

IKEM

Rechtswissenschaftliche Studie

**Rechtliche
Fragestellungen
bei der Herstellung
grünen Methanols**

22.05.2024

Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.

Rechtswissenschaftliche Studie

Rechtliche Fragestellungen bei der Herstellung grünen Methanols

Die Studie skizziert und analysiert die regulatorischen Rahmenbedingungen rund um die Erzeugung und die Zertifizierung von Methanol sowie die Anrechnung Grünen Methanols auf durch die Europäische Union vorgegebene Treibhausgasminderungsquoten.

Zitiervorschlag

Graetschel/Moreno Kuhnke/Lyda/Paintner (2024): *Rechtliche Fragestellungen bei der Herstellung grünen Methanols*. Rechtswissenschaftliche Studie im Rahmen des Projekts „biogeniV“.

Autor:innen

Johannes Graetschel, LL.M.
johannes.graetschel@ikem.de

Mariana Moreno Kuhnke
mariana.moreno-kuhnke@ikem.de

Josefine Lyda, LL.M.
josefine.lyda@ikem.de

Thomas Paintner, LL.M.

Die Autor:innen danken Jenny Kreienmeyer für wertvolle Unterstützung.

Förderhinweis

Diese Studie entstand im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Projekts „biogeniV- Verwertung biogener Reststoffe im östlichen Mecklenburg-Vorpommern“ unter dem Förderkennzeichen 03WIR4903E. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor:innen.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

wir! Wandel durch
Innovation
in der Region

IKEM

Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.

Magazinstraße 15-16
10179 Berlin

+49 (0)30 408 1870 10
info@ikem.de

www.ikem.de

Inhaltsverzeichnis

Wesentliche Ergebnisse und Schlussfolgerungen	V
Executive Summary	IX
1 Einleitung	1
2 Methanol-Farbenlehre	3
2.1 Eigenschaften von Methanol	3
2.2 Potenziale Grünen Methanols	4
2.3 Die konventionellen Herstellungsverfahren	6
2.4 Abscheidung, Speicherung und Nutzung von Kohlenstoff	7
2.5 Farben des Methanols	10
2.5.1 Graues Methanol	11
2.5.2 Braunes Methanol	11
2.5.3 Blaues Methanol	11
2.5.4 Orangefarbenes Methanol	11
2.5.5 Grünes Methanol	12
2.5.6 Lilafarbenes Methanol	14
2.6 Kosten und CO ₂ -Abdruck der Methanol-Farben	15
3 Gefahrstoffrechtliche Einstufung von Methanol	17
3.1 Einstufung nach der Stoffrichtlinie	17
3.2 Einstufung nach der CLP-Verordnung	18
4 Zulassung von Methanol-Erzeugungsanlagen	19
4.1 Verfahren der Methanol-Erzeugung	19
4.2 Immissionsschutzrecht	20
4.2.1 Genehmigungspflicht	20
4.2.2 Genehmigungsfähigkeit	25
4.2.3 Genehmigungsverfahren	26
4.2.4 Konzentrationswirkung	27
4.3 Baurecht	27

4.4	Arbeitsschutzrecht	28
5	Strombezugskosten	29
5.1	Netzstrombezug	30
5.1.1	Stromsteuer	30
5.1.2	Netzentgelte	32
5.1.3	Netzentgeltgekoppelte Abgaben und Umlagen	36
5.1.4	Umsatzsteuer	40
5.2	Direktleitung	40
5.2.1	Zum Selbstverbrauch entnommener Grünstrom	41
5.2.2	Strom aus Kleinanlagen	42
5.3	Fazit	42
6	Rahmenbedingungen der Verwendung von CO₂ für die Methanol-Erzeugung	43
7	Anrechenbarkeit auf Treibhausgasminderungsquoten	47
7.1	Rechtsentwicklung auf europäischer Ebene	47
7.1.1	Erneuerbare-Energien Quote im Verkehrssektor	47
7.1.2	Delegierte Verordnungen zu erneuerbaren Kraftstoffen	49
7.1.3	Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie	57
7.2	Umsetzung auf nationaler Ebene	59
7.2.1	§ 37a BImSchG	59
7.2.2	Neufassung der 37. BImSchV	60
7.2.3	§ 37b BImSchG	68
7.2.4	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung	68
8	CO₂-Emissionsnormen für schwere Nutzfahrzeuge	70
8.1	Schwere Nutzfahrzeuge	70
8.2	Bisherige Entwicklung	71
8.3	Aktueller Reformvorschlag	72
8.4	Weitere Entwicklung	74
9	Literaturverzeichnis	75

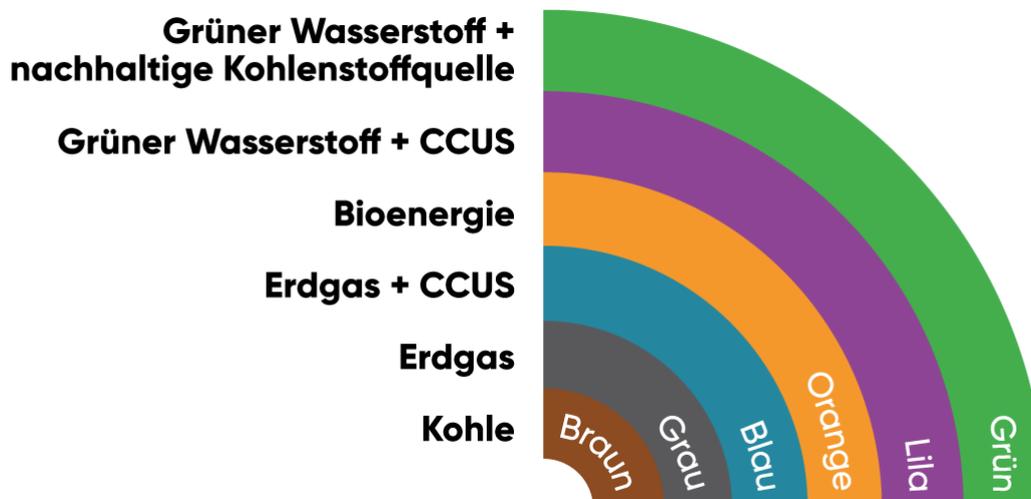
Wesentliche Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Grünem Methanol wird eine für Energiewende und Klimaschutz zentrale Rolle zugesprochen. Es soll die langfristige Speicherung erneuerbarer Energie ermöglichen und zur Dekarbonisierung zentraler Sektoren wie der Chemieindustrie und dem Verkehr beitragen. Insbesondere als Kraftstoff für Schiffsmotoren ist Methanol im Gespräch: Große Reedereien wie Maersk und Cosco Shipping haben Schiffe mit Methanol-Antrieb bestellt und teilweise bereits in Betrieb genommen. Anders als etwa Ammoniak ist Methanol kaum toxisch für die aquatische Fauna und hat keine Langzeiteffekte. Die Umweltgefährdung bei eventuellen Unfällen ist deshalb vergleichsweise gering. Zugleich ist Methanol ein Gefahrenstoff: seine Metabolite sind sehr giftig für den Menschen und es ist leicht entzündlich.

Bei der Verwendung von Methanol als Kraftstoff fallen – so wie bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe – Kohlenstoffemissionen an. Es entstehen jedoch nur geringe Schadstoffemissionen, denn es entstehen weder Ruß noch Schwefeloxide und wenig Stickoxide.

Ein Großteil des produzierten Methanols stammt derzeit aus fossilen Ausgangsstoffen wie Erdgas oder Kohle. Dies liegt auch an den sehr viel höheren Kosten, die momentan bei der Erzeugung Grünen Methanols anfallen. Künftig ist jedoch bei fortschreitendem Markthochlauf mit einer erheblichen Kostensenkung zu rechnen. Mittel- bis langfristig dürfte diese Kostendegression zu einer Annäherung der Kosten für Grünes Methanol an das – mit einer Steigerung der CO₂-Preise zunehmend teurere – aus fossilen Energieträgern gewonnene Methanol führen.

Die vorliegende Studie beleuchtet regulatorische Rahmenbedingungen nachhaltig erzeugten Methanols. Gegenstand der Betrachtung sind Aspekte aus dem gesamten Lebenszyklus von Methanol: von der Erzeugung über die gefahrenstoffrechtliche Einstufung, die Zertifizierung und die Anrechenbarkeit auf Treibhausgasminderungsquoten, bis zur Endnutzung als Kraftstoff im Schwerlastverkehr. Anhand einer Methanol-Farbenlehre wird erläutert, welche Verfahren zur Herstellung von Methanol derzeit bestehen und welche Umweltwirkungen jeweils mit ihnen einhergehen.



Entscheidend für die Umweltwirkung des Methanols sind neben dem Verfahren auch die verwendeten Einsatzstoffe. Hier kommt es neben dem verwendeten Strom insbesondere auf die Kohlenstoffquelle an. Wird derzeit noch fossiler Kohlenstoff verwendet, stehen künftig auch Alternativen wie aus Bioenergie (Bioenergy with Carbon Capture and Utilization - BECCU) oder direkt aus der Luft gewonnenes CO₂ (Direct-Air-Capture - DAC) zur Verfügung. Nur sie ermöglichen einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf. Aus klimapolitischer Sicht wird es darauf ankommen, falsche Anreize zu einer Verlängerung der Nutzung fossiler Energieträger (sog. Lock-In-Effekte) zu vermeiden. Nur aus der Atmosphäre entnommenes Kohlenstoffdioxid hat einen unmittelbar treibhausgasmindernden Effekt und sollte deshalb als nachhaltig eingestuft werden.

Um klimaneutral zu sein, muss **Grünes Methanol** auf Basis erneuerbarer Energien und mit einer nachhaltigen CO₂-Quelle produziert werden. Damit das Grüne Methanol darüber hinaus als Treibhausgasmindeinstrument wirkt, muss die zusätzliche Stromnachfrage für die Synthetisierung des Methanols durch zusätzlich erzeugte erneuerbare Energie abgedeckt werden. Um die Nachhaltigkeit des Grünen Methanols sicherzustellen, muss schließlich auch die Herkunft des für die Elektrolyse benötigten Wassers in den Blick genommen werden. Nur eine Produktion von Methanol, die alle diese Faktoren berücksichtigt, sollte als nachhaltig und „grün“ eingestuft werden.

Übergangsweise wird aber auch **Lilafarbenes Methanol**, hier verstanden als Kombination aus Grünem Wasserstoff und Technologien der Kohlenstoffabscheidung und -nutzung (Carbon Capture and Utilization – CCU), benötigt werden, um einen zügigen Markthochlauf Grünen Methanols zu ermöglichen. Denn es ist derzeit nicht möglich, den gesamten Bedarf durch regenerativ erzeugtes Methanol zu ersetzen. Zugleich ist es wichtig, von vornherein einer Abhängigkeit von Lilafarbenem Methanol vorzubeugen, um weitere Investitionen in die fossile Brennstoffindustrie zu verhindern.

Für die **Errichtung von Methanol-Erzeugungsanlagen** ist unter anderem erforderlich, eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung einzuholen. Die Untersuchung der Zulassungsvoraussetzungen hat eine unterschiedliche rechtliche Beurteilung in Literatur und Praxis offenbart: während die Praxis einen der Methanolsynthese vorgeschalteten Elektrolyseur als von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung der Erzeugungsanlage umfasst ansieht, folgt aus der Anwendung der in rechtswissenschaftlicher Literatur und Rechtsprechung entwickelten Kriterien das Erfordernis einer gesonderten Genehmigung für den Elektrolyseur. Eine gesonderte Genehmigung geht unter Umständen mit Mehraufwand und einem längeren Verfahren einher.

Änderungen bei der **Zulassung von Erzeugungsanlagen** für Grünen Wasserstoff – der Grundlage für die Synthese **Grünen Methanols** – könnten sich künftig durch eine absehbare Novellierung der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (sog. 4. Bundesimmissionsschutz-Verordnung) ergeben. In einem Referentenentwurf von November 2023 ist vorgesehen, Elektrolyseure bis 5 MW von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht zu befreien und Anlagen ab 5 MW bis zu einer Produktionskapazität von 50 Tonnen Wasserstoff pro Tag in das sog. vereinfachte Verfahren zu überführen, in welchem insbesondere die Öffentlichkeitsbeteiligung wegfällt. Nur Anlagen mit einer Produktionskapazität von mehr als 50 Tonnen sollen demnach im sog. förmlichen Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung zugelassen werden. Nach der Verabschiedung der neugefassten EU-Industrieemissions-Richtlinie durch Rat und EU-Parlament¹ ist nun der Weg frei für die Novellierung der 4. Bundesimmissionsschutz-Verordnung. Derzeit ist aber noch nicht absehbar, wann die Änderungen in Kraft treten werden.

Eine Analyse der staatlichen **Strompreisbestandteile** offenbart, dass bereits heute zahlreiche **Befreiungs- und Vergünstigungstatbestände** für die Herstellung **Grünen und Orangefarbenen Methanols**² bestehen. Dieser positive Befund bedarf jedoch einer gewissen Relativierung: Überwiegend handelt es sich um Privilegierungen, die generell stromintensiven Betrieben des produzie-

¹ Rat der Europäischen Union, Pressemitteilung vom 12.4.2024, abrufbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2024/04/12/industrial-emissions-council-signs-off-on-updated-rules-to-better-protect-the-environment/> (letzter Zugriff am 15.5.2024).

² Orangefarbenes Methanol wird durch die Gasifizierung von Biomasse erzeugt.

renden Gewerbes zugutekommen. Hier wäre eine stärker auf den Klimaschutz ausgerichtete und insoweit Steuerungswirkung entfaltende Besteuerung wünschenswert.³ Ein in diese Richtung weisender Vorschlag der EU-Kommission zur Neufassung der insoweit maßgeblichen Energiesteuer-Richtlinie⁴ dürfte jedoch mittlerweile als endgültig gescheitert gelten. Insofern wird eine strukturelle Neuausrichtung der Energiebesteuerung vorerst auf sich warten lassen. Eine andere Beurteilung ergibt sich für die Privilegierungen in § 118 Abs. 6 EnWG und § 25 EnFG: sie sind spezifisch auf die Erzeugung Grünen Wasserstoffs mittels Elektrolyse ausgerichtet. § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG nimmt immerhin ausdrücklich Bezug auf aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Strom.

Die staatlichen Strompreisbestandteile sind deutlich vermindert bei der Verwendung einer Direktleitung zwischen Elektrizitätserzeuger und Methanol-Produktionsanlage. In diesem Fall besteht keine Netzentgeltspflicht und keine Pflicht zur Zahlung netzentgeltgekoppelter Abgaben und Umlagen. Der Bezug von Strom aus dem allgemeinen Versorgungsnetz ist also mit bedeutend größeren wirtschaftlichen Kosten verbunden als der direkte Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien.

Die Regulierung der **Kohlenstoffquelle für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe** ist gegenwärtig recht großzügig. Für die Erzeugung von auf die Erneuerbare-Energien-Quote im Verkehrssektor anrechenbarem Methanol kann nach derzeitiger Rechtslage noch bis 2041 Kohlendioxid verwendet werden, das aus im Emissionshandel (EU-EHS) erfassten industriellen Prozessen stammt. Diese Frist erscheint aus klimapolitischer Sicht als übermäßig lang und erschwert das Erreichen der Ziele des Übereinkommens von Paris. Gleichzeitig müssen jedoch für die Methanol-Erzeugung mithilfe von CO₂ aus Kohlenstoffabscheidung und -nutzung (CCU) Emissionszertifikate abgegeben werden für die Anlage, in der das Kohlendioxid emittiert wird. Hier dürften bei einem steigenden Zertifikate-Preis künftig erhebliche Kosten anfallen. Bei der Verwendung von CO₂ aus Bioenergie (BECCU) fallen bei Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien keine zusätzlichen Kosten im Rahmen des EU-EHS an.

Künftig werden auch die CO₂-Emissionen aus dem Gebäude- und Straßenverkehrssektor von den Regelungen zum EU-EHS erfasst. Ob hier weitere Abgaben zu entrichten sind, hängt von dem Emissionsfaktor des produzierten Methanols ab. „Brennstoffe, deren Emissionsfaktor null ist“, sind von der Abgabepflicht ausgenommen. Dies dürfte auch für Methanol gelten, das in Übereinstimmung mit den Kriterien der sog. Delegierten Rechtsakte produziert wird.

In Deutschland existiert zudem ein durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) errichtetes, nationales Brennstoff-Emissionshandelssystem (nBHS) für Emissionen, die bei der Nutzung von Brennstoffen in nicht von dem EU-EHS erfassten Sektoren anfallen. Das BEHG verfolgt das Ziel einer Bepreisung von fossilen Treibhausgasemissionen. Zwar fällt Methanol ausdrücklich in seinen Anwendungsbereich, das Gesetz selbst differenziert aber nicht nach der bei der Herstellung des Brennstoffes verwendeten CO₂-Quelle. Indes legt die Durchführungsverordnung zum BEHG, die Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 (EBeV 2030), fest, dass bei der Festlegung der in einem Kalenderjahr abzugebende Zertifikate synthetische Kraftstoffe mit einem Emissionsfaktor von Null berechnet werden können, sofern sie nach der 37. Bundesimmissionsschutz-Verordnung (37. BImSchV) in Erfüllung der Treibhausgasemissionsminderungsquoten für Brennstoffe angerechnet werden können. Voraussetzung hierfür ist, dass die dort formulierten Anforderungen an den verwendeten Strom und an die Treibhausgaseinsparungen, die sich durch die Nutzung synthetischer Kraftstoffe gegenüber der Nutzung fossiler Kraftstoffe ergeben, eingehalten werden.

Mit der neu gefassten 37. BImSchV hat sich der deutsche Gesetzgeber für eine 1:1-Umsetzung der europäischen Delegierten Rechtsakte zu erneuerbaren Kraftstoffen entschieden. Dabei ist es aus klimapolitischer Sicht bedauerlich, dass die durch die Rechtsakte eingeräumten nationalen Spielräume zur Verschärfung von **Nachhaltigkeitsanforderungen** (etwa in Bezug auf den zeitlichen und räumlichen Zusammenhang von Stromerzeugung und Kraftstoffherstellung) nicht genutzt worden sind.

³ Zu den derzeitigen Defiziten der Energiebesteuerung und der Erforderlichkeit einer umfassenden Reform siehe *Rodi/Gawel/Purkus/Seeger*, *StuW* 2/2016, S. 187-199; *Rodi*, *Die Zukunft der Energiesteuern im Rahmen der Energiewende*, in: *Gedächtnisschrift für Wolfgang Joecks*, 2018, S. 739-752.

⁴ Europäische Kommission, Vorschlag für eine Richtlinie des Rats zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (Neufassung), COM(2021) 563 final vom 14.7.2021.

Nur wenn ein Kraftstoff die Vorgaben der Delegierten Rechtsakte einhält, kann seine Verwendung im Verkehrssektor für die Erfüllung der Erneuerbare-Energien-Quote herangezogen werden. Sie regeln unter anderem Anforderungen an den Strombezug für die Erzeugung der Kraftstoffe sowie die Vorgabe einer Mindestemissionsminderung von 70 % gegenüber dem Einsatz fossiler Kraftstoffe.

Die Delegierten Rechtsakte sind im Jahr 2023 zur Konkretisierung und Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie erlassen worden. Diese ist parallel neugefasst worden (sog. „RED III“) und bedarf nun der Umsetzung durch die Mitgliedstaaten. Dabei ist die Erneuerbare-Energien-Quote im Verkehrssektor von bislang 14 % auf nun 29 % im Jahr 2030 angehoben worden. Alternativ können die Mitgliedstaaten die Treibhausgas-Intensität des Verkehrssektors um mind. 14,5 % senken. Weiteres Kernelement der neu gefassten Erneuerbare-Energien-Richtlinie sind verbindliche Ziele für weitere Sektoren wie Gebäude und Industrie. Für die Industrie in Deutschland ergibt sich aus dem in der Richtlinie formulierten Ziel nach Schätzungen der Bundesregierung die Verpflichtung, bis 2030 in einem Umfang von etwa 20-25 TWh grünen Wasserstoff oder seine Derivate zu nutzen.⁵ Um die Vorgaben der Richtlinie umzusetzen, wird die EU-Kommission die Delegierten Rechtsakte anpassen müssen, denn sie beziehen sich bislang lediglich auf Kraftstoffe, die im Verkehrssektor eingesetzt werden.

Wünschenswert bei einer zukünftigen nationalen Ausgestaltung der Treibhausgasminderungsquote wäre eine Fokussierung des Einsatzes synthetischer Kraftstoffe wie Methanol auf den Schiffs- und Luftverkehr sowie den

stofflichen Einsatz in der chemischen Industrie. Dort stellt ihr Einsatz neben der Bedarfsreduktion die einzige Möglichkeit zur Emissionsminderung dar. Auch der Fokus beim Produktionshochlauf sollte von vornherein auf diesen Nutzungen liegen.

Schließlich wurde in der Studie die **Verwendung von Methanol im Schwerlastverkehr** als mögliche Endnutzung betrachtet. Die Emissionsminderungsvorgaben für den Schwerlastverkehr sind in den letzten Jahren sukzessive verschärft worden. Absehbar ist eine erneute, erhebliche Verschärfung. Ein Vorschlag der EU-Kommission sieht vor, dass neue Lkw (über 5 Tonnen) und Fernbusse (über 7,5 Tonnen) ab dem Jahr 2030 insgesamt 45 % weniger CO₂ ausstoßen sollen als im Jahr 2019. Im Jahr 2035 sollen es 65 % und bis 2040 bereits 90 % sein. Berücksichtigt werden die direkten CO₂-Emissionen der Fahrzeuge; ein Mechanismus für erneuerbare und CO₂-arme Kraftstoffe ist nicht vorgesehen. Ausnahmen sollen unter anderem gelten für bestimmte Fahrzeuge von Kleinserienherstellern sowie bestimmte Nutzfahrzeuge und Arbeitsfahrzeuge. Im europäischen Gesetzgebungsverfahren hat der Rat auf Drängen Deutschlands hin einen Erwägungsgrund in seine Verhandlungsposition aufgenommen, nach dem die EU-Kommission im Jahr 2027 prüfen soll, ob schwere Nutzfahrzeuge, die ausschließlich mit CO₂-neutralen Kraftstoffen betrieben werden, unbefristet zugelassen werden. Derzeit befindet sich das Vorhaben im sog. Trilog-Verfahren zwischen Parlament, Rat und Kommission. Die Verabschiedung der neu gefassten Emissionsminderungsvorgaben ist also noch offen und es bleibt abzuwarten, ob sich Deutschland mit seinem Wunsch zur Berücksichtigung synthetischer Kraftstoffe durchsetzen können.

⁵ BMWK, Pressemitteilung vom 16.6.2023, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/06/20230616-neue-eu-richtlinie-fuer-erneuerbare-energien-angenommen.html> (letzter Zugriff am 15.5.2024).

Executive Summary

Green methanol is expected to play a pivotal role in the transformation of the energy system and in climate protection. It is intended to enable the long-term storage of renewable energy and contribute significantly to the decarbonization of key sectors such as the chemical industry and transport. Methanol is particularly being considered as a fuel for marine engines, with major shipping companies such as Maersk and Cosco Shipping already ordering methanol-powered ships, some of which are already in operation. Unlike ammonia, for instance, methanol poses minimal toxicity risks to aquatic fauna and has limited long-term effects on the environment in the event of an accident. However, it is important to note that methanol is nevertheless hazardous: its metabolites are highly toxic to humans and it is highly flammable.

Just like the combustion of fossil fuels, the use of methanol as a fuel results in carbon emissions. However, since neither soot nor sulfur oxides are produced, nitrogen oxide emissions remain low.

Much of today's methanol production relies on fossil fuels such as natural gas or coal. One contributing factor is the considerably higher cost associated with producing green methanol today. Nevertheless, it is anticipated that these costs will comparatively decrease significantly as the market expands and the CO₂ prices increase. In the medium to long term, this cost reduction is expected to bring the costs of green methanol closer to those of fossil fuel-derived methanol.

This report delves into the **regulatory framework surrounding sustainably produced methanol**, considering aspects across its entire life cycle: from production to its classification under hazardous substances legislation, certification, its eligibility for the compliance with greenhouse gas reduction quotas, and ultimately its end use as a fuel in heavy goods vehicles. In the first part, a methanol color guide is used to elucidate current methanol production processes and their respective associated environmental impacts.

The environmental impact of methanol is not solely determined by the production process, but also by the

feedstock utilized. In addition to the source of electricity, the carbon source holds particular significance. While fossil carbon is currently still being used, alternatives such as Bioenergy with Carbon Capture and Utilization (BECCU) or Direct-Air-Capture (DAC) will be more widely available in the future. These alternatives are crucial for closing the carbon cycle.

From a climate policy standpoint, it is imperative to avoid creating disincentives for transitioning away from fossil fuels, a phenomenon often referred to as lock-in effects. Only carbon dioxide removed from the atmosphere possesses a genuine greenhouse gas-reducing effect and should therefore be deemed sustainable.

To achieve climate-neutrality, **green methanol** production must solely rely on renewable energies and a sustainable source of CO₂. Furthermore, for green methanol to serve as a greenhouse gas reduction tool, any additional demand for electricity for methanol synthesis must be met with additional renewable energy capacities. Lastly, to ensure the sustainability of green methanol, the source of water required for electrolysis must also be considered. Only methanol production that addresses all these factors should be classified as sustainable and 'green'.

Nonetheless, during a transitional phase, **purple methanol**, defined here as a blend of green hydrogen and carbon capture and utilization (CCU) technologies, is also required to facilitate the swift commercialization of green methanol. This is due to the current inability to fully substitute all demand with renewable methanol. However, it is crucial to simultaneously avoid dependence on purple methanol from the outset to prevent further investment in the fossil fuel industry.

One of the prerequisites for the establishment of **methanol production facilities** in Germany is obtaining a permit in accordance with the Emission Protection Act. However, there's a discrepancy between literature and practical application: while practice typically views an upstream electrolyzer of methanol synthesis as covered by the immission control permit for the generation plant, the criteria developed in legal literature and case law suggest

the need for a separate permit for the electrolyzer. Acquiring a separate permit may entail additional efforts and potentially prolong the process.

The legal framework for authorizing green hydrogen plants is expected to change with a forthcoming revision of the German 4th Federal Immission Control Regulation. Green hydrogen is crucial for the production of green methanol. A draft bill from November 2023 proposes exempting electrolyzers up to 5 MW from the requirement to obtain a permit under immission control legislation. Additionally, plants with a capacity of 5 MW up to producing 50 tons of hydrogen per day would be subject to a simplified procedure, which does not involve formal public participation. Accordingly, only plants with a production capacity exceeding 50 tons per day would need approval through the formal procedure, which includes public participation. Following the revision of the European Industrial Emissions Directive, the 4th Federal Immission Control Regulation is now expected to be revised. However, the timeline for these changes to come into effect remains unclear.

An analysis of **state electricity price components** reveals that numerous exemptions and concessions currently exist for the production of green and orange methanol. However, this positive finding requires some qualification: these privileges primarily benefit electricity-intensive companies in the manufacturing sector. Taxation initiatives that are more strongly oriented towards climate protection, with a corresponding steering effect, would be desirable. Unfortunately, a proposal by the European Commission to revise the relevant Energy Tax Directive in this direction is likely to fail. Consequently, a structural reorganization of the energy taxation system will most likely be postponed for the time being. A different perspective arises regarding the privileges in Section 118(6) EnWG and Section 25 EnFG, which specifically target the production of green hydrogen via electrolysis. Notably, Section 9(1) no. 1 StromStG explicitly references electricity generated from renewable energy sources.

The state electricity price components are significantly reduced if a direct line is used between the electricity producer and the methanol production plant. In this case, there is no obligation to pay grid charges or grid-related levies and surcharges. Consequently, the consumption to this end of electricity from the general supply grid incurs

significantly higher economic costs compared to directly drawing electricity from renewable energy sources.

