

Interne Mitteilung



Von
Bundessparte Industrie

Sparte Industrie
Wirtschaftskammer Österreich
Wiedner Hauptstraße 63 | Postfach 330
1045 Wien
T +43 (0)5 90 9003423 | F +43 (0)5 90 900113423
E bsi@wko.at
W wko.at/industrie

An
Up-Abteilung / EU Representation

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Unser Zeichen/Sachbearbeiter
DI Oliver Dworak

Durchwahl
3403

Datum
13.1.2022

Stellungnahme zum zweiten Teil des EU-Fit-for-55-EU-Pakets

- Dekarbonisierung des Erdgasmarktes und Schaffung eines europäischen Wasserstoffmarktes,
- Verordnung zur Reduzierung von Methanemissionen,
- Neufassung der Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie
- Mitteilung zu nachhaltigen Kohlenstoffkreisläufen

Sehr geehrte Kolleginnen und Kollegen,

danke für Ihre Nachrichten betr. die oben angeführten Dossiers vom 20.-22.12.2021. Wir unterstützen die Ersteinschätzung der Up-Abteilung und merken folgende Punkte an:

Die Europäische Kommission hat am 15.12.2021 den 2. Teil des Fit-for-55-Pakets vorgelegt. Die darin geplanten Weichenstellungen werden erheblichen Einfluss auf die österreichische Industrie, insb. ihre Versorgung mit klimafreundlichem Wasserstoff, ihrem Umgang mit möglichen Methangasemissionen, ihren Leistungen zur Verbesserung der Gebäudeenergieeffizienz, den geplanten Vorhaben zur Abscheidung und Weiterverwendung bzw. Speicherung von CO₂ haben.

Dekarbonisierung des Erdgasmarktes und Schaffung eines europäischen Wasserstoffmarktes

Konkret zielt die Kommission mit den Vorschlägen zur Neufassung der Gasrichtlinie und der Erdgaszugangsverordnung darauf ab, den Zugang erneuerbarer und CO₂-armer Gase zum existierenden Erdgasnetz zu erleichtern, die Entwicklung einer dezidierten Infrastruktur und eines Markts für Wasserstoff zu befördern, die Netzplanung sektorübergreifender zu organisieren und die Rolle der Verbraucher zu stärken. Zudem soll die Gasversorgungssicherheit erhöht werden. Der Zugang erneuerbarer und CO₂-armer Gase (klimafreundlicher Gase) zum bestehenden Erdgasnetz soll u. a. durch Nachlässe bei Entgelten für die Einspeisung und Anbindung erleichtert werden. Für den grenzüberschreitenden Handel sollen die Netzentgelte komplett entfallen; gleiches soll auch für das zukünftig entstehende Wasserstoffnetz gelten. Die Fernleitungsnetzbetreiber sollen zudem verpflichtet werden, beim grenzüberschreitenden Gashandel über Interkonnektoren ab dem 1. Oktober 2025 eine Beimischung von maximal 5 Prozent Wasserstoff zu akzeptieren. Eine Verpflichtung zur Beimischung sieht der Kommissionsvorschlag hingegen nicht vor. Zudem gilt die Obergrenze für die Beimischung

nur für den grenzüberschreitenden Handel. Den Mitgliedstaaten steht es frei, im nationalen Erdgasnetz andere Regeln vorzusehen. Mitgliedstaaten können sich zudem auch auf höhere Beimischungsquoten im grenzüberschreitenden Handel einigen. Die Aufnahme von klimafreundlichen Gasen über Flüssigerdgasterminals und Speicher soll ebenfalls erleichtert werden. Die Betreiber der Infrastruktur sollen so z. B. alle zwei Jahre prüfen, ob sich Investitionen lohnen würden, die die Nutzung für die Speicherung bzw. den Import von klimafreundlichen Gasen ermöglichen würden. Zudem sollen dort bestehende freie Kapazitäten (u. a. durch eine verstärkte nationale und regionale Kooperation) zukünftig besser genutzt werden. Langfristige Lieferverträge für Erdgas sollen ab dem Jahr 2050 nicht mehr zulässig sein.

Regeln für die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur und des Markts

Die Kommission hält in Grundzügen an den für den Erdgasbinnenmarkt geltenden Regeln für Marktorganisation und Infrastrukturausbau fest. Dennoch soll den Unternehmen insbesondere bis zum Jahr 2030 eine gewisse Flexibilität geboten werden, um einen zügigen Hochlauf des Wasserstoffmarkts zu ermöglichen. Der Netzbetrieb und die Wasserstoffversorgung (Erzeugung und Vertrieb) sollen getrennt werden (vertikales Unbundling). Bis zum Jahr 2030 sollen alle für den Erdgasbinnenmarkt geltenden Unbundling-Modelle möglich sein. Ab dem Jahr 2031 würde dann eine strikte eigentumsrechtliche Entflechtung oder die Etablierung eines independent system operator verlangt. Letzteres Modell sieht keine eigentumsrechtliche Entflechtung vor, aber eine nahezu vollständige Unabhängigkeit des Netzbetreibers, dem die Investitionsentscheidungen obliegen. Der Energieversorger als Eigentümer ist für die Finanzierung verantwortlich. Zugleich sollen Erdgasnetzbetreiber berechtigt sein, Wasserstoffnetze zu betreiben. Hier wird lediglich eine rechtliche Trennung der Geschäftseinheiten (getrennte Rechtspersonen und getrennte Buchführung) gefordert (horizontales Unbundling).

Eine Querfinanzierung des Wasserstoffnetzausbaus über die Netzentgelte des Erdgasnetzes soll zeitlich begrenzt erlaubt sein, wenn die Regulierungsbehörde diese genehmigt. Zudem dürfen die Kosten nur auf die Nutzer im eigenen Mitgliedstaat umgelegt werden. Der Zugang zum Wasserstoffnetz kann bis zum Jahr 2030 zwischen Netzbetreiber und Nutzer ausgehandelt werden (verhandelter Netzzugang). Ab dem Jahr 2030 soll dann ein regulierter Netzzugang Dritter (third party access) Pflicht werden. Für Wasserstoffspeicher soll von Beginn an ein regulierter Zugang Dritter etabliert werden, für Terminals ein verhandelter Zugang. Bestehende private Netze können übergangsweise (bis zum 31.12.2030) und unter bestimmten Bedingungen von den Anforderungen hinsichtlich Entflechtung und Netzzugang Dritter ausgenommen werden. Auf eine bestimmte geographische Zone beschränkte, bestehende Wasserstoffnetze können durch die Mitgliedstaaten von der Pflicht zur Entflechtung bis zum Jahr 2031 ausgenommen werden.

