit eine passende Leitungs- und Netzinfrastruktur aufbauen und dürften diese dann auch selbst nutzen. Dies wäre nur möglich, wenn dies nicht durch gesetzliches Unbundling verboten wird.

¹¹⁵ TEN-E = Trans-European Networks for Energy; Verordnung (EU) Nr. 347/2013 vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009, ABl. L 115 vom 25.4.2013, S. 39.

¹¹⁶ TEN-E-Verordnung, Anhang I Nr. 12.

¹¹⁷ TEN-E-Verordnung, Annex VII (Union List), (12) No. 12.4. Insgesamt werden dort 6 Vorhaben im Bereich der grenzüberschreitenden CO₂-Infrastruktur aufgeführt.

06.04.2022

Ausdrückliche Unbundling-Vorschriften existieren derzeit für Kohlendioxidnetze nicht. Sowohl die Richtlinie 2009/31/EG als auch die diese Richtlinie umsetzende KSpG regeln in erster Linie die Speicherung von CO₂ im Rahmen von CCS, wobei grundsätzlich auch Abscheidung, Transport und Speicherung angesprochen werden. Daher wäre zurzeit auch der integrierte Netzaufbau und -betrieb möglich.

b) Multimodaler Transport per LKW, Schiff, Zug

Der multimodale Transport innerhalb Deutschlands unterliegt im Wesentlichen dem Gefahrgutrecht, CCS-spezifische Regelungen sind derzeit nicht bekannt.

aa) Gefahrgutrecht

Geringere Mengen CO₂¹¹⁸ können unter den Voraussetzungen des Gefahrgutrechtes multimodal per LKW, Zug und Schiff zur Speicherstätte transportiert werden. Die Beförderung von CO₂ richtet sich nach dem Gefahrgutbeförderungsgesetz¹¹⁹ (im Folgenden: **GGBefG**) und den zugehörigen Verordnungen, der Verordnung über die innerstaatliche und grenzüberschreitende Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, mit Eisenbahnen und auf Binnengewässern¹²⁰ (im Folgenden: **GGVSEB**) und der Verordnung¹²¹ (im Folgenden: **GGVSee**), sowie den internationalen Abkommen hierzu. Dies ergibt sich daraus, dass CO₂ in allen Aggregatzuständen als gefährliches Gut iSd GGBefG gilt. Da diese sowohl national als auch grenzüberschreitend für den Transport in der EU und dem EWR gelten, erfolgt keine grundsätzliche Unterteilung.

Der Transport per Schiff und LKW erfolgt i.d.R. in flüssiger Form. Je nach Aggregatzustand und Transportweg können Zwischenspeicher und/oder Verflüssigungsanlagen notwendig sein. Hierbei wären ebenfalls die rechtlichen Voraussetzungen für Genehmigung und Betrieb zu beachten. Im Rahmen dieses Gutachtens können diese nicht berücksichtigt werden.

Das GGBefG, die GGVSEB/GGVSee und die zugehörigen internationalen Abkommen regeln Klassifizierung, Kennzeichnung, Verpackung und Dokumentation gefährlicher Güter sowie Spezifika bezüglich des einschlägigen Transportmittels für

¹¹⁸ Im Vergleich zur Pipeline.

¹¹⁹ Gefahrgutbeförderungsgesetz vom 6. August 1975 (BGBl. I S. 2121), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2510) geändert worden ist.

¹²⁰ Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. März 2021 (BGBl. I S. 481), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 5 des Gesetzes vom 2. Juni 2021 (BGBl. I S. 1295) geändert worden ist.

¹²¹ Gefahrgutverordnung See in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. Oktober 2019 (BGBl. I S. 1475), die zuletzt durch Artikel 16 des Gesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2510) geändert worden ist.

den Transport von CO₂ als gefährliches Gut. Die internationalen Abkommen sind das ADR¹²² für den Straßenverkehr, das RID¹²³ für den Eisenbahnverkehr und das ADN¹²⁴ für die Binnenschifffahrt sowie der IMDG-Code¹²⁵ und IGC-Code¹²⁶ für die Seeschifffahrt.

(1) CO₂ als gefährliches Gut

Für die Anwendung des GGBefG und den zugehörigen Verordnungen müsste CO₂ zunächst als gefährliches Gut zu klassifizieren sein. Das GGBefG gilt gemäß § 1 Abs. 1 für die Beförderung gefährlicher Güter u.a. per Eisenbahn, Straßen- und Wasserfahrzeugen. Gefährliche Güter in diesem Sinne sind gemäß § 2 Abs. 1 Stoffe und Gegenstände, von denen auf Grund ihrer Natur, ihrer Eigenschaften oder ihres Zustandes im Zusammenhang mit der Beförderung Gefahren für die öffentliche Sicherheit oder Ordnung, insbesondere für die Allgemeinheit, für wichtige Gemeingüter, für Leben und Gesundheit von Menschen sowie für Tiere und Sachen ausgehen können.

Für die Einstufung als gefährliches Gut sind die GGVSEB/GGVSee sowie wie internationalen Vorgaben zum Gefahrguttransport relevant. Nach § 2 Nr. 7 GGVSEB sind gefährliche Güter die Stoffe und Gegenstände, deren Beförderung nach Teil 2, Kapitel 3.2 Tabelle A und Kapitel 3.3 ADR/RID/ADN verboten oder nur nach den vorgesehenen Bedingungen der ADR/RID/ADN gestattet ist. Nach § 2 Abs. 2 Nr. 1 GGVSee sind gefährliche Güter Stoffe und Gegenstände, die unter die jeweiligen Begriffsbestimmungen für die Klassen 1 bis 9 des IMDG-Codes fallen, wobei der Code die Gefahrgutklassen und UN-Nummern analog zu ADR/RID/ADN verwendet.

¹²² Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße vom 30. September 1957 (BGBl. 1969 II S. 1489, 1491 ber. 2007 S. 865, 201 S. 1246), zuletzt geändert durch Bek. der Neufassung der Anlagen A und B zu dem Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße vom 16.11.2021 (BGBl. II S. 1184).

¹²³ Ordnung über die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter in der Fassung der Bekanntmachung vom 16. Mai 2008, (BGBl. II S. 475, ber. 2008 II S. 899, 2009 II S. 1188, 2012 II S. 168, 2019 II S. 355), zuletzt geändert durch Art. 1 22. RID-Änderungsverordnung vom 26.10.2020 (BGBl. II S. 856).

¹²⁴ Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen vom 30. September 1957, (BGBl. 1969 II S. 1489, 1491 ber. 2007 S. 865, 2011 S. 1246), zuletzt geändert durch Bek. der Neufassung der Anlagen A und B zu dem Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße vom 16.11.2021 (BGBl. II S. 1184).

¹²⁵ International Maritime Dangerous Goods Code der IMO, VkbI. 2020, S. 781.

¹²⁶ International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk vom 21. März 1983 als Teil des Internationalen Übereinkommens von 1974 zum Schutz des menschlichen Lebens auf See (SOLAS).

Kohlendioxid wird in Teil 2 Kapitel 3.2 Tabelle A und Kapitel 3.3 ADR/RID/ADN wie folgt aufgeführt: Kohlendioxid, UN-Nummer 1013, Gefahrenklasse 2; Kohlendioxid, fest, UN-Nummer 1845, Gefahrenklasse 9, Kohlendioxid, tiefgekühlt, flüssig, UN-Nummer 2187, Gefahrenklasse 2. Danach unterliegt der Transport bestimmten Bedingungen, wie etwa Kennzeichnungspflichten. Die Beförderung von CO₂ ist danach nur unter den vorgesehenen Bedingungen zulässig, zudem unterfällt CO₂ den Gefahrgutklassen, sodass ein gefährliches Gut vorliegt.

(2) Transport nach Gefahrgutrecht

Der Transport von CO₂ als gefährlichem Gut ist daher zulässig, unterliegt aber in allen Transportformen bestimmten Voraussetzungen. Diese werden nur grob skizziert, da diese lediglich die befördernden Unternehmen verpflichten und grundsätzlich keine Hindernisse für den Transport darstellen.

(aa) Straßenverkehr

Demnach ist gemäß § 1 Abs. 1 Nr. 1 und Abs. 3 Nr. 1 a) und b) für die Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße mit Fahrzeugen, demnach auch mit LKWs, das ADR-Übereinkommen wie folgt anwendbar: für innerstaatliche Beförderungen gelten die Vorschriften der Teile 1 bis 9 der Anlagen A und B sowie die Vorschriften der Anlage 2 Nr. 2 und 3 und Anlage 3 und für grenzüberschreitenden einschließlich innergemeinschaftlichen Beförderungen auf der Straße die Vorschriften der Teile 1 bis 9 zu dem in Buchstabe a) genannten ADR-Übereinkommen sowie die Vorschriften der Anlage 3.

Tabelle A beinhaltet weitere Informationen wie Klasse, Klassifizierungscode, Verpackungsgruppe, Gefahrenzettel, Sondervorschriften, begrenzte und freigestellte Mengen, Verpackung und ortsbewegliche Tanks und Schüttgutcontainer. Die Tabelle wird in Kapitel 3.2 unter dem Punkt 3.2.1 genauer erläutert. Kohlendioxid (UN-Nummer 1013) gehört zur Gefahrenklasse 2 und trägt den Kennzeichnungscode 2A. Regelungen hierzu betreffen etwa die Notwendigkeit eines Gefahrzettels oder von den Vorschriften freigestellte Mengen (hier 120 ml) oder etwa Vorgaben für Multiple-Element Gas Container (MEGC) zur Erforderlichkeit von Druckentlastungseinrichtungen, welche befördernde Unternehmen zu beachten haben. Festes CO₂ (UN-Nr. 1845, Trockeneis) unterliegt nur im Rahmen des Abschnittes 5.5.3 dem ADR.

(bb) Eisenbahnverkehr

Gemäß § 1 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Abs. 3 Nr. 2 GGvSEB ist das RID für den Eisenbahnverkehr und damit für den Transport von CO₂ per Zug wie folgt anwendbar: für die innerstaatliche Beförderungen mit Eisenbahnen sind die Vorschriften der Teile 1 bis 7

der Anlage des RID – Anhang C des Übereinkommens über den internationalen Eisenbahnverkehr (COTIF) sowie die Vorschriften der Anlage 2 Nummer 2 und 4 und Anlage 3 anwendbar. Für grenzüberschreitenden einschließlich innergemeinschaftlichen Beförderungen mit Eisenbahnen gelten die Vorschriften der Teile 1 bis 7 RID sowie die Vorschriften der Anlage 3.

(cc) Binnenschifffahrt

Gemäß § 1 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 3 Nr. 3 GGvSEB ist das ADN für die Binnenschifffahrt¹²⁷ und damit für den Transport von CO₂ auf schiffbaren Binnengewässern wie folgt anwendbar. Für Beförderungen auf allen schiffbaren Binnengewässern gelten die Vorschriften der Teile 1 bis 9 der Anlage zum ADN sowie die Vorschriften der Anlage 2 Nummer 5. Beförderungen auf dem Rhein unterliegen zusätzlich der von der Zentralkommission für die Rheinschifffahrt am 3. Dezember 2009 beschlossenen Bestimmungen in Anlage 2 Nummer 6.