The **regulation of the carbon source for the production** of synthetic fuels is currently quite generous. Under current legislation, carbon dioxide from industrial processes covered by emissions trading (EU ETS) can still be used until 2041 for the production of methanol that counts towards the renewable energy quota in the transport sector. From a climate policy perspective, this deadline appears excessively long and complicates the achievement of the Paris Agreement goals. At the same time, however, methanol production using CO₂ from carbon capture and utilization (CCU) requires emission allowances to be surrendered for the plant where the carbon dioxide is emitted. Significant costs are likely to be incurred when using this carbon source if the price of certificates rises in the future. Conversely, the use of CO₂ from bioenergy (BECCU) does not incur any additional costs under the EU ETS if the sustainability criteria are met.

In the future, CO₂ emissions from the building and road transport sectors will also be covered by EU ETS regulations. Whether additional levies are to be paid here depends on the emission factor of the methanol produced. 'Fuels whose emission factor is zero' are exempt from the levy obligation. This exemption should also apply to methanol produced in accordance with the criteria of the so-called Delegated Acts.

In Germany, there is also a national fuel emissions trading system (nBHS) established by the **Fuel Emissions Trading Act** (BEHG) for emissions resulting from the use of fuels in sectors not covered by the EU ETS. The BEHG aims to price fossil greenhouse gas emissions. Although methanol explicitly falls within its scope of application, the law itself does not differentiate between different types of Methanol based on the source of CO₂ used in the fuel's production. However, the implementing ordinance to the BEHG, the Emissions Reporting Ordinance 2030 (EBeV 2030), stipulates that synthetic fuels can be calculated with an emission factor of zero when determining the certificates to be surrendered in a calendar year. This applies if they can be counted towards fulfilling the greenhouse gas reduction quotas for fuels in accordance with the 37th Federal Immission Control Ordinance (37th BImSchV). The prerequisite is that the requirements for the electricity used and the greenhouse gas savings

resulting from the use of synthetic fuels compared to fossil fuels are met.

With the revised 37th **BImSchV**, the German legislator has opted for a 1:1 implementation of the **European Delegated Acts on renewable fuels**. From a climate policy perspective, it is regrettable that the leeway granted by these legal acts to national implementers to tighten sustainability requirements (e.g., regarding the temporal and spatial connection between electricity generation and fuel production) has not been used. A fuel can only be used to meet the renewable energy quota in the transport sector if it fulfills the requirements of the Delegated Acts. Among other things, these acts regulate the procurement of electricity for fuel production and specify a minimum emissions reduction of 70 % compared to fossil fuels.

The Delegated Acts were adopted in 2023 to concretize and implement the **Renewable Energy Directive**. The Directive, in turn, has also been revised in 2023 (known as 'RED III') and now requires implementation by the Member States. The renewable energy quota in the transport sector has been raised from 14 % to 29 % by 2030. Alternatively, Member States can reduce the greenhouse gas intensity of the transport sector by at least 14.5 %. Another core element of the revised Renewable Energy Directive is the imposition of binding targets for other sectors such as buildings and industry. According to estimations by the German government, the target formulated in the directive obliges industry in Germany to use around 20-25 TWh of green hydrogen or its derivatives by 2030. To implement the requirements of the directive fully, the European Commission will need to amend the Delegated Acts, as they currently only refer to fuels used in the transport sector.

It would be desirable for a future national greenhouse gas reduction quota to **prioritize the use of synthetic fuels such as methanol in shipping, aviation, and the chemical industry**. In these sectors, the utilization of synthetic fuels is essential for emission reduction, especially when demand reduction is not feasible. Therefore the production ramp-up should focus on these specific uses from the beginning.

Finally, the report also considered the **potential use of methanol in heavy goods transport**. The emission reduction requirements for heavy duty vehicles have been progressively tightened in recent years, with further significant tightening expected. A proposal from the European Commission suggests that new heavy goods vehicles (over 5 tons) and long-distance buses (over 7.5 tons) should emit 45 % less CO₂ in total by 2030 compared to 2019 levels, 65 % by 2035, and 90 % by 2040. These targets account for the direct CO₂ emissions of the vehicles, with no planned mechanism for the use of renewable and low-CO₂ fuels. Exceptions are envisaged for certain vehicles from small series manufacturers, as well as specific commercial and work vehicles. At the urging of Germany, the Council included a recital in its negotiating stance during the European legislative process, stipulating that the European Commission should assess in 2027 whether heavy-duty commercial vehicles running solely on CO₂-neutral fuels should be authorized indefinitely. This matter is currently under consideration in the so-called trialogue procedure at European level between the Parliament, Council, and Commission. The adoption of the revised emission reduction regulations is thus pending, and it remains uncertain whether Germany will succeed in incorporating its desire to consider synthetic fuels.

1 Einleitung

Die vorliegende rechtswissenschaftliche Studie erläutert regulatorische Rahmenbedingungen nachhaltig erzeugten Methanols. Dabei werden Aspekte aus dem gesamten „Lebenszyklus“ von Methanol betrachtet: von der Erzeugung über die gefahrstoffrechtliche Einstufung, die Zertifizierung und die Anrechenbarkeit auf Treibhausgasminderungsquoten, bis hin zur Endnutzung als Kraftstoff im Schwerlastverkehr. Gegenstand der Studie sind auch die politischen Diskussionen zu Methanol als synthetischen Kraftstoff auf europäischer und nationaler Ebene. Die stoffliche Nutzung von Methanol wird über die Zertifizierung hinaus in dieser Studie nicht untersucht.

Methanol gilt als eine der maßgeblichen Zutaten für das Gelingen der Energiewende. Derzeit wird es hauptsächlich in industriellen Prozessen verwendet. Als eine der weltweit meistproduzierten Chemikalien dient es als Ausgangsstoff für eine Vielzahl von Prozessen der chemischen Industrie. Methanol hat jedoch ein großes Potenzial für eine wesentlich breitere Verwendung. Insbesondere für die Dekarbonisierung der Schifffahrt wird ihm als Kraftstoff eine entscheidende Rolle zugesprochen. Eine Dekarbonisierung dieses Sektors ist angesichts der erheblichen Emissionen, die durch den internationalen Schiffsverkehr entstehen, unerlässlich zur Erreichung der im Übereinkommen von Paris vereinbarten Klimaschutzziele. Daneben kann Methanol auch als Energieträger zur Speicherung regenerativ erzeugten Stroms eingesetzt werden. Bislang wird Methanol überwiegend aus fossilen Quellen wie Erdgas und Kohle hergestellt. Es kann jedoch auch auf Grundlage nachhaltiger Kohlenstoffquellen und mithilfe erneuerbarer Energien hergestellt werden. Derartiges, nachhaltig erzeugtes Methanol bietet enormes Potenzial zur Reduktion von Treibhausgasen auch in der chemischen Industrie: dort könnte das bislang stofflich genutzte, „Graue“ und „Braune“ Methanol durch „Grünes“ Methanol substituiert werden.

Im **zweiten Abschnitt** der Studie wird anhand der verschiedenen Ausgangsstoffe und Herstellungsverfahren eine Farbenlehre von Methanol entwickelt. Dabei wird zwischen nachhaltigen und nicht nachhaltigen Herstellungspfaden differenziert. Außerdem wird dargelegt,

welche Umweltwirkungen die Verfahren jeweils haben. Ziel des Abschnittes ist es, einen leicht verständlichen Überblick über die Produktionsmethoden, den Transport und den Einsatz von Methanol zu bieten, einschließlich der Prozesse, Umweltauswirkungen und Herausforderungen.

Methanol ist unionsrechtlich als leicht entzündlich und giftig und deshalb als Gefahrstoff eingeordnet. Diese Einstufung gilt auch innerstaatlich; an sie sind unter anderem das immissionsschutzrechtlich vorgegebene Zulassungsverfahren sowie arbeitsschutzrechtlich vorgeschriebene Maßnahmen geknüpft. Der **dritte Abschnitt** dieser Studie zeichnet zunächst die gefahrstoffrechtliche Einstufung von Methanol nach der sog. Stoffrichtlinie nach. Sie ist zwar bereits im Jahr 2015 aufgehoben worden, auf sie wird aber noch immer in verschiedenen Regelwerken Bezug genommen. Die Stoffrichtlinie wurde abgelöst durch die sog. CLP-Verordnung. Auch sie wird im Hinblick auf die Einstufung von Methanol untersucht.

Im **vierten Abschnitt** werden die rechtlichen Anforderungen für die Genehmigung von Methanol-Erzeugungsanlagen identifiziert und die notwendigen Schritte für das Zulassungsverfahren dargestellt. Die Prüfung bezieht sich auf die Methanol-Erzeugungsanlage selbst, einen möglicherweise vorgeschalteten Elektrolyseur sowie Methanol-Speicher. Sie umfasst das Immissionsschutz-, das Bau- und das Arbeitsschutzrecht.

Von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der äußerst energieintensiven Erzeugung Grünen Methanols sind die Stromkosten. Die Energiekosten sind stark geprägt durch die staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteile. Sie machen neben den eigentlichen Stromgestehungskosten den größten Anteil am Gesamtstrompreis aus. Der **fünfte Abschnitt** der Studie schlüsselt die Energiekosten bei einem Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung auf. Dieser Option wird die Möglichkeit eines Strombezugs mittels Direktleitung zwischen Erneuerbare-Energien-Anlagen und der Methanol-Erzeugungsanlage gegenübergestellt.

Anschließend werden im **sechsten Abschnitt** die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen der Verwendung von CO₂ für die Methanolerzeugung aufgezeigt.

Ob es zu einem schnellen Markthochlauf der Erzeugung Grünen Methanols kommt, entscheidet sich maßgeblich anhand der vorhandenen wirtschaftlichen Endnutzungsmöglichkeiten. Im Fokus dieses Teilprojekts steht die Untersuchung der Nutzung von Methanol im (Straßen-)Verkehr. Die Verwendung eines Kraftstoffes im Verkehr wird dadurch begünstigt, dass er gegebenenfalls auf unionsrechtlich vorgegebene Treibhausgasminderungsquoten anrechenbar ist. Sie sind das zentrale Instrument zur Emissionssenkung im Verkehrssektor. Der **siebte Abschnitt** zeigt die aktuellen politischen und rechtlichen

Entwicklungen auf. Besonderer Fokus liegt auf den im letzten Jahr verabschiedeten Delegierten Verordnungen zu synthetischen Kraftstoffen und ihrer nationalen Umsetzung in der neu gefassten 37. Bundesimmissionschutz-Verordnung.

Schließlich wird im **achten Abschnitt** der Schwerlastverkehr als ein möglicher Verwendungspfad von Methanol betrachtet. Hier sind auf europäischer Ebene in den letzten Jahren zunehmend strengere Emissionsminderungsvorgaben für Neufahrzeuge erlassen worden. Politisch scheint primär eine Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs gewollt zu sein. Derzeit ist aber noch nicht endgültig absehbar, ob der Einsatz synthetischer Kraftstoffe künftig (noch) möglich sein wird.

2 Methanol-Farbenlehre

Bereits seit mehr als 100 Jahren wird Methanol in unterschiedlichen Verfahren erzeugt und als Elementarchemiealie oder als Kraftstoff verwendet. Nun wird Methanol auch eine **für die Energiewende zentrale Rolle** zugesprochen: Es soll die langfristige Speicherung erneuerbarer Energie ermöglichen und zur Dekarbonisierung zentraler Sektoren wie der Chemieindustrie und dem Verkehr beitragen. Bislang fehlt jedoch ein leicht verständlicher Überblick über die Produktion, den Transport und den Einsatz von Methanol, einschließlich der Prozesse, Farben, Umweltauswirkungen und Herausforderungen. Auch besteht derzeit noch **kein kohärenter Rechtsrahmen etwa für den Einsatz von Methanol als Kraftstoff**.⁶ Um sicherzustellen, dass eine breitere Nutzung von Methanol den Klimawandel nicht zusätzlich befeuert, ist darüber hinaus eine **klare Definition der verschiedenen „Farben“ von Methanol** und die **Diskussion ihres Beitrags zum Klimawandel** entscheidend.

2.1 Eigenschaften von Methanol

Bei Raumtemperatur und Umgebungsdruck ist Methanol eine farblose, leicht bewegliche Flüssigkeit. Der Siedepunkt von Methanol liegt bei 65 °C. Unterhalb von -98 °C erstarrt es in Form von farblosen Kristallen. Die Energiedichte von Methanol beträgt etwa die Hälfte derjenigen von Motorenbenzin. Bei der Verbrennung des Stoffes gelangen deutlich weniger Rußpartikel in die Luft als bei Benzin, Schiffsdiesel oder Schweröl. Derzeit ist jedoch noch nicht abschließend erforscht, in welchem Umfang auch giftige Formaldehyd-Emissionen anfallen.⁷ Methanol ist gut und rückstandslos **wasserlöslich**, aber wenig löslich in Fetten und Ölen. Durch die schnelle Lösbarkeit in Meerwasser fallen im Falle von Havarien oder

Im Rahmen dieses Kapitels soll mithilfe der Methanol-Farbenlehre erläutert werden, welche Verfahren zur Herstellung von Methanol derzeit bestehen und welche Umweltwirkungen diese Verfahren jeweils haben. Im Anschluss an einen Überblick zur gegenwärtigen Nutzung von Methanol und den Potenzialen Grünen Methanols für die Bekämpfung des Klimawandels sollen die verschiedenen Herstellungsverfahren dargestellt werden. Zudem erfolgt eine kurze Einführung in die Kohlenstoffabscheidung, -speicherung und -nutzung. Das Verständnis dieser Prozesse und Technologien ist entscheidend, um die verschiedenen Farben des Methanols nachvollziehen zu können. Darauf aufbauend wird der Methanol-Regenbogen als eine vereinfachte Übersicht über die Methanol-Farben vorgestellt und abschließend ein kurzer Blick auf ihre Kosten und ihren Kohlenstoff-Fußabdruck geworfen.

Leckagen die Gefahren für marine Ökosysteme sehr viel weniger gravierend aus als beim Austreten von Schweröl oder Ammoniak. Anders als etwa Ammoniak ist Methanol kaum toxisch für die aquatische Fauna und ohne Langzeiteffekte. Dämpfe, die in die Luft gelangen, werden sehr schnell zerstreut. Zudem ist Methanol vollständig biologisch abbaubar und hat kein Potenzial zur Anreicherung in Organismen (sog. Bioakkumulation). Auch aufgrund dessen ist die **Umweltgefährdung** bei eventuellen Unfällen **vergleichsweise gering**.⁸ Die Metabolite von Methanol sind jedoch **sehr giftig für den Menschen**. Über die Atemwege, bei Hautkontakt oder bei Einnahme drohen Gesundheitsschäden; beim Verschlucken drohen irrever-

⁶ IKEM, KeroSyn100: Regulatorische Hemmnisse und Anreize, 2020, S. 61. Die Internationale Organisation für Normung (ISO) entwickelt jedoch eine Norm für die Verwendung von Methanol und Ethanol an Bord von Schiffen. Zudem könnte die ISO Normen über die Verwendung von Methanol als Schiffskraftstoff entwickeln (DLR, Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte, 2022, S. 14).

⁷ Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel, 2023, S. 25-26.

⁸ Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel, 2023, S. 20-24.

sible Nervenschäden.⁹ Dosen von 0,1 g Methanol pro kg Körpergewicht sind gefährlich, über 1 g pro kg Körper-

gewicht sind sie lebensbedrohlich.¹⁰ Zudem ist Methanol sehr **leicht entzündlich**.¹¹

2.2 Potenziale Grünen Methanols

Gegenwärtig wird Methanol hauptsächlich als **Basischemikalie** verwendet. Als eine der weltweit meistproduzierten Chemikalien dient Methanol als Ausgangsstoff für eine Vielzahl von Prozessen in der chemischen Industrie. Auf Grundlage von Methanol werden etwa Formaldehyd, Olefine, Essigsäure, Ameisensäure, MTBE, Methylmethacrylat oder Methylchlorid hergestellt.¹² Aus diesen Methanolderivaten wiederum werden beispielsweise Klebstoffe, Lösungsmittel, Baumaterialien, Kunststoffverpackungen, Farben und Lacke produziert.¹³ Hier besteht ein erhebliches Dekarbonisierungspotenzial durch die Verwendung Grünen Methanols. Neben der Metallbranche ist die Grundstoffchemie der energieintensivste Industrie-sektor in Deutschland: Für die Herstellung chemischer Erzeugnisse wurden im Jahr 2020 insgesamt 304,7 Mrd. kWh Energie verbraucht.¹⁴ Künftig könnten für eine nachhaltige Grundstoffchemie unter Nutzung erneuerbarer Energie umgesetztes Wasser und Kohlendioxid die neue Rohstoffbasis bilden.¹⁵ Werden Erdgas und Erdöl-derivate für die Erzeugung von Wasserstoff für die Chemie-Industrie und die Raffinerietechnik schrittweise substituiert, dann besteht in Deutschland ein Reduktionspotenzial im Umfang von **10-15 Megatonnen CO₂** pro Jahr.¹⁶

Bislang werden etwa 70 % des erzeugten Methanols – insbesondere in der chemischen Industrie – stofflich genutzt. Etwa 30 % werden energetisch verwendet, zum Beispiel als Kraftstoff. Gerade das sog. Grüne Methanol

hat jedoch das Potenzial für eine wesentlich breitere Verwendung in Sektoren wie Energie, Energiespeicherung und Transport.

So kann Methanol als Energieträger zur **Speicherung regenerativ erzeugten Stroms** eingesetzt werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu Überschussmengen an Strom, die mittels chemischer Speicherung lagerungsfähig gemacht werden können.¹⁷ Durch die Umwandlung in synthetische Kraft- und Brennstoffe wie Grünes Methanol kann ein wesentlicher Beitrag zur Kopplung unterschiedlicher Sektoren geleistet werden. Die – gerade im Vergleich zu flüssigem Wasserstoff – **hohe Energiedichte** macht Methanol zu einer guten Option für den Langstreckentransport und die Langzeitspeicherung von erneuerbarer Energie. Der vergleichsweise unkomplizierte Import synthetischer Brenn- und Kraftstoffe wie Methanol ermöglicht es, weltweit besonders günstige Standorte zur Erzeugung des für die Methanolsynthese erforderlichen, erneuerbaren Stroms zu nutzen. Damit können wirtschaftliche Vorteile einhergehen.¹⁸

Über eine Verwendung als Energiespeicher hinaus wird Methanol auch als **Kraftstoff insbesondere für maritime Anwendungen** diskutiert. An Land wird Methanol – zumeist indirekt in Form von MTBE/TAME, RME (Biodiesel), DME oder MTG-Benzin¹⁹ – bereits seit längerem als Kraftstoff verwendet; seit einigen Jahren ist auch in der Schifffahrt ein gewisses Interesse erkennbar.²⁰ Schon

⁹ ABS, Sustainability Whitepaper: Methanol as Marine Fuel, 2021, S. 6-7.

¹⁰ Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel, 2023, S. 20.

¹¹ Zur gefahrstoffrechtlichen Einstufung von Methanol siehe Kapitel 3.

¹² IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 22.

¹³ DNV, Assessment of selected alternative fuels and technologies, 2018, S. 25; Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel, 2023, S. 11.

¹⁴ Statistisches Bundesamt, Bedeutung der energieintensivsten Industriezweige in Deutschland, 2023, abrufbar unter <https://www.destatis.de/DE/The-men/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html>.

¹⁵ Nabu/Öko-Institut, Wie ökologisch und sozial verträglich sind CCS, BECCS und CCU Technologien?, 2021, S. 13.

¹⁶ Hebling et al., Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, 2019, S. 21.

¹⁷ Bertau et al., Methanol – der Kraftstoff, der uns morgen antreibt, in: Maus (Hrsg.), Zukünftige Kraftstoffe, 2019, S. 485.

¹⁸ Agora Energiewende/Agora Verkehrswende, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 2018, S. 45.

¹⁹ Bertau et al., Methanol – der Kraftstoff, der uns morgen antreibt, in: Maus (Hrsg.), Zukünftige Kraftstoffe, 2019, S. 492.

²⁰ ABS, Sustainability Whitepaper: Methanol as Marine Fuel, 2021, S. 1; DLR, Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte, 2022, S. 13; Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel, 2023, S. 9.

jetzt gibt es bereits vereinzelt methanolbetriebene Schiffe.²¹ In der künftigen Seeschifffahrt könnte Methanol jedoch eine sehr viel größere Rolle spielen. So will etwa die dänische Großreederei Maersk in Spanien grünes Methanol für seine Frachter erzeugen. Zuvor hatte Maersk bereits 19 Neubauten von mit Methanol betriebenen Schiffen in Auftrag gegeben.²² Auch COSCO hat zuletzt zwölf mit Methanol betriebene Containerschiffe bestellt.²³ Methanol kann für maritime Anwendungen sowohl in modifizierten Verbrennungsmotoren wie auch in Brennstoffzellen eingesetzt werden. Durch den Einsatz Grünen Methanols bestehen **erhebliche Potenziale zur weitgehenden Dekarbonisierung** eines klimarelevanten Sektors: 80-90 % des weltweiten Handels werden über die Seeschifffahrt abgewickelt; zugleich ist diese verantwortlich für 3 % der weltweiten Treibhausgasemissionen und für 9 % der Emissionen des Verkehrssektors.²⁴ Zwar fallen auch bei der Verwendung von Methanol als Kraftstoff **Kohlenstoffemissionen** an. Sie fallen jedoch geringer aus als die Treibhausgasemissionen derzeit gebräuchlicher Kraftstoffe. Auch kann der erheblichen Luftverschmutzung durch die Seeschifffahrt entgegengewirkt werden. Die bislang in der Schifffahrt verwendeten Treibstoffe (wie bspw. Schweröl) emittieren bei ihrer Verbrennung große Mengen an Schwefeloxiden, Stickoxiden und Feinstaub. Beim Einsatz von Methanol entstehen demgegenüber **vergleichsweise geringe Schadstoffemissionen**: es fallen weder Ruß noch Schwefeloxide und nur wenig Stickoxide an.²⁵

Für einen breiteren Einsatz von Methanol spricht auch die **bereits heute bestehende Infrastruktur**.²⁶ Sie wurde ursprünglich für das aus fossilen Brennstoffen

gewonnene Graue / Braune Methanol geschaffen. Das Bunkern von Methanol funktioniert ähnlich wie das von Destillatkraftstoff (Benzin, Diesel, Kerosin etc.), so dass nur wenige Änderungen an der bestehenden Bunkerinfrastruktur erforderlich sind.²⁷ Bestehende Tanklager und Tanktransporter können also mit geringem Aufwand umgerüstet und weiter genutzt werden. In über 100 großen Häfen weltweit ist Methanol zudem bereits verfügbar.²⁸

Die Produktion von Methanol ist in den vergangenen Jahrzehnten stark angestiegen. In den Jahren von 2009 bis 2019 hat sich die jährliche Produktion nahezu verdoppelt. Derzeit beträgt das Produktionsvolumen etwa 110 Mio. Tonnen jährlich.²⁹ Prognosen gehen von einer Steigerung der Nachfrage auf 500 Mio. Tonnen im Jahr 2050 aus.³⁰ Etwa 60 % des weltweiten Konsums von Methanol erfolgt in Asien, weitere 30 % entfallen auf Nordamerika, Westeuropa und den Mittleren Osten.³¹ Der **Großteil des derzeit produzierten Methanols stammt aus fossilen Ausgangsstoffen** wie Erdgas oder Kohle. Im Jahr 2020 basierten etwa 65 % der weltweiten Produktion auf Erdgas und 35 % auf Kohle.³² Biomethanol und Grünes Methanol machen zusammengenommen weniger als 0,2 Mio. Tonnen des jährlich produzierten Methanols

²¹ Vgl. etwa DNV, Maritime Forecast to 2050, 2022, S. 11.

²² Handelsblatt: Reederei Maersk will in Spanien grünes Methanol für Frachter erzeugen, abrufbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/handel-konsumgueter/schiffsverkehr-reederei-maersk-will-in-spanien-gruenes-methanol-fuer-frachter-erzeugen/28786614.html>.

²³ Splash247: COSCO orders twelve methanol-fuelled 24,000 teu ships, abrufbar unter <https://splash247.com/cosco-orders-twelve-methanol-fuelled-24000-teu-ships/>.

²⁴ IRENA, Solutions for decarbonizing shipping, 2019, S. 6.

²⁵ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 28; ABS, Sustainability Whitepaper: Methanol as Marine Fuel, 2021, S. 4; IMO, Methanol as Marine Fuel, 2016, S. 17-18.

²⁶ *Staiß et al.*, Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030, 2022, S. 32.

²⁷ DLR, Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte, 2022, S. 12.

²⁸ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 31.

²⁹ Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel, 2023, S. 11.

³⁰ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 32.

³¹ DNV, Assessment of selected alternative fuels and technologies, 2019, S. 25.

³² Ramboll, Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Segmenten, 2022, S. 80.

aus.³³ Als Einsatzstoffe für ihre Erzeugung werden überwiegend Abfälle und Nebenproduktströme anderer industrieller Prozesse verwendet. Das Produktionsvolumen dürfte jedoch künftig deutlich zunehmen. Denn aufgrund erwartbarer Kostendegressionen bei den Investitionskosten der Stromerzeugungs- und der Umwandlungsanlagen ist mit einer erheblichen Kostensenkung zu

rechnen. Mittel- bis langfristig dürfte diese Kostendegression zu einer Annäherung der Kosten für synthetische Brenn- und Kraftstoffe (wie Grünes Methanol) an fossile Energieträger führen.³⁴ Teilweise wird von einem **Rückgang der Kosten für Grünes Methanol von derzeit 800-2400 USD/t auf 250-630 USD/t im Jahr 2050** ausgegangen.³⁵

2.3 Die konventionellen Herstellungsverfahren

Im Folgenden soll das Verfahren für die konventionelle Herstellung von Methanol auf fossiler Basis dargestellt werden. Methanol wird in einem katalytischen Prozess aus einem Synthesegas hergestellt, das sich im Wesentlichen aus Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid zusammensetzt. Das Verfahren der Methanolsynthese besteht aus **drei Hauptschritten**: der Herstellung des Synthesegases, der Synthese von Rohmethanol und der Aufbereitung des Rohmethanols. Zunächst wird das **Synthesegas erzeugt**. Dies erfolgt derzeit in aller Regel durch die **Reformierung von Erdgas** oder die **Vergasung von Kohle**. In Nordamerika und Europa wird meist Erdgas als Rohmaterial verwendet, während die Synthesegasherstellung vor allen Dingen in China auf Kohle oder Braunkohle basiert. Die Verwendung von Kohle ist erheblich klimaschädlicher: gegenüber der Verwendung von Erdgas verdoppeln sich die Treibhausgasemissionen.³⁶ Schließlich kann Methanol auch aus Ölschiefer, Teersanden, Biomasse, Klärschlamm und Abfällen synthetisiert werden.³⁷

Bei der **Dampfreformierung** wird unter Einsatz von Wärme und Wasserdampf aus einem kohlenstoffhaltigen Brennstoff wie Erdgas ein Synthesegas aus Wasserstoff, Kohlendioxid und Kohlenmonoxid erzeugt. Auch Biomasse kann als Ausgangsstoff verwendet werden. In einem ersten Prozessschritt wird das im Erdgas enthaltene Methan bei gleichbleibendem Druck und Temperaturen von 800-900 °C mit Wasserdampf zur Reaktion gebracht. Der im Wasserdampf enthaltene Sauerstoff bewirkt eine Oxidation des Methans; dabei wird der Sauerstoff aufgenommen und Elektronen werden an diesen abgegeben.