Ab 2031 wird eine Entflechtung dann verpflichtend, wenn ein konkurrierender Wasserstofferzeuger einen Netzzugang beantragt oder das von der Entflechtungspflicht ausgenommene Netz an ein anderes Netz angeschlossen wird. Die Wasserstoffnetzwerkbetreiber sollen ab Mitte der Dekade in einer europäischen Netzwerkorganisation zusammenarbeiten. Das „European Network of Network Operators for Hydrogen“ (ENNOH) soll u. a. an der Ausarbeitung der Marktregeln (Netzkodizes) und an der Netzplanung beteiligt werden. Für den grenzüberschreitenden Wasserstoffhandel sollen ab 2030 keine Netzentgelte anfallen.

Der Vorschlag enthält auch Regeln für die Zertifizierung von CO₂-armem Wasserstoff. Dieser muss im Vergleich zum „grauen Wasserstoff“ eine Treibhausgasemission von 70 Prozent erreichen. Die genaue Methodik zur Feststellung der Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus soll im Rahmen eines delegierten Rechtsakts von der Kommission bis Ende 2024 definiert werden. Es soll zudem geprüft werden, ob für

Erzeugungsanlagen, die ab 2031 in Betrieb gehen, strengere Anforderungen angemessen wären. Die Zertifizierung soll analog zur Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff - die in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie geregelt werden soll - erfolgen und auch für Importe gelten. Die Kommission will hierzu, wie beim erneuerbaren Wasserstoff, von den Mitgliedstaaten bei der Ausgestaltung ihrer nationalen Zertifizierungssysteme verlangen, ein Massebilanzierungssystem zu verwenden. Dieses setzt neben einer strengen Nachverfolgung der gesamten Lieferkette auch einen engen Konnex zwischen Handel und physischer Lieferung des Wasserstoffs voraus.

Netzplanung

Es soll ein einziger Netzentwicklungsplan von allen Netzbetreibern auf nationaler Ebene erstellt werden. Zudem sollen die Netzbetreiber verpflichtet werden, auch Informationen über stillzulegende Erdgasinfrastruktur zu veröffentlichen (die wiederum bspw. auf die Wasserstoffnutzung umgewidmet werden könnte). Über die Wasserstoffnetzplanung soll berichtet werden, um eine realistische, an vorausschauenden Verbrauchsprognosen ausgerichtete, Planung zu ermöglichen.

Stärkung der Verbraucherrechte und aktive Beteiligung am Gasmarkt

Die für den Strommarkt vor einigen Jahren europarechtlich verankerten Verbraucherrechte sollen im Grundsatz auf den Erdgasmarkt und den zukünftigen Wasserstoffmarkt (mit Einschränkungen) ausgeweitet werden. Regulierte Preise (die der Staat festlegt) sollen für Haushalte und Kleinunternehmen weiterhin möglich sein.

Versorgungssicherheit

Die Vorschläge der Kommission sehen vor, den Fernleitungsnetzbetreibern über eine Anpassung der Gasversorgungssicherheitsverordnung (Verordnung (EU) 2017/1938) einen gemeinsamen Einkauf strategischer Gasreserven zu ermöglichen, die im Falle von Gasversorgungssicherheitskrisen - d. h. im Notfall - genutzt werden können. Die Bestimmung stellt jedoch klar, dass die Wettbewerbsregeln eingehalten werden müssen. Etwaige Beihilfen müssen weiterhin von der Kommission genehmigt werden. Im Rahmen der regionalen Risikobewertung sollen zudem Speicher (Füllstände und Besitzverhältnisse) verpflichtend Berücksichtigung finden. Die Kommission wird darüber hinaus ermächtigt, Regeln bzgl. Cybersicherheit für die Leitungsbetreiber zu definieren. Generell sollen die bestehenden Regeln der Gasversorgungssicherheitsverordnung zukünftig auch erneuerbare Gase umfassen.

Bewertung

Das Paket ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Es soll den Zugang erneuerbarer und CO₂-armer Gase zum existierenden Erdgasnetz erleichtern, die Entwicklung einer dezidierten Infrastruktur und eines Marktes für Wasserstoff vorantreiben, die Netzplanung sektorenübergreifend organisieren, die Versorgungssicherheit erhöhen und die Rolle der Verbraucher stärken. Die Kommission erkennt grundsätzlich die Bedeutung von Erdgas als Brückentechnologie an und hebt neben erneuerbaren Gasen auch die Wichtigkeit von kohlenstoffarmen Gasen und Wasserstoff im künftigen Energiemix hervor. Da aktuell noch nicht eindeutig geklärt ist, woher die notwendigen Mengen an erneuerbaren Gasen und grünen Wasserstoff - und ganz besonders zu wettbewerbsfähigen Preisen - stammen können, ist die Einbeziehung von kohlenstoffarmen Gasen im Rahmen der schrittweisen Dekarbonisierung positiv zu sehen. Auf diese Weise wird ein breiterer Markt (mit entsprechendem Wettbewerb) geschaffen und eine schrittweise Dekarbonisierung erreicht.

Die Vorgabe, dass langfristige Erdgaslieferverträge maximal bis 2049 laufen dürfen, war erwartbar, da die EU sich zum Erreichen der CO₂-Neutralität im Jahr 2050 verpflichtet hat. Wir dürfen aber nicht außer Acht lassen, dass Gaslieferverträge die Basis der Versorgungssicherheit Europas und Österreichs sind. Erst, wenn die Versorgungssicherheit

der Europäischen Union und vor allem Österreichs gewährleistet ist, kann von Gaslieferverträgen abgesehen werden.

Zum aktuellen Zeitpunkt scheint es unwahrscheinlich, dass diese Regelung bereits in bestehende Verträge eingreift. Da Österreich aber bereits CO₂-Neutralität im Jahr 2040 anstrebt, muss diese Vorgabe auch als Argument dafür genutzt werden, dass zumindest für jene österreichische Unternehmen bzw. Anlagen, welche dem ETS unterliegen, Gaslieferungsverträge über 2040 hinaus möglich sein müssen. Wir ersuchen hier dringend um Augenmaß und Neubewertung der Versorgungssicherheitssituation für 2040.

Für die Industrie als zukünftige Kunden, aber auch mögliche zukünftige Gas-Bereitsteller sind klare Definitionen von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen sowie der Möglichkeiten des Netzzuganges wichtig und zu begrüßen. Vergünstigungen bei den Tarifen können zu einer Verbreitung von erneuerbaren sowie kohlenstoffarmen Gasen zu wettbewerblichen Preisen beitragen und sind daher zu begrüßen, solange sie nicht zu Mehrkosten für andere Marktteilnehmer führen.