(dd) Seeschifffahrt

Die Beförderung von CO₂ im Rahmen der Seeschifffahrt¹²⁸ ist nur unter den, je nach Beförderungsform verschiedenen, zusätzlichen Voraussetzungen zulässig, die § 3 GGvSee aufzählt. CO₂ wird in Schiffen in der Regel in flüssiger Form transportiert.

Bei Beförderung von verflüssigten Gasen in Tankschiffen gelten gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 4 die Vorschriften des Kapitels II-2 Regel 16 Absatz 3 und des Kapitels VII Teil C des SOLAS-Übereinkommens¹²⁹ sowie die Vorschriften des IGC-Codes. Bei dem IGC Code handelt es sich um eine internationale Sicherheitsvorschrift bezüglich Bau und Ausrüstung von Schiffen die verflüssigte Gase als Massengut auf Seeschiffen befördern. Hierbei handelt es sich um Vorschriften für z.B. Gastanker. Geregelt sind hier beispielsweise Anordnung der Ladungstanks und Brandschutzeinrichtungen.

bb) Keine Anwendung der CCS-Richtlinie und des KSpG für den Transport per LKW, Zug und Schiff

CCS-Richtlinie und KSpG enthalten lediglich Regelungen für den Transport von CO₂ zwecks CCS mittels Pipelines, nicht für die anderen Modalitäten. Die CCS-Richtlinie regelt grundsätzlich überwiegend den Bereich der Speicherung, Regelungen zum Transport beziehen sich lediglich auf den Anspruch Dritter auf transparenten und

¹²⁷ Binnengewässer bezeichnet Flüsse, Seen und Kanäle.

¹²⁸ Seeschifffahrt bezeichnet die Beförderung von Personen, Post oder Gütern mit Seeschiffen auf Seewasserstraßen und auf hoher See.

¹²⁹ Internationales Übereinkommen von 1974 zum Schutz des menschlichen Lebens auf See vom 1. November 1974 (BGBl. 1979 II S. 143).

diskriminierungsfreien Zugang zum Netz (Art. 21), die Umsetzung dessen erfolgte in § 33 KSpG, sowie auf die Zusammenarbeit zuständiger Behörden im Falle des grenzüberschreitenden Transportes (Art. 24).

3) **Grenzüberschreitender Transport**

Die Regelungen für den grenzüberschreitenden Transport von CO₂ zwecks CCS sind zum Teil auf alle Transportarten anwendbar. Insbesondere die völkerrechtlichen Abkommen umfassen alle Modalitäten. Im Bereich des europäischen Rechtes liegt der Fokus aber stark auf dem Transport per Pipeline.

Die soeben dargestellten internationalen Abkommen im Bereich des Gefahrgutrechts regeln etwa Klassifizierung, Kennzeichnung, Verpackung und Dokumentation gefährlicher Güter auch für den grenzüberschreitenden Transport.¹³⁰

a) **Völkerrechtliche Abkommen**

Völkerrechtliche Abkommen mit Relevanz für CCS sind das Meeresschutzübereinkommen OSPAR¹³¹ und das London Protokoll¹³². Um CO₂ zwecks dauerhafter Speicherung im Meeresuntergrund zu exportieren, ist es erforderlich, die provisorische Anwendung der Ergänzung des Art. 6 des London Protokolls bei der International Maritime Organisation (IMO) zu notifizieren sowie eine Vereinbarung mit dem empfangenden Staat zu treffen. Zudem sollte auch die Ergänzung des Art. 6 ratifiziert werden, sobald zwei Drittel der Vertragsparteien dies getan haben, wäre der Export auch grundsätzlich zulässig.

Das OSPAR-Übereinkommen soll zur Verhütung und Beseitigung der Meeresverschmutzung beitragen, um den Nordatlantik und die Nordsee vor schädlichen Auswirkungen menschlicher Tätigkeiten zu schützen, indem es grundsätzlich die Entsorgung von allen Abfällen im Meer verbietet.¹³³ Das London Protokoll gilt grundsätzlich ebenfalls für den Schutz der Meere vor insbesondere der Entsorgung von

¹³⁰ Vgl. Abschnitt B. II. 2) b); da es sich um Abkommen über internationalen Transport handelt, gelten diese naturgemäß grenzüberschreitend, durch die nationalen Vorschriften werden diese erst für den nationalen Transport anwendbar.

¹³¹ Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordostatlantiks v. 22. 9. 1992 (BGBl. 1994 II S. 1360).

¹³² Protokoll zum Londoner Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen v. 7. 11. 1996 (BGBl. 1998 II S. 1345).

¹³³ Art. 2 iVm Art. 1 (a).

06.04.2022

Abfällen und anderen Stoffen.¹³⁴ Die Speicherung in der Wassersäule und auf dem Meeresboden ist grundsätzlich verboten.¹³⁵

Sowohl das OSPAR-Übereinkommen¹³⁶ als auch das London Protokoll mussten angepasst werden, um die Speicherung von Kohlendioxid unterhalb des Meeresbodens überhaupt zu ermöglichen, wobei im Rahmen des London Protokolls bis heute nicht alle Voraussetzungen vorliegen.

aa) London-Protokoll

Das London-Protokoll¹³⁷ verbietet in Art. 4 Abs. 1 das Entsorgen von Abfällen im Meer, mit Ausnahme der in Annex I aufgelisteten. Die Begrifflichkeit Abfall oder andere Stoffe umfasst nach Art. 1 Nr. 8 des London-Protokolls Materialien und Stoffe jeglicher Art, Form oder Beschreibung. Diese in Annex I gelisteten Abfälle oder andere Stoffe¹³⁸ können nach Art. 4 1.2 mit einer Erlaubnis nach Annex II entsorgt werden. CO₂ darf erst seit 2006 nach Art. 4 iVm Annex I 1.8 und 4 entsorgt werden, wenn es in einer geologischen Formation unter dem Meeresboden entsorgt wird, wobei der Strom hauptsächlich aus CO₂ bestehen muss und keine anderen Abfälle oder Stoffe zur Entsorgung hinzugefügt werden dürfen.¹³⁹

Der Export von Abfällen zum Zwecke des Entsorgens oder Verbrennens auf dem Meer ist aber nach Artikel 6 des London Protokolls grundsätzlich nicht gestattet. Im Jahr 2009 wurde eine Ergänzung des Artikels 6 um einen Absatz 2 ausgearbeitet, der den Export von CO₂ zum Zweck von CCS in Übereinstimmung mit Annex I ermöglicht.¹⁴⁰ Notwendig ist dafür, dass die betreffenden Länder ein bilaterales (oder auch multilaterales) Abkommen diesbezüglich schließen, das die Bestätigung und Aufteilung der Zuständigkeiten für die Erteilung von Genehmigungen zwischen dem Ausfuhr- und dem Aufnahmeland im Einklang mit den Bestimmungen dieses Protokolls und sonstigem geltenden Völkerrecht, beinhaltet. Ist das Land, in welches das CO₂

¹³⁴ Vgl. Art. 2 und 3.

¹³⁵ OSPAR Entscheidung 2007/1.

¹³⁶ Die OSPAR-Kommission hat die Entscheidungen 2007/1 und 2007/2 angenommen, welche CCS ermöglichen, siehe dazu <https://www.ospar.org/work-areas/oic/carbon-capture-and-storage> und <https://www.ospar.org/convention> (zuletzt abgerufen am 05.04.2022).

¹³⁷

¹³⁸ Beachte die unterschiedlichen Abfallbegriffe von London-Protokoll und KrWG: Hier nicht Abfall iSd KrWG (vgl. § 3 Abs. 1 S. 1 KrWG: Abfälle im Sinne dieses Gesetzes sind alle Stoffe oder Gegenstände, derer sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss), siehe dazu auch Abschnitt B. I. 1) b) (1) (c).

¹³⁹ Resolution LC-LP.1/Circ. 5.

¹⁴⁰ Resolution LP.3(4).

exportiert wird, keine Vertragspartei, muss gewährleistet sein, dass dessen Bestimmungen dennoch eingehalten werden oder vergleichbare vorliegen. Eine solche Vereinbarung ist auch bei der IMO zu notifizieren.

Die Ergänzung von 2009 wird innerhalb von 60 Tagen wirksam, wenn zwei Drittel der Vertragsparteien diese bei der IMO ratifiziert haben.¹⁴¹ Derzeit haben lediglich folgende Staaten die Ratifizierung vorgenommen: Norwegen¹⁴², Großbritannien und Nordirland¹⁴³, die Niederlande¹⁴⁴, Finnland¹⁴⁵, Estland¹⁴⁶, Schweden¹⁴⁷ und Dänemark¹⁴⁸.

Aufgrund dessen haben die Vertragsparteien im Jahr 2019 beschlossen, dass eine sog. Provisorische Anwendung der Ergänzung des Artikel 6 erfolgen kann.¹⁴⁹ Diese Übergangslösung muss aber ebenfalls beim IMO notifiziert werden, dies haben bislang lediglich Norwegen und die Niederlande getan.¹⁵⁰ Zudem muss auch hier ein Abkommen zur Verantwortlichkeit getroffen werden.

bb) OSPAR-Abkommen

Das OSPAR-Abkommen verbietet in Art. 4 und 5 die Entsorgung und Verbrennung von Abfällen und anderen Stoffen, auch durch Offshore-Anlagen, mit Ausnahme der in Anhang II und III aufgeführten. Art. 3 Anhang II und Art. 3 Anhang III regeln die Ausnahme für abgeschiedene CO₂-Ströme zur dauerhaften geologischen Speicherung unter bestimmten Voraussetzungen. So muss der CO₂-Strom überwiegend aus CO₂ bestehen, es dürfen keine Abfälle hinzugefügt werden und der CO₂-Strom muss in eine unterirdische geologische Formation geleitet werden, wo er auch verbleiben soll. Die Speicherung muss auch genehmigt werden. Diese Regelung besteht seit 2007¹⁵¹. Im gleichen Jahr wurden auch zu berücksichtigende Richtlinien zur Risikobewertung erlassen.¹⁵² Diese Richtlinien behandeln den Transport nur am

¹⁴¹ <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/CCS-Default.aspx> (zuletzt abgerufen am 05.04.2022).

¹⁴² LC-LP.2/Circ.1.

¹⁴³ LC-LP.2/Circ.2.

¹⁴⁴ LC-LP.2/Circ.3.

¹⁴⁵ LC-LP.2/Circ.5.

¹⁴⁶ LC-LP.2/Circ.9.

¹⁴⁷ LC-LP.2/Circ.13.

¹⁴⁸ LC-LP.2/Circ.14.

¹⁴⁹ Resolution LP.5(14)

¹⁵⁰ LC-LP.2/Circ.11 (Norwegen), LC-LP.2/Circ.12 (Niederlande).

¹⁵¹ OSPAR Entscheidung 2007/2.

¹⁵² OSPAR Entscheidung 2007-12.