Als Ergebnis dieser Reaktion entstehen Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid. Eigentlich ist die Dampfreformierung eine chemische Reaktion, bei der viel Energie verbraucht und in Form von Wärme in die Reaktion hineingegeben wird (sog. endotherme Reaktion). Durch eine parallel zur Dampfreformierung stattfindende, zusätzliche Oxidation der kohlenstoffhaltigen Verbindung – also des Erdgases – mittels Sauerstoffs (sog. **partielle Oxidation**) lässt sich das Verfahren jedoch so durchführen, dass für den Gesamtprozess keine Wärme mehr von außen zugeführt werden muss (sog. autotherme Reaktion). Dafür wird der Dampfreformierung Sauerstoff hinzugegeben. Im zweiten Prozessschritt der Synthesegaserzeugung wird das Kohlenstoffmonoxid durch die Zugabe von Wasserdampf zu Kohlendioxid umgesetzt (sog. **Wassergas-Shift-Reaktion**). Dabei entsteht erneut Wasserstoff. Es handelt sich um eine endotherme Reaktion.

Im Fall von Kohle wird das Synthesegas durch **Vergasung** gewonnen. Auch Biomasse kann als Ausgangsstoff dienen. Bei der Vergasung erfolgt eine partielle Verbrennung des Ausgangsstoffes. Dabei werden die bestehenden chemischen Verbindungen aufgespalten und neu geordnet. Als chemisch verändertes, gasförmiges Endprodukt entsteht das Synthesegas. Für die Vergasung wird die Kohle bei hohen Temperaturen (800-1800 °C) mit Sauerstoff behandelt. Je reiner der für die Oxidation verwendete Sauerstoff ist, desto weniger inerte Moleküle finden sich in dem Synthesegas. Derartige Moleküle sind reaktionsträge, zeigen also kaum Neigung, mit den Molekülen anderer Stoffe Verbindungen einzugehen. Das Vorhanden-

³³ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 14.

³⁴ Agora Energiewende/Agora Verkehrswende, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 2018, S. 46.

³⁵ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 5.

³⁶ DNV, Assessment of selected alternative fuels and technologies, 2019, S. 25.

³⁷ Prognos, Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger, 2020, S. 24.

sein von Inertstoffen beeinträchtigt deshalb die Effizienz und die Ausbeute bei der Methanolsynthese und erhöht insgesamt die Anlagenkosten. Wie viel Sauerstoff hinzugeben ist, hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie der Reaktivität des Ausgangsmaterials, der Temperatur des Vergasers, dem Schlackenverhalten des Ausgangsstoffes und der Zusammensetzung des Synthesegases.³⁸

Das mittels Dampfreformierung oder mittels Vergasung gewonnene Synthesegas wird anschließend **gesäubert** und **aufgearbeitet**, um den für die Methanolsynthese erforderlichen Reinheitsgrad zu erlangen. Dafür werden zunächst Teer, Staub und andere Spurenbestandteile sowie schwefelhaltige saure Gase entfernt. Im Rahmen der Aufarbeitung soll dann das für die Synthese optimale Verhältnis von Wasserstoff zu Kohlenstoff erreicht werden: zwei Teile Wasserstoff zu einem Teil Kohlenstoff.³⁹ Dafür wird der Kohlendioxid-Anteil in dem Synthesegas reduziert⁴⁰ und gegebenenfalls zusätzlich Wasserstoff oder Kohlenstoffmonoxid hinzugegeben. Sodann wird das derart gereinigte und aufgearbeitete Synthesegas in einem

Reaktorsystem mithilfe eines Katalysators in Methanol und Wasser umgewandelt. Überwiegend kommen Kupfer-Zinkoxid-Aluminiumoxid-Katalysatoren zum Einsatz.⁴¹ Dieser Schritt wird wegen ökonomischer Vorteile überwiegend im sog. Niederdruck-Verfahren durchgeführt, auch wenn die Verwendung hoher Drücke eine hohe Ausbeute begünstigt.⁴² Es handelt es sich um einen stark exothermen Prozess, also eine Reaktion, die Energie abgibt. Bevorzugt läuft der Prozess bei Temperaturen von 220-280 °C und einem Druck von 40-110 bar ab.⁴³ Sein theoretischer Wirkungsgrad beträgt 85 %.⁴⁴ Als Ergebnis der Reaktion wird sog. **Rohmethanol** erzeugt. Dieses wird schließlich durch **Destillation** von Wasser, nicht umgesetzten Gasen und anderen Verunreinigungen getrennt. Dadurch wird **reines Methanol** gewonnen.

Der beschriebene **Gesamtvorgang** hat eine **Energieeffizienz von bis zu 70 %**, verstanden als im Methanol gespeicherte Energie gegenüber der vom Erdgas gelieferten Energie.⁴⁵

2.4 Abscheidung, Speicherung und Nutzung von Kohlenstoff

Für die Synthese von Methanol bedarf es einer Kohlenstoffquelle. Bislang liefern diese fast ausnahmslos fossile Ausgangsstoffe wie Erdgas und Kohle. Im Zuge einer zunehmenden Umstellung der Produktion auf Grünes Methanol wird künftig Kohlenstoff nachhaltigen Ursprungs benötigt. In den letzten Jahren sind **Carbon-Capture-Technologien** vermehrt in den Fokus der Öffentlichkeit gerückt. Sie können sowohl zur Vermeidung von Emissionen als auch für Negativemissionen eingesetzt werden.⁴⁶ Je nach Herkunft des Kohlendioxids (biogen,

atmosphärisch, fossil) und der Bindungsdauer (kurzfristig, langfristig) kann es sich um netto-negative Emissionen (Senken), um neutrale Emissionen oder um Netto-Emissionen handeln.⁴⁷ Negativ-Emissionstechnologien wird etwa vom Weltklimarat (IPCC) ein wichtiger Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität zugesprochen.⁴⁸ Mit ihrer Hilfe sollen **schwer vermeidbare Prozessemissionen ausgeglichen** werden. Denn insbesondere die (organische) Chemie basiert weiterhin auf Kohlenstoff als Rohstoff, und auch in der Landwirtschaft werden in der

³⁸ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 35.

³⁹ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 35.

⁴⁰ Kohlenstoffmonoxid ist deutlich reaktiver als Kohlendioxid und eignet sich daher besonders als Ausgangsstoff für die Methanolsynthese. So wird CO₂ in einem Reaktordurchgang aufgrund der Gleichgewichtsbedingungen lediglich zu 25-45 % zu Methanol umgesetzt, Kohlenstoffmonoxid hingegen zu 50-80 % (DLR, Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte, 2022, S. 18).

⁴¹ Heß et al., Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien, 2020, S. 24.

⁴² Heß et al., Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien, 2020, S. 24.

⁴³ Hühlein et al., Methanol als Energieträger, 2003, S. 24.

⁴⁴ Prognos, Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger, 2020, S. 24.

⁴⁵ DNV, Assessment of selected alternative fuels and technologies, 2019, S. 25.

⁴⁶ Überblickartig zu Negativemissionstechnologien aus rechtlicher Sicht IKEM, Analyse des rechtlichen Rahmens de lege lata für negative Emissionen, 2022.

⁴⁷ dena, Leitstudie: Aufbruch Klimaneutralität, 2021, S. 220.

⁴⁸ IPCC, Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change, 2022.

Zukunft Emissionen anfallen. Auch ein klimaneutrales Energie- und Wirtschaftssystem kann daher nicht vollständig dekarbonisiert sein.⁴⁹ Carbon-Capture-Technologien spielen auch für die Erzeugung von Methanol eine entscheidende Rolle. Denn mit ihrer Hilfe kann die bisher auf fossilen Ausgangsstoffen basierende Methanolsynthese teilweise dekarbonisiert werden. Je nach gewählter Technologie kann zumindest ein **treibhausgasneutraler Kohlenstoffkreislauf** geschaffen werden.⁵⁰

Die Verwendung von mittels Carbon-Capture-Technologien eingefangenen Kohlendioxid ist nicht ohne Probleme: Das gespeicherte Kohlendioxid ist sehr unreaktiv und stabil, sodass es zumeist nicht direkt weiterverwendet werden kann.⁵¹ Für eine weitere Verwendung wird das Kohlendioxid zunächst in eine reaktive Form überführt. Dies erfolgt mithilfe von Wasserstoff in der sog. **umgekehrten Wassergas-Shift-Reaktion** (*Reverse Water Gas Shift Reaction*). Der Wasserstoff reagiert mit Kohlendioxid unter weiterer thermischer Energiezufuhr zu Kohlenmonoxid und Wasser. In erster Linie kommen hierfür Nickelkatalysatoren zum Einsatz.⁵² Es handelt sich um einen sehr energieintensiven Prozess: Die Reaktion bedarf einer Wärmezufuhr auf einem Temperaturniveau von etwa 1000 °C.⁵³ Ein vollständiger Umsatz des Kohlendioxids ist jedoch auch auf diesem Wege nicht möglich. Nach der Reaktion muss gegebenenfalls zusätzlicher Wasserstoff hinzugegeben werden, um zu einem günstigen Wasserstoff/Kohlenstoff-Verhältnis im Synthesegas zu gelangen.⁵⁴

Nachfolgend sollen die verschiedenen Carbon-Capture-Technologien kurz dargestellt werden.

Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (**Carbon Capture and Storage, CCS**) ist ein Verfahren zur Abscheidung von „Abfallkohlenstoff“, bevor dieser in die Atmosphäre gelangt.⁵⁵ Als CO₂-Quellen kommen in erster Linie Punktquellen aus der Industrie und dem Abfallsektor in Betracht. Dies können etwa Kraftwerke, Stahl- und Zementfabriken sowie Müllverbrennungsanlagen sein. Nach der Abscheidung wird der Kohlenstoff zu den Lagerstätten transportiert und hauptsächlich an unterirdischen Orten wie geologischen Formationen, erschöpften Öl- und Gasfeldern oder unter dem Meeresboden dauerhaft eingelagert. Mit CCS werden zwar Emissionen unschädlich gemacht, aber keine negativen Emissionen erzielt.⁵⁶ Zudem kann auch mittels CCS nicht das gesamte CO₂ abgetrennt und gespeichert werden. Die CO₂-Abscheidungsrate ist abhängig von der eingesetzten Technologie. Die fortschrittlichsten Techniken erreichen eine **Abscheidungsrate von bis zu 95 %**. Durch die hohe CO₂-Konzentration im Abgasstrom der Industrieprozesse ist ein solcher Abscheidungsgrad bei sehr viel geringerem Energieverbrauch erreichbar als etwa bei Direct Air Capture.⁵⁷ Die Technologie ist jedoch mit Unsicherheiten verbunden. So sind die **Umweltauswirkungen** des Einspeicherns von CO₂ noch **nicht umfassend erforscht**. Zudem besteht nach der Speicherung des Kohlenstoffs die **Gefahr eines Austretens**. Die Speicherung und eventuell auftretende Lecks könnten also zu katastrophalen Umweltauswirkungen führen, die zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht absehbar sind.⁵⁸ Aufgrund dieser Unsicherheiten stellt auch die gesellschaftliche Akzeptanz der Technologie eine Herausforderung dar.⁵⁹

„CCU“ steht für **Carbon Capture and Utilization** (Kohlenstoffabscheidung und -nutzung). Bei diesem Verfahren

⁴⁹ dena, Leitstudie: Aufbruch Klimaneutralität, 2021, S. 223.

⁵⁰ Nabu/Öko-Institut, Wie ökologisch und sozial verträglich sind CCS, BECCS und CCU Technologien?, 2021, S. 14-15; IKEM, Grünes Ammoniak und andere grüne Kraftstoffe: Vergleich und Potenzialanalyse, 2023, S. 10.

⁵¹ Markus et al., ZUR 2023, S. 131 (138).

⁵² Heß et al., Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien, 2020, S. 23.

⁵³ Nabu/Öko-Institut, Wie ökologisch und sozial verträglich sind CCS, BECCS und CCU Technologien?, 2021, S. 14.

⁵⁴ Heß et al., Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien, 2020, S. 23.

⁵⁵ Zum – noch nicht ausgereiften – Rechtsrahmen für CCS siehe den Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, 2022, sowie Bellona/BBH, Rechtliche Rahmenbedingungen für CCS in Deutschland, 2022.

⁵⁶ Markus et al., ZUR 2023, S. 131 (137).

⁵⁷ dena, Leitstudie: Aufbruch Klimaneutralität, 2021, S. 221.

⁵⁸ Gholami/Raza/Iglauer, Earth-Science Reviews 223 (December 2021), 103849. Zu den Umweltrisiken siehe IPCC, Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005, S. 242 ff.

⁵⁹ Zur Akzeptanz der Technologie siehe Dütschke et al., Schlussbericht: Chancen für und Grenzen der Akzeptanz von CCS in Deutschland „CCS-Chancen“, 2015.

wird das an Punktquellen abgeschiedene CO₂ wiederverwertet und für die Herstellung anderer Produkte genutzt, anstatt es dauerhaft zu speichern. So kann das CO₂ etwa direkt zur Produktion von Trockeneis verwendet, aber auch in industriellen Prozessen zur Herstellung von Chemikalien, Brennstoffen oder Mineralien eingesetzt werden. Je nachdem, welcher Verwendung diese Folgeprodukte zugeführt werden, wird das abgeschiedene CO₂ also früher oder später in die Atmosphäre freigesetzt.⁶⁰ Die CCU-Technik führt lediglich zu einer Mehrfachnutzung des Kohlenstoffs. Damit ist das Verfahren weniger effizient für den Klimaschutz als die CCS-Technologie. Wird das (fossile) Kohlendioxid in langlebigen Produkten (etwa der Bauindustrie) gebunden, kann die Freisetzung zumindest lange hinausgezögert werden. CCU wird jedoch auch für die Herstellung kohlenstoffhaltiger Rohstoffe und Energieträger (wie Methanol) diskutiert. Dies kann durchaus sinnvoll sein, etwa um den Markthochlauf „teilgrünen“ Methanols zu unterstützen und den Zeitraum bis zur marktreifen und wirtschaftlichen Verfügbarkeit von DAC-Verfahren zu überbrücken. Zugleich drohen durch den Einsatz von CCU falsche Anreize zu einer Verlängerung der Nutzung fossiler Energieträger (sog. **Lock-In-Effekte**).⁶¹ Werden Lock-In-Effekte hingegen vermieden, dann dürfte aus industriellen Prozessen nur eine begrenzte Menge an Kohlenstoff für CCU zur Verfügung stehen. Denn für die Einhaltung der Vorgaben des Pariser Klimaübereinkommens sind in der Industrie umfassende Prozessoptimierungen, Effizienzsteigerungen sowie der Einsatz von CCS erforderlich.⁶²

Mit dem **Direct-Air-Capture-Verfahren (DAC)** kann CO₂ aus der Luft gewonnen werden.⁶³ Dafür wird die Luft zerlegt und das CO₂ abgeschieden. Das am weitesten entwickelte DAC-Verfahren ist die *Temperature Swing Adsorption (TSA)*; auch dieses steht jedoch noch nicht im großindustriellen Maßstab zur Verfügung.⁶⁴ Bei der TSA wird Kohlendioxid zunächst chemisch an ein Filtermaterial gebunden und damit der Luft entzogen. Das CO₂ kann dann

unter Wärmezufuhr bei etwa 100 °C abgetrennt und der dazu benötigte Filter wieder regeneriert werden. Wird das CO₂ anschließend dauerhaft gespeichert, spricht man von **Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS)**. Alternativ kann das CO₂ nach der Abscheidung für andere Verwendungen eingesetzt werden (**Direct Air Carbon Capture and Utilization, DACCU**). Kommt es zu einer energetischen Verwertung, gelangt das CO₂ letztlich doch in die Atmosphäre. Dann kann allenfalls die Emissionsbilanz von Entnahme und Freisetzung negativ sein. Bei der stofflichen Verwertung und damit dem grundsätzlichen Ausschluss der Wiederfreisetzung des CO₂ werden demgegenüber negative Treibhausgasemissionen bewirkt. Das **DAC-Verfahren als Kohlenstoffquelle** bietet für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe **entscheidende Vorteile**: Die Luft stellt ein nahezu unerschöpfliches CO₂-Reservoir zur Verfügung. Ferner sind DAC-Anlagen unabhängig von Punktquellen und können praktisch überall aufgestellt werden.⁶⁵ Ein Nachteil des Verfahrens ist, dass es derzeit noch **vergleichsweise ineffizient und teuer** ist. Aufgrund der nur geringen CO₂-Konzentration in der Luft ist der Energieaufwand zur Filtrierung bzw. Auswaschung sehr hoch.⁶⁶ Grundsätzlich nimmt der Energiebedarf zur Gastrennung mit steigender CO₂-Konzentration ab. Die CO₂-Konzentration in der Luft lag 2020 bei etwa 410 ppm, steigt jedoch durch anthropogene Einflüsse kontinuierlich an. In industriellen Abgasen ist die CO₂-Konzentration hundert- bis tausendfach höher.⁶⁷ Auch der erhebliche Flächenbedarf von DAC-Anlagen könnte sich als Problem der Technologie erweisen.

Schließlich lässt sich Kohlendioxid auch aus biogenen Quellen gewinnen. Bioenergie mit Abscheidung und Speicherung des CO₂ (**Bioenergy with Carbon Capture and Storage, BECCS**) meint die Entnahme von Treibhausgasen aus der Atmosphäre mittels Biomasse sowie die energetische Verwertung der Biomasse unter anschließender Abscheidung und Speicherung des dabei freiwerdenden

⁶⁰ Markus et al., ZUR 2023, S. 131 (137); Gruner et al., KlimR 2022, S. 18 (19); UBA, Diskussionsbeitrag zur Bewertung von CCU, 2021, S. 7.

⁶¹ Nabu/Öko-Institut, Wie ökologisch und sozial verträglich sind CCS, BECCS und CCU Technologien?, 2021, S. 19.

⁶² Öko-Institut, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 62.

⁶³ Zum Rechtsrahmen für DAC siehe Markus et al., ZUR 2023, S. 131 (139 ff.).

⁶⁴ Öko-Institut, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 61.

⁶⁵ Öko-Institut, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 19.

⁶⁶ Gruner et al., KlimR 2022, S. 18 (20).

⁶⁷ DLR, Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte, 2022, S. 18.

Kohlendioxids.⁶⁸ Für die Entnahme der Treibhausgase wird der natürliche Prozess der Photosynthese genutzt. Die Abspaltung des CO₂ kann in Punktquellen wie Biogasaufbereitungsanlagen oder Biomasseheizkraftwerken erfolgen.⁶⁹ Eine Freisetzung der Treibhausgasemissionen wird auf diese Weise weitgehend vermieden. Wird das Kohlendioxid anschließend dauerhaft gespeichert, werden negative Emissionen erzeugt.⁷⁰ Demgegenüber wird von **Bioenergy with Carbon Capture and Utilization (BECCU)** gesprochen, wenn das CO₂ etwa für die Synthese von Kraftstoffen eingesetzt wird. Entscheidend

bei der Gewinnung von Kohlenstoff aus Biomasse ist deren nachhaltiger Ursprung. So stellt Biomasse zwar ein gewisses Kohlenstoffpotenzial zur Verfügung: Aus der Verbrennung von Biomasse in Deutschland folgen gegenwärtig jährliche CO₂-Emissionen in Höhe von etwa 6,57 Mio. Tonnen.⁷¹ Dennoch handelt es sich um keine in größerem Maßstab anwendbare Lösung. Global existiert nicht in ausreichendem Maße nachhaltig produzierte Biomasse, um alle erforderlichen Bedarfe zu decken.⁷²

2.5 Farben des Methanols

Unterschieden werden können Graues Methanol, Braunes Methanol, Blaues Methanol, Orangefarbenes Methanol, sowie Grünes Methanol und Lilafarbenes Methanol. Dabei werden die Letztgenannten mithilfe von Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt. Die Methanolfarben

werden anhand der für die Herstellung verwendeten Ausgangsstoffe differenziert. Die unterschiedlichen Ausgangsstoffe schlagen sich jedoch nicht in der chemischen Zusammensetzung des Methanols nieder: chemisch sind alle hier beschriebenen Methanolformen identisch.⁷³

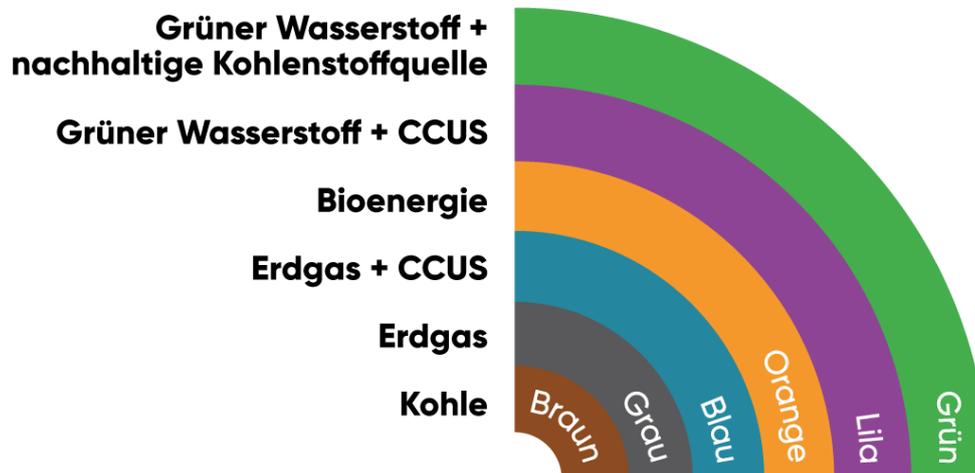


Abbildung 1: Der Methanol-Regenbogen
Quelle: eigene Darstellung

⁶⁸ Fuss et al., CO₂-Entnahmen: Notwendigkeit und Regulierungsoptionen, 2021, S. 25.

⁶⁹ Buchmüller, in: Rodi (Hrsg.), Handbuch Klimaschutzrecht, § 22 Rn 23.

⁷⁰ dena, Leitstudie: Aufbruch Klimaneutralität, 2021, S. 221.

⁷¹ Bertau et al., Methanol – der Kraftstoff, der uns morgen antreibt, in: Maus (Hrsg.), Zukünftige Kraftstoffe, 2019, S. 491.

⁷² Buchmüller, in: Rodi (Hrsg.), Handbuch Klimaschutzrecht, § 22 Rn 7; Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel, 2023, S. 10.

⁷³ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 13.

2.5.1 Graues Methanol

Graues Methanol basiert auf Erdgas als Ausgangsstoff. Für die Herstellung des Synthesegases stehen die oben näher dargestellten Verfahren zur Verfügung; es handelt sich durchweg um Hochtemperaturverfahren mit Temperaturen > 800 °C.⁷⁴ Im Vergleich zur Herstellung von Synthesegas aus Kohle bestehen weniger Unreinheiten, die sich zudem leichter abtrennen lassen. Auch ist aufgrund des günstigeren Verhältnisses von Wasserstoff und Kohlenstoff eine Synthesegasaufbereitung nur in geringerem Umfang erforderlich. Der **Gesamtwirkungsgrad** einer großen, modernen Anlage liegt bei **etwa 70 %**.⁷⁵ Der Preis für die Erzeugung von Grauem Methanol ist eng geknüpft an den Preis von Erdgas als maßgeblichem Ausgangsstoff.⁷⁶ Bisher war die Herstellung von Grauem und Braunem Methanol vergleichsweise günstig: seit 1995 lag der durchschnittliche Verkaufspreis für (fossiles) Methanol in Europa inflationsbereinigt zwischen 200-400 USD pro Tonne.⁷⁷

2.5.2 Braunes Methanol

Braunes Methanol wird anstatt aus Erdgas auf der Grundlage von Kohle hergestellt. Insbesondere in China wird auf diesem Wege in großem Umfang Methanol produziert. Der **Gesamtwirkungsgrad** einer großen, modernen Anlage liegt bei **etwa 50-60 %**, je nach der verwendeten Technologie.⁷⁸ Das Synthesegas für Braunes Methanol wird – wie oben dargestellt – durch Vergasung gewonnen. Es muss anschließend **umfangreich vorbehandelt werden**, um seine Zusammensetzung für die Methanolsynthese zu optimieren. So müssen Verunreinigungen wie Teer, Staub und anorganische Stoffe entfernt werden.⁷⁹ Aufgrund des niedrigen Wasserstoff/Kohlenstoff-Verhältnisses von Kohle ist das gewonnene Synthesegas zwar reich an Kohlenoxiden (CO, CO₂), weist jedoch

einen Mangel an Wasserstoff auf. Das Synthesegas muss daher der Wassergas-Shift-Reaktion unterzogen werden, bevor es der Methanolsyntheseanlage zugeführt werden kann. Auf diese Weise wird die Menge des gebildeten Wasserstoffs erhöht. Zusätzlich muss ein Teil des im Verfahren gebildeten Kohlendioxids abgetrennt werden. Bisher wird es nach der Abscheidung zumeist schlicht in die Atmosphäre geleitet.⁸⁰

2.5.3 Blaues Methanol

Es besteht bislang kein einheitliches Verständnis von Blauem Methanol. Überwiegend wird zugrunde gelegt, dass Blaues Methanol aus Erdgas als Ausgangsstoff hergestellt wird. Bei der Herstellung des Synthesegases werden jedoch **zusätzlich Carbon-Capture-Technologien** eingesetzt, um ein Freisetzen von Kohlendioxid in die Atmosphäre zu verhindern.⁸¹ Dadurch werden bei der Dampfreformierung nur geringe Mengen an Kohlendioxid emittiert. Der als Ergebnis der Dampfreformierung entstehende Blaue Wasserstoff ist vergleichsweise emissionsarm.

2.5.4 Orangefarbenes Methanol

Orangefarbenes Methanol ist hier definiert als aus **Biomasse** hergestelltes Methanol. Die Einsatzstoffe für die Methanolsynthese können aus der Forst- oder der Landwirtschaft stammen, wie Holzpellets, Schwarzlauge aus der Papierindustrie, tierische Abfallprodukte, der organische Anteil fester Siedlungsabfälle sowie Klärschlamm.⁸² Anstatt Biomasse kann auch **Biogas** als Einsatzstoff verwendet werden: Das aus einer Biogasanlage stammende Biogas kann zu Biomethan veredelt und dieses sodann an Stelle von Erdgas für die Methanolproduktion mittels Reformierung eingesetzt werden. Der **Gesamtwirkungs-**

⁷⁴ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook – Renewable Methanol, 2021, S. 33.

⁷⁵ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 53.

⁷⁶ DNV, Assessment of selected alternative fuels and technologies, 2019, S. 25.

⁷⁷ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 22.

⁷⁸ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 53.

⁷⁹ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 33.

⁸⁰ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 33.

⁸¹ So International Council on Clean Transportation, A Step Forward for “Green” Methanol and its Potential to Deliver Deep GHG Reductions in Maritime Shipping, abrufbar unter <https://theicct.org/a-step-forward-for-green-methanol-and-its-potential-to-deliver-deep-ghg-reductions-in-maritime-shipping%E2%80%AF/>.