Es wird auch Bedacht auf den Um- und Ausbau der Gasinfrastruktur genommen: Diese wird als wesentlich und unverzichtbar für die Zielerreichung der Dekarbonisierung des Energiesektors anerkannt. Weiters sieht der Entwurf für das künftige Wasserstoffnetz vor, dass es sich aus einer Kombination von neu gebauten Wasserstoffleitungen und der Umrüstung bestehender Gasinfrastruktur zusammensetzen soll. Beim Umbau der bestehenden Infrastruktur sieht der Text die Möglichkeit vor, im ersten Schritt Biomethan und Wasserstoff dem Gasnetz beizumischen („blending“) und sie somit (auch) thermisch zu nutzen. Beim Wasserstoff-Blending wird im aktuellen Entwurf eine Obergrenze von 5% vorgegeben. Verschiedene Studien gehen davon aus, dass Beimischungen in diesem Bereich zu keinen Problemen für existierende Anlagen und Geräte führen. Vorteilhaft beim Blending ist, dass alle Gasnutzer gleichzeitig dekarbonisiert werden können, dass das in Österreich bereits gut ausgebaute Gasnetz für eine Verteilung eingesetzt werden kann und dass damit auch die Kosten für die Erhaltung des Netzes auf alle Nutzer aufgeteilt bleiben. Da davon auszugehen ist, dass erneuerbare Gas, kohlenstoffarme Gase und Wasserstoff gerade zu Beginn aber knappe Güter sein werden, kann sich umgekehrt eine Verbreiterung der Nachfrage durch die Versorgung von Haushaltskunden preistreibend auswirken. Hier sind vor allem die nationalen Umsetzungen zu beobachten.

Vor dem Hintergrund der extrem steigenden Gaspreise über die letzten Monate werden auch Maßnahmen zur Sicherung der Resilienz des Systems gefordert.

Hinsichtlich vieler Aspekte, etwa auch eine weitgehende Stärkung der Verbraucherrechte samt Bekämpfung von Energiearmut, erfolgt eine Angleichung an die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie und Verordnung aus dem Jahre 2019 („mirroring“). Der Kommissionsentwurf zum Gaspaket enthält keinen Zielwert oder -anteile für die Produktion und Konsumation von erneuerbarem und kohlenstoffarmen Gasen. Dies ist interessant, da der neue Entwurf der RED III Vorgaben zu den erneuerbaren Anteilen bei in der Industrie eingesetzten Wasserstoff macht.

Zu den Anpassungen in der Gas-SoS-Verordnung betreffend Solidaritätslieferungen, welche zu Eingriffen in industrielle Lieferverträge führen könnten, wird klar formuliert, dass erst alle marktwirtschaftlichen Optionen ausgeschöpft werden müssen, bevor es zu verpflichtenden Maßnahmen kommt, von denen im Ernstfall auch die Industrie massiv betroffen sein kann. Dies ist jedenfalls sehr zu unterstützen. Eingriffe ins Eigentumsrecht dürfen erst eine letzte Möglichkeit darstellen. Positiver Weise erhalten die Formularentwürfe bereits auch Vorgaben, dass die Zahlungen für Solidaritätslieferungen neben dem Marktpreis auch Kompensationszahlungen an betroffene Dritte enthalten müssen. Diese sind allerdings nicht genauer definiert. Sie sollen fair und angemessen sein

Wie erwähnt, begrüßen wir ausdrücklich die Aufnahme von Wasserstoff in die Klimastrategie der EU und die Schaffung von entsprechenden Rahmenbedingungen für die diesbezügliche Infrastruktur. In einigen Bereichen des Pakets sehen wir noch dringenden Änderungsbedarf. Insbesondere sind die im RL-Entwurf enthaltene Vorgaben zum „Unbundling“ (Art 62ff) in Bezugs auf Wasserstoff überschießend, da sie die bestehende Gasnetzbetreiber weitgehend vom Wasserstofftransport ausschließen würde und von dem in Österreich bewährten ITO-Modell abweicht. Die Bestimmungen zum vertikalen Unbundling (d.h. Produktion, Verteilung oder Vertrieb wird von derselben juristischen Person durchgeführt) sehen vor, dass Wasserstoffnetzbetreiber ab einem bestimmten Zeitpunkt eigentumsrechtlich entflochten sein müssen. Nur mehr bis Ende 2030 können MS übergangsweise für Wasserstoffnetzbetreiber das in Österreich bewährte „Independent Transmission Operator“ (ITO)-Modell zulassen. Nach diesem Datum sollen die Betreiber von Wasserstoffnetzen von den Wasserstoffproduzenten getrennt werden. Vertikal integrierte Wasserstoffunternehmen können weiterhin einen „independent hydrogen network operator“ nutzen, der es ihnen ermöglicht, das Eigentum am Netz zu behalten (ISO-System).

Ist ein Wasserstoffnetzbetreiber horizontal integriert (d.h. das Unternehmen ist auch im Bereich des Gas- oder Stromhandels tätig), muss er unabhängig in seiner Rechtsform und Organisation sein (RL Art. 63). D.h. Gasnetzbetreiber dürften keine Wasserstoffleitungen betreiben, sofern dafür keine eigenständige Rechtsperson geschaffen wird.

Diese Unbundling-Vorschriften würden bestehende Gasnetzbetreiber weitgehend vom Wasserstofftransportgeschäft ausschließen und den kostengünstigen Umbau existierender Infrastruktur erschweren - vor allem in der Aufbauphase. Mögliche Synergien bei einer Transformation des existierenden Leitungssystems hin zu einem zukünftigen Wasserstoffnetz wären durch die unterschiedlichen Unbundling Regeln für Gas- und Wasserstoff weitgehend ausgeschlossen.

Über 90% der Industriekunden sind in Österreich am Verteilnetz angeschlossen und könnten durch das Gasverteilnetz Wasserstoff beziehen. Das Wasserstoffnetz in Österreich wird sich daher aus technischer, betriebs- und volkswirtschaftlicher Sicht organisch aus dem Gasnetz heraus entwickeln. Durch einen de facto Ausschluss der DSO würden diese Industrie- und Haushaltskunden benachteiligt werden.