Rande und verweisen sogar darauf, dass dieser in anderen nationalen und internationalen Regelungen und Standards hinreichend zu regeln ist.¹⁵³

b) EU-Vorschriften

Auf Ebene der EU sind verschiedene Rechtsakte einschlägig, von denen einige auch bereits angerissen wurden¹⁵⁴. Die Rechtsakte regeln überwiegend nur den Transport von CO₂ zwecks CCS per Pipeline, so die CCS-Richtlinie¹⁵⁵ und auch etwa die TEN-E-Verordnung¹⁵⁶. Insgesamt erfährt die Pipeline dadurch eine gewisse rechtliche Privilegierung und die Transportmittel LKW, Schiff und Zug, die eine wichtige Rolle spielen, stehen dahinter zurück. Am deutlichsten wirkt sich dies bei der Betrachtung der EU-ETS-Problematik aus.¹⁵⁷ Von herausragender Bedeutung ist daher die bereits dargestellte Notwendigkeit, den Transport von CO₂ zwecks CCS entsprechend in der EU-ETS-Richtlinie, der Monitoring-Verordnung und der CCS-Richtlinie aufzunehmen.

4) Zwischenergebnis

Um den grenzüberschreitenden Transport von CO₂ für CCS zu ermöglichen, muss Deutschland die provisorische Anwendung der Ergänzung des Art. 6 des London Protokolls erklären und eine entsprechende Vereinbarung schließen. Weiterhin sollte die Ergänzung des Art. 6 auch grundsätzlich ratifiziert werden, auch wenn dieser erst nach Ratifizierung weiterer Vertragsparteien in Kraft treten kann.

Auf europäischer Ebene sollte insbesondere die Anrechenbarkeit von CCS-Maßnahmen im Rahmen des EU-ETS auf den multimodalen Transport ausgeweitet werden. Die derzeitige Rechtslage stellt ein erhebliches Hindernis für wirtschaftlichen und effizienten Transport innerhalb von Lieferketten dar. Im Rahmen des sog. Fit For 55-Pakets soll die EU-ETS-Richtlinie novelliert werden, der Entwurf hierfür lässt jedoch keine Integration des Schiffstransportes erkennen.¹⁵⁸

¹⁵³ OSPAR Entscheidung 2007-12, II. Scope of the Guidelines, S. 1.

¹⁵⁴ Vgl. dazu Abschnitte B. II. 1) b) und B. II. 2) b).

¹⁵⁵ Die CCS-Richtlinie spricht stets vom Transport im Transportnetz, welches nach Art. 3 Nr. 22 nur das Pipelinennetz umfasst; Art. 21, Erwägungsgrund (27); siehe hierzu auch Abschnitt B. II. 1) b) bb).

¹⁵⁶ Vgl. Abschnitt B. II. 2) a) (3).

¹⁵⁷ Vgl. Abschnitt B. II. 1) b).

¹⁵⁸ Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC as regards aviation's contribution to the Union's economy-wide emission reduction target and appropriately implementing a global market-based measure, COM/2021/552 final.

06.04.2022

Auf nationaler Ebene könnte perspektivisch der Erlass einer Rechtsverordnung nach § 33 Abs. 4 KSpG zu Bedingungen für Anschluss und Zugang an Kohlendioxidnetze sinnvoll sein.

III. Speicherung

Die Speicherung als solche - inklusive der Zwischenspeicherung - ist nicht Gegenstand dieser Prüfung. An dieser Stelle sind daher nur einige allgemeine Ausführungen angezeigt:

Da die Potentiale in Deutschland für eine Speicherung sehr begrenzt erscheinen, wird diese überwiegend im Ausland stattfinden. Daher unterfällt sie dem Recht des Landes, in welches das CO₂ zwecks Speicherung exportiert wird. Aus diesem Grund erfolgt unter diesem Punkt auch keine Prüfung. Beispielsweise in Norwegen und den Niederlanden, wo erhebliche Potentiale für die Speicherung vorhanden sind, gibt es jedenfalls dementsprechende Gesetze, die diese ermöglichen. Insbesondere die Niederlande haben umfassende Regelungen getroffen. Im Rahmen des nationalen SDE++ Programmes werden CCS-Projekte finanziell gefördert, wobei die Gelder durch einen Aufschlag aller Energieverbraucher auf den Verbrauch bereitgestellt werden.¹⁵⁹ Ergänzend zum EU-ETS gibt es zudem eine nationale Kohlenstoffsteuer für Industrieemissionen als Anreiz für weniger Emissionen.¹⁶⁰ Es werden auch bereits CCS-Projekte durchgeführt, darunter PORTHOS.¹⁶¹

Im Rahmen eines multimodalen Transportes kann eine Zwischenspeicherung des CO₂ erforderlich sein, insbesondere bei einem Wechsel der Modalitäten. Zusätzlich können auch weitere Anlagen, wie etwa zur Verflüssigung des CO₂ für den Schiffs-transport, notwendig sein. Diese kann sowohl in Kavernen und salinen Aquiferen, als auch in oberirdischen Speichern, etwa Pufferspeichern erfolgen. Welche Art von Speicher für welchen Sachverhalt gewählt werden sollte, hängt von verschiedenen Faktoren ab und kann hier nicht näher ausgeführt werden. Genehmigungsrechtlich spricht bei einer Speicherung des CO₂ in Kavernen oder salinen Aquiferen viel dafür, dass dann Bergrecht einschlägig ist, insbesondere § 126 Bundesberggesetz (BBergG).¹⁶² Für oberirdische Speicher, wie etwa Kugel- oder Pufferspeicher, wäre

¹⁵⁹ <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2021.644796/full> (zuletzt abgerufen am 05.04.2022).

¹⁶⁰ <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2021.644796/full> (zuletzt abgerufen am 05.04.2022).

¹⁶¹ <https://www.porthosco2.nl/en/> (zuletzt abgerufen am 05.04.2022).

¹⁶² So auch BT-Drs. 214/11, S. 58, wonach die vorübergehende Speicherung von bereits geförderten Kohlenwasserstoffen in Abgrenzung zur dauerhaften Speicherung gerade nicht unter das KSpG, sondern unter § 126 BBergG fällt.

zu prüfen, ob diese ähnlich oberirdischen Gasspeichern, nach dem BImSchG und der BetriebsStoffV zu beurteilen sind.

C. Förderinstrumente für den Einsatz von CCS-Technologien

Besonders in den Wirtschaftsbereichen, in denen unvermeidbare CO₂-Emissionen bestehen, könnte ein Einsatz von CCS und CCU eine sinnvolle Option dafür sein, dass die mit diesen Vorgängen einhergehenden, im Grundsatz unvermeidbaren Treibhausgasemissionen doch nicht in die Atmosphäre abgegeben werden müssen.

Ein unter dem Aspekt einer schnellen und vergleichsweise günstigen Reduktion von Treibhausgasen wichtiger und dabei absehbarer Anwendungsfall für CCS-Verfahren ist die Herstellung von klimaneutralem Zementklinker etwa in einer sog. Retrofit-Oxyfuel-Anlage mit CCS.¹⁶³ Denn Verfahren etwa zur CO₂-freien Herstellung dieses emissionsintensiven Produkts sind nicht bekannt. Die CO₂-Emissionen sind insoweit also im Grundsatz unvermeidbar. Jedoch kann das CO₂ über entsprechende technische Anlagen abgespalten und abgetrennt werden, um es geologisch zu speichern und so die Produktion dieses grundsätzlich emissionsintensiven Produkts ohne CO₂-Emissionen zu ermöglichen. Diese Überlegung lässt sich auf eine Vielzahl von emissionsintensiven Produkten, Materialien und Grundstoffen unterschiedlicher Industriebereiche übertragen, für die ebenfalls ein Einsatz von CCS-Verfahren sinnvollerweise in Betracht kommen kann, weil es sich insoweit um ansonsten unvermeidbare Emissionen handelt.

Der Einsatz von CCS-Technologien könnte aufgrund der damit einhergehenden zusätzlichen Kosten für Anlagentechnik und Betrieb (insb. erhöhte Stromkosten) davon abhängen, dass eine positive Incentivierung erfolgt. Ansatzpunkte könnten, neben einer Anrechenbarkeit der durch den Einsatz der CCS-Technik vermiedenen Emissionen im EU-ETS, eine Förderung durch nationale Instrumente wie Investitionsbeihilfen und Klimaschutzverträge sein.

I. Förderbedarf und Förderansätze im Überblick

1) Förderbedarf

Um geeignete emissionsintensiven Produkte und Materialien unter weitgehender Vermeidung von CO₂-Emissionen herzustellen, könnte dieser mithilfe von Klimaschutztechnologien wie Oxyfuel oder E-LEILAC abgeschieden und durch den Ein-

¹⁶³ Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institut (2021), Klimaschutzverträge für die Industrietransformation, S. 39f.

satz von CCS geologisch gespeichert werden. Nicht nur CO₂-arm, sondern sogar klimapositiv lassen sich solche Produkte mithilfe von Technologien wie Bioenergy Carbon Capture and Storage (BECCS) erzeugen, also nicht unter Verwendung von einem fossilen Einsatzstoff, sondern von Biomasse.¹⁶⁴ Etwa das Oxyfuel-Verfahren ist eine Technologie zur Abscheidung von CO₂, die schon vor 2030 großtechnisch eingesetzt werden kann. Dabei ergeben sich – bei logistisch günstiger Standortwahl – im Hinblick auf den Abtransport des abgeschiedenen CO₂ zum geologischen Speicher u.U. nur relativ geringe Mehrkosten für den Aufbau oder die Nachrüstung der Anlage sowie für deren Betrieb.¹⁶⁵ Diese Kosten fallen an als Kapitalkosten etwa für die Investitionen in die Oxyfuel-Technologie sowie für erhöhte Betriebskosten u.a. für den betriebliche Produktion von Sauerstoff und Transport- und Speicherkosten für das abgeschiedene CO₂.¹⁶⁶

Werden CCS-Technologien in der chemischen Industrie (insb. der Grundstoffchemie) eingesetzt, ist systematisch im Grundsatz – nicht unbedingt betragsmäßig – mit ähnlichen Mehrkosten wie bei der Zementklinkerproduktion zu rechnen.

2) Förderansätze im Überblick

Durch die Abscheidung und Speicherung von CO₂ unter Verwendung einer CCS-Anlage stehen dem Anlagenbetreiber CO₂-Zertifikate aus dem EU-ETS zur Verfügung, die er nicht nutzen muss. Zugleich hat er diese aber (zumindest bislang) unentgeltlich zugeteilt bekommen. Diese nicht erforderlichen Zertifikate haben einen Wert, der dem Anlagenbetreiber zufällt. Zudem könnte grundsätzlich auch eine weitergehende Förderung der dargestellten Mehrkosten über den ETS erfolgen (dazu unter II.).

Grundsätzlich könnten Verfahren zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ in geologischen Speichern auch über gesetzliche Verpflichtungen gefördert werden, die eher nicht unmittelbar die Verwendung solcher Technologien vorschreiben, aber in Bezug auf bestimmte Produkte das ökologische Ergebnis solcher Verfahren obligatorisch machen. So könnten (angebotsseitig) Hersteller etwa von im Grundsatz emissionsintensiven Produkten oder Materialien oder, was ggf. näher liegen könnte,

¹⁶⁴ Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021): Klimaschutzverträge und die Industrietransformation, (nachfolgend: Agora u.a. (2021): Klimaschutzverträge und Industrietransformation, S. 39ff., 108.