⁸² Green Maritime Methanol Project, Towards a Zero Emission Shipping Industry, 2021, S. 18.

grad bei der Herstellung von Methanol aus Biomasse liegt bei **etwa 60 %**.⁸³

Die für die Erzeugung von Orangefarbenem Methanol verwendeten Technologien entsprechen weitgehend denjenigen für die Herstellung von Grauem oder Braunem Methanol. Es ergeben sich jedoch auch einige **Abweichungen**.⁸⁴ Üblicherweise wird Biomasse vergast. Bevor sie dem Vergaser zugeführt werden kann, muss die (zumeist feste) Biomasse als Einsatzstoff in besonderer Weise aufbereitet werden: in erster Linie muss sie homogenisiert werden; teilweise kann auch die Zugabe sog. Inertgasen erforderlich sein, um das flüssige und sichere Arbeiten des Zuführsystems sicherzustellen. Inertgase sind reaktionsträge Stoffe, die in der Biomasse enthaltene Stoffe wie Sauerstoff und Kohlendioxid von unerwünschten chemischen Reaktionen fernhalten sollen. Die Vergasung selbst erfolgt bei **niedrigen Drücken von lediglich 5-10 bar**. Liegen die Ausgangsstoffe demgegenüber in flüssiger Form vor (wie etwa Schwarzlauge), dann sind auch höhere Drücke von 30-60 bar möglich.⁸⁵ In der Regel wird die sog. nichtverschlackende Vergasertechnologie verwendet. Dies bedeutet, dass der Vergaser unterhalb des Schmelzpunktes der Schlacke betrieben wird. Dadurch schmelzen die im Ausgangsmaterial vorhandenen Inertstoffe nicht im Vergaser; dieser erzeugt vielmehr eine schwimmende Schlacke. Die Höchsttemperatur derartiger Vergaser liegt bei 800-900 °C und sie operieren ohne offene Flamme. Auf diese Weise soll ein Verstopfen des Vergaserbehälters verhindert werden. Dadurch laufen jedoch bestimmte Vergasungsreaktionen weniger vollständig ab als in einem sog. verschlackenden Vergaser, der typischerweise bei höheren Temperaturen betrieben wird: Im nichtverschlackenden Vergaser bilden sich Methan und Teere, die im weiteren Prozess aus dem Synthesegas entfernt werden müssen. Bei der Verwendung von Biomasse als Ausgangsstoff ergibt sich zudem im Synthesegas ein vergleichsweise ungünstiges Verhältnis von Wasserstoff und Kohlenstoff. Um zu einem für die Methanolsynthese günstigen Verhältnis zu gelangen, wird ein Teil des im Synthesegas enthaltenen

Kohlenstoffs zunächst mithilfe der Wassergas-Shift-Reaktion in Wasserstoff umgewandelt. Dies wiederum erzeugt überschüssiges Kohlendioxid, welches abgespalten und häufig schlicht in die Atmosphäre abgelassen wird. Auch die Aufarbeitung und Reinigung des Synthesegases weicht also ab von derjenigen von Synthesegas aus mit höheren Temperaturen operierenden Vergasern. Die Methanolsynthese selbst entspricht dann wieder derjenigen von mit fossilen Einsatzstoffen erzeugtem Synthesegas.

Da bei der Erzeugung von Methanol aus Biomasse sehr viel Kohlendioxid erzeugt wird, ist die Umwandlungsrate von Biomasse in Methanol verringert. **Lediglich 50 % des im Ausgangsstoff enthaltenen Kohlenstoffs wird in Methanol umgewandelt. Der Rest wird im Prozess emittiert.**⁸⁶ Alternativ ist es möglich, das sonst emittierte Kohlendioxid mit Wasserstoff aus anderen Quellen im Wege der umgekehrten Wassergas-Shift-Reaktion reagieren zu lassen und so die Methanolausbeute zu erhöhen. Auf diese Weise können nahezu 100 % des in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffs in Methanol umgewandelt werden. Wird für diese Reaktion Grüner Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse verwendet, ergibt sich ein Hybridverfahren aus der Produktion von Orangefarbenem und von Grünem Methanol.⁸⁷

2.5.5 Grünes Methanol

Ausgangspunkt der Herstellung von Grünem Methanol ist die Erzeugung erneuerbaren Stroms. Aus dem Strom sowie Wasser wird mittels Elektrolyse Wasserstoff erzeugt. Als Nebenprodukt fällt Sauerstoff an. Im nächsten Schritt kann aus dem Wasserstoff sowie Kohlendioxid mittels katalytischer Methanolsynthese Grünes Methanol (mit dem Nebenprodukt Wasser) hergestellt werden. Die für die Herstellung von Grauem oder Braunem Methanol erforderlichen **Prozessschritte der Reformierung bzw. Vergasung fallen dabei weg**. Dies spart erhebliche Mengen sonst erforderlicher Energie ein. Auch fallen keine Abfallprodukte an wie Schwefel, Asche, NOx, Feinstaub, Schwermetalle, Teere usw.⁸⁸

⁸³ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 54.

⁸⁴ Die Darstellung folgt im Wesentlichen derjenigen in IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 36 f.

⁸⁵ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 36.

⁸⁶ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 50.

⁸⁷ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 50.

⁸⁸ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 56.

Für die Einstufung als Grünes Methanol ist die Herkunft des eingesetzten Kohlenstoffes von entscheidender Bedeutung. Um einen geschlossenen CO₂-Kreislauf zu gewährleisten, muss der für die Methanolsynthese erforderliche Kohlenstoff aus der Luft, aus Biomasse oder aus Biogas gewonnen werden. Insbesondere die Entnahme von Kohlendioxid aus der Atmosphäre – ob auf technischem Wege mittels DAC oder mittels BECCS/BECCU – hat einen unmittelbar treibhausgasmindernden Effekt.

Der erste Prozessschritt ist die Erzeugung Grünen Wasserstoffs. Im Wesentlichen gibt es drei unterschiedliche Wege, diesen mittels Elektrolyse herzustellen, wobei bislang nur die erste der geschilderten Herstellungsweisen für den größeren Produktionsmaßstab ausgereift ist.⁸⁹

Am weitesten verbreitet ist die **alkalische Elektrolyse**. Sie wird bereits seit mehreren Jahrzehnten in der Industrie eingesetzt.⁹⁰ Der Elektrolyseur besteht aus einer Zelle, in der sich zwei mit Kalilauge gefüllte und durch eine für Gas undurchlässige, aber elektrolytisch leitende Scheidewand (Diaphragma) getrennte Kammern befinden. In den Kammern befinden sich jeweils Elektroden. An der Kathode wird ein Elektronenüberschuss erzeugt. Auf diese Weise wird Wasser in Wasserstoff und Hydroxidionen umgewandelt. Die Ionen wandern durch das Diaphragma und geben an der Anode Elektronen ab, um Wasser und Sauerstoff zu bilden.⁹¹ Das Verfahren arbeitet bei niedrigen Temperaturen von 50-80 °C.⁹² Die alkalische Elektrolyse kann bei hohen Stromdichten betrieben werden, was die Einbeziehung von Spitzenwerten bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ermöglicht.

Mit der **Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse** (PEM-Elektrolyse) können Gase in hoher Reinheit erzeugt werden.⁹³ Dafür wird vollentsalztes Wasser

gespalten. Die Kammern des Elektrolyseurs sind zumeist mit einer sauren Flüssigkeit gefüllt anstatt mit Kalilauge. An der Anode wird Wasser zu Sauerstoff, Protonen und Elektronen gespalten. Die Protonen wandern durch die Membran und rekombinieren unter Aufnahme von zwei Elektronen an der Kathode. Auf diese Weise wird der Wasserstoff gebildet.⁹⁴ PEM-Elektrolyseure können unter Einsatz erneuerbarer Energiequellen wie Wind und Sonne betrieben werden, wobei auch die Spitzenwerte der erzeugten Energie genutzt werden können. Bislang wird die PEM-Elektrolyse lediglich in Nischenanwendungen eingesetzt.⁹⁵

Im Rahmen der **Hochtemperaturelektrolyse** (HTE) bzw. Feststoffoxid-Elektrolyse (SOE) werden Wasserdampf und Kohlendioxid in Sauerstoff, Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid aufgespalten. Die Membran besteht dabei aus einem Oxidionen leitenden keramischen Material. Im Gegensatz zu den anderen technologischen Ansätzen zur Durchführung der Wasserelektrolyse kann die HTE unter Hochtemperatur und auch unter Druck betrieben werden.⁹⁶ Es kommen Temperaturen von bis zu 850 °C zum Einsatz. Zudem besteht bei der SOE die Möglichkeit, neben Wasserdampf auch Kohlenstoffdioxid einzuspeisen und die Elektrolyse als Co-Elektrolyse von H₂O und CO₂ zu betreiben. So kann in nur einem Schritt Synthesegas entstehen; eine separate Wasserstoffproduktion fällt weg.⁹⁷ Schließlich bestehen energetische Vorteile bei der Hochtemperaturelektrolyse: gegenüber der PEM wird ein höherer elektrischer Wirkungsgrad erreicht. Zudem werden keine Edelmetalle als Elektrodenmaterial benötigt.⁹⁸ Das Verfahren befindet sich jedoch noch im Forschungs- bzw. Entwicklungsstadium.⁹⁹

Im zweiten Prozessschritt wird mithilfe der **reversen Wassergas-Shift-Reaktion** (RWGS) aus dem erzeugten

⁸⁹ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 43.

⁹⁰ Hebling et al., Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, 2019, S. 12.

⁹¹ Heß et al., Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien, 2020, S. 21.

⁹² Hebling et al., eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, 2019, S. 12.

⁹³ IKEM, Wasserstoff-Farbenlehre, 2020, S. 6.

⁹⁴ Heß et al., Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien, 2020, S. 22.

⁹⁵ Hebling et al., Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, 2019, S. 13.

⁹⁶ Lösch et al., Bewertung der HTE zur Herstellung von grünem Wasserstoff für die Anwendung in der Grundstoffindustrie, 2020, S. 3

⁹⁷ Heß et al., Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien, 2020, S. 22.

⁹⁸ Heß et al., Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien, 2020, S. 23.

⁹⁹ Lösch et al., Bewertung der HTE zur Herstellung von grünem Wasserstoff für die Anwendung in der Grundstoffindustrie, 2020, S. 4; Öko-Institut, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 23; Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel, 2023, S. 10.

Wasserstoff sowie Kohlendioxid ein Synthesegas hergestellt. Dies geschieht bei Temperaturen um 1000 °C.¹⁰⁰ Es handelt sich um eine endotherme Reaktion.¹⁰¹ Die RWGS-Reaktoren befinden sich jedoch noch in der Demonstrationsphase.¹⁰² Als dritter Prozessschritt wird das Synthesegas für die Methanolsynthese verwendet. Die Methanolsynthese selbst entspricht weitgehend derjenigen aus fossilem Synthesegas. Die Reaktion erfolgt typischerweise bei Temperaturen von 200-300 °C und einem Druck von 50-100 bar.¹⁰³

Die bislang geringe Energieeffizienz ist der große Nachteil Grünen Methanols. Erhebliche Umwandlungsverluste bei der Herstellung erfordern große Strommengen. Für die Erzeugung von Grünem Methanol bedarf jedes Kohlendioxid-Molekül drei Wasserstoff-Moleküle. Demnach bedarf es etwa 1,38 Tonnen CO₂ und 0,18 Tonnen Wasserstoff (dies entspricht etwa 1,7 Tonnen Wasser), um eine Tonne Methanol zu produzieren. Auch bedarf es 10-11 MWh Strom, wovon der größte Teil für die Wasserelektrolyse benötigt wird.¹⁰⁴ Die energieintensive und verlustreiche Elektrolyse sorgt auch für den geringen **Gesamtwirkungsgrad** Grünen Methanols von derzeit **lediglich 41-45 %** ohne Einbezug der weiteren Nutzung der Abwärme aus dem Prozess.¹⁰⁵

Mit dem Strombedarf einher geht auch ein **erheblicher Flächenbedarf** für die Erneuerbare-Energien-Anlagen (EEA).¹⁰⁶ Zugleich sind die erforderlichen Strommengen der wesentliche Kostentreiber für synthetisches Methanol.¹⁰⁷ Auch für die Bereitstellung des erforderlichen Kohlendioxids fallen Kosten an. Wie dargestellt, kann das Kohlendioxid etwa aus Biomasse, aus Industrieprozessen, oder direkt aus der Luft gewonnen werden. Dabei variieren die Kosten erheblich je nach CO₂-Quelle. Schließlich ist die bislang noch begrenzte Elektrolysekapazität zu nennen. Derzeit werden Elektrolyseure noch händisch

gefertigt; es fehlt an einem industrialisierten Produktionsprozess.

2.5.6 Lilafarbenes Methanol

Lilafarbenes Methanol soll hier verstanden werden als **Kombination aus Grünem Wasserstoff und CCUS-Technologien**.¹⁰⁸ Der Wasserstoff wird also mittels Elektrolyse erzeugt; auf den Einsatz fossiler Ausgangsstoffe wird verzichtet. Zugleich stammt der für die Methanolsynthese erforderliche Kohlenstoff aus fossilen Quellen, etwa einer Abtrennung bei der Herstellung Grauen Wasserstoffs oder aus dem Rauchgas aus einer Zementfabrik. Diese Technologie könnte eine wichtige Rolle für

¹⁰⁰ Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel, 2023, S. 10.

¹⁰¹ Öko-Institut, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 21.

¹⁰² Öko-Institut, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 22.

¹⁰³ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 44.

¹⁰⁴ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 44.

¹⁰⁵ Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel, 2023, S. 10. Eine andere Studie nennt einen Gesamtwirkungsgrad von 50-60 % (IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 56).

¹⁰⁶ Agora Energiewende/Agora Verkehrswende, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 2018, S. 11.

¹⁰⁷ Agora Energiewende/Agora Verkehrswende, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 2018, S. 47.

¹⁰⁸ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 94, sprechen bei dieser Herstellungsweise von Blauem Methanol.

den Markthochlauf grünen Methanols spielen.¹⁰⁹ Denn es ist derzeit nicht möglich, den gesamten Bedarf durch regenerativ erzeugtes Methanol zu ersetzen. Insbesondere die DAC-Technologien sind noch nicht in großem Maßstab verfügbar. Fossiler Kohlenstoff ist demgegenüber derzeit noch in großen Mengen und vergleichsweise kostengünstig einsetzbar: Die typischen Kosten etwa bei der nachgelagerten Abtrennung des Kohlendioxids bei der Dampfreformierung liegen bei 53 USD je Tonne CO₂.¹¹⁰ Zugleich ist die Verfügbarkeit nachhaltigen Kohlenstoffes nur einer der zwei großen Hemmschuhe auf dem Weg zu einer Grünen Methanolerzeugung. Hinzu tritt die bislang nicht hinreichende Verfügbarkeit Grünen Wasser-

stoffs.¹¹¹ Mit einer vorübergehenden Privilegierung des Lilafarbenen Wasserstoffs könnte der Aufbau einer Elektrolyse-Infrastruktur unterstützt werden.¹¹²

Lilafarbenes Methanol kann nur als kohlenstoffarm und nicht als kohlenstoffneutral bewertet werden. Denn bei den CCUS-Technologien werden noch immer Treibhausgase in die Atmosphäre freigesetzt. **Zudem drohen aufgrund weiterer Investitionen in die fossile Brennstoffindustrie Lock-in-Effekte.** Es ist daher wichtig, von vornherein eine Abhängigkeit von Lilafarbenem Methanol zu verhindern.

2.6 Kosten und CO₂-Abdruck der Methanol-Farben

Derzeit betragen die weltweiten Lebenszyklusemissionen von Methanolproduktion und -verbrauch etwa 0,3 Gigatonnen CO₂ jährlich. Dies entspricht etwa 10 % der Gesamtemissionen des Chemiesektors.¹¹³ Insbesondere mit der Herstellung von **Braunem** und **Grauem Methanol** sind **erhebliche Treibhausgasemissionen** verbunden. Dabei fallen aufgrund des günstigeren Verhältnisses von Kohlenstoff und Wasserstoff in dem aus Erdgas hergestellten Synthesegas die CO₂-Emissionen sehr viel geringer aus als bei der Methanolherstellung aus Kohle. Sie betragen etwa 0,5 kg CO₂-Äquivalent pro Kilogramm Methanol, während bei der Herstellung aus Kohle 2,6-3,8 kg CO₂-Äquivalent pro Kilogramm Methanol anfallen.¹¹⁴ Andere Quellen gehen für Graues Methanol von 1,8-2,2 kg CO₂-Äquivalent je Kilogramm aus, wovon jedoch etwa 60 % zum Lebensende anfallen, also etwa bei einer Verbrennung des Methanols.¹¹⁵ Es ergeben sich etwa 110 g CO₂-Äquivalent je MJ für Graues Methanol und nahezu 300 g CO₂-Äquivalent je MJ für Braunes Methanol.¹¹⁶

Die Emissionen fallen demgegenüber geringer aus, wenn CCU und/oder erneuerbarer Strom zum Einsatz kommen.¹¹⁷ Zudem bestehen verschiedene Möglichkeiten, die bei der Erzeugung von Methanol anfallenden Emissionen zu mindern und so Hybride aus Grauem, Lilafarbenem und Grünem Methanol zu schaffen (sog. „**Low Carbon Methanol**“). So kann etwa Kohlenstoff aus anderen Quellen in den Herstellungsprozess eingespeist werden. Alternativ kann die Herstellung von Synthesegas aus Erdgas teilweise dekarbonisiert werden, indem das Erdgas mittels Wärme aus erneuerbarem Strom reformiert wird anstatt durch das zusätzliche Verbrennen von Erdgas.¹¹⁸

Die Herstellung **Grünen Methanols** auf Basis von Wind- oder Sonnenenergie, Geothermie oder Wasserkraft reduziert die Treibhausgasemissionen erheblich. Um klimaneutral zu sein, muss das Grüne Methanol – wie dargelegt – auf Basis erneuerbarer Energien und mit einer

¹⁰⁹ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 20.

¹¹⁰ Hebling et al., Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, 2019, S. 15.

¹¹¹ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 93.

¹¹² IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 94.

¹¹³ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 12.

¹¹⁴ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 33.

¹¹⁵ DLR, Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte, 2022, S. 16.

¹¹⁶ Methanol Institute, Carbon Footprint of Methanol, 2022, S. 6-10.

¹¹⁷ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 33.

¹¹⁸ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 33.

nachhaltigen CO₂-Quelle produziert werden.¹¹⁹ Wenn auch Transport und Vertrieb treibhausgasneutral erfolgen, dann liegen die gesamten Well-to-Wake-Emissionen bei null.¹²⁰ Im Einzelnen ist für die Treibhausgasbilanz zunächst die Herstellung des Wasserstoffs von Bedeutung. Wenn diese nachweislich aus erneuerbaren Energien erfolgt, dann fallen im gesamten Lebenszyklus des Grünen Wasserstoffs nahezu keine Treibhausgasemissionen an.¹²¹ Für die Treibhausgasbilanz des Methanols ist zudem die Herkunft des eingesetzten Kohlenstoffes von entscheidender Bedeutung. Um einen geschlossenen CO₂-Kreislauf zu gewährleisten, muss der für die Methanolsynthese erforderliche Kohlenstoff aus der Luft, aus Biomasse oder aus Biogas gewonnen werden. Die Entnahme von Kohlendioxid aus der Atmosphäre – ob auf technischem Wege mittels DAC oder mittels BECCS/BECCU – hat einen unmittelbar treibhausgasmindernden Effekt. Daher erscheint aus umweltpolitischer Sicht eine Einordnung von derart entnommenem Kohlendioxid als erneuerbar als zweckmäßig.¹²² Damit das Grüne Methanol darüber hinaus als Treibhausgasminderungsinstrument wirkt, muss die zusätzliche Stromnachfrage für die Synthetisierung des Methanols durch zusätzlich erzeugte erneuerbare Energie abgedeckt werden.¹²³ Schließlich muss, um die Nachhaltigkeit des Grünen Methanol sicherzustellen, neben der Herkunft des verwendeten Stroms und des Kohlenstoffes auch diejenige des für die Elektrolyse benötigten Wassers in den Blick genommen werden. Gerade in trockenen Regionen kann sich die Herstellung synthetischer Kraftstoffe wie Grünen

Methanols auf die Verfügbarkeit von Wasser vor Ort auswirken.¹²⁴ Denn der Wasserbedarf für die Produktion synthetischer Kraftstoffe wie Grünem Methanol liegt bei rund 70 Litern je Liter Kraftstoff.¹²⁵ Nur eine Produktion von Methanol, die alle diese Faktoren berücksichtigt, sollte als nachhaltig und „grün“ eingestuft werden.

Die Produktionskosten für Grünes Methanol sind maßgeblich abhängig von den Kosten für Erneuerbare Energien, da bei der Synthese chemischer Energieträger aus Wasser, Luft, Strom und/oder Wärme – wie dargelegt – erhebliche energetische Verluste auftreten.¹²⁶ Insbesondere geht es um den für die Elektrolyse Grünen Wasserstoffs erforderlichen Strom. Auch die Kosten für Elektrolyseure sind bislang noch erheblich. Zusätzlich ist die CO₂-Quelle zu berücksichtigen. Die Kosten für CO₂ variieren stark je nach der Herkunft des CO₂. Derzeit wird von Produktionskosten von 800-1600 USD/Tonne ausgegangen, wobei als CO₂-Quelle BECCS zu Kosten von 10-50 USD/Tonne zugrunde gelegt wird. Für Methanol mit CO₂ aus DAC werden Kosten von 1200-2400 USD/Tonne kalkuliert. Zugleich wird von zukünftig signifikanten Kostenreduktionen ausgegangen.¹²⁷ Anderen Quellen zufolge werden derzeit von der DAC-Anlagen-Betreiberfirma Climeworks für Abscheidung und Speicherung von einer Tonne Kohlendioxid etwa 1000 Euro verlangt. Perspektivisch sollen Preise um etwa 100 USD pro entnommene Tonne erreicht werden. Carbon Capture aus Punktquellen kostet demgegenüber lediglich etwa 30 Euro pro Tonne.¹²⁸

¹¹⁹ Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel, 2023, S. 24.

¹²⁰ Nabu/Öko-Institut, Wie ökologisch und sozial verträglich sind CCS, BECCS und CCU Technologien?, 2021, S. 14; IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 33.

¹²¹ Schäfer-Stradowsky/Kalis, EW 9/2019, S. 10 (12 f.).

¹²² Ebenso IKEM, KeroSyn100: Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen, 2020, S. 50; Lietz, Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung, 2017, S. 237 f.

¹²³ Öko-Institut, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 54.

¹²⁴ Öko-Institut, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, 2019, S. 50.

¹²⁵ Nabu/Öko-Institut, Wie ökologisch und sozial verträglich sind CCS, BECCS und CCU Technologien?, 2021, S. 16.

¹²⁶ DLR, Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte, 2022, S. 21.

¹²⁷ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, 2021, S. 5.

¹²⁸ Markus et al., ZUR 2023, S. 131 (137).

3 Gefahrstoffrechtliche Einstufung von Methanol

3.1 Einstufung nach der Stoffrichtlinie

Die zum 1.6.2015 aufgehobene Richtlinie 67/548/EWG¹²⁹ („**Stoffrichtlinie**“) bildete gemeinsam mit der ebenfalls aufgehobenen Richtlinie 1999/45/EG („**Zubereitungsrichtlinie**“) die rechtliche Basis für das europäische Einstufungs- und Kennzeichnungssystem für Chemikalien. Sie haben geregelt, welche Stoffe und Gemische der allgemeinen Einstufungs- und Kennzeichnungspflicht unterliegen, wer als Inverkehrbringer die Pflichten zu erfüllen hat und wie bei der Einstufung und Kennzeichnung vorzugehen ist. Dabei erfasste die Stoffrichtlinie Stoffe, also chemische Elemente und deren Verbindungen, wie sie in der Natur vorkommen oder in der Produktion anfallen.¹³⁰ Die Zubereitungsrichtlinie erfasste demgegenüber Zubereitungen, also Gemenge, Gemische oder Lösungen, die aus zwei oder mehreren Stoffen bestehen.¹³¹ Die Einstufung als Stoff und Gemisch erfolgte in der Regel aufgrund intrinsischer Eigenschaften der Substanz. Die Stoffe und Zubereitungen waren dann entsprechend dieser Ergebnisse zu kennzeichnen.¹³²

In der Stoffrichtlinie wurde eine Unterteilung der Gefahren in physikalische Gefahren, Gesundheitsgefahren und Umweltgefahren vorgenommen. In der Richtlinie waren **15 Gefährlichkeitsmerkmale** definiert.¹³³ Waren die Kriterien für mindestens ein Gefährlichkeitsmerkmal erfüllt, so galt der Stoff bzw. das Gemisch als gefährlich. Zur weiteren

Differenzierung der Gefährdungen waren die sog. **R-Sätze** enthalten.¹³⁴ Diese bezeichneten die besonderen Gefahren, welche aus den chemischen Eigenschaften der Substanzen resultieren. Bei den Gefährlichkeitsmerkmalen „ätzend“ und „umweltgefährlich“ wurde anhand der R-Sätze eine Differenzierung hinsichtlich des Schweregrads der Wirkung innerhalb der gleichen Gefahrenkategorie vorgenommen. Die R-Sätze wurden in Anhang III der Richtlinie definiert.

Anlage I der Stoffrichtlinie enthielt die Liste der als gefährlich eingestuften Stoffe. Methanol war dort mit den folgenden **Gefahrensymbolen** zu versehen:

- „**F**“ – „Leichtentzündlich“
- „**T**“ – „Giftig“

Weiter galten für Methanol die folgenden **R-Sätze**:

- „**R11**“ – „Leichtentzündlich“
- „**R23/24/25**“ – „Giftig beim Einatmen, Verschlucken und bei Berührung mit der Haut“
- „**R39/23/24/25**“ – „Giftig: ernste Gefahr irreversiblen Schadens durch Einatmen, Berührung mit der Haut und durch Verschlucken“

¹²⁹ Richtlinie 67/548/EWG des Rates vom 27.6.1967 zur Angleichung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften für die Einstufung, Verpackung und Kennzeichnung gefährlicher Stoffe (ABl. 196 v. 16.8.1967, S. 1-98).

¹³⁰ Vgl. Art. 2(1)(a) Stoffrichtlinie.

¹³¹ Vgl. Art. 2 (1)(b) Zubereitungsrichtlinie.

¹³² Vgl. Umweltbundesamt – Leitfaden zur Anwendung der CLP-Verordnung, S. 102.

¹³³ Art. 2(2) Stoffrichtlinie.

¹³⁴ Die vormaligen R-Sätze wurden durch die neue CLP-Verordnung in „H-Sätze“ übersetzt. Hinsichtlich der chemikalienrechtlichen Einstufung sind sie weitestgehend deckungsgleich.

3.2 Einstufung nach der CLP-Verordnung

Abgelöst wurde das alte System durch die Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen¹³⁵ (sog. **CLP-Verordnung**). Die CLP-Verordnung stellt in Deutschland unmittelbar geltendes Recht dar. Sie soll den freien Verkehr von chemischen Stoffen, Gemischen und Erzeugnissen im Binnenmarkt ermöglichen und gleichzeitig ein hohes Schutzniveau für die menschliche Gesundheit und die Umwelt gewährleisten. Anhang VI der CLP-Verordnung enthält eine auf Unionsebene harmonisierte Einstufung und Kennzeichnung für bestimmte gefährliche Stoffe. Die gefährlichen Stoffe werden in Gefahrenklassen eingeteilt und bestimmten **Gefahrenklassen- und Gefahrenkategoriecodes** zugeordnet. In Teil 3 des Anhangs VI werden die Stoffe nach ihrer Indexnummer gelistet.

Der Gefahrstoff „Methanol; Methylalkohol“ ist unter der **Indexnummer 603-001-00-X** gelistet. Methanol ist nach

Anlage 1 zur CLP-Verordnung unter anderem zu kennzeichnen als

- „**H225** – Flüssigkeit und Dampf leicht entzündbar“
- „**H331** – Giftig bei Einatmen“
- „**H311** – Giftig bei Hautkontakt“
- „**H301** – Giftig bei Verschlucken“
- „**H370** – Schädigt die Organe (Auge)“

Außerdem ist es mit dem Signalwort „**Gefahr**“ zu kennzeichnen und mit den folgenden Piktogrammen zu versehen:

- **GHS02**
- **GHS06**
- **GHS08**

Methanol ist also nach der CLP-Verordnung als **akut toxisch (Kategorie 3)** und als **entzündbare Flüssigkeit (Kategorie 2)** eingestuft.

Abbildung 2: Gefahrenpiktogramme Methanol;

Quelle: https://sicheresarbeitenimlabor.de/fachinformation-responsiv/kapb/beispiele_vereinfachte_kennz.htm



¹³⁵ Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006.