Insbesondere für die Gasverteilnetze ist die vorgesehene eigentumsrechtliche Entflechtung von Gas- und Wasserstoffnetzen kritisch zu sehen. Für Wasserstoff sollten die gleichen Regeln wie für Gas gelten und ITO-Modell zulässig sein. Die Pläne der EU-Kommission würde nicht nur teure Doppelstrukturen schaffen und damit einhergehend unnötig bürokratische Hürden aufbauen, sondern auch das Tempo beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur insgesamt signifikant hemmen.

Verbesserungsbedarf sehen wir insbesondere auch in folgenden Punkten:

- Die Rolle der großvolumigen saisonalen Speicherung ist nach wie vor unterbewertet und hat regulatorische Lücken: Grundsätzlich erscheint die Einführung einer Tarifregulierung für die Wasserstoffspeicherung sinnvoll, da erhebliche Investitionen erforderlich sind, die der Markt vermutlich selbst nicht bereit wäre im vollen Umfang zu decken. In der Hochlaufphase sollte ähnlich wie bei den Netzen die Möglichkeit von sogenannten „regulatory sandboxes“ bestehen. Die Regelung aus Art 48 sollte daher nicht nur für Netze gelten, sondern auch für den Speicherbereich Anwendung finden.
- Wir vermissen zudem regulatorische Rahmenbedingungen für eine zeitlich beschränkte Zwischenspeicherung von CO₂ (nicht dessen dauerhafte Sequestrierung) mit

anschließender Nutzung als wertvoller Rohstoff (CCU), auch zur Methanisierung von H₂. Darin wird eine Schlüsselfunktion für die geplante Kreislaufwirtschaft und CO₂-Senken liegen. Im Vergleich zu Wasserstoff gibt es sogar auch schon einen bewertbaren Marktpreis von CO₂, der die zeitlich beschränkte Zwischenspeicherung wirtschaftlich darstellbar machen kann. Die CO₂-Zwischenspeicherung sollte daher ebenfalls aufgenommen werden.

- Auffällig ist, dass bei der koordinierten EU-weiten Infrastrukturplanung im Rahmen des TYNDP nunmehr DSOs eine wichtige Rolle einnehmen sollen, gleichzeitig aber Speicherunternehmen nur Stakeholder - unter vielen anderen - im Rahmen der Konsultation sind. Eine verbindliche und formale Einbeziehung der Speicher als Partei in den TYNDP-Prozess sollte daher aufgenommen werden.
- Gleichzeitig zeigt die aktuelle Marktsituation, dass die geltenden Rahmenbedingungen für Erdgasspeicher - die im Wege der Wasserstoffbeimengung auch in der Zukunft eine wichtige Rolle spielen, um die Versorgungssicherheit Europas und vor allem auch die Preisabsicherung zu gewährleisten - nicht ausreichend sind, um (i) Speicherbuchungen bzw. Einspeicherungen zu forcieren und motivieren und (ii) bei verhandelten Speichertarifen auch nur annähernd kostendeckende Speicherentgelte zu erwirtschaften (negative Sommer-Winters-Spreads). Die Überprüfung der Wettbewerbssituation am Speichermarkt durch nationale Regulatoren hat sich als ungeeignet erwiesen, da diese nicht die wirtschaftliche Überlebensfähigkeit der Speicherunternehmen berücksichtigt.
- Es bedarf sinnvoller marktbasierter Anreize für die Speicherbewirtschaftung (Verschärfung der SOS-VO inkl. Pflicht zur physischen Vorhaltung von Gasmengen, Lastflusszusagen, etc.). Nur dann sind auch Speicherinvestitionen in bestehende Infrastruktur finanzierbar, die eine Beimengung von Wasserstoff zum Gas ermöglichen.
- Weiters ist zu beobachten, dass die Gaspreise extrem volatil sind und der Börsenhandel innerhalb eines Tages Preisschwankungen von etwa 50% verursacht. Getrieben wird das von großen internationalen Investment-Fonds die rein spekulative Preiselemente in die Energieversorgung bringen. Dies macht eine sinnvolle langfristige Bewertung der Speicher auf Basis von Marktpreisen nahezu unmöglich. Wir sehen durch diesen unkontrollierten Börsenhandel die Vermarktbarkeit von verhandelten Speichern gefährdet und regen eine Überprüfung des Börsehandels von Gas an, sowie die Einführung von fairen Regeln zur Stabilisierung der Börse, wie dies auch auf anderen Börsen üblich ist (bspw. durch „Aussetzen des Börsehandels“ zur Marktberuhigung) und dem Schutz der anderen.
- Bei der Definition für CO₂-arme Gase bzw. CO₂-armen Wasserstoff unterstützen wir die Forderung nach einem realistischen CO₂-Einsparungsziel von 60 Prozent. Ungeachtet dessen ist unseres Erachtens nach aber die Festsetzung der Bewertungsmethode mittels delegiertem Rechtsakt bis 2024 einerseits nicht nur völlig unklar, sondern andererseits mit der Umsetzung bis 2024 auch viel zu spät, um zeitnahe Maßnahmen und entsprechende Investitionsentscheidung zur Dekarbonisierung zu treffen.
- Eine standardisierte Zertifizierung wird eine Schlüsselfunktion für die Handelbarkeit und damit die Liquidität von gasförmigen Energieträgern unterschiedlicher Qualität einnehmen. Daher sehen wir auch den Ansatz der Massenbilanzierung als zu einschränkend. Das übliche „book and claim“ ist in der Bilanzierung heute bereits Standard und würde die Vermarktbarkeit unterstützen. Wichtig ist zudem, dass im Zertifizierungssystem auch der Import von Wasserstoff mitberücksichtigt wird. Gerade hier scheint eine Massenbilanzierung unumsetzbar.

- Die derzeit unzureichenden Vorgaben für vertikales Unbundling - und damit die Verschiebung des Wasserstoffbereichs in den unregulierten Bereich - überlassen die Gestaltung der Rahmenbedingungen für den Roll-Out der Wasserstoffproduktion und deren Wirtschaftlichkeit einem unklaren Schicksal. Die Frage, woher der Wasserstoff kommen soll, ist zwar generell noch offen, dennoch beinhalten die Rahmenbedingungen, die aus der RED III und dem delegierten Rechtsakt zum Additionalitätsprinzip für grünen Wasserstoff zu entnehmen sind, aber bereits unsachliche und realitätsfremde Voraussetzungen, die Investitionen und Projektentwickler demotivieren. Insbesondere die scharfe Abgrenzung zwischen Netzgebundenen Anlagen und direkt versorgten Anlagen zur Wasserstoffproduktion sowie die damit verbundene Zeitspanne die maximal zwischen Errichtung von erneuerbarer Stromproduktion und Elektrolyse liegen darf, widerspricht dem typischen Projektverlauf, der einen stufenweisen Ausbau von Stromproduktion und Elektrolyse vorsieht.
- Das Modell der Energiegemeinschaften (Bürgerenergiegemeinschaften, Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften) als Instrument einer dezentralen Energiewende erscheint - speziell im Gas bzw. Wasserstoffbereich - aufgrund der komplexen technischen und organisatorischen Voraussetzungen, die dabei einzuhalten bzw. umzusetzen sind, unrealistisch wenn es nicht zumindest einen gewerblichen Partner gibt, der hierbei unterstützend wirkt. Gewerbliche Tätigkeit setzt aber auch ein gewisses Gewinninteresse voraus und ist damit von der Definition ausgeschlossen. Hier sollte es eine entsprechende Erweiterung geben.