¹⁶⁵ Agora Industrie u.a. (2021): Klimaschutzverträge und Industrietransformation, S. 41f., dort auch konkrete Zahlenangaben für mögliche Mehrkosten und der Hinweis auf entbehrliche kostenfreie ETS-CO₂-Zertifikate, die einen Teil der Mehrkosten auffangen können.

¹⁶⁶ Agora Industrie u.a. (2021), S. 42.

(nachfrageseitig) Großhändler, sonstige Händler oder Verwender verpflichtet werden, den THG-Output des von ihnen erzeugten, gehandelten oder verwendeten Produkts in einem über eine gesetzliche Verpflichtung regulierte und auf im Zeitverlauf bis spätestens 2045 zunehmende Gesamt-THG-Minderung zu reduzieren. Vergleichbar mit einer solchen THG-Minderungsverpflichtung wäre eine ansteigende Quote für einen in Verkehr zu bringenden oder zu verwendenden Anteil an CO₂-armen Produkten aus im Grundsatz emissionsintensiven Industrien, nachfolgend behandelt unter III.

Als Standardförderinstrument für eine gezielte Förderung zur zumindest anteiligen, ggf. aber auch umfassenden Abdeckung von Mehrkosten gerade von CCS-Verfahren können staatliche Förderrichtlinien dienen (dazu nachfolgend IV.). Über diese kommt es zu direkten Geldzahlungen an die Betreiber von Anlagen, die diesen Verfahren dienen. Hier sind Investitionsbeihilfen, ggf. auch Betriebsbeihilfen (s.u.) vorstellbar. Die Förderintensität – also die Frage, ob eine anteilige oder vollständige Förderung der Mehrkosten erfolgen kann, hängt u.a. von der Ausgestaltung des Verfahrens zur Vergabe der Förderung aus (kostenbasiert? nach Ausschreibung?). So könnten unter Umständen Investitionsbeihilfen für Betreiber von Abscheidungsanlagen von CO₂, ggf. auch für CO₂-Pipeline-Betreiber oder Betreiber von geologischen Speichern in Betracht kommen. Soweit beihilferechtlich zulässig, könnte ggf. etwa auch der Betrieb solcher Anlagen gefördert werden.

Förderrichtlinien können aber auch etwa für Investitionen in Anlagen zur Herstellung von CO₂-armem Produkten grundsätzlich emissionsintensiver Industrien aufgesetzt werden. So könnte der staatliche Fördergeber technologieoffen gezielt die Defossilisierung bestimmter Wirtschaftszweige fördern. Eine technologieoffene Ausgestaltung von Förderungen gezielt für bestimmte Wirtschaftszweige wird förderpolitisch häufig bevorzugt. Zugleich können sich so Vorteile hinsichtlich der beihilferechtlichen Genehmigungsfähigkeit solcher Regelungen ergeben (s.u.).

Intensiv diskutiert wird gegenwärtig zudem eine Förderung der Mehrkosten von CO₂-armen oder CO₂-freien Herstellungsmethoden besonders an den Beispielen Stahl, Zement und Ammoniak über Klimaschutzverträge, insbesondere über Carbon Contracts for Difference (CCfD), nachfolgend untersucht unter V. CCS-Verfahren als Produktionsverfahren zur THG-Reduzierung eignen sich dabei u.E. grundsätzlich auch unmittelbar für Klimaschutzverträge. Der CCfD würde dann gezielt lediglich die diesbezüglichen Mehrkosten als THG-Minderungskosten abdecken. Sollte die CO₂-frei oder CO₂-arme Produktion eines bestimmten Stoffes oder Produkts wie Zement, Stahl oder eines chemischen Grundstoffs dagegen noch anders verursachte Mehrkosten verursachen, würde diese ein auf das CCS-Verfahren be-

grenztes Förderregime dagegen nicht umfassen. Dies könnte gegen ein so eng zugeschnittenes CCfD-Konzept sprechen. Diese Fragestellungen müssen vorliegend aber nicht abschließend geklärt werden; sie dürften letztlich klima- und förderpolitisch entschieden werden: Wird nicht auf die CCS-Technik, sondern auf ein grünes Produkt abgestellt, kann so das letztlich angestrebte Ziel – THG-Reduktion – durch branchenbezogene, zugleich aber technologieoffen Förderinstrumente in den Blick genommen werden, mit denen die gesamten THG-Minderungskosten gefördert werden können und nicht nur die CCS-abhängigen Kosten – wenn insoweit in Bezug auf ein grünes Produkt ein Unterschied bestehen sollte.

II. Förderungen im Rahmen des Europäischen Emissionshandel

Im Rahmen des Europäischen Emissionshandels erfolgt die Förderung von CCS (und zum Teil auch von CCU) bislang vorrangig implizit durch die Privilegierung bei der Emissionsberichterstattung, indem für CO₂ aus einer emissionshandelspflichtigen Anlage, das nicht an die Atmosphäre abgegeben, sondern geologisch gespeichert oder in bestimmten Verbindungen dauerhaft stofflich eingebunden wird, keine Emissionszertifikate abgegeben werden müssen. Hierdurch können ggf. kostenlos zugeteilte und dann nicht benötigte Emissionszertifikate veräußert werden bzw. es müssen im Fall einer bestehenden Unterdeckung keine Zertifikate zugekauft werden, so dass jedenfalls eine Ersparnis von Aufwendungen eintritt.

Art. 49 Abs. 1 der Europäischen Monitoringverordnung (MVO¹⁶⁸) bestimmt hierzu:

„Der Anlagenbetreiber zieht von den Emissionen der Anlage alle aus fossilem Kohlenstoff im Rahmen von Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG stammenden Mengen CO₂ ab, die nicht aus der Anlage emittiert werden, sondern

a) aus der Anlage weitergeleitet werden in

i) eine Abscheidungsanlage zwecks Transport und langfristiger geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;

ii) ein Transportnetz zwecks langfristiger geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;

¹⁶⁸ Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission.

iii) eine gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassene Speicherstätte zwecks langfristiger geologischer Speicherung;

b) aus der Anlage weitergeleitet und zur Herstellung von gefällttem Kalziumkarbonat verwendet werden, in dem das verwendete CO₂ chemisch gebunden wird."

Hieraus ergibt sich zugleich, dass die stoffliche Bindung von CO₂ in gefällttem Kalziumkarbonat bislang die einzige ausdrücklich von der MVO anerkannte Form des CCU darstellt, die zu einem Abzug bei der Emissionsberichterstattung berechtigt. Im Rahmen des Vorschlags der Europäischen Kommission zur Reform der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87 im Rahmen des „fit-for-55“-Pakets vom 15.07.2021 schlägt die Kommission die Ergänzung folgender Bestimmung (als künftiger Art. 12 Abs. 3b) vor:

„An obligation to surrender allowances shall not arise in respect of emissions of greenhouse gases which are considered to have been captured and utilised to become permanently chemically bound in a product so that they do not enter the atmosphere under normal use. The Commission shall adopt implementing acts concerning the requirements to consider that greenhouse gases have become permanently chemically bound in a product so that they do not enter the atmosphere under normal use. Those implementing acts shall be adopted in accordance with the examination procedure referred to in Article 22a(2).“

Darüber hinaus ist eine direkte Förderung etwa im Sinne einer zusätzlichen kostenlosen Zuteilung nicht vorgesehen. Grundsätzlich möglich ist aber eine Förderung aus dem sog. Innovation Fund nach Art. 10a Abs. 8 der Richtlinie 2003/87, der ausdrücklich auch Technologien aus den Bereichen CCS und CCU als förderfähig benennt. Der Reformvorschlag vom 14.07.2021 sieht diesbezüglich eine Ausweitung vor. Art. 10a Abs. 8 der Richtlinie 2003/87 soll demnach wie folgt gefasst werden:

„365 million allowances from the quantity which could otherwise be allocated for free pursuant to this Article, and 85 million allowances from the quantity which could otherwise be auctioned pursuant to Article 10, as well as the allowances resulting from the reduction of free allocation referred to in Article 10a(1a), shall be made available to a Fund with the objective of supporting innovation in low-carbon technologies and processes, and contribute to zero pollution objectives (the 'Innovation Fund'). Allowances that are not issued to aircraft operators due to the closure of aircraft operators and which are not necessary to cover any shortfall in surrenders by those operators, shall also be used for innovation support as referred to in the first subparagraph.“

(...)

The Innovation Fund shall cover the sectors listed in Annex I and Annex III, including environmentally safe carbon capture and utilisation ("CCU") that contributes substantially to mitigating climate change, as well as products substituting carbon intensive ones produced in sectors listed in Annex I, and to help stimulate the construction and operation of projects aimed at the environmentally safe capture and geological storage ("CCS") of CO₂, as well as of innovative renewable energy and energy storage technologies; in geographically balanced locations. The Innovation Fund may also support break-through innovative technologies and infrastructure to decarbonise the maritime sector and for the production of low- and zero-carbon fuels in aviation, rail and road transport. Special attention shall be given to projects in sectors covered by the [CBAM regulation] to support innovation in low carbon technologies, CCU, CCS, renewable energy and energy storage, in a way that contributes to mitigating climate change.

(...)"

III. THG-Minderungsquoten

1) Instrumentenbeschreibung

Die erste Gruppe von möglichen Förderinstrumenten zugunsten von CCS-Verfahren enthalten gesetzliche Verpflichtungen, deren Ziel es ist, THG-Emissionen gezielt zu reduzieren. Dabei enthalten solche regelmäßig als auf der Zeitschiene ansteigende Quote ausgestalteten Regelungen grundlegend eine bestimmte Mengenvorgabe. Sie kann als Erzeuger-, Versorger- oder Verbraucherverpflichtung implementiert werden. Die bisher eingesetzten Quotensysteme verpflichten regelmäßig die Inverkehrbringer etwa von Kraftstoffen bzw. Gasen (sog. Versorgerverpflichtung). Diese sehen vor, dass die Verpflichteten über einen festgelegten Zeitraum einen steigenden Anteil grünen Kraftstoffs bzw. Gases in Verkehr bringen müssen. Im Wesentlichen vergleichbar sind Quotenmodelle für THG-Reduktionen. Die Verpflichteten müssen dann Produkte herstellen, in Verkehr bringen oder verwenden, bei deren Herstellung über die Jahre immer weniger Treibhausgase entstehen. Bei Nichteinhaltung werden Strafzahlungen fällig.¹⁶⁹

Grundsätzlich könnten Hersteller von im Grundsatz emissionsintensiven Produkten, Grundstoffen oder Materialien oder auch Händler oder Verwender dieser Stoffe ver-

¹⁶⁹ Altrock/Kliem, Instrumente für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff, ZNER 2022, S. 9 ff.

pflichtet werden, den THG-Output des von ihnen erzeugten, gehandelten oder verwendeten Stoffs oder Produkts in einem über eine gesetzliche Verpflichtung regulierte und auf im Zeitverlauf bis spätestens 2045 zunehmende Gesamt-THG-Minderung (Ziel: zumindest THG-Neutralität) zu reduzieren. Vergleichbar mit einer solchen THG-Minderungsverpflichtung wäre eine ansteigende Quote für einen in Verkehr zu bringenden oder zu verwendenden Anteil an CO₂-armen Varianten der umschriebenen emissionsintensiven Produkte und Stoffe.