4 Zulassung von Methanol-Erzeugungsanlagen

4.1 Verfahren der Methanol-Erzeugung

Wie oben bereits näher beschrieben, wird Methanol gegenwärtig fast ausschließlich auf Grundlage fossiler Energien erzeugt.¹³⁶ Es lässt sich aber auch nachhaltig herstellen, wobei zwischen Grünem Methanol, welches aus nachhaltigem CO₂ und grünem Wasserstoff gewonnen wird, und Orangefarbenem Methanol, welches aus Biomasse hergestellt wird, unterschieden werden kann. Ausgangspunkt der Synthese von Grünem Methanol ist die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff. Unter Zuhilfenahme von

Gasen wie Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid wird dann Rohmethanol erzeugt. Dieses wird anschließend zu Methanol destilliert. Für die Erzeugung von Orangefarbenem Methanol wird zunächst ausgehend von **Biomasse** oder **Bio-gas** Synthesegas gewonnen, welches anschließend zu Methanol synthetisiert und destilliert wird.

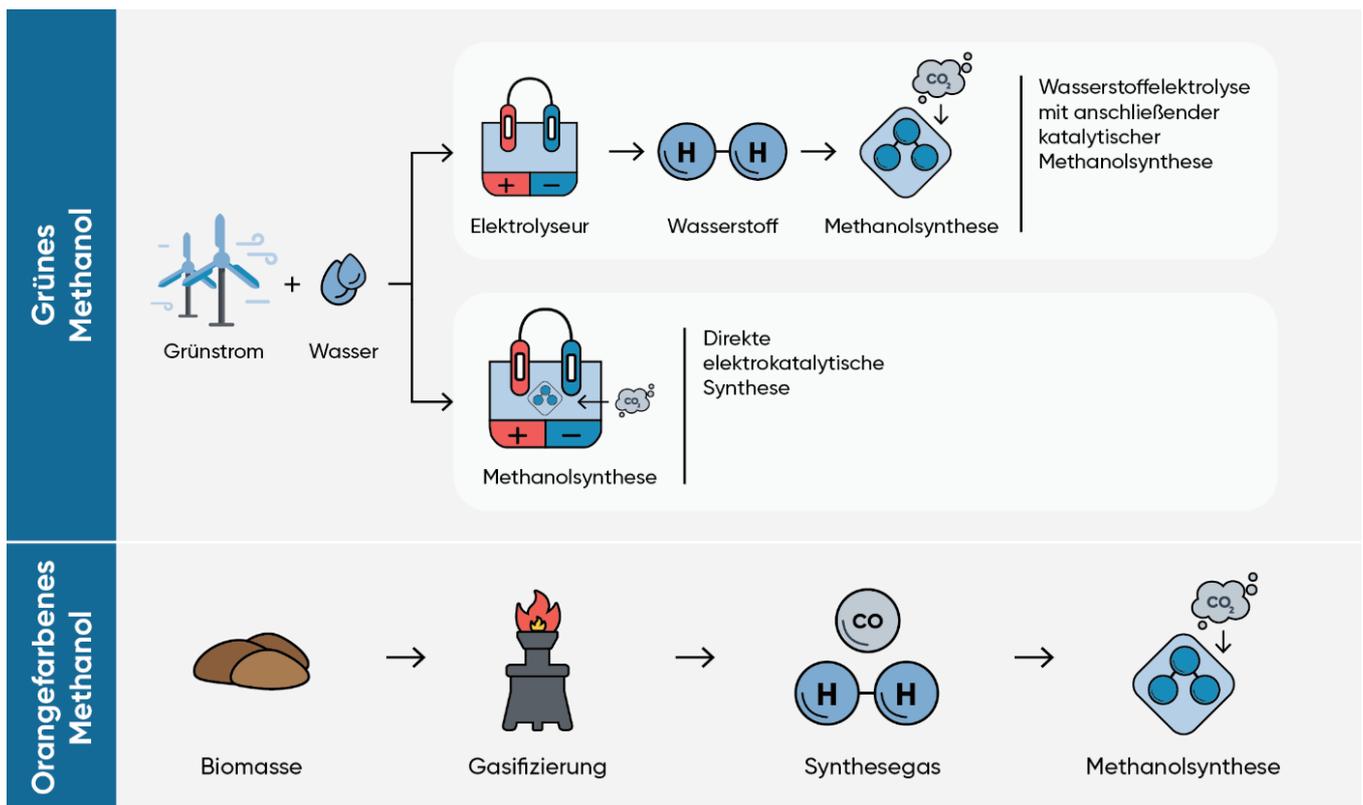


Abbildung 3: Prozess der Erzeugung von Grünem und Orangefarbenem Methanol
Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol

¹³⁶ IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol, S. 13.

4.2 Immissionsschutzrecht

Methanol-Erzeugungsanlagen unterfallen dem **Anwendungsbereich des Bundes-Immissionsschutzgesetzes** („BImSchG“)¹³⁷. Wenn eine Anlage im Sinne des BImSchG vorliegt, von der darüber hinaus Emissionen in Form von Luftverunreinigungen, Lärm, Wärme, Erschütterungen und dergleichen ausgehen, treffen den Betreiber der Anlage verschiedene Pflichten. So muss sichergestellt werden, dass sog. **schädliche Umwelteinwirkungen** und sonstige Gefahren nicht hervorgerufen werden und Vorsorge gegen das Entstehen von Gefahren getroffen wird. Dies geschieht etwa durch das Einhalten verschiedener **Grenzwerte**.

4.2.1 Genehmigungspflicht

4.2.1.1 Methanol-Erzeugungsanlagen

Für **Methanol-Erzeugungsanlagen** besteht zudem regelmäßig eine **Genehmigungspflicht**. Durch die Genehmigung wird bindend festgestellt, dass die Anlage im Zeitpunkt der Genehmigung den für sie geltenden immissionsschutzrechtlichen Vorschriften und anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften entspricht. Solange die Genehmigung nicht erteilt wurde, kann eine Anlage wegen ihres Fehlens (sog. formelle Illegalität) stillgelegt werden.¹³⁸

Ob eine Anlage genehmigungspflichtig ist, ergibt sich aus **§ 4 Abs. 1 S. 3 BImSchG i.V.m. Anhang 1 der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen**¹³⁹ („4. BImSchV“). Genehmigungspflichtig sind die Errichtung und der Betrieb von Anlagen, die aufgrund ihrer Beschaffenheit oder ihres Betriebs in besonderem Maße **geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen**. In Anhang 1 zur 4. BImSchV sind die genehmigungspflichtigen Anlagen **abschließend aufgelistet**. Sofern die betreffende Anlage dort nicht aufgelistet ist, besteht keine Genehmigungspflicht, selbst wenn von der Anlage wesentlich

gravierendere Auswirkungen ausgehen als von den gelisteten Anlagen.¹⁴⁰ Entscheidend für die Zuordnung zu einer Nummer des Anhangs zur 4. BImSchV ist, ob eine Anlage ihrer Zweckbestimmung und ihrer technischen Natur nach unter einen der dort genannten Anlagentypen fällt.¹⁴¹ Grundsätzlich ist bei der Zuordnung ein **weiter Anlagenumfang** zugrunde zu legen. Sofern Zweifel verbleiben, ist maßgeblich, ob die betreffende Anlagenart typischerweise mit den für die fragliche Anlagenart bedeutsamen Umweltgefährdungen verbunden ist.¹⁴²

In besonderer Weise umweltrelevant sind Anlagen, die der **EU-Industrieemissionsrichtlinie**¹⁴³ („IE-RL“) unterfallen. Sie sind im Anhang 1 Spalte d der 4. BImSchV mit dem Buchstaben „E“ gekennzeichnet. Für sie gelten zusätzliche Anforderungen.

Methanol-Erzeugungsanlagen unterfallen regelmäßig als *Anlagen zur Herstellung von sauerstoffhaltigen Kohlenwasserstoffen wie Alkoholen durch chemische, biochemische oder biologische Umwandlung in industriellem Umfang* der **Nr. 4.1.2 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV**. Kohlenwasserstoffe sind organische Verbindungen, die aus Kohlenstoff und Wasserstoff bestehen und bei Verbrennungsprozessen Energie freisetzen. Zu ihnen gehört auch Methanol: es zählt zu den sauerstoffhaltigen Komponenten, also den chemischen Verbindungen, die neben Kohlenstoff und Wasserstoff auch Sauerstoff im Molekül enthalten und als Komponenten zur Herstellung von Ottokraftstoff eingesetzt werden können.

Wann eine **Herstellung in industriellem Umfang** gegeben ist, definiert das Immissionsschutzrecht selbst nicht. Nach der Rechtsprechung liegt ein industrieller Umfang bereits dann vor, wenn die Stoffherstellung **standardisiert und in einem über den Hausgebrauch hinaus-**

¹³⁷ Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17.5.2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt am 26.7.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist.

¹³⁸ Böhm, in: GK-BImSchG, § 4 Rn. 19.

¹³⁹ Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung vom 31.5.2017 (BGBl. I S. 1440), die durch Art. 1 der Verordnung vom 12.10.2022 (BGBl. I S. 1799) geändert worden ist.

¹⁴⁰ Böhm, in: GK-BImSchG, § 4 Rn. 32.

¹⁴¹ Jarass, BImSchG, § 4 Rn. 20; Lang, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, § 4 BImSchG Rn. 35.

¹⁴² BVerwG, Beschl. v. 30.8.1996 – 7 VR 2.96 – NVwZ 1997, S. 497.

¹⁴³ Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24.11.2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung), ABl. L 334 v. 17.12.2010, S. 17-119.

gehenden Umfang erfolgt.¹⁴⁴ Darüber hinaus kann die Auslegung des in der Industrieemissions-Richtlinie synonym verwandten Begriffs des „industriellen Maßstabs“ Aufschluss über die Auslegung des Begriffs des „industriellen Umfangs“ geben.¹⁴⁵ Auch zur Bestimmung von dessen Inhalt können laut der EU-Kommission keine starren Mengenschwellen herangezogen werden. Jedoch können Kriterien wie die industrielle Fertigung des Produkts einen Anhaltspunkt bieten. Der industrielle Maßstab sei jedenfalls in der Regel anzunehmen, wenn die **Herstellung des Produkts zu gewerblichen Zwecken** erfolge.¹⁴⁶

Anlagen zur Herstellung sauerstoffhaltiger Kohlenwasserstoffe sind im Anhang 1 zur 4. BImSchV mit dem Buchstaben „G“ gekennzeichnet. Danach ist für diese Anlagen ein **förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung** (§ 10 BImSchG) durchzuführen. Zugleich handelt es sich um **Anlagen im Sinne der IE-RL**.

Eine Genehmigungsbedürftigkeit besteht jedoch nur dann, wenn nach den Umständen zu erwarten ist, dass die geplante Anlage **länger als zwölf Monate an demselben Ort** betrieben wird (§ 1 Abs. 1 S. 1 der 4. BImSchV). Zudem muss die Anlage das in § 4 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 BImSchG normierte **Beeinträchtigungspotenzial** aufweisen. Dies setzt voraus, dass sie aufgrund ihrer Beschaffenheit oder ihres Betriebes geeignet ist, schädliche Umwelteinwirkungen im Sinne von § 3 Abs. 1 BImSchG oder sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen im Sinne von § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG hervorzurufen. Für die Beurteilung des Beeinträchtigungspotenzials kann auf die Emissionsrelevanz abgestellt werden. Das Risiko einer Beeinträchtigung muss in besonderem Maße

vorliegen, also entweder überdurchschnittlich häufig sein oder zu hohen Schäden führen können.¹⁴⁷ Schließlich erfordert der Betrieb der genehmigungsbedürftigen Anlage einen **Betreiber** (vgl. § 1 Abs. 1 S. 4 der 4. BImSchV), wobei Betreiber derjenige ist, der eine Anlage **in eigenem Namen, auf eigene Rechnung und in eigener Verantwortung** führt.¹⁴⁸

4.2.1.2 Elektrolyseur

4.2.1.2.1 Zulassungspflichtigkeit

Grundsätzlich sind Elektrolyseure nach derzeitiger Rechtslage **genehmigungsbedürftig nach Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV**.¹⁴⁹ Danach bedürfen Anlagen zur *Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische, biochemische oder biologische Umwandlung in industriellem Umfang [...] zur Herstellung von Gasen wie [...] Wasserstoff* eines immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens. Elektrolyseure unterfallen zudem der EU-Industrieemissionsrichtlinie.¹⁵⁰ Auch insoweit wäre grundsätzlich ein **förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung** durchzuführen.

4.	Chemische Erzeugnisse, Arzneimittel, Mineralölraffination und Weiterverarbeitung		
4.1	Anlagen zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische, biochemische oder biologische Umwandlung in industriellem Umfang, ausgenommen Anlagen zur Erzeugung oder Spaltung von Kernbrennstoffen oder zur Aufarbeitung bestrahlter Kernbrennstoffe, zur Herstellung von		
4.1.12	Gasen wie Ammoniak, Chlor und Chlorwasserstoff, Fluor und Fluorwasserstoff, Kohlenstoffoxiden, Schwefelverbindungen, Stickstoffoxiden, Wasserstoff, Schwefeldioxid, Phosgen,	G	E

¹⁴⁴ OVG Niedersachsen, Beschl. v. 16.1.2018 – 12 ME 230/17 – ZUR 2018, S. 439.

¹⁴⁵ Schäfer/Wilms ZNER 2/21, S. 131 (132).

¹⁴⁶ Europäische Kommission – Frequently Asked Questions (FAQ) – Industrial Emissions Directive (IED) 2010/75/EU, abrufbar unter <https://ec.europa.eu/environment/industry/stationary/ied/faq.htm> (zuletzt abgerufen am 16.3.2023).

¹⁴⁷ Jarass, BImSchG, § 4 Rn. 5.

¹⁴⁸ Bickenbach/Becher, in: Appel/Ohms/Saurer, BImSchG, § 3 Rn 83.

¹⁴⁹ Länderarbeitsgemeinschaft Immissionsschutz, Ausschuss „Anlagenbezogener Immissionsschutz/Störfallvorsorge“ – Beschluss der 139. Sitzung vom 4. Bis 6. Juli 2017. Die behördliche Praxis orientiert sich in der Regel an diesem Beschluss.

¹⁵⁰ Schäfer/Wilms ZNER 2021, S. 131 (132); Langstädtler ZUR 2021, S. 203 (205).

Neufassung von Industrieemissions-Richtlinie und 4. BImSchV

Hier zeichnen sich relevante **Änderungen auf europäischer und auf nationaler Ebene ab:**

Ende November 2023 erzielten der Rat und das Europäische Parlament eine vorläufige politische Einigung zur **Überarbeitung der Industrieemissions-Richtlinie**. Die endgültige Abstimmung im Europäischen Parlament erfolgte im März 2024. Ziel der Neufassung ist ein besserer Schutz der menschlichen Gesundheit und der Umwelt. Hierzu sollen schädliche Emissionen aus Industrieanlagen in Luft, Wasser und Boden sowie durch Einleitung von Abfällen verringert werden. Künftig sollen mit der Richtlinie Energieeffizienz, Kreislaufwirtschaft und Dekarbonisierung gefördert werden. Die Mitgliedstaaten werden verpflichtet, bis 2035 ein System für elektronische Genehmigungen einzurichten. Zunächst im Jahr 2028 und dann alle fünf Jahre soll eine Überprüfung und Bewertung der Umsetzung der Richtlinie durch die EU-Kommission erfolgen (Zum Ganzen: Pressemitteilung der EU-Kommission vom 29.11.2023, abrufbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/11/29/industrial-emissions-council-and-parliament-agree-on-new-rules-to-reduce-harmful-emissions-from-industry-and-improve-public-access-to-information/>). Zusätzlich haben sich die Institutionen darauf geeinigt, **Elektrolyseure weitgehend aus dem Anwendungsbereich der Richtlinie auszuschließen**. So sollen Wasser-Elektrolyseanlagen mit einer Produktionskapazität von weniger als 50 Tonnen Wasserstoff pro Tag sollen keine IE-Anlagen mehr darstellen. Für sie ist deshalb künftig das Zulassungsverfahren im vereinfachten Verfahren durchzuführen. Hierfür wird die Wasser-Elektrolyse aus Nr. 4.2 (a) der Anlage I zur IE-RL herausgenommen. Zugleich wird eine neue Nr. 6.6 eingefügt. Danach stellen Wasser-Elektrolyseanlagen mit einer Produktionskapazität von mind. 50 Tonnen täglich Industrieemissionsanlagen dar. Nachdem im März 2024 das EU-Parlament formal zugestimmt hat, hat im April 2024 auch der Rat die Einigung formal beschlossen (vgl. Pressemitteilung des Rates vom 12.4.2024, abrufbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2024/04/12/industrial-emissions-council-signs-off-on-updated-rules-to-better-protect-the-environment/>). Die Richtlinie wird nun unterzeichnet und im Amtsblatt veröffentlicht. Sie tritt zwanzig Tage nach Veröffentlichung in Kraft. Anschließend haben die Mitgliedstaaten bis zu 22 Monate Zeit, um die Vorgaben in das jeweilige nationale Recht umzusetzen.

Bereits zuvor veröffentlichte die Bundesregierung den **Entwurf einer Neufassung der 4. Bundesimmissionsschutzverordnung** (BMUV – Referentenentwurf einer Dritten Verordnung zur Änderung der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen vom 22.11.2023, abrufbar unter <https://www.bmu.de/gesetz/referentenentwurf-einer-dritten-verordnung-zur-aenderung-der-verordnung-ueber-genehmigungsbeduerftige-anlagen>) als Bestandteil der Strategie zur Beschleunigung der Wasserstoffinfrastruktur. Er zielt darauf ab, die absehbaren Änderungen der Industrieemissions-Richtlinie vorwegzunehmen. Anlagen sollen bis zu einem neu einzuführenden Schwellenwert in das vereinfachte Genehmigungsverfahren überführt werden. Parallel soll auch das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung geändert werden (BMUV a.a.O., S. 2). Dadurch soll insbesondere das Genehmigungsverfahren für Elektrolyseure gestrafft werden.

Im Einzelnen sieht der Entwurf Folgendes vor:

- Die Wasser-Elektrolyse wird ausdrücklich von der Genehmigungspflicht in Nr. 4.1.12 von Anhang 1 zur 4. BImSchV ausgenommen. So sollen Elektrolyseure bis 5 MW von der Genehmigungspflicht nach dem BImSchG befreit werden.
- Eine Genehmigung ist weiterhin erforderlich für Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 68 MW, sofern die Produktionskapazität 50 Tonnen Wasserstoff pro Tag übersteigt (neue Nr. 10.26.1 von Anhang 1 zur 4. BImSchV). Eine derartige Anlage soll auch der Industrieemissions-Richtlinie unterfallen.
- Anlagen ab 5 MW elektrischer Nennleistung, die nicht in die Kategorie der genehmigungsbedürftigen Anlagen fallen, benötigen eine BImSchG-Genehmigung, für die jedoch das vereinfachte Verfahren gilt (neue Nr. 10.26.2 von Anhang 1 zur 4. BImSchV).

Der Entwurf steht ausdrücklich unter dem **Vorbehalt von Änderungen im Wortlaut der Industrieemissions-Richtlinie** und ist noch nicht endgültig. Nach der Annahme der novellierten Industrieemissions-Richtlinie ist der Weg nun frei für seine Verabschiedung.

4.2.1.2.2 Zusammenfassung von Zulassungsverfahren

Es besteht **rechtliche Unsicherheit**, ob nach der derzeitigen Rechtslage von dem Genehmigungsverfahren für Methanol-Erzeugungsanlagen auch eine der Methanolsynthese **vorgeschaltete Elektrolyse des Wasserstoffs umfasst** ist.¹⁵¹ Unklar ist, ob die Zulassungsverfahren für die Methanol-Synthese und für den Elektrolyseur **zusammengefasst werden können**, mit der Konsequenz, dass nur *ein* Zulassungsverfahren und nur *eine* Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen wären.

Diese Frage stellt sich indes nur, wenn beide Anlagen **denselben Betreiber** haben. Ansonsten handelt es sich in jedem Falle um zwei – jeweils zulassungspflichtige – Anlagen im Sinne des BImSchG.

Eine vergleichbare Problematik besteht bei der Erzeugung von **Orangefarbenem Methanol**. Sofern die der Synthetisierung von Biomethanol vorgeschaltete **Anlage zur Erzeugung von Biogas** eine jährliche Produktionskapazität von mindestens **1,2 Millionen Normkubikmetern Rohgas** aufweist, bedarf auch sie einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung (Nr. 1.15 des Anhangs 1 der 4. BImSchV). Insoweit ist jedoch das sog. **vereinfachte Verfahren** (vgl. § 19 BImSchG) durchzuführen, d.h. es bedarf jedenfalls keiner Öffentlichkeitsbeteiligung. Selbiges gilt für Anlagen zur **Aufbereitung von Biogas** mit einer jährlichen Verarbeitungskapazität von mindestens 1,2 Millionen (Nr. 1.16 des Anhangs 1 der 4. BImSchV). Wird **Gülle als Einsatzstoff** für die Biogaserzeugung verwendet, dann bedarf es einer Genehmigung im normalen Verfahren und die Anlage unterfällt zudem der EU-Industrieemissionsrichtlinie, wenn sie eine Durchsatzkapazität von mehr als 100 Tonnen täglich aufweist (Nr. 8.6.3.1 des Anhangs 1 der 4. BImSchV).

Grundsätzlich erstreckt sich das Genehmigungserfordernis einer Anlage auf die **Haupteinrichtung** und ihre

Nebeneinrichtungen, wenn letztere in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang zur Anlage stehen und umweltrelevant sind (§ 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV). Zur Haupteinrichtung (sog. „Kernbestand“) zählen alle Betriebseinheiten, die erforderlich sind, um den eigentlichen Betriebszweck zu erreichen.¹⁵² Für die Ermittlung des Betriebszwecks kommt es entscheidend auf die Beschreibung der Anlagentypen im Anhang zur 4. BImSchV an. Es ist der gesamte betriebliche Funktionszusammenhang in Betracht zu ziehen.¹⁵³ Für die Qualifizierung einer technischen Einrichtung als Nebeneinrichtung kommt es demgegenüber auf die im Verhältnis zur Haupteinrichtung **dienende und untergeordnete Funktion** an.¹⁵⁴ Nebeneinrichtungen in diesem Sinne sind Anlagenteile und Verfahrensschritte, die für die Erfüllung des Betriebszwecks nicht erforderlich, gleichwohl aber auf ihn ausgerichtet sind.¹⁵⁵

Die Reichweite der Genehmigung ist unabhängig davon, ob bestimmte Teile der Haupteinrichtung oder die dazugehörigen Nebeneinrichtungen ihrerseits **genehmigungsbedürftig** sind: auch umfassende **Gesamtanlagen** bedürfen **nur einer Genehmigung** (§ 1 Abs. 4 der 4. BImSchV).¹⁵⁶ Zugleich kommt es für die Zuordnung zur Nr. 4.1.2 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV allein auf den dort beschriebenen Vorgang des Herstellens von Stoffen durch chemische Umwandlung an. Erfasst ist die **Herstellung desjenigen Stoffes, der sich unmittelbar aus diesem Vorgang ergibt**, also nur die Methanolsynthese. Die Haupteinrichtung besteht aus allen Anlagenteilen und Verfahrensschritten, die für *diesen* Vorgang notwendig sind.¹⁵⁷ Andere Vorgänge in der Einrichtung werden nicht erfasst, wenn sie **davon abgetrennt** sind und **keine Nebeneinrichtung** bilden.

Nicht umfasst wären nach der rechtswissenschaftlichen **Literatur** vorgeschaltete Prozesse oder die Weiterverarbeitung der Produkte. Derartigen, **vor- oder nachgeschalteten Betriebsteilen** fehlt demnach häufig der

¹⁵¹ Klarer liegt es bei der Methanol-Erzeugung im Verfahren der direkten elektrokatalytischen Synthese. Jedenfalls dort ist die vollständige Syntheseanlage von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung umfasst.

¹⁵² BVerwG, Urt. v. 29.12.2010 – 7 B 6.10 – NVwZ 2011, S. 429 (430); *Böhm*, in: GK-BImSchG, § 4 Rn. 46; *Schmidt-Kötters*, in: BeckOK Umweltrecht, § 4 BImSchG Rn. 83.

¹⁵³ *Lang*, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, § 4 BImSchG Rn. 35.

¹⁵⁴ *Dietlein*, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, § 4 BImSchG Rn. 47.

¹⁵⁵ BVerwG, Urt. v. 6.7.1984 – 7 C 71.82 – NVwZ 1985, S. 46.

¹⁵⁶ BVerwG, Beschl. v. 21.12.2010 – 7 B 4.10 – NVwZ 2011, S. 433.

¹⁵⁷ *Franzius*, in: Appel/Ohms/Saurer, BImSchG, § 4 Rn. 79; *Jarass* UPR 2011, S. 201 (203).

untergeordnete Charakter, der entscheidend ist für die Einstufung als Nebeneinrichtung.¹⁵⁸ Dies gilt gerade dann, wenn es sich eher um gleichgewichtige Betriebs- teile handelt. Ein untergeordneter Charakter liegt nur dann vor, wenn die Einrichtung im Vergleich zur Haupt- einrichtung relativ unbedeutend ist.¹⁵⁹ Eine Einrichtung ist zudem als eigenständige Anlage zu betrachten, wenn ihr eine selbständige Funktion zukommt, die auch von ei- nem anderen Unternehmer ausgeübt werden kann.¹⁶⁰ Demgemäß wäre eine vorgeschaltete Elektrolyse nicht von Nr. 4.1.2 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV mit umfasst. Die Erzeugung von Wasserstoff ist im Vergleich zu der Methanolsynthese nicht unbedeutend, sondern bei wer- tender Betrachtung mindestens gleichgewichtiger Be- triebsteil bei der Erzeugung von Methanol.

Demgegenüber ordnet die **Praxis** teilweise den Elektro- lyseur als **Nebeneinrichtung** ein mit der Begründung, er *dient* dem Prozess der Methanol-Herstellung. Sieht man die Elektrolyse als grundsätzlich dienend und unterge- ordnet an, so kommt es für die Qualifizierung als Neben- einrichtung darauf an, ob sie im **räumlichen und be- trieblichen Zusammenhang** mit der Methanolsynthese steht und **Gefährdungspotenzial** aufweist. Der *räumli- che* Zusammenhang ist recht großzügig zu beurteilen: er ist auch gegeben, wenn Methanolsynthese und Elektroly- seur auf benachbarten Betriebsgeländen betrieben wer- den.¹⁶¹ Ebenfalls dürfte es unschädlich sein, wenn zwis- chen den beiden noch andere Anlagen liegen.¹⁶² Maßge- bend ist jeweils das Gesamterscheinungsbild des zu beur- teilenden Anlagenkomplexes.¹⁶³ Ein *betriebstechnischer* Zusammenhang liegt insbesondere vor, wenn technische Verbindungsleistungen bestehen, etwa im Hinblick auf Einsatzstoffe und Betriebsabläufe.¹⁶⁴ Die Nebeneinrich- tung muss schließlich auch *umweltrelevant* sein, also für

das Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen, die Vor- sorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen oder das Entstehen sonstiger Gefahren, erheblicher Nachteile oder erheblicher Belästigungen von Bedeutung sein. Die Risi- ken der Nebeneinrichtung müssen dabei nicht die glei- chen wie diejenigen der Haupteinrichtung sein.¹⁶⁵

4.2.1.3 Methanol-Speicher

Auch **Methanol-Speicher** mit einer **Lagerkapazität von mehr als 10 Tonnen** bedürfen einer immissionsschutz- rechtlichen Genehmigung. Sie unterfallen Anhang 1 Nr. 9.3.2 i.V.m. Anhang 2 Nr. 30 der 4. BImSchV.¹⁶⁶ Ent- scheidend für die immissionsschutzrechtliche Genehmi- gungspflicht ist die **Lagerkapazität** der Anlage. Sie wird anhand aller Anlagenteile, die für den Betrieb des Tanks notwendig sind, einschließlich Nebenanlagen, die sich in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammen- hang befinden, ermittelt (§ 1 Abs. 2 der 4. BImSchV).