Die Finanzierung der Aufbringung von H₂ ist noch unklar, es ist keine spezifische Regelung erkennbar. Dies wäre insb. für die Start-Up-Phase nötig, sowie auch zur Nutzung der Skaleneffekte. Eine länderweise Gliederung ist nicht nachvollziehbar, insb. sollte die EU ein einziger Binnenmarkt sein - Verzerrungen im EU-Binnenmarkt sind tunlichst zu vermeiden. Mehrfachförderungen sind zu vermeiden. Die Gasqualität rückt in den Fokus, sowohl betreffend CH₄ als auch H₂. Die Versorgung ist im öffentlichen Interesse, alle Verbraucher sind unmittelbar betroffen. Vorgaben sind daher durch öffentlich-rechtliche Rechtsakte zu regeln, Normen des Privatrechts sind allenfalls ergänzend akzeptabel. Eine Interessensabwägung zwischen den Kosten der Gasverfügbarkeit und den Betriebskosten ist nötig: die Qualität muss so gut und stabil wie nötig sein, aber Gas muss für die Industrie auch so günstig wie möglich verfügbar sein. Die Bedarfe der Verbraucher müssen stärker berücksichtigt werden, da dies im Sinne der Klimaneutralität dringend geboten ist. In diesem Sinne sollte also der Fokus auch auf die Bedarfe der Verbraucher inkl. vollumfänglicher Berücksichtigung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit gelegt werden.

Verordnung zur Reduzierung von Methanemissionen

Die europäische Öl- und Gasindustrie arbeitet seit vielen Jahren erfolgreich an der Reduktion von Methanemissionen durch verpflichtende und freiwillige Programme (z.B. Rekompensation, Smart Plug, Austausch von gasbetriebenen Armaturen). Wir empfehlen der zuständigen Behörde, vor der Festlegung neuer Maßnahmen genau zu evaluieren, welche Aktivitäten von Unternehmen auf verpflichtender oder freiwilliger Basis bereits stattgefunden haben und geplant sind. Wir fordern daher eine sorgfältige Bewertung und Anerkennung der bereits durchgeführten Maßnahmen und der erreichten Reduktionen der Methanemissionen durch die jeweiligen Unternehmen. Dabei sind die bestehenden Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten und den Unternehmen zu berücksichtigen. Es muss versucht werden, die großen Emittenten zu

ermitteln und sie zu unterstützen und gleichzeitig zu fordern, ihre Methanemissionen zu minimieren. Unternehmen mit Erfahrung sollten ihr Wissen mit denjenigen teilen, die weniger Erfahrung haben.

Wir bitten die Europäische Kommission um mehr Klarheit in Bezug auf den Nachweis von Methanverlusten aus Bauteilen von 500 Teilen pro Million oder mehr, bei denen die entsprechenden Bauteile repariert oder ersetzt werden müssen. Auf welcher Grundlage wurde dieser Wert festgelegt? Nach unseren bisherigen Erfahrungen gibt es derzeit keine geeignete Technologie, die in der Lage wäre, solch niedrige Werte zu messen.

Ein sehr ernster Punkt ist die Verwaltung und der Zugang zu sehr sensiblen Informationen über den Energiesektor, die das Rückgrat der Energiesicherheit jedes Mitgliedstaates sind. Wir sehen keinen Nutzen in dem Vorschlag, Dritten Zugang zu diesen Informationen zu gewähren. Eine Aufklärungs- und Informationskampagne über Methanemissionen in allen relevanten Sektoren und die Notwendigkeit, unsere täglichen Gewohnheiten zu ändern, könnte effektiver sein.

Wir sehen die Einrichtung mehrerer zuständiger Behörden in den Mitgliedstaaten mit einem enormen Verwaltungsaufwand verbunden. Außerdem ist fraglich, wie der Informationsfluss über die Emissionswerte zwischen den Behörden, Betreibern, Prüfern, der Europäischen Kommission und IMEO ablaufen soll.

Zu einzelnen Punkten brauchen wir noch konkreten Input aus der Praxis, z.B. Machbarkeit der vorgeschlagenen LDAR-Programme (Leak Detection and Repair).

Wir sehen die Verordnung auch zu anderen Themen sehr kritisch:

Geltungsbereich:

Es ist eine Klarstellung erforderlich, dass die Anwendbarkeit auf „öffentliche Netze“ (im Sinne Gasmarktdesign TSOs, DSOs,...) eingeschränkt ist. Nicht anwendbar ist die Verordnung daher auf private „industrielle Netze“, wie zB. „nicht-öffentliche“ Gasnetze an Industriestandorten, selbst wenn hier Dritte Verbraucher durch individuelle Versorgungsverträge angeschlossen sind.

Ad Chapter 4 - Section 3

Auch der Kohlebergbau ist von der Verordnung betroffen. Es gibt in Österreich keinen aktiven Kohlebergbau, weder im Tagbau, noch untertäglich. Betroffenheit besteht daher durch Section 3, Methan emissions from closed and abandoned underground coal mines. Betroffen sind laut Art. 25 untertägige Anlagen, die nicht länger als 50 Jahre vor dem Inkrafttreten der EU-VO ihren Betrieb eingestellt haben. Der Großteil der österreichischen Anlagen in diesem Bereich ist seit mehr als 50 Jahren geschlossen.

Kohle wird in dieser Verordnung nicht differenziert definiert, sodass das Steinkohlenthema „Methanemissionen“ auch der Braunkohle zugeordnet wird.