Als Reflex einer solchen Regelung ergäbe sich, dass damit jeweils auch die hierzu erforderliche Technologie – etwa die Abscheidung von CO₂ sowie die Kosten von Transport und Speicherung des CO₂ eingesetzt werden würde, letztlich in einem gewissen Umfang entsprechend der Verpflichtung eingesetzt werden müsste. Erzielt würde dies über eine Pönalenverpflichtung für den Fall der Quotenverfehlung. Werden doch Zahlungen fällig, könnten diese zur Deckung von Transformationskosten verwendet werden (Auskehrung als Fördergelder, ...).

2) Rechtlicher Rahmen einer Quotenregelung

Eine gesetzliche Regelung zur Reduktion der THG-Emissionen in emissionsintensiven Industrien oder zur kontinuierlichen Steigerung des Anteils von produzierten oder verwendeten CO₂-armen Varianten von deren Produkten oder Stoffen müsste europarechtlich zulässig sein.

Die europäische Warenverkehrsfreiheit aus Art. 34 AEUV verbietet mengenmäßige Beschränkungen der Einfuhr von Waren sowie alle Maßnahmen gleicher Wirkung. Als Waren werden dabei körperliche, geldwerte Gegenstände definiert, also eine Vielzahl von Produkten emissionsintensiver Unternehmen wie etwa Zement, Kalk oder chemische Grundstoffe. Der EuGH legt das Merkmal der Körperlichkeit weit aus, sodass auch Gase darunterfallen können.¹⁷⁰ Eine Quotenregelung oder THG-Minderungspflicht könnte als Maßnahme gleicher Wirkung in die Warenverkehrsfreiheit eingreifen. Ein solcher Eingriff müsste gerechtfertigt werden können. Der EuGH erkennt auch den Umweltschutz als ungeschriebenen Rechtfertigungsgründe an. Dabei erscheint es gut vertretbar, eine Förderung von CO₂-armem Zement, von CO₂-armen chemischen Grundstoffen über eine Quotenregelung oder auch eine solche Regelung zur Reduzierung der CO₂-Emissionen in Müllverbrennungsanlagen damit zu rechtfertigen, da auf diesem Wege ein Beitrag zur Verringerung von CO₂-Emissionen geleistet wird. Die gesetzliche Verpflichtung zur THG-Minderung und oder Quotenerfüllung müsste schließlich auch verhältnismäßig sein. Hierfür müsste die Regelung im Gesetz zunächst einem legitimen Ziel dienen. Mit der Quote soll

¹⁷⁰ Altrock/Kliem, Förderinstrumente für den Markthochlauf, ZNER 2022, S. 9. 10 f. m.w.N.

der Anteil an CO₂-armem Produkten oder Stoffen aus grundsätzlich emissionsintensiven Industrien oder auch den Bereichen Müllverbrennung gesteigert werden. Sie diene damit der Verringerung der Treibhausgasemissionen durch den Einsatz fossiler Energieträger und damit dem Umweltschutz als legitimum Ziel.

Eine solche Regelung müsste aber auch geeignet sein, dieses Ziel zu erreichen. Schwerwiegende Zweifel an der Eignung einer Quote könnten, je nach Ausgestaltung, aber bestehen, wenn diese in einer Höhe festgesetzt würde, die von den Marktteilnehmern schlicht nicht realisierbar wäre. Wenn also etwa ohne Übergangsregelung unmittelbar ein zu hoher Anteil an CO₂-armem Produkten oder Stoffen als verpflichtend zu produzieren, zu handeln oder zu kaufen gesetzlich vorgeschrieben würde, diese Menge von den Erzeugern aber so kurzfristig schlicht nicht erbracht werden könnte, erscheint die Quote – jedenfalls in der konkreten Ausgestaltung – als ungeeignet. Eine Quote müsste also jeweils so bemessen sein, dass eine Umsetzbarkeit für die Marktteilnehmer gegeben ist.¹⁷¹ Auch wenn es keine Nachfrage nach den CO₂-armen Produkten am Markt gibt – etwa mangels Zahlungsbereitschaft der Kunden für die Mehrkosten dieser Produkte – könnte eine solche Regelung ungeeignet sein: Die Kunden könnten die Produkte schlicht umgehen. Dieser Aspekt spricht, wenn schon, dann für eine nachfrageseitige Adjustierung einer Quote.

Weiter müsste eine Quote erforderlich sein. Dies wäre, je nach Ausgestaltung, auch der Fall, wenn kein milderes und gleich wirksames Mittel gegeben wäre. Milder und ggf. wirksamer wäre für die emissionsintensiven Industrien eine Förderung über direkte Zahlungen, die die Mehrkosten für die Herstellung CO₂-armer Produkte oder Stoffe trüge. Würde eine Quotenregelung nicht mit einer sonstigen Förderung verbunden, müssten die Mehrkosten über eine Verteuerung des Produkts oder Grundstoffs und in der Folge der daraus hergestellten Folgeprodukte erfolgen. Fraglich ist, ob in einer Situation, in der z.B. CO₂-armer Zement mit erheblichen Mehrkosten verbunden wäre, diese über gesteigerte Produktpreise refinanzierbar wären. Diese Frage kann vorliegend nicht geklärt werden, wäre aber näher zu untersuchen. Wäre dies nicht möglich, etwa, weil Kunden auf andere, nicht CO₂-arme (ggf. importierte) Produkte ausweichen könnten, droht den verpflichteten Produktherstellern ggf. die Insolvenz. Eine solche Regelung jedenfalls mit einer Verpflichtung der Hersteller wäre dann nicht nur ungeeignet, sondern wohl auch unverhältnismäßig und also aus zweierlei Gründen unzulässig. Träfe die gesetzliche Pflicht die Nachfrageseite, wäre dieser Einwand jedoch so nicht zu erheben.

¹⁷¹ Altrock/Kliem, a.a.O.

Allerdings könnten wirksame ökonomische Förderregelungen, wie die unten behandelten Contracts for Difference oder auch direkte Subventionen über eine Förderrichtlinie, mildere Mittel darstellen, die ggf. in ihrem Anwendungsbereich und ihrer (wirtschaftlichen) Reichweite sogar zu sichereren Ergebnissen führen könnten und deshalb dann gegenüber einer Quote das mildere Mittel darstellten. Quotenregelungen wären dann auch insoweit nicht zulässig als Einschränkungen der Warenverkehrsfreiheit. Die Regelung zur verpflichtend zunehmenden Reduktion der THG-Emissionen von emissionsintensiven Produkten oder Stoffen müsste darüber hinaus auch angemessen im engeren Sinne sein. Gemessen an der Bedeutung des Ziels – dem Klima- und Umweltschutz – spricht viel dafür, dass dies der Fall sein könnte. Damit kommt es für die Zulässigkeit einer solchen gesetzlichen CO₂-Minderungspflicht vor der Warenverkehrsfreiheit wesentlich auf deren Geeignetheit und Erforderlichkeit an, an der je nach Ausgestaltung Zweifel bestehen können.

Eine klassische Quotenregelung dürfte zudem wohl keine Beihilfe im Sinne des Art. 107 AEUV darstellen. Zwar soll die Quote den Anteil etwa an CO₂-armem Zement oder CO₂-armen chemischen Grundstoffen steigern und begünstigt damit mittelbar die Unternehmen, die solche Produkte herstellen. Gegen das Vorliegen einer Beihilfe spricht aber, dass diese Begünstigung, zumindest im Grundfall ohne eine verbundene Förderung, nicht unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt wird. Auch die bei Verfehlung der Quote vorgesehene Sanktionierung führt nicht zu einer Einstufung als Beihilfe, da bei dieser Maßnahme der Sanktionscharakter im Vordergrund steht.

Gegenüber der Einführung einer Quote stellt sich zunächst die Frage, ob die Vorgaben der Strom- und Energiesteuerrichtlinie oder der Verbrauchssteuerrichtlinie zu beachten wären. Eine Quote stellt aber, richtig ausgestaltet, keine Steuer oder Abgabe in diesem Sinne dar, da diese dann keine vom Staat einseitig auferlegte Geldleistungspflicht statuiert und die Mittel, je nach Ausgestaltung, auch nicht in den Staatshaushalt zurückfließen. Auch eine üblicherweise implementierte Strafzahlung stellt wohl dann keine Steuer oder Abgabe dar, wenn hier der Sanktionscharakter im Vordergrund steht, nicht aber die Mitteleinbringung.

Eine solche Regelung müsste schließlich auf nationaler Ebene mit der Berufsfreiheit gemäß Art. 12 des Grundgesetzes (GG) im Einklang stehen. Sie ist dabei eine Regelung mit berufsregelnder Tendenz, die verbindliche Vorgaben an das „wie“ der beruflichen Tätigkeit, etwa der Herstellung bestimmter Produkte stellt. Eine Verpflichtung der Inverkehrbringer, das teurere CO₂-arme Produkt zu erzeugen, zu verkaufen (oder verbraucherseitig) zu verwenden, stellt zudem einen Grundrechtseingriff dar. Dieser Eingriff wäre jedoch voraussichtlich eine zulässige Berufsausübungsregelung, die vor dem Hintergrund des Regelungszwecks – dem Umweltschutz – wohl

auch verhältnismäßig wäre (vgl. die Ausführungen gerade im Zusammenhang der Warenverkehrsfreiheit und die dort gemachten Einschränkungen hinsichtlich der Geeignetheit und Angemessenheit in Abhängigkeit der jeweiligen Ausgestaltung einer Quote).

Eine gesetzliche Verpflichtung zur Steigerung der Erzeugung von CO₂-armen Produkten oder zur CO₂-Reduktion bei der Produktion von emissionsintensiven Stoffen oder Produkten müsste darüber hinaus mit dem Gleichbehandlungsgrundsatz aus Art. 3 GG vereinbar sein. Dieser verbietet eine nicht zu rechtfertigende Ungleichbehandlung von wesentlich Gleichem. Eine rechtfertigungsbedürftige Ungleichbehandlung kann zum Beispiel in der damit bezweckten Förderung des CO₂-armen Produkts gegenüber dem emissionsintensiven Parallelprodukt darstellen. Insoweit kommt vor allem der Umweltschutz gemäß Art. 20a GG als Rechtfertigungsgrund in Betracht.

Insgesamt könnte damit eine gesetzliche Regelung, die eine zunehmende THG-Reduktion bei produziertem, verkauftem oder verwendetem eines emissionsintensiven Produkts oder Stoffs vorsieht, in der gegenwärtigen Marktsituation, in der es ggf. eine zu geringe Nachfrage nach und Zahlungsbereitschaft für dieses CO₂-arme Produkt gibt, unzulässig sein. Denn in dieser Situation könnte eine direkte Förderung, die die Mehrkosten ausgleicht, das sowohl geeignetere, wie auch mildere Mittel darstellen. Je nach Ausgestaltung könnte dies Ergebnis aber ggf. auch vermieden werden.