Auch ob im Einzelfall ein **vereinfachtes Genehmigungs- verfahren** durchgeführt werden kann, hängt von der La- gerkapazität der Anlage ab (vgl. § 2 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a, Nr. 2 der 4. BImSchV). Ein vereinfachtes Zulassungsver- fahren genügt bei einer Lagerkapazität zwischen 10-200 Tonnen, Anhang 1 Nr. 9.3.2 i.V.m. Anhang 2 Nr. 30 der 4. BImSchV. Bei einer Lagerkapazität von mehr als 200 Ton- nen Methanol ist hingegen ein förmliches Genehmigungs- verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen, Anhang 1 Nr. 9.3.1 i.V.m. Anhang 2 Nr. 30 der 4. BImSchV. Wenn die **Pflicht zur Durchführung einer Umweltver- träglichkeitsprüfung (UVP)** besteht, dann ist auch für Anlagen mit einer Lagerkapazität von 10 bis 200 Tonnen Methanol ein förmliches Zulassungsverfahren durchzu- führen (§ 2 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. c der 4. BImSchV).

¹⁵⁸ Jarass UPR 2011, S. 201 (204); Böhm, in: GK-BImSchG, § 4 Rn. 47.

¹⁵⁹ Jarass UPR 2011, S. 201 (205).

¹⁶⁰ VGH München, Urt. v. 23.11.2006 – 22 BV 06.2223 – NVwZ-RR 2007, S. 382 (383); Jarass NVwZ 1995, S. 529 (532); ders., UPR 2011, S. 201 (205).

¹⁶¹ Schmitt-Kötters, in: BeckOK Umweltrecht, § 4 BImSchG Rn. 85; Jarass, BImSchG, § 4 Rn. 73.

¹⁶² Hansmann/Röckinghausen, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 4. BImSchV § 1 Rn. 18.

¹⁶³ Böhm, in: GK-BImSchG, § 4 Rn. 52.

¹⁶⁴ Schmitt-Kötters, in: BeckOK Umweltrecht, § 4 BImSchG Rn. 85; Hansmann/Röckinghausen, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 4. BImSchV § 1 Rn. 19.

¹⁶⁵ Jarass, BImSchG, § 4 Rn. 74.

¹⁶⁶ Ein Zulassungsverfahren ist erforderlich für Anlagen, die der Lagerung bestimmter Flüssigkeiten dienen, namentlich *Stoffe oder Gemische, die nach der CLP-Verordnung in die Gefahrenklassen „akute Toxizität“ Kategorien 1, 2 oder 3 einzustufen sind, ausgenommen Stoffe oder Gemische, die in die Gefahrenklassen „explosive Stoffe, Gemische und Erzeugnisse mit Explosivstoff“, Unterklasse 1.6, „selbstzersetzliche Stoffe und Gemische“, Typ G, oder „organische Peroxide“, Typ G, einzustufen sind.* Methanol ist nach der CLP-Verordnung in die Gefahrenklasse „akute Toxizität“ Kategorie 3 einzustufen (näher dazu oben Kapitel 3) und es ist keine der genannten Ausnahmen einschlägig.

4.2.2 Genehmigungsfähigkeit

Besteht eine Genehmigungspflicht für die Errichtung und den Betrieb einer Anlage, so muss diese auch genehmigungsfähig sein. Nur dann erteilt die zuständige Behörde die immissionsschutzrechtliche Genehmigung nach § 4 Abs. 1 BImSchG. Es handelt sich um eine sog. **gebundene Entscheidung**. Der Betreiber hat also einen Anspruch auf die Erteilung der Genehmigung, wenn und soweit die gesetzlichen Genehmigungsvoraussetzungen erfüllt sind.¹⁶⁷

Wichtigste sachlich-inhaltliche Anforderung für die Erteilung der Genehmigung ist, dass die Erfüllung der sog. **Grundpflichten aus § 5 BImSchG** sichergestellt ist (§ 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG). So soll sichergestellt werden, dass gebotene Schutzvorkehrungen gegen Gefährdungen bereits bei der Planung und Errichtung der Anlage berücksichtigt werden.¹⁶⁸ Zu den Grundpflichten gehört etwa, dass durch die Errichtung und den Betrieb der Anlage **keine schädlichen Umwelteinwirkungen** hervorgerufen werden können (§ 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 BImSchG). Dabei geht es um für die Nachbarschaft oder die Allgemeinheit gefährliche oder erheblich belästigende Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Umwelteinwirkungen. Es wird aber nicht verlangt, dass jedes nur denkbare Risiko der Herbeiführung von schädlichen Umwelteinwirkungen oder sonstigen Gefahren ausgeschlossen ist.¹⁶⁹ Was im Einzelfall gefährlich oder erheblich belästigend ist, wird insbesondere durch Schwellenwerte in allgemeinen Verwaltungsvorschriften wie der **TA Luft**¹⁷⁰ und der **TA Lärm**¹⁷¹ konkretisiert. Gegen schädliche Umwelteinwirkungen muss zudem **Vorsorge** getroffen werden. Sie dient der Verhinderung möglicher Schäden, die sich nicht ausschließen lassen, weil nach dem derzeitigen Wissensstand bestimmte Ursachenzusammenhänge weder bejaht noch verneint werden können. Es geht also um Risiken unterhalb der Gefahrengrenze.¹⁷² Das Entstehen von **Abfällen** ist so weit wie

möglich zu vermeiden und nicht zu vermeidende Abfälle sind zu verwerten. **Energie** muss sparsam und effizient verwendet werden. Darüber hinaus müssen die **einschlägigen Vorschriften anderer Rechtsbereiche** eingehalten werden (§ 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG). Hier spielen insbesondere das Baurecht und das Arbeitsschutzrecht eine Rolle.

Die Entscheidung über das Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen beruht auf einer Prognose.¹⁷³ Grundlage der Entscheidung sind die vom Antragsteller vorgelegten Unterlagen. Mit ihnen hat der Antragsteller nachzuweisen, dass die Genehmigungsvoraussetzungen vorliegen, also die Erfüllung der Pflichten für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme sowie die Dauer des Betriebs sichergestellt ist.¹⁷⁴

¹⁶⁷ Böhm, in: GK-BImSchG, § 4 Rn. 25.

¹⁶⁸ OVG Münster, Beschl. v. 8.5.2007 – 8 B 2477/06 – ZUR 2007, S. 490.

¹⁶⁹ BVerwG, Urt. v. 17.2.1978 – I C 102.76 – BVerwGE 55, 250; VG Mannheim, Urt. v. 12.3.2015 – 10 S 1169/13 – BeckRS 2015, 44961.

¹⁷⁰ Neufassung der Ersten Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) v. 18.8.2021, GBMBL 2021 Nr. 48-54, S. 1050.

¹⁷¹ Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm) v. 26.8.1998, GMBL 1998 Nr. 26, S. 503 (geändert durch Verwaltungsvorschrift v. 1.6.2017, BAnz AT 8.6.2017 B5).

¹⁷² Jarass, BImSchG, § 5 Rn. 46.

¹⁷³ BVerwG, Urt. v. 17.2.1978 – I C 102.76 – BVerwGE 55, 250.

¹⁷⁴ Scheidler GewA 2016, S. 321 (322).

4.2.3 Genehmigungsverfahren

Die Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung setzt zunächst das Stellen eines entsprechenden Antrags voraus.

Der vollständige Ablauf des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

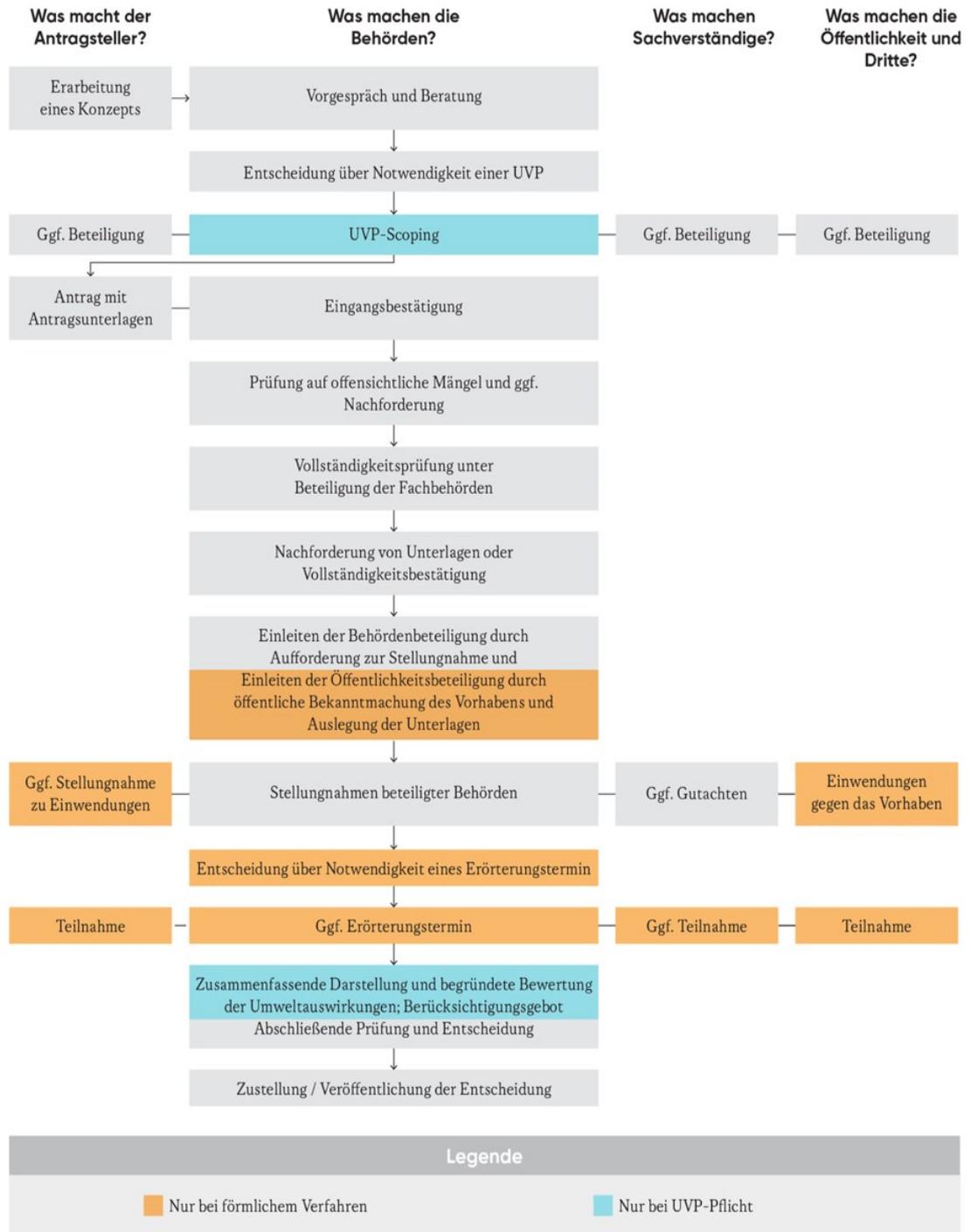


Abbildung 5: Ablauf des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens

Quelle: IKEM, Ammoniak als Treibstoff in der See- und Binnenschifffahrt, 2021, auf Basis von Hessisches Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Verfahrenshandbuch zum Vollzug des BImSchG,

4.2.4 Konzentrationswirkung

Besteht eine immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht, so kommt der Genehmigung eine **formelle Konzentrationswirkung** zu (§ 13 BImSchG). Hintergrund dessen ist, dass durch Errichtung und Betrieb immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftiger Anlagen eine **Vielzahl unterschiedlicher Rechtsbereiche berührt** wird. Solche Anlagen bedürfen daher nicht nur der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, sondern zahlreicher weiterer Zulassungen. Im BImSchG-Verfahren werden die für das Vorhaben fachgesetzlich vorgeschriebenen Zulassungsverfahren bei einer Behörde gebündelt. Die Genehmigung wird durch einen **einheitlichen Verwaltungsakt** erteilt, in dem die **sonstigen Genehmigungen miterteilt werden**.¹⁷⁵ Zudem ist allein das Verfahrensrecht des vorrangigen immissionsschutz-

rechtlichen Verfahrens anwendbar.¹⁷⁶ Das dient dazu, den Verfahrensaufwand zu reduzieren und nicht koordinierte oder widersprüchliche Entscheidungen zu verhindern.¹⁷⁷ Zudem werden mit diesem Vorgehen Verzögerungen bei der Anlagenzulassung und Rechtsunsicherheit auf Seiten des Antragstellers weitgehend vermieden.¹⁷⁸ Das immissionsschutzrechtliche Zulassungsverfahren **schließt also die für das Vorhaben notwendigen Genehmigungen und Erlaubnisse mit ein**; Vorhabenträger müssen die anderen Zulassungen nicht beantragen. Es handelt sich jedoch um eine rein **formelle Ersetzung**: die einschlägigen materiell-rechtlichen – also sachlich-inhaltlichen – Vorgaben anderer Fachgesetze sind weiter zu beachten und werden im BImSchG-Verfahren mitgeprüft. Mit Blick auf Methanol-Synthesenanlagen kommen insbesondere dem Baurecht sowie dem Arbeitsschutzrecht Bedeutung zu.

4.3 Baurecht

Es ist davon auszugehen, dass Methanol-Erzeugungsanlagen in der Regel im Geltungsbereich eines **qualifizierten oder vorhabenbezogenen Bebauungsplans** errichtet werden. Für die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit kommt es deshalb auf § 30 Abs. 1, Abs. 2 Baugesetzbuch¹⁷⁹ („BauGB“) an. Das Vorhaben darf den **Festsetzungen des Bebauungsplans nicht widersprechen**.

Hinsichtlich der bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit ist die sog. **Typisierungslehre** der Rechtsprechung zu beachten. Danach sind Anlagen, die im förmlichen Verfahren nach dem BImSchG genehmigt werden, in aller Regel **nur in einem Industriegebiet** nach § 9 Baunutzungsverordnung¹⁸⁰ („BauNVO“) **zulässig**.¹⁸¹ Dadurch soll die durch die BauNVO vorgegebene Prägung eines Gebiets für die Zukunft gesichert werden. Denn die §§ 2-14 BauNVO bestimmen die sog. Eigenart eines typisierten Gebietes und seine

Schutzwürdigkeit. So ist nach § 8 Abs. 1 BauNVO eine gewerbliche Nutzung nur so lange in einem Gewerbegebiet zulässig, als sie nicht so erheblich belästigend ist, dass sie nur im Industriegebiet zugelassen wäre. Für die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit ist aber nicht allein auf die immissionsschutzrechtliche Einordnung abzustellen (vgl. § 15 Abs. 3 BauNVO). Ausnahmsweise können nach dem BImSchG zuzulassende Anlagen also auch in Gewerbegebieten nach § 8 BauNVO zulässig sein. Vorzunehmen ist eine **Prognose**, die nicht nur die aktuellen Störwirkungen eines Betriebs für seine Umgebung, sondern auch die Beeinträchtigungen einbezieht, die künftig entstehen können.¹⁸² Wenn ein „atypischer Fall“ dergestalt vorliegt, dass von dem Anlagentyp nach seiner Art und seiner Betriebsweise von vorneherein keine Störungen zu befürchten sind, kann von der durch die BauNVO vorgenommenen

¹⁷⁵ Giesberts, in: Giesberts/Reinhardt, BeckOK Umweltrecht, § 13 BImSchG Rn 1.

¹⁷⁶ Ramsauer, in: Kopp/Ramsauer, VwVfG, § 9 Rn 56.

¹⁷⁷ Jarass, BImSchG, § 13 Rn 1.

¹⁷⁸ Lange, in: Appel/Ohms/Saurer, BImSchG, § 13 Rn 3.

¹⁷⁹ Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3.11.2017 (BGBl. I S. 3634), das zuletzt durch Gesetz vom 20.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 394) geändert worden ist.

¹⁸⁰ Baunutzungsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 21.11.2017 (BGBl. I S. 3786), die zuletzt durch Gesetz vom 3.7.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 1766) geändert worden ist.

¹⁸¹ Ständige Rechtsprechung seit BVerwG, Urt. v. 18.10.1974 – IV C 77.73 – NJW 1975, S. 460.

¹⁸² BVerwG, Urt. v. 24.9.1992 – 7 C 7.92 – NVwZ 1993, S. 987 (988).

Typisierung der Baugebiete abgewichen werden.¹⁸³ Ein solch atypischer Fall liegt jedoch für die Methanolsynthese, die mit erheblichen Immissionen verbunden sein kann, eher fern.

4.4 Arbeitsschutzrecht

Neben dem Baurecht ist auch das **Arbeitsschutzrecht** zu beachten, welches bestimmte Betriebspflichten vorsieht. So ist eine Ermittlung und Beurteilung potenzieller Gefährdungen der betrieblichen Sicherheit und Gesundheit (**Gefährdungsbeurteilung**) vorzunehmen, § 3 Betriebssicherheitsverordnung¹⁸⁴ („**BetrSichV**“). Auf ihrer Grundlage sind Schutzmaßnahmen zu treffen. Darüber hinaus sind sowohl vor der erstmaligen Inbetriebnahme als auch vor der Wiederinbetriebnahme nach prüfpflichtigen Änderungen und wiederkehrend im Laufe des Betriebszeitraums **Prüfungen vorzunehmen**, § 7 Abs. 1 des Gesetzes über überwachungsbedürftige Anlagen¹⁸⁵ sowie §§ 15, 16 BetrSichV.

¹⁸³ Ebd.

¹⁸⁴ Betriebssicherheitsverordnung vom 3.2.2015 (BGBl. I S. 49), die zuletzt durch Gesetz vom 27.7.2021 (BGBl. I S. 3146) geändert worden ist.

¹⁸⁵ Gesetz über überwachungsbedürftige Anlagen vom 27.7.2021 (BGBl. I S. 3146, 3162).

5 Strombezugskosten

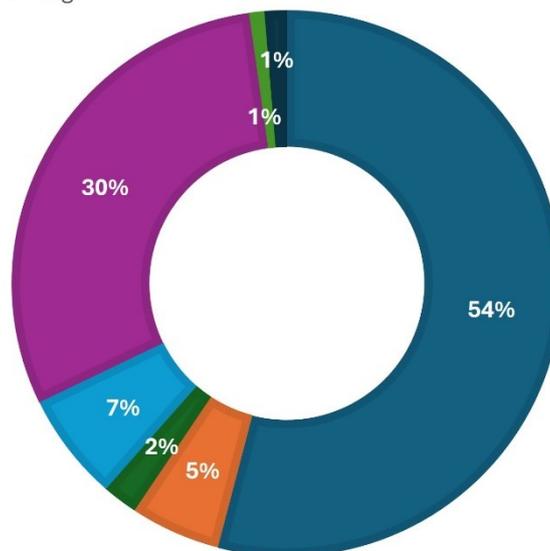
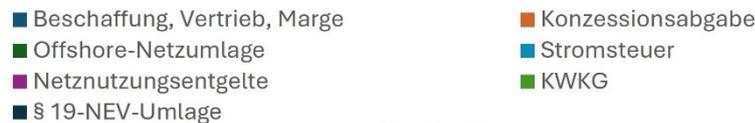
Die Gestehungskosten für die Erzeugung von Grünem und Orangefarbenem Methanol sind von entscheidender Bedeutung für ihre Wirtschaftlichkeit und Konkurrenzfähigkeit mit herkömmlichen Kraftstoffen. Relevante Kostenparameter für die Gestehungskosten sind **Energiekosten**, Rohstoffkosten, Anlagenkosten sowie Betriebskosten.¹⁸⁶

Nachfolgend sollen die Energiekosten bei einem **Anschluss der Stromverbraucher an das Netz der allgemeinen Versorgung** aufgeschlüsselt werden. Diese

Option wird der Möglichkeit eines Strombezugs mittels Direktleitung zwischen einer Erneuerbare-Energien-Anlage und den Stromverbraucher gegenübergestellt. Die Energiekosten sind stark durch **staatlich induzierte und regulierte Strompreisbestandteile (SIP)** geprägt.¹⁸⁷ Sie machen neben den eigentlichen Stromgestehungskosten den größten Anteil am Gesamtstrompreis aus. Die staatlich induzierten Strompreisbestandteile setzen sich zusammen aus den Netzentgelten, den netzentgeltgekoppelten Abgaben und Umlagen sowie der Stromsteuer.¹⁸⁸

ZUSAMMENSETZUNG GEWERBESTROMPREIS 2024

Gerundete Werte für Gewerbekunden mit einem Verbrauch von 10.000 kWh/Jahr



Quelle: verivox.de

¹⁸⁶ Kreidelmeyer/Dambeck/Kirchner/Wünsch, Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger, S. 10.

¹⁸⁷ Vgl. Wilms/Schäfer in: Rodi (Hrsg.), Handbuch Klimaschutzrecht, § 23 Rn. 3.

¹⁸⁸ Die EEG-Umlage, die bisher ebenfalls zu den SIP zählte, wurde mit dem Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (Gesetz vom 20.7.2022, BGBl. I S. 1237) vollständig und dauerhaft abgeschafft.

5.1 Netzstrombezug

Beim Netzstrombezug wird Strom aus dem **Netz der allgemeinen Versorgung** entnommen. Dies meint ein Energieversorgungsnetz, das der Verteilung an Dritte dient und von seiner Dimensionierung her nicht von vornherein nur auf die Versorgung von bestimmten Letztverbrauchern ausgelegt ist, die bei der Netzerrichtung bereits feststehen, sondern grundsätzlich **allen Letztverbrauchern offensteht**, vgl. § 3 Nr. 17 Energiewirtschaftsgesetz¹⁸⁹ (EnWG), § 2 Nr. 11 Stromsteuergesetz¹⁹⁰.

5.1.1 Stromsteuer

Seit dem Inkrafttreten der Richtlinie 2003/96/EG¹⁹¹ („Energiesteuer-RL“) ist Strom als „harmonisierter Steuergegenstand“ in allen EU-Mitgliedstaaten einer Besteuerung unterworfen. Maßgeblich hinsichtlich des für die Elektrolyse bzw. des für die Synthese von Methanol entnommenen Stroms ist nach deutschem Recht die **Besteuerung nach dem Stromsteuergesetz** („StromStG“).

5.1.1.1 Steuerentstehung

Die Stromsteuer entsteht bei der **Entnahme** von Strom durch einen **Letztverbraucher** aus dem Versorgungsnetz oder mit der Stromentnahme durch **Versorger** oder **Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch** (§ 5 Abs. 1 StromStG). **Damit entsteht sie sowohl beim Netzstrombezug als auch beim Bezug über eine Direktleitung.** Die Stromsteuer ist eine Verbrauchssteuer (§ 1 Abs. 1 S. 3 StromStG) und fällt auf entnommene Strommengen an. Sie beträgt **20,50 € je MWh** (§ 3 StromStG). Steuerschuldner ist entweder der Eigenerzeuger oder der Versorger (§ 5 Abs. 2 StromStG). Versorger ist, wer den Strom leistet (§ 2 Nr. 1 StromStG), Eigenerzeuger derjenige, der den Strom zum Selbstverbrauch erzeugt (§ 2 Nr. 2 StromStG). Nach § 8 StromStG hat der Steuerschuldner eine – nach seiner

Wahl monatliche oder jährliche – **Steueranmeldung für die entstandene Stromsteuer** zu machen.

5.1.1.2 Steuervergünstigungen

Entsprechend der Vorgaben der Energiesteuer-RL sieht das StromStG verschiedene Steuervergünstigungen in Form von **Steuerbefreiungen, -entlastungen und -ermäßigungen** vor. Während es bei einer Steuerbefreiung bereits nicht zur Entstehung der Stromsteuer kommt bzw. im Falle einer Ermäßigung nur zu einer Stromsteuer mit reduziertem Steuersatz, wird im Falle der Entlastung die Steuer auf Antrag erlassen, erstattet oder vergütet.¹⁹² Die für die **Elektrolyse** relevanten Tatbestände finden sich in den §§ 9, 9a, und 9b StromStG. Sie sehen **Befreiungen und Entlastungen** von der Stromsteuer vor. Teilweise sind die Tatbestände auch anwendbar bei der Herstellung von **Biomechanol**, bei der keine Elektrolyse stattfindet.

5.1.1.2.1 Zur Stromerzeugung aus dem Netz entnommener Strom

Von der Stromsteuer befreit wird zunächst der **zur Stromerzeugung entnommene Strom** (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG). Durch die Regelung soll eine Doppelbesteuerung des zur Stromerzeugung eingesetzten Stroms verhindert werden.¹⁹³ Zwischen der Stromentnahme und der Stromerzeugung muss ein **direkter und enger Zusammenhang** bestehen.¹⁹⁴ Die Stromentnahme zur Herstellung anderer Energieerzeugnisse wie etwa alternativer Kraftstoffe ist demgegenüber gerade nicht befreit. Eine Anwendung der Befreiung kommt also lediglich in Betracht für Stromentnahmen zum **Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen wie Windenergieanlagen oder Solarfeldern.**

¹⁸⁹ Energiewirtschaftsgesetz vom 7.7.2005 (BGBl. I S. 1970; 3621), das zuletzt durch Gesetz vom 8.10.2023 (BGBl. I 2023 I Nr. 272) geändert worden ist.

¹⁹⁰ Stromsteuergesetz vom 24.3.1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Gesetz vom 22.12.2023 (BGBl. I Nr. 412) geändert worden ist.

¹⁹¹ Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27.10.2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenbedingungen zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom.

¹⁹² *Liebheit*, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 220. StromStG/EnergieStG, Einführung Rn. 45.

¹⁹³ BT-Drs. 14/40, S. 12.

¹⁹⁴ *Schröder-Schallenberg*, in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, § 9 StromStG Rn. 27. Zur Auslegung des Tatbestandsmerkmals „Strom zur Stromerzeugung“ kann die Erläuterung in § 12 Abs. 1 StromStV herangezogen werden.

5.1.1.2.2 Strom für die Elektrolyse

§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG sieht eine Steuerentlastung für die Verwendung von Strom für die Elektrolyse vor. Danach wird auf Antrag die Steuer für nachweislich versteuerten Strom, den Unternehmen des Produzierenden Gewerbes **für die Elektrolyse** entnehmen, erlassen, erstattet oder vergütet. Vorgesehen in § 9a StromStG ist eine **vollständige Entlastung** bestimmter Prozesse von der Stromsteuer. Der Erlass ist bei dem für den Antragsteller zuständigen Hauptzollamt zu beantragen (§ 17a Abs. 1 StromStG).

Mangels Elektrolyse kommt eine Anwendung dieses Befreiungstatbestands auf die Herstellung von Biomethanol nicht in Betracht.

Der Begriff des **Produzierenden Gewerbes** wird definiert in § 2 Nr. 3, Nr. 4 StromStG. Dazu zählen Unternehmen mit dem Schwerpunkt der Tätigkeit in den Bereichen Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, Verarbeitendes Gewerbe, Energie- und Wasserversorgung sowie Baugewerbe.¹⁹⁵ Über die Zuordnung eines Unternehmens nach § 2 Nr. 3 StromStG zu einem Abschnitt oder einer Klasse der Klassifikation der Wirtschaftszweige entscheidet das Hauptzollamt (§ 15 Abs. 1 StromStG); diesem kommt dabei eine originäre Prüfungskompetenz zu.¹⁹⁶ In der **Klassifikation der Wirtschaftszweige**¹⁹⁷ wird unter den Begriff des **Verarbeitenden Gewerbes** auch die „Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen und Chemikalien“ gefasst (vgl. Abschnitt D, Nr. 24.14.0). **Sie umfasst auch die Herstellung von Alkoholen wie Methanol.** Im Ergebnis ist ein produzierendes Gewerbe gegeben, wenn die Herstellung von Methanol den Schwerpunkt der wirtschaftlichen Tätigkeit des Unternehmens darstellt (vgl. § 15 Abs. 4 StromStG). Alternativ kann sich eine Einstufung als Unternehmen des produzierenden Gewerbes auch daraus ergeben, dass der Schwerpunkt der wirtschaftlichen Tätigkeit bei der Elektrizitätserzeugung liegt.¹⁹⁸ Wird ein Elektrolyseur von Unternehmen betrieben, die nicht dem

produzierenden Gewerbe zuzuordnen sind, kann hingegen keine Entlastung gewährt werden.