Im Bereich der Braunkohle erfolgten de facto schon zur Betriebszeit keine nennenswerten Methanemissionen, da Methan als sg. „flüchtige Bestandteile“ in der Kohle gebunden und nicht wie bei Steinkohlen nach Auflockerungsvorgängen leicht mobilisierbar ist. Das gilt umso mehr für bereits seit Jahrzehnten stillliegende und geflutete Bergbaue. In keinem Fall mussten von der Bergbehörde bei den Abschlussbetriebsplänen Nachsorgemaßnahmen bezüglich Methanemissionen - die für die Folgenutzung absolut sicherheitsrelevant wären - vorgeschrieben werden.

Die beiden einzigen Steinkohlebergwerke in Österreich wurden vor über 50 Jahren geschlossen und fallen daher nicht in die Verordnung.

Die Glanzkohlebergbaue wurden vor mehr als 40 Jahren geschlossen und sind seit Jahrzehnten „geflutet“, sodass einem (theoretischen) Gasaustritt ein entsprechender Gegendruck gegenübersteht.

Fraglich ist bei den innerhalb der letzten 50 Jahre geschlossenen und stillgelegten Bergbauen darüber hinaus die „Zugänglichkeit“ der entsprechenden Einrichtungen, um Messungen überhaupt sinnvoll durchführen zu können. Über 100 Tagöffnungen (Stollen, Schächte) in unterschiedlichem Verwahrungszustand wären - ohne dass ein relevantes Schadstoffpotential besteht - ein völlig unverhältnismäßiger Messaufwand bzw. wären aussagekräftige Messungen nicht möglich.

Laufende routinemäßige Kontrollmessungen, welche bei einigen Bergbauen aufgrund von Arbeitnehmerschutzvorschriften bei Kontrollen von Tagöffnungen im Rahmen der Aktiven Verwahrung erfolgen, haben keinen Anhalt auf Methangasaustritte ergeben.

Interessant ist in diesem Zusammenhang auch die Darstellung der US-EPA, welche für den Kohlebergbau in Österreich eine Menge von 0,0 ausweist:

<https://cfpub.epa.gov/ghgdata/nonco2/>.

Unabhängig von der spezifischen österreichischen Situation, sollte vor einem Messprogramm das Schadstoffpotential geprüft werden. Messungen im Sinne der Verordnung sollten bei Altbergbauen erst nach Prüfung der geologischen Voraussetzungen bzw. der Möglichkeit des Auftretens von Methan in der jeweiligen Lagerstätte in relevanten Mengen, bei gegebenem Verwahrungszustand erfolgen. Um einen wirtschaftlich unverhältnismäßigen Aufwand zu vermeiden, ist aus unserer Sicht daher eine Mengenschwelle und für jene Anlagen, an denen eine Messung erfolgen muss, auch eine Klausel, welche bei Nachweis einer Unterschreitung einer festzulegenden Mengenschwelle eine Beendigung der Messverpflichtungen vorsieht, unbedingt erforderlich.

Unklar ist derzeit auch noch, welcher Zeitpunkt mit „have ceased since“ in Art 25 Z 2 gemeint ist:

From ... [18 months from the date of entry into force of this Regulation], measurement equipment shall be installed on all elements listed in point (v) of Part 1 of Annex VII for closed coal mines and abandoned coal mines where operations have ceased since ... [50 years prior to the date of entry into force of this Regulation].

Eine Klarstellung dazu ist - auch im Sinne der Nachweisbarkeit bei dem langen Zeitraum von 50 Jahren - erforderlich.

Ad Chapter 5 - Emissions outside EU

Importe sind ausschließlich in CBAM zu behandeln. <en sind zu vermeiden, um die Rechtsunsicherheit zu minimieren und die Planungssicherheit aufrecht zu erhalten. Entsprechende Regelungen müssen die internationale Wettbewerbsfähigkeit berücksichtigen (insbesondere betreffend Auswirkungen auf die Wertschöpfungsketten inkl. Endprodukte und Exporte). Wir sehen die Regelungen in Art. 27 - 29 daher extrem kritisch und bitten um Beschränkung auf Emissionen innerhalb der EU und Streichung von insb. Art 27-29. Erforderlichenfalls sollte eine entsprechende Regelung in die Diskussionen zu CBAM einbezogen und ggf. dann auch in der CBAM-VO geregelt werden.

Neufassung der Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie

Wir unterstützen grundsätzlich das EU-Ziel bis 2050 den Gebäudebestand vollständig zu dekarbonisieren. Aus unserer Sicht darf diese Bestrebung jedoch nicht auf die genannten Maßnahmen wie beispielsweise den Abbau von fossilen Energieträgern reduziert werden, sondern muss vielmehr in Kombination mit dem Einsatz neuer Technologien gesehen werden.

Wir fordern daher die **Aufnahme der Gebäudeautomation mit Sektorkoppelung, sowie der Energiemonitoringsysteme**, um die gesetzten Ziele zu erreichen. Denn der Gesetzgeber ermöglicht mit der Basisförderung durch den Bund (Sanierungsoffensive) den Umstieg auf klimafreundliche Heizsysteme und thermische Sanierungsmaßnahmen. Das Fördervolumen für diese beiden Bereiche ist für den 4-Jahreszeitraum 2022 - 2025 mit insgesamt 550 Millionen Euro dotiert.

Die vorliegenden Einschränkungen bei den zu fördernden Technologien auf „Raus aus Öl- und Gasheizungen“, „Thermische Sanierung“ sowie „Anschlüsse an hocheffiziente Fernwärmesysteme“ widersprechen ausdrücklich dem Grundsatz der Technologieoffenheit und der ganzheitlichen Betrachtung auch im Sinne des EU-Ansatzes. Gerade der Gebäudesektor als einer der prioritären klimarelevanten Bereiche erfordert die Förderung von intelligenten Gebäudeautomationslösungen, die in der Nutzung des Gebäudes große Einsparungseffekte sicherstellen können.

Maßnahmen für mehr Energieeffizienz und der Einsatz von erneuerbaren Energien werden in Deutschland unter dem gemeinsamen Dach der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) zusammengefasst. Mit der BEG werden erstmals die wichtigen digitalen Systeme der Gebäudeinfrastruktur gefördert werden. Unter „Technische Mindestanforderungen - Einzelmaßnahmen“ werden beispielsweise Verbesserungen von Effizienz und Netzdienlichkeit durch elektronische Systeme in den Gebäudetechnologien (Heizung, Lüftungs- / Klimatechnik, Beleuchtung) gefördert, aber auch Smart-Meter, Mess-, Steuerungs-, Regeltechnik für Heizungs-, Beleuchtungs-, Klimatechnik und Systeme zur Erfassung und Auswertung von Energieflüssen.