IV. Förderrichtlinien

Ein weiteres Mittel zur Unterstützung des Einsatzes von CCS-Verfahren in emissionsintensiven Industrien sind direkte Subventionierungen (z.B. als verlorene Zuschüsse oder Kredite). Deren Vergabe wird überwiegend in sog. Förderrichtlinien geregelt. Solche Förderrichtlinien stellen Verwaltungsvorschriften dar. Neben haushaltsrechtlichen Vorgaben – insbesondere §§ 23 und 44 der Bundeshaushaltsordnung (BHO) – spielt in diesem Bereich vor allem das Beihilfenrecht eine herausragende Rolle. Für die meisten Fälle ist davon auszugehen, dass solche Zuwendungen eine Beihilfe im Sinne des 107 Abs. 1 AEUV darstellen. Sie bedürfen dann einer Rechtfertigung, wobei als Rechtfertigungsgrund etwa für die Förderung des Aufbaus einer CO₂-armen Herstellung chemischer Grundstoffe vor allem Art. 107 Abs. 3 lit. b) 1. Alt. AEUV (Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben) und Art. 107 Abs. 3 lit. c) AEUV (Beihilfen für bestimmte Wirtschaftszweige) in Betracht kommen. Grundsätzlich ist dann, wenn eine Rechtfertigung möglich ist, gemäß Art. 108 Abs. 3 S. 1 AEUV eine Notifizierung der Beihilfe durch die Europäischen Kommission erforderlich.

Die Pflicht zur Notifizierung entfällt allerdings, wenn die Beihilfe auf Grundlage der **Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO)** gewährt wird. Danach kommt für die Förderung der Herstellung von CO₂-armem Produkten oder Stoffen emissionsintensiver Industrien und ggf. auch der Transportinfrastruktur zunächst eine Förderung auf der Grundlage des **Art. 25 AGVO (Forschung, Entwicklung, Innovation)** in Betracht. Gegenstand der Beihilfen müssen die Bereiche Grundlagenforschung, industrielle Forschung, experimentelle Entwicklung oder Durchführbarkeitsstudien sein (Art. 25 Abs. 2 AGVO) sein. Im vorliegenden Fall dürfte es sich am ehesten um industrielle Forschung oder experimentelle Entwicklung handeln. Förderfähig sind aber nur bestimmte Positionen (insb. Personal- und Sachkosten, vgl. Art. 25 Abs. 3 AGVO). Zudem unterliegt die Förderung auch gewissen Beihilfenintensitäten. Für die industrielle Forschungsförderung können gem. Art. 25 Abs. 5 lit. b 50 % der beihilfenfähigen Kosten gefördert werden. Für die experimentelle Entwicklung sieht Art. 25 Abs. 5 lit. c 25 % der beihilfefähigen Kosten als zulässige Beihilfenintensität vor. Gem. Art. 25 Abs. 6 AGVO kann die Beihilfenintensität sowohl für die industrielle Forschung als auch die experimentelle Entwicklung auf bis zu 80 % der beihilfenfähigen Kosten steigen, in Abhängigkeit davon, ob es sich um mittlere Unternehmen (10 Prozentpunkte) oder kleine Unternehmen (20 Prozentpunkte) handelt (Art. 25 Abs. 6 lit. a AGVO). Eine Erhöhung der Beihilfenintensität ist auch für Durchführbarkeitsstudien möglich (Art. 25 Abs. 7 AGVO). Die Anmeldeschwelle, also den Betrag, bei dessen Erreichen eine Beihilfe nicht (mehr) von der AGVO freigestellt wird, sondern eine Notifikation erforderlich ist, liegt bei Forschungs- und Entwicklungsbeihilfen für Vorhaben der industriellen Forschung gemäß Art. 4 Abs. 1 lit. i, ii AGVO bei **20 Mio. EUR** pro Unternehmen und Vorhaben. Gemäß Art. 4 Abs. 1 lit. i, iii AGVO liegt dieser Betrag für die experimentelle Entwicklung bei **15 Mio. EUR**.

Daneben kommt eine Förderung nach **Art. 36 AGVO (Investitionsbeihilfen für Umwelt- und Klimaschutz)** in Betracht. Nach dem Entwurf zur Neufassung der AGVO vom 06.10.2021¹⁷² (im Folgenden: **AGVO-Entwurf**) werden in Art. 36 Abs. 2 ausdrücklich auch „Investitionen in die Abscheidung und Nutzung oder Speicherung von CO₂“ aufgeführt. Diese müssen nach Art. 36 2a) folgende Voraussetzungen erfüllen:

- Abscheidung, Transport und Nutzung oder Speicherung von CO₂, einschließlich einzelner Elemente der CCUS-Kette, werden in eine vollständige CCS-, CCU- oder CCUS-Kette integriert.

¹⁷² Der Entwurf ist abrufbar unter: https://ec.europa.eu/competition-policy/public-consultations/2021-gber_en.

- Der Kapitalwert (net present value – NPV) des Investitionsvorhabens ist während seiner wirtschaftlichen Lebensdauer negativ. Bei der Berechnung des NPV des Vorhabens werden die vermiedenen Kosten der CO₂-Emissionen berücksichtigt.
- Die Investitionsmehrkosten beziehen sich nicht auf die CO₂ emittierende Anlage (Industrieanlage oder Kraftwerk), sondern ausschließlich auf das CCUS-Vorhaben.

Die CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) umfasst nach Art.2 Nr. 131a des AGVO-Entwurfs eine „Technologie, mit denen CO₂ aus den Emissionen von mit fossilen Brennstoffen oder Biomasse betriebenen Industrieanlagen – einschließlich Kraftwerken¹⁷³ – abgeschieden, zu einer geeigneten Speicherstätte transportiert und dort zur dauerhaften Speicherung in eine geeignete unterirdische geologische Formation injiziert wird. Gemäß Art. 36 Abs. 2 b) des AGVO-Entwurfs dürfen für den Fall, dass eine Beihilfe – wie hier – auf die Verringerung direkter Emissionen (insb. Treibhausgasemissionen) abzielt, diese Verringerungen nicht mit Erhöhungen der aus derselben Investition resultierenden indirekten Emissionen verrechnet werden. Nach Art. 36 Abs. 5 des AGVO-Entwurfs gehören zu den beihilfefähigen Kosten die „Mehrkosten der Umweltinvestition“, die anhand eines Vergleichs der Kosten der Investition mit denen einer kontrafaktischen Investition, die ohne die Beihilfe getätigt würde, ermittelt worden sind. Für die Berechnung der beihilfefähigen Kosten muss also grundsätzlich ein kontrafaktisches Szenario gebildet werden, mithin was passiert bei fehlender Beihilfe. Hierfür enthält Art. 36 Abs. 5 des AGVO-Entwurfs weitergehende Vorgaben. Nach Art. 36 Abs. 6a des AGVO-Entwurfs darf die **Beihilfenintensität 20 %** nicht überschreiten. Die Anmeldeschwelle für Umweltschutzbeihilfen beträgt gemäß Art. 4 Buchst. s des AGVO-Entwurfs **20 Mio. EUR** pro Unternehmen und Vorhaben.

Außerhalb der AGVO sind vor allem die am 01.01.2022 in Kraft getretenen **Leitlinien für Klima, Umweltschutz und Energie 2022 (KUEBLL)** relevant. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn die Anmeldeschwellen nach Art. 4 AGVO überschritten werden. Die Leitlinien konkretisieren gleichsam als Verwaltungsvorschriften das Rechtsfolgenmessen der Kommission aus Art. 107 Abs. 3 AEUV. Sie verfügen daher über eine erhebliche praktische Bedeutung. Dabei umfasst deren **Kap. 4.1 (Beihilfen zur Treibhausgasreduzierung)** sowohl die Herstellung von CO₂-armen Produkten wie auch die Förderung von Infrastruktur, soweit sie nicht unter die Definition der Energieinfrastruktur fällt (Kap. 4.9). Danach werden als beihilfefähig auch **Beihilfen für**

¹⁷³ Im Rahmen der öffentlichen Konsultation wurde u.a. von Deutschland gefordert, Kraftwerke wieder herauszunehmen.

CCS/CCU erachtet.¹⁷⁴ CCS wird dabei definiert als „Technologie, mit der Kohlendioxid aus den Emissionen von Industrieanlagen (einschließlich prozessinhärenter Emissionen) oder direkt aus der Umgebungsluft abgeschieden, zu einer Speicherstätte transportiert und zur dauerhaften Speicherung in eine geeignete unterirdische geologische Formation injiziert werden kann“.¹⁷⁵ Diese Definition bezieht sich damit, anders als die gegenwertige Entwurfsfassung des neuen AGVO-Entwurfs, ausschließlich auf Industrieanlagen. Kraftwerke werden zumindest explizit nicht erwähnt. Nach Kap. 4.1 können neben Investitionskostenförderungen grundsätzlich auch Betriebskostenförderungen gewährt werden. Letztere sind allerdings nur möglich, wenn Mitgliedstaaten darlegen, dass diese in umweltfreundlicheren Betriebsentscheidungen münden. Zwar enthalten die KUEBLL nunmehr keine Beihilfenintensitäten mehr, allerdings müssen Beihilfen nun grundsätzlich **durch Ausschreibungen** gewährt werden.¹⁷⁶ Für jede Industrie oder Branche wäre zu prüfen, ob es für die Durchführung einer Ausschreibung überhaupt hinreichenden Wettbewerb gibt. Ausnahmen vom Ausschreibungserfordernis sind nur unter bestimmten Voraussetzungen möglich. Mitgliedstaaten müssen hierfür das Vorliegen einer der in Rn. 107 KUEBLL beschriebenen Umstände nachweisen. Hierzu gehört zum Beispiel grundsätzlich, wenn das potenzielle Angebot oder die Zahl der potenziellen Bieter nicht ausreichen, um hinreichenden Wettbewerb zu gewährleisten. In diesem Fall muss der Mitgliedstaat aber wiederum nachweisen, dass es nicht möglich ist, den Wettbewerb durch Verringerung der Mittelausstattung oder Erleichterungen bei der Teilnahme an der Ausschreibung zu stärken (vgl. Rn. 107 Buchst. a) KUEBLL). Damit eine Kumulierung der Fördermittel nicht dazu führt, dass es zu einer Überförderung kommt, ist in der Förderrichtlinie eine geeignete Regelung vorzusehen (etwa: Hinweispflicht auf bereits gewährte oder beabsichtigte weitere Förderungen). Darüber hinaus sind **ab 2023** Konsultationspflichten zu beachten.

V. Klimaschutzverträge

1) Arten von Klimaschutzverträgen

Für eine Förderung von CCS-Verfahren kommen zudem schließlich Klimaschutzverträge in Betracht. Diese dienen dazu, die Mehrkosten der Herstellung eines THG-freien oder CO₂-armen Produkts wie zum Beispiel von grünem Wasserstoff, grünem Stahl, CO₂-armem Zement oder CO₂-armen chemischen Grundstoffe abzudecken. Da die Systematik dieser Förderinstrumente auf die eine oder andere Art Bezug nimmt auf THG-Minderungskosten oder Erzeugungskosten bestimmter Produkte,

¹⁷⁴ 4.1.2.2, Rn. 83 der KUEBLL.