Maßgeblich für die Entlastung nach § 9a StromStG ist, unter welchen Umständen der Betrieb des Elektrolyseurs erfolgt. Zwar enthält die Norm selbst keinen Hinweis auf die „Art“ der erforderlichen Verwendung. Nach der Rechtsprechung ist jedoch lediglich derjenige Strom entlastungsfähig, der an den Elektroden anliegt, also **nur die Strommenge, die unmittelbar in die Elektrolyse einfließt.** Dies meint Strom, der für die Herbeiführung des eigentlichen elektrolytischen Prozesses, d.h. unmittelbar **für den Zersetzungs-/Auflösungsprozess**, verbraucht wird. Strom, der für den Vorgang vorbereitender Prozesse aufgewendet wird (bspw. Pumpen zum Bewegen des Elektrolyts, Förderbänder, Ventilatoren), ist nicht von der Stromsteuer befreit. Denn sog. mechanische Nebenprozesse sind nicht von der Befreiung nach § 9a StromStG umfasst.¹⁹⁹ Für den Strom, der in solch unterstützenden Prozessen eingesetzt wird, kommt lediglich eine Steuerentlastung nach § 9b StromStG in Betracht.

5.1.1.2.3 Für betriebliche Zwecke entnommener Strom

§ 9b StromStG sieht eine Steuerentlastung für nachweislich versteuerten Strom vor, den ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für betriebliche Zwecke entnommen hat und der nicht von der Steuer befreit ist. Eine Entlastung kommt gleichermaßen für die Erzeugung Grünen wie Orangefarbenen Methanols in Betracht.

Auch für § 9b StromStG kommt es auf den Begriff „Unternehmens des Produzierenden Gewerbes“ an, wie er in § 2 Nr. 3 StromStG definiert wird. Der Strom muss von einem solchen Unternehmen für **eigenbetriebliche Zwecke** entnommen worden sein, also solche, die den unternehmerischen Tätigkeiten des entnehmenden Unternehmens dienen.²⁰⁰ Bei der „**Entnahme**“ muss es sich um einen sog. **Realkakt** handeln. Sie liegt vor, wenn Strommengen durch eine

¹⁹⁵ Näher Bongartz, in: Bongartz/Jatzke/Schröer-Schallenberg, § 9a StromStG Rn. 6.

¹⁹⁶ Milewski, in: Möhlenkamp/Milewski, § 2 StromStG Rn. 41 ff.

¹⁹⁷ Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2003 (WZ 2003).

¹⁹⁸ Vgl. Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2003 (WZ 2003), Abschnitt E, Nr. 40.11.

¹⁹⁹ Zum Ganzen BFH, Urt. v. 30.6.2015 – VII R 52/13 – EnWZ 2015, 520. Das Urteil betraf den Prozess der Kupferherstellung mittels Elektrolyse. Es ist unklar, ob das Urteil ohne Weiteres auch auf die Wasserelektrolyse Anwendung finden kann (dazu Allolio/Ohle/Schäfer, Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserwirtschaft, 2022, S. 26). Ähnlich – aber nicht spezifisch zur Elektrolyse – auch EuGH, Urt. v. 7.9.2017 – C-465/15 – Hüttenwerke Krupp Mannesmann, Rn. 19 ff.

²⁰⁰ BVerfG, Urt. v. 20.4.2004 – 1 BvR 905/00 – Ökosteuer – NVwZ 2004, 846 (850).

von einem entsprechenden Willen getragene menschliche Handlung aus dem Leitungsnetz umgeleitet werden müssen, mit der Folge, dass eine bestimmte Strommenge sich anschließend nicht mehr im Leitungsnetz befindet.²⁰¹

Zudem muss der Strom **nachweislich nach § 3 StromStG versteuert** worden sein. Dies kann im Regelfall durch Vorlage der entsprechenden Rechnung des Stromversorgers nachgewiesen werden.²⁰²

Wird mit dem Strom **Nutzenergie** (Licht, Wärme, Kälte, Druckluft, mechanische Energie) erzeugt und wird diese an Dritte geliefert, so muss auch der Nutzer der Nutzenergie ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sein, § 9b Abs. 1 S. 2 StromStG. Entlastungsberechtigt ist jeweils derjenige, der den Strom entnommen hat, § 9b Abs. 3 StromStG.²⁰³

Bis Ende 2023 erfolgte die Entlastung in Höhe von 5,13 Euro je MWh (also 25 % des Regelsteuersatzes). Davon war ein Sockelbetrag von 250 Euro abzuziehen; er musste zunächst überschritten werden (§ 9b Abs. 2 StromStG). **Anfang 2024 ist die Stromsteuer durch eine Änderung des § 9b StromStG für alle Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie für Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft auf den EU-rechtlich zulässigen Mindestwert von 50 Cent je MWh gesenkt worden.** Sie ist damit vom vormaligen reduzierten Satz von 1,537 Cent je Kilowattstunde auf nun 0,05 Cent je Kilowattstunde gefallen. Dafür wurde der Entlastungsbetrag auf 20 Euro je MWh angehoben (§ 9b Abs. 2a StromStG). Die gesetzliche Regelung gilt zunächst nur für Stromentnahmen in den Jahren 2024 und 2025; eine mögliche Anschlussfinanzierung durch den Bundeshaushalt ist derzeit noch ungeklärt. Vorbehaltlich dieser Finanzierung soll die Maßnahme auch für folgenden Jahre beibehalten werden.²⁰⁴

Tabelle 1: Entlastungsbeträge nach § 9b StromStG

Bis 31.12.2023	Seit 1.1.2024
5,13 EUR/MWh	20,00 EUR/MWh
0,05 ct/kWh	2,00 ct/kWh

5.1.1.2.4 Wegfall des Spitzenausgleichs

Im Gegenzug für die Erhöhung der Entlastungsbeträge in § 9b StromStG ist der sog. **Spitzenausgleich nach dem vormaligen § 10 StromStG zu Ende 2023 weggefallen.** Die Norm sah eine Entlastung für besonders stromintensive Unternehmen vor. Der Spitzenausgleich stand dabei in engem Zusammenhang mit der bisherigen Fassung von § 9b StromStG: Über § 9b StromStG wurde in einem ersten Schritt eine Entlastung von 25 % der steuerinduzierten Erhöhung der Stromkosten gewährt. Die „Spitze“ der verbleibenden steuerlichen Belastung konnten dann die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in einem zweiten Schritt über § 10 StromStG bei Einhaltung strengerer Anforderungen entlastet bekommen.²⁰⁵ Die Begünstigung war lediglich bis zum Ende des Entlastungszeitraums 2023 vorgesehen und wurde dementsprechend zu diesem Zeitpunkt aufgehoben.²⁰⁶ Ende 2023 ist der Spitzenausgleich ausgelaufen.

Die Entlastung des Stromsteuer-Spitzenausgleichs ist vollständig im neugefassten § 9b StromStG aufgegangen. Die entlastungsberechtigten Unternehmen profitieren zudem von den abgeschwächten Antragsvoraussetzungen des § 9b StromStG.

5.1.2 Netzentgelte

Zu den staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteilen zählen auch die Netzentgelte. Sie fallen an, wenn **Strom für eine verbrauchende Einrichtung (teilweise) aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird.** Die Netzentgelte sind **vom Letztverbraucher zu entrichten**, jeweils entsprechend der Netzebene, an welche die verbrauchende Einrichtung angeschlossen ist. Durch die Netzentgelte wird die physikalisch-technische Leistung der Netzbetreiber vergütet. Sie dienen also der

²⁰¹ BFH, Beschl. v. 2.9.2015 – VII B 18/15 – BeckRS 2015, 96026, Rn. 12; Beschl. v. 24.2.2016 – VII R 7/15 – BeckRS 2016, 94500, Rn. 10.

²⁰² Jansen, in: Bongartz/Jatzke/Schröer-Schallenberg, § 9b StromStG Rn. 11.

²⁰³ Für Einzelheiten siehe Jansen, in: Bongartz/Jatzke/Schröer-Schallenberg, § 9b StromStG Rn. 15 ff.

²⁰⁴ Vgl. Bundesregierung – Mitteilung zum Strompreispaket für produzierende Unternehmen, 19.12.2023, abrufbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/strompreispaket-energieintensive-unternehmen-2235760> (letzter Abruf am 23.2.2024).

²⁰⁵ Jansen, in: Bongartz/Jatzke/Schröer-Schallenberg, § 9b StromStG Rn. 2.

²⁰⁶ BT-Drs. 20/3872, S. 9.

Finanzierung der Netze sowie von Systemdienstleistungen.²⁰⁷

Eine Netzentgeltspflicht besteht nicht für Strom, der aus einer **Direktleitung** zwischen Stromerzeugungsanlage und Stromverbraucher entnommen wird. Auch für die Einspeisung von Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung wird kein Netzentgelt erhoben, § 15 Abs. 1 S. 3 Stromnetzentgeltverordnung²⁰⁸ („StromNEV“).

Die **Methode zur Bestimmung der Entgelte** für den Zugang zu den Stromnetzen, einschließlich der Ermittlung für dezentrale Einspeisungen, wird **in der StromNEV festgelegt**. Die Netzentgelte setzen sich zusammen aus einem **Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt** und einem **Arbeitspreis in Cent je Kilowattstunde pro Entnahmestelle** (§ 17 Abs. 2 StromNEV). So sollen die Kosten einer Netz- oder Umspannebene möglichst verursachungsgerecht auf die Nutzer der entsprechenden Ebenen verteilt werden (§ 16 Abs. 1 StromNEV). Die Netzentgelte sind regional unterschiedlich, abhängig von dem zuständigen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber.

Grundsätzlich können auch beim Netzstrombezug für den Betrieb eines Elektrolyseurs oder einer Methanol-Syntheseanlage Netzentgelte anfallen. Zugleich gibt es auch hinsichtlich der Netzentgelte **gesetzliche Befreiungstatbestände**, die eine relevante finanzielle Entlastung darstellen können. Sie lassen sich grob unterteilen in Privilegierungen für bestimmte Netznutzer und Anlagen sowie solche für bestimmte Arten der Netznutzung.²⁰⁹

5.1.2.1 Befreiung für Elektrolyseure

Nach § 118 Abs. 6 S. 1 i.V.m. S. 7 EnWG sind nach dem 31.12.2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die **ab dem 4.8.2011 innerhalb von 18 Jahren** in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Die Befreiung

erstreckt sich auch auf **Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt wird**.²¹⁰ Für die **Methanol-Synthese** – und auch für die Herstellung von Biomechanol – ist die **Befreiung nicht einschlägig**.

Der Begriff „Entgelte für den Netzzugang“ meint nur das Netzentgelt im engeren Sinne nach § 17 StromNEV. Die Befreiung umfasst also nur die **Entgelte für den eigentlichen Netzzugang** und nicht die gesetzlichen Umlagen, Konzessionsabgaben und Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung.²¹¹ Zudem findet sie lediglich Anwendung auf Anlagen, die **bis zum 4.8.2029 in Betrieb genommen werden**.

Grundsätzlich muss die zur Ausspeisung zurückgewonnene Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist werden, aus dem sie entnommen wurde (sog. **Rückverstromungspflicht**, § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG). Dies gilt jedoch **nicht für Elektrolyseure** und sog. Methanisierungsanlagen: sie sind **von der Rückverstromungspflicht ausgenommen**, § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG.²¹²

In den § 118 Abs. 6 S. 9-11 EnWG ist vorgesehen, dass die aufgrund der Befreiung für Wasserelektrolyseure entgangenen Erlöse von Verteilernetzbetreibern ab dem 1.1.2023 **über die Umlage nach § 19 StromNEV bundesweit gewälzt** werden.²¹³ Die Übertragungsnetzbetreiber haben also den nachgelagerten Verteilernetzbetreibern die entgangenen Erlöse aus der Netzentgeltbefreiung im Wege eines Umlagesystems zu erstatten.²¹⁴ Denn § 118 Abs. 6 S. 7 befreit zwar die Betreiber von Anlagen zur Wasserelektrolyse von der Entrichtung der Netzzumlage. Zugleich fließt ihre Stromentnahme jedoch in die Bemessung der Netzentgelte ein, die ein nachgelagertes Verteilernetz an das vorgelagerte Netz entrichtet. Die übrigen Netznutzer in dem betroffenen Netzgebiet sollen nicht die Lasten aus der Befreiung zu tragen haben. Jedoch sind die Netzentgeltbefreiungen für nach dem 1.1.2023 neu errichtete Elektrolyseure nur dann wälzbar, wenn der Übertragungsnetzbetreiber dem Anschluss des Elektrolyseurs an das

²⁰⁷ Kalis/Wilms, KeroSyn100 – Rechtswissenschaftliche Studie, 2020, S. 37.

²⁰⁸ Stromnetzentgeltverordnung v. 25.7.2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Gesetz vom 22.12.2023 (BGBl. I Nr. 405) geändert worden ist.

²⁰⁹ Kalis/Wilms, Kerosyn100 – Rechtswissenschaftliche Studie, S. 37.

²¹⁰ Missling, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 118 EnWG Rn. 34.

²¹¹ BGH, Beschl. v. 20.6.2017 – EnVR 24/16 – EnWZ 2017, S. 454.

²¹² Schäfer-Stradowsky/Boldt ZUR 2015, S. 451 (456); Peiffer, in: BeckOK EnWG, § 118 EnWG Rn. 57.

²¹³ BT-Drs. 19/31009, S. 19.

²¹⁴ Missling, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 118 EnWG Rn. 36.

Verteilernetz zugestimmt hat und keine negativen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz zu befürchten sind. Der **Verteilernetzbetreiber** ist dazu angehalten, den **Anschluss neuer Elektrolyseure dem Übertragungsnetzbetreiber anzuzeigen**.²¹⁵

5.1.2.2 Atypische oder intensive Nutzung

§ 19 StromNEV regelt Sonderformen der Netznutzung, die ein **Abweichen von den allgemeinen Netzentgelten** nach § 17 StromNEV erlauben. Vereinbart wird jeweils ein **individuelles Netzentgelt**, das teilweise erheblich unter den allgemeinen Netzentgelten liegt. Dabei soll § 19 Abs. 2 StromNEV dem Beitrag des Letztverbrauchers zur **Senkung oder Vermeidung einer Erhöhung der Netzkosten** Rechnung tragen. Als zentraler Kostentreiber der Netzkosten gilt die vorzuhaltende Netzkapazität, die über den Leistungspreis abgegolten wird.²¹⁶ § 19 Abs. 2 StromNEV regelt zwei unterschiedliche Konstellationen: Abs. 2 S. 1 betrifft die erhebliche Abweichung von der zeitgleichen Jahreshöchstlast (sog. **atypische Netznutzung**), Abs. 2 S. 2-4 hingegen eine hohe Benutzungsstundenzahl und einen hohen Stromverbrauch (sog. **stromintensive Netznutzung**).

Beide Konstellationen kommen grundsätzlich sowohl für die Erzeugung von Grünem wie auch von Orangefarbenem Methanol in Betracht.

5.1.2.2.1 Atypische Netznutzung

§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV regelt die Möglichkeit eines individuellen Netzentgeltes für die atypische Netznutzung. Dadurch soll ein Anreiz geschaffen werden, die **individuelle Maximallast der Netznutzer in allgemein lastschwache Zeiten zu verlagern** und so das Netz nicht zum Zeitpunkt der Netzhöchstlast zu beanspruchen. Dies kommt der **Netzökonomie** zugute, da sich die Dimensionierung des Netzes an der zu erwartenden Spitzenlast ausrichtet.²¹⁷

Voraussetzung ist ein **atypisches Verbrauchsverhalten**. Ein solches liegt vor, wenn die Zeitpunkte des maximalen Energiebezugs (sog. **Höchstlast**) eines Netzkunden außerhalb der vom Netzbetreiber veröffentlichten Hochlastzeitfenster (d.h. dem Zeitraum der maximalen Netzlast) liegen. Die **Hochlastfenster** sind **durch den Netzbetreiber zu ermitteln**. Dies erfolgt gesondert für jeden Netzbetreiber und für jede Netz- und Umspannungsebene.²¹⁸ Im Falle eines solch atypischen Verbrauchsverhaltens haben die Versorgungsnetzbetreiber dem Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden Rechnung trägt. Insoweit besteht ein **Anspruch des Letztverbrauchers gegenüber dem Netzbetreiber** auf Abgabe des Angebots eines individuellen Netzentgelts.²¹⁹ Das Netzentgelt darf **nicht weniger als 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes** betragen; dabei handelt es sich um einen Mindestbetrag, der abweichende Vereinbarungen der Parteien zulässt.²²⁰

5.1.2.2.2 Stromintensive Netznutzung

Ein individuelles Netzentgelt ist auch bei einer intensiven Netznutzung anzubieten (§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV). Die Vorschrift soll **Großverbraucher im Hinblick auf ihren Beitrag zur Netzstabilität belohnen**. Zugleich soll sie einen nachhaltigen Beitrag der Großverbraucher zu den Netzentgelten gewährleisten.²²¹

Eine intensive Netznutzung liegt vor bei einer **Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden** und einem **Stromverbrauch von mehr als 10 GWh je Kalenderjahr**. Liegen diese Voraussetzungen vor, muss der Netzbetreiber dem Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt anbieten. Dieses Netzentgelt bezieht sich lediglich auf den Jahresleistungs- und den Arbeitspreis nach § 17 StromNEV.²²² Die Berechnung erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber.²²³ Die Netzentgelte werden in Abhängigkeit von einer bestimmten Benutzungsstundenzahl **nach unten begrenzt**, § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV. Das

²¹⁵ Peiffer, in: BeckOK EnWG, § 118 EnWG Rn. 65.

²¹⁶ Mohr, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, § 19 StromNEV Rn. 14.

²¹⁷ Mohr a.a.O.

²¹⁸ BNetzA, Beschl. v. 11.12.2013 – BK4-13-739.

²¹⁹ Mohr, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, § 19 StromNEV Rn. 15.

²²⁰ Mohr a.a.O., Rn. 16.

²²¹ Mohr a.a.O., Rn. 18.

²²² Hartmann/Voß, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 19 StromNEV Rn. 107.

²²³ Hartmann/Voß a.a.O., Rn. 108.

individuelle Netzentgelt beträgt **nicht weniger als 20 %** des veröffentlichten Netzentgeltes im Falle einer Benutzungsstundenzahl von **mind. 7.000 Stunden** pro Jahr (Nr. 1), **15 %** bei einer Benutzungsstundenzahl von **mind. 7.500 Stunden** pro Jahr (Nr. 2) und **10 %** bei einer Benutzungsstundenzahl von **mind. 8.000 Stunden** pro Jahr (Nr. 3). Die konkrete Bemessung des Netzentgeltes hat den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Kosten der Netz- oder Umspannebene widerzuspiegeln, an die der Letztverbraucher angeschlossen ist, § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV.

Für die **Wasserelektrolyse** dürfte auch es möglich sein, zunächst § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV in Anspruch zu nehmen und erst für das verbleibende Entgelt auf die Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG zurückzugreifen.²²⁴

5.1.2.3 Konzessionsabgabe

Die Energieversorgungsunternehmen sind verpflichtet, für das Verlegen von Leitungen und die Nutzung von öffentlichen Verkehrswegen eine Konzessionsabgabe an die jeweilige Gemeinde zu entrichten, § 48 EnWG. Diese Abgabe können die Energieversorgungsunternehmen dann auf die Letztverbraucher umlegen. Die Konzessionsabgaben werden aufgrund eines Konzessionsvertrags zwischen der jeweiligen Gemeinde und dem Energieversorgungsunternehmen erhoben. Zur Schaffung von Transparenz gegenüber den Letztverbrauchern sind die Konzessionsabgaben in den Entgelten für den Netzzugang und allgemeinen Tarifen auszuweisen.²²⁵ Entgelte für den Netzzugang sind Netznutzungsentgelte, die der Betreiber eines Energieversorgungsnetzes von dem Netznutzer für die Einräumung des Netzzugangs verlangen kann (vgl. § 20 Abs. 1 S. 1 EnWG). Die Konzessionsabgaben sind damit **Bestandteil der Netzentgelte**.²²⁶

Die Bemessung und die zulässige Höhe der Konzessionsabgaben bestimmen sich nach der Konzessionsabgabenverordnung²²⁷. § 2 der Verordnung sieht Höchstbeträge je

Kilowattstunde vor. So dürfen bei Strom, der nicht als Schwachlaststrom geliefert wird, folgende nach der Einwohnerzahl der betreffenden Gemeinde gestaffelten Höchstbeträge nicht überschritten werden: 1,32 Cent je Kilowattstunde bei bis zu 25.000 Einwohnern, 1,59 Cent je Kilowattstunde bei bis zu 100.000 Einwohnern, 1,99 Cent je Kilowattstunde bei bis zu 500.000 Einwohnern und 2,39 Cent je Kilowattstunde bei über 500.000 Einwohnern (§ 2 Abs. 2 KAV).

Bei der Belieferung von sog. **Sondervertragskunden** ist ein **Höchstbetrag von 0,11 Cent je Kilowattstunde** einzuhalten (§ 2 Abs. 3 KAV), wobei unter den Begriff der Sondervertragskunden alle Kunden fallen, die nicht Tarifkunden sind (§ 1 Abs. 4 KAV).

- Grundsätzlich hat die Abgrenzung nach dem Vertragsinhalt zu erfolgen; die Bezeichnung des Vertrags ist unerheblich.²²⁸ Maßgeblich ist vielmehr, ob der Grundversorger aus der Sicht eines durchschnittlichen Abnehmers die Versorgung zu den öffentlich bekanntgemachten Bedingungen und Preisen aufgrund seiner Versorgungspflicht oder unabhängig davon im Rahmen der Vertragsfreiheit angeboten hat.²²⁹ Denn **Sondervertragskunden unterfallen nicht der Anschluss- und Versorgungspflicht** des Energieversorgers nach § 36 Abs. 1 EnWG. Die Pflicht bezieht sich nur auf den Anschluss und die Versorgung von **Haushaltskunden**.
- Als Tarifkunden gelten auch Kunden (sog. Tarifkundenfiktion)²³⁰, die nicht in der Grundversorgung sind, sofern ihr Strombezug über das Niederspannungsnetz (bis 1 Kilovolt) erfolgt und ihr Stromverbrauch in mind. zwei Monaten des Abrechnungsjahrs nicht mehr als 30 KW und der Jahresverbrauch nicht mehr als 30.000 KWh beträgt, § 2 Abs. 7 KAV.

Für den gewerblichen Betrieb einer Methanol-Erzeugungsanlage dürfte – auch in Betracht des erheblichen

²²⁴ Hartmann/Voß a.a.O., Rn. 111.

²²⁵ Vgl. Theobald/Templin, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 4 KAV Rn. 1.

²²⁶ Näher Theobald/Templin, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 4 KAV Rn. 7-9.

²²⁷ Konzessionsabgabenverordnung vom 9.1.1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Verordnung vom 1.11.2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.

²²⁸ Theobald/Templin, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 2 KAV Rn. 70.

²²⁹ BGH, Urt. v. 15.7.2009 – VIII ZR 225/07 – NJW 2009, 2662.

²³⁰ Vgl. Theobald/Templin, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 2 KAV Rn. 126.

Stromverbrauchs – der Abschluss eines Sondervertrags in Betracht kommen.

§ 2 Abs. 4 KAV sieht die Möglichkeit zu einer **vollständigen Befreiung der Sondervertragskunden** von der Konzessionsabgabe vor. Durch die Regelung werden vor allem **industrielle Großabnehmer** von der Zahlung der Konzessionsabgaben befreit. Denn derartige Lieferungen erfolgen typischerweise über Hoch- und Höchstspannungsnetze, so dass gemeindlicher Straßenraum in aller Regel nicht genutzt wird.²³¹ Nach § 2 Abs. 4 KAV darf die Konzessionsabgabe für Stromlieferungen an Sondervertragskunden, deren Durchschnittspreis im Kalenderjahr je Kilowattstunde unter dem Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus der Lieferung von Strom an alle Sonderertragskunden liegt, nicht vereinbart oder gezahlt werden. Es ist jeweils zu prüfen, ob der von dem jeweiligen Sondervertragskunden im Kalenderjahr an den Lieferanten gezahlte Durchschnittspreis den Grenzpreis unterschreitet. Ist dies der Fall, so ist keine Konzessionsabgabe zu zahlen. Der maßgebliche Grenzpreis lag im Jahr 2020 bei 15,15 Cent je Kilowattstunde. Versorgungsunternehmen und Gemeinden können jedoch auch höhere Grenzpreise vereinbaren (§ 2 Abs. 4 S. 3 KAV). Letztlich kommt es für die Anwendung von § 2 Abs. 4 KAV auf eine Betrachtung im Einzelfall an.

5.1.3 Netzentgeltgekoppelte Abgaben und Umlagen

Neben den Netzentgelten fallen beim Netzstrombezug netzentgeltgekoppelte Abgaben und Umlagen an, insbesondere die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage. Dies gilt grundsätzlich **unabhängig von einer Privilegierung im Bereich der Netzentgelte**: Wie bereits ausgeführt, erfasst der in § 118 Abs. 6 EnWG geregelte **Anspruch auf Netzentgeltbefreiung nur die Entgelte für den eigentlichen Netzzugang** und nicht die gesetzlichen Umlagen, Konzessionsabgaben sowie die Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung. Sie stellen keine

Gegenleistung für die Inanspruchnahme der Netznutzung dar.²³² Das **individuelle Netzentgelt** nach § 19 Abs. 2 StromNEV bezieht sich ebenfalls nicht auf die Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, Netzreservekapazität, netzentgeltbezogene Umlagen, die Konzessionsabgabe sowie das Entgelt für singulär genutzte Betriebsmittel nach § 19 Abs. 3 StromNEV.²³³

5.1.3.1 Umlage nach dem EnFG

Die Umlagen für KWK-Anlagen und für Offshore-Netze werden über das am 1.1.2023 in Kraft getretene **Energiefinanzierungsgesetz**²³⁴ (EnFG) normiert. Die bis dahin noch in § 26 KWKG²³⁵ geregelte Umlage ist weggefallen. Mit Schaffung des EnFG hat der Gesetzgeber sich entschieden, die Regelungen zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Bestimmungen zur Finanzierung dieser Förderung in zwei unterschiedlichen Gesetzen zu verorten: das **Erneuerbare-Energien-Gesetz**²³⁶ (EEG 2023) regelt die Förderseite, während das EnFG normiert, nach welchen Maßgaben die Kosten finanziert werden.²³⁷

Der **EEG- und KWKG-Finanzierungsbedarf** sowie die **Offshore-Anbindungskosten** bestimmen sich nach § 4 EnFG. Danach ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber den Finanzierungsbedarf und teilen ihn den zuständigen staatlichen Stellen mit. Der Finanzierungsbedarf aus dem KWKG sowie die Offshore-Anbindungskosten werden gem. § 10 EnFG über Umlagen ausgeglichen. Der Begriff der Umlage umfasst die **KWKG-Umlage** und die **Offshore-Netzumlage** (§ 2 Nr. 17 EnFG), also den als Aufschlag auf die Netzentgelte erhobenen Betrag zur Deckung der KWKG- und Offshore-Finanzierungsbedarfe (§ 2 Nr. 6 und Nr. 11 EnFG), **nicht aber die EEG-Finanzierungsbedarfe**.²³⁸ Die Netzbetreiber bringen die Umlagen als eigenständigen Aufschlag auf die Netzentnahme in Ansatz (§ 12 Abs. 1 EnFG).