Gerade der Gebäudesektor als einer der prioritären klimarelevanten Bereiche erfordert die Förderung von intelligenten Gebäudeautomationslösungen, die in der Nutzung des Gebäudes große Einsparungseffekte sicherstellen können.

Ergänzend dazu mochten wir zur EBPD RL die Artikel 10 Renovation passport und Art.13 SRI erwähnen. Es sollte hier aus unserer Sicht nicht um das "subsequently", sondern um Maßnahmen nebeneinander gehen (wie neben der Thermischen Sanierung die Energetische Sanierung mit Maßnahmen wie Gebäudeautomatisierung, Energiemonitoring und Sektorkopplung), die gewählt werden können müssen (Stichwort: Technologieoffenheit).

Konkret geht es um die kritische Passage: *“... renovation roadmap indicating a sequence of renovation steps building upon each other, with the objective to transform the building into a zero-emission building by 2050 at the latest”*. Begonnen wird immer mit dem größten Wärmeeinsparungspotential, das ist die Wärmedämmung, und andere Technologien kommen am Beginn nicht vor. Es geht aus unserer Sicht, wie bereits erwähnt, um ein Nebeneinander nicht Hintereinander der Technologien bei der Gebäudesanierung.

Zu den bereits bekannten Argumenten für eine entsprechende Übergangsphase von Erdgas zu erneuerbaren, klimaneutralen Gasen, keine überbordende Verwaltung etc. wollen wir einen speziellen Punkt im Artikel 10 (Renovierungspass) anführen.

Artikel 10. Anforderungen an den Renovierungspass. Ausstellung erfolgt durch einen qualifizierten und zertifizierten Sachverständigen nach einem Besuch vor Ort:

Hier muss sichergestellt werden, dass auch die Energieberater der Energielieferanten einen Renovierungspass ausstellen dürfen.

In Art 11 (1) soll eine Grundlage für die Mitgliedsstaaten geschaffen werden, nationale Verbote von Heizkesseln auf Basis fossiler Brennstoffe einzuführen, sowie Anforderungen für Wärmeerzeuger zur Reduktion der Treibhausgasemissionen oder Art der zu verwendeten Brennstoffe festzulegen. Mit dieser Bestimmung soll die derzeitige Rechtsunsicherheit, ob solche Verbote gemäß Artikel 6 der Ökodesign-Richtlinie und gemäß den Regeln des freien Marktes zulässig sind, beseitigt werden.

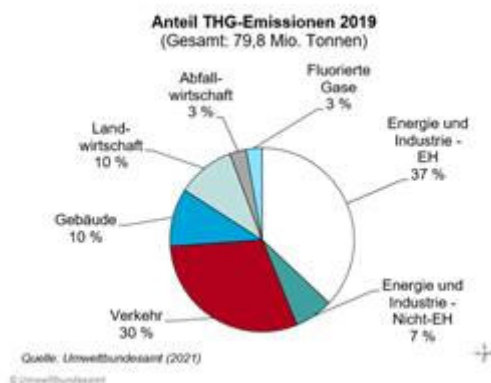
In Art 15 (10) wird festgelegt, dass ab 2027 die Mitgliedsstaaten keine Heizkessel für fossile Brennstoffe mehr subventionieren sollten. In den Erläuterungen dazu findet sich die Begründung, dass ein in der Mitte der 2020er Jahre gekaufter Heizkessel bei Zugrundelegung der üblichen Lebensdauer auch im Jahr 2050 noch in Betrieb sein kann.

Diese Bestimmungen widersprechen dem Grundsatz der Technologieoffenheit. Eine Reduktion der Treibhausgase kann nicht durch ein Verbot der Heizungsanlagentechnologie erfolgen, sondern durch Maßnahmen zur Verringerung des Einsatzes von fossilen Energieträgern.

Grundsätzlich fällt bei dieser und auch anderen Richtlinien auf, dass die Beschäftigung mit dem Verbraucher, also dem Heizkessel- und den Energielieferanten, immer größer in der Diskussion ausfällt als die Verhinderung des Energieverbrauchs, etwa die Dämmung der Außenhülle zu fördern. Hier könnten auch einfache Maßnahmen, wie Fenstertausch, durchaus gute Erfolge bringen.

Weitere Punkte erscheinen uns wichtig und wir dürfen wie folgt festhalten:

Gesamteuropäisch liegt der Energieverbrauch für den Gebäudesektor bei 40 % und die CO₂-Emission bei 36 %. In Österreich liegt der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser für Wohn- und Nicht-Wohngebäude bei ca. 28 % (Quelle OIB-LTRS) und die CO₂-Emission bei ca. 10 % (Quelle Umweltbundesamt - siehe eingefügtes Diagramm)



Diese Tatsache muss innerstaatlich (in Österreich) auch noch deutlich mitgeteilt werden, damit die richtigen Schlüsse gezogen werden.

Viele („neue“) Punkte der Neufassung der EU-Gebäudeeffizienz-RL wurden in Österreich bereits in der OIB-Richtlinie 6, Ausgabe 2019 vorausseilend berücksichtigt oder werden in der aktuellen Überarbeitung von entsprechenden Normen bereits umgesetzt, daher erfolgt

zu den „technischen“ Änderungen (Renovierungsenergieausweis, Ladestationen für Elektromobilität, Smart Readiness Indicator, etc.) keine detaillierte Rückmeldung.

Einzig das Thema der thermischen Gebäudesanierung möchten wir verstärkt ansprechen und auf die Notwendigkeit der Erhöhung der thermischen Sanierungsquote hinweisen. Berechnungen der Sachverständigen des Österreichischen Instituts für Bautechnik (OIB) sehen hier einen Geldbedarf in der Höhe von ca. EUR 74 Mrd. bis 2040. Ob bei diesem Finanzierungsbedarf eine Sanierungspflicht die richtige Maßnahme ist, darf bezweifelt werden.

Vielmehr sind umfangreiche finanzielle Unterstützungen für die thermische Sanierung einzuplanen, statt die Geldmittel für den Tausch des Heizsystems z.B. auf teure Biomasseheizungen zu verwenden. Für den aktuellen Endenergieverbrauch (Heizung + WW) von ca. 90 TWh stehen nicht ausreichend erneuerbare Energieträger zur Verfügung. Wie die Energiestatistik zeigt sind in Österreich nicht die THG-Emissionen die Herausforderung, sondern der hohe Endenergieverbrauch für Gebäude, insbesondere im Wohnbau.