¹⁷⁵ 2.4, Rn. 19, Nr. 13 KUEBLL.

¹⁷⁶ Rn. 103 der KUEBLL.

erscheint eine Ausgestaltung von Klimaschutzverträgen, die direkt auf bestimmte Verfahren abzielen, als nicht naheliegend. Sehr gut denkbar ist aber die Förderung unmittelbar bestimmter CO₂-freier oder CO₂-armer Produkte oder Stoffe über Klimaschutzverträge.

Der Begriff „Klimaschutzvertrag“ ist dabei bisher nicht legal definiert. In der politischen Diskussion gerade in der Transformation der Industrie werden hierunter vor allem die Carbon Contracts for Difference (nachfolgend: CCfD) verstanden. Mit diesen kauft die eine regelmäßig staatliche (fördernde) Vertragspartei der anderen Vertragspartei konkrete CO₂-Minderungen zu den Kosten der CO₂-Vermeidung ab. Dabei werden insbesondere auch die Entwicklung des CO₂-Preises aus dem Europäischen Emissionshandel (ETS) und ggf. erfolgende kostenlose Zuteilungen von Emissionszertifikaten berücksichtigt: Steigende CO₂-Preise führen zu reduzierten CO₂-Vermeidungskosten und damit zu einem reduzierten Vertragspreis aus dem CCfD, kostenlose Zuteilungen ebenfalls. Fallen diese dagegen weg, steigt der Vertragspreis, soweit dies nicht durch den gestiegenen CO₂-Preis kompensiert wird.

Etwas anders funktionieren ein anderer Typus von Differenz- oder Klimaschutzverträge (nachfolgend: CfD), nach denen sich die Höhe der gezahlten Differenz zwischen den Erzeugungskosten für das grüne Produkt und den Erlösmöglichkeiten dafür grundsätzlich in Abhängigkeit von der Entwicklung des Marktwerts des zu fördernden Produktes entwickelt. Gefördert werden könnte so etwa grüner Wasserstoff, grüner Ammoniak oder ähnliche Produkte, für die sich ein Marktpreis ermitteln lässt. Hier sind wiederum grundsätzlich zwei Ausgestaltungsvarianten vorstellbar. Einerseits könnte – wie bei dem auch als Doppelauktionsmodell bezeichneten Ansatz des Förderprogramms H₂-Global des BMWK – die Erzeugung von grünem Wasserstoff oder eines anderen grünen Endproduktes ausgeschrieben und dieser von einem zentralen Aufkäufer (sog. Intermediär) abgenommen werden, der diese dann über Handelsplattformen am Markt veräußert. Der volkswirtschaftlich aufzubringende, etwa aus Steuermitteln refinanzierte Förderbetrag ergibt sich hier aus dem Delta dieses (höheren) Einkaufspreises und dem (niedrigeren) Verkaufspreis, den der Aufkäufer am Markt erlöst.

Andererseits könnte auch in nur einer Ausschreibung der grundsätzliche Bedarfspreis des Anbieters für das grüne Produkt ermittelt werden. Damit würde der Anbieter etwa von grünem Wasserstoff in seinem Angebot festlegen, was er im Fall des Zuschlags für die Erzeugung des Produkts benötigt. Der bezuschlagte Anbieter erhält dann über den CfD jeweils die Differenz zwischen dem von ihm angebotenen Preis etwa für eine Mengeneinheit eines CO₂-armem Produktes aus der grundsätzlich emissionsintensiven Industrie und dem jeweiligen Marktwert für dieses Produkt. Der Förderbetrag wird dann also unter Abzug des jeweils aktuellen Preises für das

grüne Produkt ermittelt, was aber voraussetzt, dass ein Marktpreis für das grüne Produkt vorhanden ist. Etwa bei Rohstahlprodukten ist dies wohl nicht der Fall, sehr wohl aber vorstellbar bei grünem Wasserstoff oder etwa grünem Methanol. Etwa auch bei Zement scheint es keinen solchen erkennbaren öffentlichen Marktpreis zu geben, bei Produkten der chemischen Grundstoffchemie könnte dies wieder anders aussehen. Ggf. könnte ein Bezugspreisentwicklung über eine Indexierung erfolgen: Ein angenommener durchschnittlicher Marktproduktpreis könnte dann mit dem allgemeinen Preissteigerungsindex, dem CO₂-Preis oder einem anderen geeigneten Index – soweit vorhanden – steigen oder fallen.

Im Folgenden wird der CCfD betrachtet, der (s.o.) als Instrument auch zur Förderung speziell von CCS-Verfahren in Betracht kommt, nicht jedoch die weiteren, enger produktbezogenen Varianten von Klimaschutzverträgen.

2) Rechtliche Prüfung Carbon Contract for Difference (CCfD)

a) Instrumentenbeschreibung CCfD

Wie dargelegt, dienen Klimaschutzverträge dazu, die Mehrkosten einer CO₂-armen Produktion abzusichern, die über den Marktpreis für das betreffende Produkt nicht erzielt werden können. Bei einem Kohlendioxid-Klimaschutz- oder -Differenzvertrag (Carbon Contracts for Difference, CCfD) handelt es sich um einen privatrechtlichen, projektbezogenen Vertrag zwischen einem Unternehmen (z.B. einem Produkthersteller) und einer regelmäßig staatlichen Gegenpartei. Auf der Basis eines Vertragspreises garantiert die (staatliche) Gegenpartei dem Unternehmen die Zahlung einer Klimaschutzprämie, um die Mehrkosten der Maßnahme zur THG-Minderung – hier des CCS-Verfahrens, die grundsätzlich die Mehrkosten der Abscheidung, des Transports und ggf. auch der geologischen Einspeicherung umfassen könnten – zu tragen und sichert damit die Umsetzung dieser klimaschützenden Maßnahme. Beim CCfD wird vom Vertragspreis für die THG-Minderung etwa in €/kg CO₂-Minderung der jeweilige CO₂-Marktpreis abgezogen. Die Prämie wird der Höhe nach dann also als Differenz zwischen dem vertraglich festgelegten Preis für CO₂-Emissionen (Vertragspreis oder strike price) und dem Preis der Emissionszertifikate des Europäischen Emissionshandels (Referenzpreis) gegenüber einem Benchmarkwert einer konventionellen Referenztechnologie garantiert. Dabei sind kostenlose Zuteilungen von Zertifikaten aus dem ETS zu berücksichtigen, weil diese die Kosten der CO₂-Vermeidung schon in Teilen abdecken: Grundlage für die Definition von Klimaschutzverträgen bilden die Emissionen, welche durch das Projekt vermieden werden und die auf die Kohlendioxidminderung bezogenen Mehrkosten, welche sich bei der Verwendung der CO₂-ärmeren Technologie im Vergleich zur Referenztechnologie ergeben. In der Zementindustrie etwa umfasst dies insbesondere die eingesparten

06.04.2022

Emissionen der Herstellung des Produkts in einer Anlagen mit einer CCS-basierten Klinkerproduktion mit Transport und Speicherung des entstandenen CO₂ im Vergleich zu einer Zementproduktion mit Drehrohrofen mit einem Standardbrennstoffmisch.¹⁷⁷ Sofern dabei der Vertragspreis den jeweils aktuellen Preis der Emissionszertifikate übersteigt, wird dem begünstigten Unternehmen von der staatlichen Gegenpartei auf der Grundlage des CCfD ein Zuschuss in Höhe der Differenz zwischen dem Basispreis und dem Referenzpreis gewährt. Das Unternehmen wird demgegenüber zur Zahlung an den Staat verpflichtet, wenn der Referenzpreis den Vertragspreis überschreiten sollte. Klimaschutzverträge sollen dabei vor allem die betrieblichen Mehrkosten der CO₂-ärmeren Technologie absichern und insoweit für Investitionssicherheit sorgen.¹⁷⁸

b) Vereinbarkeit mit dem Europäischen Beihilfenrecht

Sofern der CCfD eine Beihilfe gemäß Art. 107 AEUV darstellt, müsste dieser mit den Vorgaben des europäischen Beihilfenrechts vereinbar sein. Eine Beihilfe liegt grundsätzlich vor, wenn einem bestimmten Unternehmen oder Produktionszweig ein Vorteil gewährt wird (1), es sich um eine staatliche Maßnahme oder zumindest eine Maßnahme unter Inanspruchnahme staatlicher Mittel handelt, die dem Staat zuzurechnen ist (2), die Maßnahme den Wettbewerb verfälscht oder zu verfälschen droht (3) und geeignet ist, den Handel zwischen den Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen (4). Ob ein CCfD nach diesen Kriterien eine Beihilfe darstellt, hängt von der konkreten Ausgestaltung und dabei insbesondere von dem gewählten Finanzierungsmechanismus ab. Grundsätzlich wird dem betreffenden Unternehmen durch den CCfD ein selektiver Vorteil gewährt, da hiermit die Einkünfte des begünstigten Unternehmens stabilisiert werden, in dem ihm vertraglich die Zahlung der Differenz zwischen dem Vertragspreis und dem Preis für Emissionszertifikate garantiert wird. Darüber hinaus droht auch eine Verfälschung des Wettbewerbs, da die begünstigten Unternehmen durch die Stabilisierung ihrer Einkünfte einen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Unternehmen erhalten, die nicht mit einem vergleichbaren Instrument unterstützt werden.

Auch ist die Maßnahme geeignet, den Handel zu beeinträchtigen, weil dies die Stellung der begünstigten Unternehmen gegenüber anderen verstärkt. Ob es sich dabei jedoch um eine staatliche Maßnahme oder eine Maßnahme aus staatlichen Mitteln handelt, hängt von der gewählten Finanzierung ab. Werden die Zahlungen direkt aus Haushaltsmitteln finanziert, liegen eine Gewährung aus staatlichen Mitteln und

¹⁷⁷ Vgl. dazu Agora u.a. (2021): Klimaschutzverträge für die Industrietransformation, S.19.

¹⁷⁸ Zu den möglichen Details einer solchen Regelung: Agora u.a. (2021), a.a.O., S. 39ff., 69ff., Altrock/Kliem, Förderinstrumente für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff, ZNER 2022, S. 9 ff., 13 ff.

damit auch eine Beihilfe vor. Für die EEG-Umlage des EEG 2009 hat der EuGH allerdings entschieden, dass die damit refinanzierten Gelder keine staatlichen Mittel sind oder aus Mitteln finanziert werden, die dem Staat zurechenbar sind. Damit vergleichbar, könnte auch für einen CCfD die Beihilfeneigenschaft entfallen, wenn die Zahlungen über einen entsprechend ausgestalteten Mechanismus refinanziert würden und keine staatliche Stelle Gegenpart (Vertragspartner) des Unternehmens würde.