Mitteilung zu nachhaltigen Kohlenstoffkreisläufen

Diese Mitteilung wurde bereits veröffentlicht und steht daher eigentlich nicht zum Kommentar. Es gibt dazu trotzdem einige unterschiedliche und kritische Anmerkungen.

Positive Punkte:

- Es wird die gesamte Wertschöpfungskette von capture zu storage ins Auge gefasst. Betrifft also auch die Infrastruktur, gesamteuropäisch gedacht.
- Wir unterstützen Carbon Farming, der Vorschlag nach einer standardisierten Berechnungs-/Monitoringmethode ist zu begrüßen (siehe Seite 6).
Zu ergänzen wäre: Carbon Farming Credits (siehe Seite 4) sollten für das ETS anrechenbar sein.
- Seite 18, 1. Absatz: es wird auf die fehlende Infrastruktur für Transport und Speicherung von CO₂ hingewiesen. CCUS Hubs sollen entstehen.

Negative Punkte:

- Seite 2, bullet point: *Third, we need to upscale carbon removal solutions that capture CO₂ from the atmosphere and store it for the long term, either in ecosystems through nature protection and carbon farming solutions or in other storage forms through industrial solutions „such as mineral based construction products or Construction Industry Ecosystems“.*

Es stellt sich die Frage unter welche „Definition“ die Karbonatisierung von mineralischen Baustoffen fällt. Das ist bisher nicht klar. Der Satz könnte durch den Ausdruck in Rot ergänzt werden.

- Seite 14:
 - *Biogenic carbon will have an important role to play in the construction sector by providing substitutes for conventional building materials which are able to store carbon for long periods of time.*
 - *(...) by reducing fossil emissions through the replacement of GHG intensive materials and fossil fuels with bio-based materials and bioenergy.*

- *Increased sustainable long-term storage of carbon in bio-based and mineral products will contribute to reach the net carbon removal target of 310 MtCO₂eq by 2030, as put forward by the LULUCF proposal. To incentivise the development of more innovative and long-lasting bio[1]products, it is further proposed to enlarge the category of Harvested Wood Products (...)*

Wir fordern unter Punkt 3.1. einen ergänzenden Absatz für alle Produkte, die eine Rekarbonatisierungsmöglichkeit haben.

- Seite 15:
 - *the Commission has explored the relevance of life cycle assessment methodologies for a reliable and verifiable quantification of the net carbon removals via temporary storage in construction products.*

Es wäre zu klären, was hier genau gemeint ist.

- *Such approaches can provide additional information to support the elaboration of market-based schemes to reward construction actors for their carbon removals and carbonation cycles, as well as other policy frameworks, in particular those related to the climate performance of products.*

Wir fordern unter Punkt 3.1. die Ergänzung für alle Produkte, die eine Rekarbonatisierungsmöglichkeit haben.

- *(...) which is financed by the revenues from the EU Emissions Trading System (EU ETS), can support innovative projects ~~that replace energy-intensive materials, such as cement and steel, with bio-based materials and products.~~*

Wir stehen für Technologieoffenheit und gegen ungerechtfertigte Substitution.

- Seite 16:
 - *Another promising route is to consider ~~turn the CO₂ from a waste to~~ as a resource and use it as feedstock for the production of chemicals, plastics or fuels.*

Wir lehnen die Einstufung von CO₂ als Abfall ab.

- Seite 19:
 - *„The establishment of a regulatory framework, centred on a legislative proposal for the certification of carbon removals will therefore be an essential stepping stone towards this goal. Any future policy choice (in the post-2030 legislative cycle) to allow carbon removals in EU compliance frameworks would need, as a necessary precondition, a sound and reliable definition of carbon removals providing guarantees in terms of environmental integrity”*

Das ist prinzipiell zu begrüßen, sollte so früh wie möglich sein und auch das ETS einschließen. Es ist wichtig, dass Carbon Removals auch im ETS voll angerechnet werden.

Weitere Forderungen im Hinblick auf eine Weiterbearbeitung des Themas:

- Objektive, verhältnismäßige Bewertung der THG-Wirksamkeit, insb. durch gut nachvollziehbare, allgemein anwendbare LCA (idealer Weise in Rechtsakt verankert, ergänzend durch anerkannte Norm, insb. EN oder ISO)

- Berücksichtigung indirekter Effekte gemäß dem relevanten Betrachtungshorizont (zB. THG-Intensität des elektrischen Stromes für die relevanten Zeiträume der Anwendung von CCS oder CCU), entsprechend räumlich und prozesstechnisch korrekte Zuordnung und Möglichkeit, individuelle, objektiv nachprüfbare Emissionsfaktoren anzuwenden, zB. für erneuerbaren Strom
- Ohne Schlechterstellung bestehender Anlagen oder Tätigkeiten, zB. keine Zuordnung direkter oder indirekter Emissionen ohne deren tatsächlichem Wirksamwerden vor Ort
- Rechtssichere, dauerhafte Berücksichtigung des THG-Stromes: keine Anrechnung von Emissionen bei der den THG-Strom generierenden Tätigkeit, somit zB. rechtssicherer, dauerhafter Abzug von Abgabeverpflichtung im EU ETS, vielmehr Erfassung und Zuordnung der THG-Emissionen dort, wo sie tatsächlich anfallen
- Keine willkürliche Beschränkung auf einzelne Tätigkeiten oder Produkte, zB. Beschränkung auf CCS oder chemische Bindung von THG-in Produkten, vielmehr Anwendung o.a. objektiver Bewertung auf alle denkbaren Einsatzgebiete von CCU oder CCS
- Einschließlich zB. Erzeugung von SynGas in geogenen Lagerstätten
- Wichtig ist die Durchgängigkeit von CO₂-Zuordnungsprozessen über die gesamte Nutzungsdauer/Wertschöpfungskette z.B. durch entsprechende Zertifizierungsprozesse.
- In der aktuellen Mitteilung der EU-COM vermischen wir insbesondere das Thema Methan-Elektrolyse/-Pyrolyse, welche bei Einsatz von Biomethan sowie der gleichzeitigen Nutzung des erzeugten festen Kohlenstoffs in der Landwirtschaft sogar Negativemissionen erzeugt. Wir regen daher an, dass diese innovative H₂-Produktionstechnologie auch im Rahmen der Debatte um Kohlenstoffkreisläufe und -senken zunehmend thematisiert wird.

Wir ersuchen um bestmögliche Berücksichtigung unserer Argumente. Aufgrund der verkürzten internen Frist behalten wir uns Ergänzungen vor.

Mit freundlichen Grüßen
Oliver Dworak