Sollte eine Beihilfe vorliegen, muss diese einem der in **Art. 107 Abs. 2 bis 3 AEUV** aufgeführten Ausnahmetatbestände unterfallen. Für den CCfD ist insbesondere der Ausnahmetatbestand nach Art. 107 Abs. 3 Buchstabe c) AEUV einschlägig. Danach können Beihilfen zur Förderung der Entwicklung bestimmter Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft. Der CCfD dient dabei der Entwicklung eines bestimmten Wirtschaftszweiges, nämlich der volkswirtschaftlichen Transformation hin zu Klimaneutralität und dabei der Entwicklung der Wirtschaftszweige, in denen die klimaschützende Maßnahme CCS-Verfahren eingesetzt wird. Bei einer Förderung etwa von CO₂-armem Zement über den CCfD dient das Instrument der Entwicklung des Wirtschaftszweiges Herstellung von Zement und Baumaterialien. Dabei soll die für die Verringerung von Treibhausgasemissionen notwendige Umstellung auf klimaneutrale Technologien ermöglicht werden. Der Kommission steht für die Bewertung der Frage, ob eine Beihilfe mit dem Binnenmarkt vereinbar ist, im Bereich der Ausnahmetatbestände des Art. 107 Abs. 3 AEUV ein Ermessen zu. Diese hat Leitlinien entwickelt, die insoweit eine Konkretisierung ihrer Ermessensausübung darstellen. Dies umfasst insbesondere die **AGVO** und die **KUEBLL**. Nach Art. 36 Abs. 2 des AGVO-Entwurfs können – wie bereits dargelegt – auch Investitionsbeihilfen für CCS gewährt werden. Problematisch ist aber, dass die AGVO nur für solche Beihilfen gilt, deren Bruttosubventionsäquivalent im Voraus beziffert werden kann (Art. 5 Nr. 1 AGVO). Dies dürfte vorliegend nicht möglich sein, da der Preis für die Emissionszertifikate volatil ist und damit der konkrete Umfang der auszahlenden Zuschüsse nicht ex ante bestimmt werden kann. Darüber hinaus werden Klimaschutzverträge, anders als in den KUEBLL, auch nicht explizit als zulässige Beihilfenform in Art. 5 Nr. 2 AGVO aufgeführt. Schließlich beträgt die Anmeldeschwelle für Investitionsbeihilfen für den Umweltschutz gemäß Art. 4 Buchst. s des AGVO-Entwurfs **20 Mio. EUR** pro Unternehmen und Vorhaben und die Zuwendung darf die **Beihilfenintensität von 20 %** nicht überschreiten (Art. 36 Abs. 6a des AGVO-Entwurfs). Für den CCfD dürfte aber mit einem wesentlich höheren Zuwendungsumfang zu rechnen sein.

In den **KUEBLL** werden von der Kommission die Voraussetzungen dargelegt, die Energie- und Umweltbeihilfen erfüllen müssen, damit sie nach Art. 107 Abs. 3 Buchstabe c AEUV als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden können. Unter Kap. 4.1 der KUEBLL werden die Vereinbarkeitskriterien für Beihilfemaßnahmen festgelegt, die auf die Verringerung der Treibhausgasemissionen abzielen, zu denen auch Beihilfen zur Verringerung und Vermeidung von Emissionen aus Industrieprozessen zählen sollen (vgl. Nr. 4.1.2, 74). Hierunter könnte auch die Verwendung von CCS-Verfahren in emissionsintensiven Industrieprozessen wie etwa Zementindustrie oder der chemischen Grundstoffindustrie fallen. In der Regelung werden neben Zuschüssen auch „Differenzverträge“ (Contracts for Difference), auch wenn sie als CCfD ausgestaltet sind, ausdrücklich als mögliche Beihilfenformen genannt (Rn. 121). Weitergehende Ausführungen etwa zur konkreten Ausgestaltung solcher Verträge sind in den KUEBLL aber nicht enthalten. Darüber hinaus sind nach Kap. 4.1, Rn. 121 in diesem Rahmen neben Investitionsbeihilfen auch Betriebsbeihilfen möglich. Für Betriebsbeihilfen besteht aber die zusätzliche Anforderung, dass damit auch die Fahrweise der Anlage umweltfreundlicher werden muss.

Beihilfen müssen grundsätzlich auch die allgemeinen Zulässigkeitskriterien erfüllen. Diese umfassen, dass eine Beihilfe erforderlich, geeignet und angemessen ist, einen Anreizeffekt hat und übermäßige und negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel vermieden werden. Für Beihilfen nach Kap. 4.1, unter denen auch ein CCfD fällt, sind die Anforderungen aber insgesamt geringer als für andere Bereiche. Insbesondere ist keine separate Prüfung des Marktversagens und keine separate Prüfung alternativer Politikinstrumente durchzuführen. Nach Kap. 4.1, Rn. 109 sollen Beihilfen grundsätzlich durch Ausschreibungen gewährt werden. Unter begrenzten Voraussetzungen können die Ausschreibungen auf einzelne Technologien sowie auf eine oder mehrere spezifische Gruppen von Beihilfenempfängern begrenzt werden oder sogar vollständig weggelassen werden. Eine generelle Ausnahme vom Ausschreibungserfordernis ist zum Beispiel vorgesehen, wenn es keine ausreichende Zahl von Bietern gibt oder für kleine Projekte (u.a. Stromerzeugung bis 1 MW), große staatenübergreifende Projekte und für Projekte im Bereich von FuE. Für Beihilfen, die nur für Einzelne oder eine beschränkte Zahl von Empfängern gewährt werden, soll eine besonders sorgfältige Prüfung stattfinden. In diesem Rahmen müssen die Mitgliedstaaten u.a. nachweisen, dass die Beihilfe nicht zu Wettbewerbsverzerrungen führt. Die Kommission prüft dann detailliert die Auswirkungen der Beihilfe auf den Wettbewerb (Rn. 132). Projektbasierte CCfD sind damit nicht von vornherein ausgeschlossen, unterliegen aber einer sehr umfangreichen Zulässigkeitsprüfung durch die Kommission. Für CCfD, die im Rahmen von Ausschreibungen gewährt werden, ist diese Prüfung demgegenüber nicht erforderlich. Mit den Ausschreibungen verbunden, ist auch eine Abkehr von den in den UEBLL definierten

Beihilfenhöchstintensitäten, die in den KUEBLL nicht mehr zu finden sind. Nach Kap. 4.1, Rn. 99ff. bestehen darüber hinaus umfangreiche Konsultationspflichten.

Im Zwischenergebnis spricht damit viel dafür, dass ein CCfD in Abhängigkeit von der konkreten Ausgestaltung eine zulässige Beihilfenmaßnahme darstellen kann.

c) **Vereinbarkeit mit der Europäischen Warenverkehrsfreiheit**

Der EuGH geht bisher davon aus, dass – sofern eine Beihilfe vorliegt – die Warenverkehrsfreiheit nicht zu prüfen ist. Sofern man dies anders sehen sollte, spricht viel dafür, dass der CCfD als Maßnahme gleicher Wirkung in die Warenverkehrsfreiheit eingreifen kann. Als Rechtfertigung für diesen Eingriff kommt der Umweltschutz als ungeschriebener Rechtfertigungsgrund in Betracht. Auch insoweit gilt, dass die territoriale Beschränkung einer Förderregelung von der Rechtsprechung bisher als zulässig angesehen wird (s.o.).

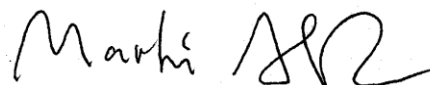
Zudem muss der CCfD auch verhältnismäßig sein. Der CCfD fördert mit der Produktion CO₂-armer Produkte oder Stoffe auch die Transformation der Volkswirtschaft auf dekarbonisierte Einsatzstoffe und dient damit mit dem Umweltschutz einem legitimen Ziel. Der CCfD ist auch geeignet, dieses Ziel zu erreichen, weil dieses Instrument auch potenziell geeignet ist, den Anteil an diesen CO₂-armen Produkten oder Stoffen zu steigern. Der CCfD ist wohl auch erforderlich, da ein milderer und gleich wirksames Mittel nicht erkennbar ist. Erforderlich ist dabei das Instrument, das zugleich das mildeste und dabei wirksamste Mittel darstellt. Insbesondere dürfte eine THG-Minderungsquote kein milderer, sondern wegen der gesetzlichen Verpflichtung ohne unmittelbare Förderung vielmehr ein schärferes Mittel darstellen. Der Europäische Emissionshandel genügt für sich genommen gegenwärtig noch nicht, um den erforderlichen Investitionsanreiz zur Transformation der betroffenen emissionsintensiven Industrien setzen. Der CCfD dürfte darüber hinaus auch angemessen im engeren Sinne sein. Das Instrument setzt einen Anreiz für Investitionen in klimafreundliche Herstellungsmethoden in grundsätzlich emissionsintensiven Industrien, indem dem Unternehmen eine finanzielle Unterstützung gewährt wird. Dies dient (jeweils) dem Erreichen der Klimaschutzziele und damit dem Umweltschutz.

Die Warenverkehrsfreiheit nach Artikel 34 AEUV ist schließlich gegenüber dem speziellen abgabenrechtlichen Diskriminierungsverbot nach Artikel 110 AEUV ebenfalls subsidiär. Es spricht allerdings viel dafür, dass es sich bei dem CCfD nicht um eine Abgabe in diesem Sinne handelt. Denn der CCfD ist ein privatrechtlicher Vertrag, der dem begünstigten Unternehmen eine Förderung gewährt. Allein die Möglichkeit der Weitergabe der Kosten für die Finanzierung des CCfD an den Verbraucher genügt nicht, um das Vorliegen einer Abgabe zu begründen.

d) Vereinbarkeit mit dem nationalen Verfassungsrecht

Auf nationaler Ebene müsste sich ein CCfD insbesondere an Art. 3 Abs. 1 GG messen. Vorbehaltlich der konkreten Ausgestaltung liegt eine rechtfertigungsbedürftige Ungleichbehandlung vor allem vor, wenn – in der Ausgestaltungsvariante CCfD für ein CO₂-armes Produkt einer grundsätzlich emissionsintensiven Industrie – die Förderung auf bestimmte Unternehmen oder einen Unternehmenszweig beschränkt würde sowie ausschließlich der Einsatz von CCS-Verfahren, nicht aber derjenige anderen erneuerbaren Energieträgern wie grünem Strom zugelassen würde (Ausgestaltungsfrage). Zulässig wäre eine solche Ungleichbehandlungen nur dann, wenn sie sich insbesondere durch den Umweltschutz rechtfertigen ließe. Wäre eine Ungleichbehandlung zulässig, wäre diese Maßnahme voraussichtlich auch verhältnismäßig.

Damit sollte sich das Förderinstrument Klimaschutzvertrag in der Variante CCfD – und auch in der Variante CfD – jeweils rechtskonform ausgestalten lassen.



Dr. Martin Altmann
Rechtsanwalt



Dr. Olaf Däuper
Rechtsanwalt



KONTAKT

Dr. Jan-Justus Andreas
Senior Industry Policy Manager

Bellona Deutschland
Kronenstr. 63, 10117 Berlin,
Deutschland

Telefon

+49 151 5078 9798

Online

justus@bellona.org
www.de.bellona.org