²³¹ Theobald/Templin, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 2 KAV Rn. 72; BR-Drs. 686/91, 17.

²³² BGH, Beschl. v. 20.7.2017 – EnVR 24/16 – EnWZ 2017, S. 454.

²³³ BNetzA, Beschl. v. 11.12.2013 – BK4-13-739 – EnWZ 2014, S. 88.

²³⁴ Energiefinanzierungsgesetz v. 20.7.2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt am 26.7.2023 (BGBl. I Nr. 202) geändert worden ist.

²³⁵ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt am 20.12.2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist.

²³⁶ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21.7.2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Gesetz vom 5.2.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 33) geändert worden ist.

²³⁷ Große EnWZ 2022, 390 (391).

²³⁸ Die Finanzierung der erneuerbaren Energien wird nicht mehr über die EEG-Umlage über den Strompreis getragen, sondern durch das Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ (BT-Drs. 20/1630, 4).

Die KWKG-Umlage betrug im Jahr 2023 0,357 Cent je Kilowattstunde und hat sich im Jahr 2024 auf 0,275 Cent je Kilowattstunde ermäßigt.²³⁹ Die Offshore-Netzumlage belief sich 2023 auf 0,591 Cent je Kilowattstunde und hat sich 2024 auf 0,656 Cent je Kilowattstunde erhöht.²⁴⁰

Zusätzlich regelt das EnFG die **Verringerung und Begrenzung von Umlagen** in bestimmten Anwendungsbereichen (§ 1 Abs. 1 Nr. 4 EnFG). Einer dieser Anwendungsbereiche ist die Erzeugung von Wasserstoff. Für die Umlagebefreiung bzw. die Umlagebegrenzung bei der Produktion von Wasserstoff sind die § 25 und § 36 EnFG maßgeblich. **Sie stehen in einem Alternativverhältnis, schließen sich also gegenseitig aus** (vgl. § 25 Abs. 1 S. 2 EnFG).²⁴¹ Die beiden Möglichkeiten stehen gleichberechtigt nebeneinander; eine gleichzeitige Wahrnehmung ist nicht möglich. Ein Unternehmen, das sowohl nach § 25 EnFG als auch nach § 36 EnFG berechtigt ist, kann allerdings jährlich neu darüber entscheiden, ob es die Umlagebefreiung oder die Umlagereduzierung wählt.²⁴² Sowohl § 25 als auch § 36 EnFG stehen nach § 68 EnFG unter dem **Vorbehalt beihilferechtlicher Genehmigung** durch die EU-Kommission und dürfen erst nach Erteilung dieser Genehmigung angewendet werden. Im Rahmen der Genehmigungserteilung erfolgt auch eine Prüfung der Definition von Grünem Wasserstoff.²⁴³

Für die Produktion von **Orangefarbenem Methanol** sieht das EnFG keine spezielle Befreiung oder Begrenzung der Umlagen vor. Bei Vorliegen der Voraussetzungen kommt jedoch eine Umlagenbegrenzung nach der sog. besonderen Ausgleichsregelung in Betracht.

5.1.3.1.1 Umlagebefreiung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff

§ 25 EnFG normiert die **Umlagebefreiung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff**. Rechtsfolge ist die Verringerung der Umlage für die Netzentnahme von Strom zur Herstellung von Grünem Wasserstoff auf **null**. Die Umlagebefreiung ist dabei unabhängig vom Verwendungszweck des produzierten Wasserstoffs.²⁴⁴ **Auch eine Weiterverarbeitung des Wasserstoffs zu Grünem Methanol ist damit von der Befreiung umfasst.**

5.1.3.1.1.1 Definition von Grünem Wasserstoff

Das EnFG selbst enthält keine Definition von Grünem Wasserstoff. § 26 EnFG verweist dafür auf § 93 EEG 2023. Dort ermächtigt § 93 Abs. 1 EEG 2023 die Bundesregierung, Anforderungen an die Herstellung von Grünem Wasserstoff zu bestimmen. Bereits aus der Begriffsdefinition des § 3 Nr. 27a EEG 2023 ergibt sich, dass der Grüne Wasserstoff mithilfe von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden muss. Danach ist Grüner Wasserstoff nur solcher, der nach Maßgabe der Verordnung nach § 93 EEG 2023 elektrochemisch durch den Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, wobei der Wasserstoff zur Speicherung oder zum Transport auch in anderen Energieträgern chemisch oder physikalisch gespeichert werden kann. Umschrieben wird dadurch die Erzeugung von Wasserstoff **mittels Elektrolyse**.²⁴⁵ Aus der Definition ergibt sich zudem, dass die **Eigenschaft als „Grüner Wasserstoff“ bei der Speicherung des Wasserstoffs nicht verloren geht**. Abgedeckt werden sämtliche Möglichkeiten der Speicherung, darunter chemische Speicherung in anderen Energieträgern.²⁴⁶ Das sog. **Ausschließlichkeitskriterium** – dass also zur Erzeugung des Grünen Wasserstoffs **ausschließlich** Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht werden darf – folgt hingegen erst aus § 93 Abs. 1 EEG 2023.²⁴⁷ Der für die Herstellung verwendete Strom

²³⁹ Bundesnetzagentur – KWKG-Umlage, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/K/KWKG_Umlage.htm (zuletzt abgerufen am 13.3.2024).

²⁴⁰ Bundesnetzagentur – Offshore-Netzumlage, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/O/Offshore-Netzumlage.html (zuletzt abgerufen am 13.3.2024).

²⁴¹ Boewe/Goldberg, in: BeckOK EEG, § 25 EnFG Rn. 10.

²⁴² Boewe/Goldberg, in: BeckOK EEG, § 25 EnFG Rn. 17; Große/Lehnert EnWZ 2021, 55 (56).

²⁴³ Boewe/Goldberg, in: BeckOK EEG, § 25 EnFG Rn. 18; dies., in: BeckOK EEG, § 36 EnFG Rn. 11.

²⁴⁴ Boewe/Goldberg, in: BeckOK EEG, § 25 EnFG Rn. 12.

²⁴⁵ BT-Drs. 20/2656, 19.

²⁴⁶ Smousavi, in: BeckOK EEG, § 3 Nr. 27a EEG 2023 Rn. 6.

²⁴⁷ Smousavi, in: BeckOK EEG, § 3 Nr. 27a EEG 2023 Rn. 5.

darf zudem **keine Förderung nach dem EEG** in Anspruch genommen haben (§ 93 Abs. 1 S. 2 EEG), wozu jedoch weder eine etwaige Förderung der Anlage noch die Förderung einer in der Anlage erzeugten Strommenge in der

Zusammenfassend ergibt sich die folgende **Normenkette bei der Bestimmung der Voraussetzungen Grünen Wasserstoffs**:



Abbildung 6: Konkretisierungsebenen bei der Bestimmung Grünen Wasserstoffs

Vergangenheit gehören.²⁴⁸ § 93 Abs. 1 S. 3 EEG nennt weitere Inhalte, die durch Verordnungsregelungen näher bestimmt werden können.

§ 93 Abs. 2 EEG ermächtigt die Bundesregierung dazu, in der Verordnung nach Abs. 1 auch Anforderungen an die Nachweisführung für die genannten Voraussetzungen der grünen Eigenschaft von Wasserstoff zu bestimmen.²⁴⁹ Schließlich ermächtigt § 93 Abs. 3 EEG die Bundesregierung, Grünen Wasserstoff alternativ durch einen Verweis auf die Verordnung nach § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 BImSchG zu bestimmen. So soll sichergestellt werden, dass im Falle einer Ergänzung der 38. BImSchV oder im Fall des Erlasses einer weiteren Verordnung auf Grundlage § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 BImSchG ein Gleichlauf der gesetzlichen Definitionen ermöglicht wird.²⁵⁰ Diese Norm ist nun auch bei der Überführung der Regelungen des DA 27 in das nationale Recht von Bedeutung: die 37. Bundesimmissionsschutzverordnung, mit der die Regelungen des DA 27 umgesetzt werden, ergeht (unter anderem) auf Grundlage von § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 BImSchG. **Über diese Verweisungen sind also letztlich auch für die Umlagebefreiung nach § 25 EnFG die Voraussetzungen des DA 27 maßgeblich.**

5.1.3.1.1.2 Weitere Voraussetzungen

Weitere Voraussetzung für den Anspruch auf Umlagebefreiung ist, dass der aus dem Netz entnommene Strom in einer Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbraucht wird, die **über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden** ist (§ 25 Abs. 1 EnFG). Der Begriff des Zählpunkts ist im Sinne von § 2 Nr. 14 der Stromnetzzugangsverordnung²⁵¹ (StromNZV) zu verstehen. Es muss sich also um einen Netzpunkt handeln, an dem der Energiefluss zähltechnisch erfasst wird. Die Befreiung ist nur möglich für Einrichtungen, die **vor dem 1.1.2030 in Betrieb genommen werden**. Ein **Antrag** zur Geltendmachung der Umlagebefreiung ist hingegen **nicht erforderlich**. Es muss lediglich die Einhaltung der Privilegierungsvorschriften gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden. Der Netzbetreiber wiederum ist berechtigt und verpflichtet, die Erfüllung der Voraussetzungen zu prüfen.²⁵²

²⁴⁸ BT-Drs. 19/29793, 31.

²⁴⁹ Deutschland hat sich für Herkunftsnachweise als Mittel zum Nachweis der Eigenschaft als Grüner Wasserstoff entschieden. Dazu wurde das Gesetz zu Herkunftsnachweisen für Gas, Wasserstoff, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien und zur Änderung anderer energierechtlicher Vorschriften vom 4.1.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 9) erlassen. Mithilfe der Herkunftsnachweise kann einem Endkunden gegenüber dokumentiert werden, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt worden ist.

²⁵⁰ Sieberg, in: BeckOK EEG, § 93 EEG 2023 Rn. 14.

²⁵¹ Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 16.07.2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.

²⁵² Boewe/Goldberg, in: BeckOK EEG, § 25 EnFG Rn. 9.

5.1.3.1.2 Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung für die Erzeugung von Wasserstoff

Alternativ ist eine **Begrenzung der Umlage nach § 36 EnFG** möglich. Dabei handelt es sich um eine spezielle Ausgleichsregelung für die Wasserstoff-Herstellung.²⁵³ Die Norm zielt auf die Herstellung in stromkostenintensiven Unternehmen ab und ist bewusst **nicht auf grünen Wasserstoff begrenzt**.²⁵⁴ Es kommt also nicht auf eine Klassifizierung des eingesetzten Stromes an; im Gegenzug erfolgt lediglich eine **teilweise Reduzierung der Umlage** und keine vollständige Befreiung wie nach § 25 EnFG. § 36 EnFG findet sich im Abschnitt über die „Besondere Ausgleichsregelung“. Dort sind die wesentlichen neuen Vorschriften für stromkostenintensive Unternehmen enthalten. Zweck des Abschnitts ist die Begrenzung der Höhe der zu zahlenden Umlagen, um die **internationale Wettbewerbsfähigkeit sicherzustellen** und eine **Abwanderung in das Ausland zu verhindern** (vgl. § 28 EnFG).

Anspruchsberechtigt sind nach § 36 EnFG nur Unternehmen oder selbständige Teile eines Unternehmens, die der Branche mit dem WZ-2008-Code 2011 nach Anlage 2 des EnFG zuzuordnen sind. Dahinter verbirgt sich die „Herstellung von Industriegasen“ als Unternehmenstätigkeit, wovon auch die Wasserstoffherstellung umfasst ist. **Der Verwendungszweck des Wasserstoffs ist dabei unerheblich**,²⁵⁵ so dass die Umlagereduzierung nach § 36 EnFG auch für die Herstellung von Wasserstoff zur Methanolsynthese in Betracht kommt. Zusätzlich muss die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag der gesamten Bruttowertschöpfung des Unternehmens leisten, wobei jeweils auf das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr abgestellt wird.²⁵⁶ Für die Reduzierung der Umlage ist ein **Antrag** erforderlich, über den das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) entscheidet, § 29 Abs. 1 Nr. 2 EnFG. Die Antragstellung richtet sich nach § 40 EnFG, wobei der Antrag bis zum 30. September für das folgende Kalenderjahr gestellt werden kann.

Die **Voraussetzungen** der Umlagereduzierung ergeben sich aus § 30 EnFG, werden aber durch § 36 EnFG modifiziert. Danach muss das Unternehmen ein Energiemanagementsystem betreiben²⁵⁷ (Nr. 2) und es muss entweder energieeffizient sein (Nr. 3 lit. a), mindestens 30 % seines Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien decken (Nr. 3 lit. b) oder Investitionen für Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Produktionsprozesses getätigt haben (Nr. 3 lit. c). *Keine* Voraussetzung ist ein Stromverbrauch von mind. 1 GWh im letzten Geschäftsjahr (§ 36 Abs. 1 EnFG). Zudem sind die Anforderungen an die Nachweisführung (§ 32 EnFG) vermindert (§ 36 Abs. 2 EnFG). Unter anderem müssen neu gegründete Unternehmen im ersten Jahr nach ihrer Neugründung kein Energie- oder Umweltmanagementsystem nachweisen, da der Aufbau und Nachweis eines solchen Systems rund ein Jahr in Anspruch nehmen kann.²⁵⁸ Schließlich kann abweichend von der Vorgabe in § 31 EnFG auf die Prüfung der Zugehörigkeit zu einer stromkostenintensiven Branche sowohl an der Abnahmestelle als auch in Bezug auf das Gesamtunternehmen verzichtet werden. Die gesonderte Prüfung bei der Abnahmestelle fällt weg (vgl. § 36 Abs. 1 EnFG); stattdessen kommt es auf den Beitrag der Herstellung von Wasserstoff zur Wertschöpfung an.²⁵⁹

§ 31 EnFG gibt den **Umfang** der Umlagereduzierung vor. Bei der Erzeugung von Wasserstoff ist **kein sog. Selbstbehalt zu zahlen**; es erfolgt eine Umlagebegrenzung ab der ersten Kilowattstunde (vgl. § 36 Abs. 1 EnFG, wonach § 31 Nr. 1 EnFG nicht anzuwenden ist). Da die Wasserstoffherstellung einer Branche nach Anlage 2 Liste 1 zuzuordnen ist, werden die zu zahlenden Umlagen für den Stromanteil über 1 GWh auf **15 Prozent der Umlagen** (Nr. 2 lit. a) und **in Summe auf höchstens 0,5 Prozent der Bruttowertschöpfung** begrenzt (Nr. 3 lit. a). Allerdings ist die Begrenzung gedeckelt: die zu zahlenden Umlagen für den Stromanteil über 1 GWh dürfen den **Wert von 0,05 Cent pro kWh nicht unterschreiten** (Nr. 4). Dies soll sicherstellen,

²⁵³ Buchmüller ZUR 2021, 195 (198).

²⁵⁴ Boewe/Goldberg, in: BeckOK EEG, § 36 EnFG Rn. 2.

²⁵⁵ BAFA – Merkblatt zur elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen 2023, S. 3.

²⁵⁶ BT-Drs. 19/25326, 25.

²⁵⁷ Eine nähere Bestimmung findet sich § 2 Nr. 3 EnFG.

²⁵⁸ BT-Drs. 19/25326, 26.

²⁵⁹ Boewe/Goldberg, in: BeckOK EEG, § 36 EnFG Rn. 37.

dass die begünstigten Unternehmen trotz der Reduzierung einen Grundbeitrag zur Umlage erbringen.²⁶⁰

5.1.3.1.3 Umlagenbegrenzung für die Erzeugung Orangefarbenen Methanols

Die §§ 25, 36 EnFG sind für die Herstellung von Biomethanol nicht anwendbar, da hierbei keine Elektrolyse stattfindet. Eine Umlagenbegrenzung kommt nur nach § 30 EnFG in Betracht. Ein Orangefarbenes Methanol erzeugendes Unternehmen dürfte einer Branche nach Anlage 2 zum EnFG zuzuordnen sein (vgl. Nr. 2014 – Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen und Chemikalien). Zusätzlich muss der Stromverbrauch im letzten Geschäftsjahr bei mehr als 1 GWh gelegen haben. Weitere Voraussetzung ist, dass das Unternehmen ein Energiemanagementsystem betreiben und müssen die Voraussetzungen des § 30 Abs. 3 EnFG vorliegen. Der Umfang der Umlagereduzierung richtet sich auch hier nach § 31 EnFG, wobei jedoch ein Selbstbehalt zu zahlen ist: Die Umlagen werden also für den Stromanteil bis einschließlich 1 GWh nicht begrenzt. Der Selbstbehalt muss im Begrenzungsjahr zuerst gezahlt werden, § 31 Nr. 1 EnFG.

5.1.3.2 § 19 StromNEV-Umlage

Die durch die Privilegierung von stromintensiven und atypischen Netznutzern sowie durch die Freistellung von

5.2 Direktleitung

Die **Direktleitung** ist nach § 3 Nr. 12 EnWG für den Strombezug definiert als Leitung, die einen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung verbindet. Eine Entnahme aus einem Netz der allgemeinen Versorgung findet nicht statt.

Die Netzentgeltspflicht setzt voraus, dass Strom dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird. Auch die netzentgeltgekoppelten Abgaben und Umlagen fallen nur beim Netzstrombezug an. **Es besteht also keine Netzentgeltspflicht oder die Pflicht zur Zahlung von**

Elektrolyseuren von den Netzentgelten entstehenden Fehlbeträge werden durch die § 19 StromNEV-Umlage ausgeglichen. Dafür werden die entgangenen Erlöse als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf alle Letztverbraucher umgelegt, § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV. Private oder gewerblich betriebene Stromkunden bis 1.000.000 kWh je Abnahmestelle zahlen die volle Höhe der Umlage. Im Jahr 2024 beträgt sie **0,643 Cent je Kilowattstunde**.²⁶¹ Bei größeren Verbrauchsmengen ist die Umlage hingegen gedeckelt. Sie beträgt **maximal 0,05 Cent je Kilowattstunde** für jede an der Abnahmestelle über 1 Gigawattstunde hinausgehende Kilowattstunde. Bei **stromkostenintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes** beträgt die Umlage für jede an der Abnahmestelle über 1 Gigawattstunde hinausgehende Kilowattstunde **maximal 0,025 Cent je Kilowattstunde**. Voraussetzung ist dabei, dass die Stromkosten des Unternehmens im vorangegangenen Kalenderjahr 4 Prozent des Umsatzes überstiegen haben.

5.1.4 Umsatzsteuer

Die Umsatzsteuer beträgt 19 % (vgl. §§ 1 Abs. 1 Nr. 1, 3g, 12 Abs. 1 Umsatzsteuergesetz²⁶²). Sie fällt auf den **Gesamtpreis** an, also auf die Stromkosten inklusive Umlagen, Entgelte und Stromsteuer.

netzentgeltgekoppelten Abgaben und Umlagen, wenn eine direkte Verbindung zwischen einer Erneuerbare-Energien-Anlage und einem Elektrolyseur sowie der Methanol-Erzeugungsanlage besteht. Der **Umsatzsteuer** unterliegen nur Lieferungen oder sonstige Leistungen, die ein Unternehmer im Inland gegen Entgelt im Rahmen seines Unternehmens ausführt (§ 1 Abs. 1 Nr. 1 UstG). Dies ist bei Stromerzeugung und Stromverbrauch innerhalb des gleichen Unternehmens regelmäßig nicht der Fall.

Die **Stromsteuer** fällt hingegen weiter an; eine Befreiung davon ist aber möglich. In Betracht kommen insoweit die

²⁶⁰ Küper/Denk, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, § 64 EEG 2021 Rn. 103.

²⁶¹ Bundesnetzagentur – Umlage Stromnetzentgeltverordnung (§ 19 StromNEV-Umlage), abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/A_Z_Glossar/P/Par19_StromNEV_Umlage.html (letzter Abruf am 12.3.2024).

²⁶² Umsatzsteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 21.2.2005 (BGBl. I S. 386), das zuletzt am 11.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 354) geändert worden ist.

Befreiungstatbestände nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG sowie nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG. Die Befreiung bedarf nach § 9 Abs. 4 StromStG i.V.m. § 9 Abs. 1 StromStV der Erlaubnis durch das zuständige Hauptzollamt. Die Erlaubnis muss beantragt werden.

5.2.1 Zum Selbstverbrauch entnommener Grünstrom

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ist Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von **mehr als 2 MW** aus bestimmten **erneuerbaren Energieträgern** erzeugt und vom Betreiber der Anlage am **Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch** entnommen wird, von der Stromsteuer befreit. Die Anwendbarkeit auf für die Elektrolyse entnommenen Strom hängt jeweils von einer standortbezogenen Einzelfallprüfung ab. Auch für die Herstellung von Biomethanol kommt eine Steuerbefreiung grundsätzlich in Betracht. Strom aus erneuerbaren Energieträgern ist nach § 2 Nr. 7 StromStG *Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas oder aus Biomasse erzeugt wird, ausgenommen Strom aus Wasserkraftwerken mit einer installierten Generatorleistung über 10 MW*. Der Strom muss **tatsächlich aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt** worden sein; ein lediglich bilanzieller Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energieträgern reicht nicht aus.²⁶³

Hier haben sich zum 1.1.2024 relevante Änderungen ergeben: seitdem können bestimmte Energieträger aufgrund einer Änderung des europäischen Beihilferechts nicht mehr als „erneuerbare Energieträger“ steuerbegünstigt werden.²⁶⁴ Geändert wurden die beihilferechtlichen Anforderungen an die Steuerermäßigungen nach der Energiesteuer-Richtlinie. Dies betrifft:

- flüssige Biomasse-Brennstoffe, darunter auch **Biome-
thanol**, Biodiesel, flüssige biogene Stoffe sowie Palmöl und andere Pflanzenöle;
- feste Biomasse-Brennstoffe²⁶⁵ in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 Megawatt oder mehr;
- gasförmige Biomasse-Brennstoffe²⁶⁶ in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW oder mehr;
- Klär- oder Deponiegas.

Sie fallen nun nicht mehr unter die erneuerbaren Energieträger im Sinne des Stromsteuerrechts. Erzeugte und bislang steuerfreie, zum Selbstverbrauch entnommene oder gegebenenfalls an Letztverbraucher geleistete und von diesen entnommene Strommengen sind seit dem 1.1.2024 grundsätzlich zu versteuern, soweit keine anderen Steuerbefreiungen vorliegen.²⁶⁷

Für die weiterhin steuerbefreiten Energieträger gelten zusätzlich die folgenden Voraussetzungen:

Die **Entnahme zum Selbstverbrauch** setzt die **Personenidentität** von Anlagenbetreiber und Stromentnehmer voraus.²⁶⁸ Bei juristischen Personen ist diese Voraussetzung beim Verbrauch durch alle Personen, die für das Unternehmen tätig sind, erfüllt.²⁶⁹ Ein Selbstverbrauch liegt demgegenüber nicht vor, wenn der Strom an Dritte (bspw. Mieter, Pächter) abgegeben wird.²⁷⁰ Zusätzlich müssen Erzeugung und Entnahme des Stroms zeitgleich erfolgen. Hierzu ist die erzeugte und entnommene Strommenge in geeigneter Form zu messen, es sei denn, die Zeitgleichheit kann auf andere Weise nachgewiesen werden (§ 11a StromStV²⁷¹). Der Strom muss **am Ort der Erzeugung entnommen** werden. Zum Ort der Erzeugung zählen zumindest das Gebäude, Grundstück oder Flurstück, auf dem sich die Stromerzeugungsanlage

²⁶³ BFH, Beschl. v. 17.1.2023 – VII R 54/20 – BeckRS 2023, 8891.

²⁶⁴ Vgl. Bekanntmachung des Bundesministeriums der Finanzen v. 12.12.2023, BGBl. I Nr. 364.

²⁶⁵ Dazu gehören unter anderem feste biogene Stoffe, bestimmte Abfälle, Altholz, Ablaugen aus der Zellstoffherstellung, und Holzpellets.

²⁶⁶ Dazu gehören (Roh-)Biogas, Holzgas und Biomethan.

²⁶⁷ Weitere Einzelheiten bei Generaldirektion Zoll – Fachmeldung: Ab 1. Januar 2024 keine Steuerbegünstigung mehr für Strom aus bestimmter Biomasse, Klär- und Deponiegas, 15.12.2023, abrufbar unter https://www.zoll.de/SharedDocs/Fachmeldungen/Aktuelle-Einzelmeldungen/2023/vst_energie_strom_ende_steuerbeguenstigung_1.html (letzter Abruf am 23.2.2024).

²⁶⁸ Schröder-Schallenberg, in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, § 9 StromStG Rn. 16.

²⁶⁹ Schröder-Schallenberg, in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, § 9 StromStG Rn. 18.

²⁷⁰ Möhlenkamp, in: Möhlenkamp/Milewski, § 9 StromStG Rn. 29.

²⁷¹ Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31.5.2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt am 22.12.2023 (BGBl. I Nr. 412) geändert worden ist.

befindet.²⁷² Bei einem räumlich zusammengehörenden Gebiet kann der Ort der Erzeugung auch mehrere Gebäude oder Grundstücke sowie Betriebsgelände umfassen.²⁷³ Schließlich darf der Strom **nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist** werden (§ 9 Abs. 1a StromStG). Eine Einspeisung wäre auch dann gegeben, wenn Strom nur kaufmännisch bilanziell weitergegeben und infolgedessen als eingespeist behandelt wird.

5.2.2 Strom aus Kleinanlagen

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG ist auch Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von **bis zu 2 MW** aus bestimmten **erneuerbaren Energieträgern** oder in **hocheffizienten KWK-Anlagen** mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt wird, unter bestimmten Voraussetzungen von der Stromsteuer befreit. Die Regelung bezweckt eine Förderung dezentraler Stromversorgung.²⁷⁴ Die Anwendbarkeit auf für die Elektrolyse entnommenen Strom hängt jeweils von einer standortbezogenen Einzelfallprüfung ab. Auch für die Herstellung von Biomethanol kommt eine Steuerbefreiung grundsätzlich in Betracht.

Auch hier wirken sich die eben dargestellten Änderungen des EU-Beihilfenrechts aus, so dass bestimmte Energieträger nunmehr von der Steuer-

5.3 Fazit

Der **Bezug von Strom aus dem allgemeinen Versorgungsnetz** ist mit bedeutend größeren wirtschaftlichen Kosten verbunden als der direkte Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien. Bei dem Netzstrombezug fallen die meisten staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteile in teils voller Höhe an. Dazu gehören die Stromsteuer, das Netzentgelt und netzentgeltgekoppelte Abgaben und Umlagen. Es stehen jedoch verschiedene Befreiungs- und Privilegierungstatbestände zur Verfügung, insbesondere für die Wasserelektrolyse.

befreiung ausgenommen sind. Eine Steuerbefreiung ist aber weiterhin möglich für feste und für gasförmige Biomasse-Brennstoffe. Zudem bleibt die Steuerbefreiung für Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen bestehen.

Befreit ist zum einen Strom, der vom Betreiber der Anlage als **Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang** zu der Anlage zum **Selbstverbrauch** entnommen wird, und zum anderen Strom, der von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an **Letztverbraucher** geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang der Anlage entnehmen. Der räumliche Zusammenhang umfasst Entnahmestellen in einem Radius von **bis zu 4,5 km um die jeweilige Stromerzeugungseinheit** (§ 12b Abs. 5 StromStV). Eine Privilegierung flächendeckender oder gar regionaler Stromversorgung sollte ausgeschlossen werden.²⁷⁵ Die Erzeugung und Entnahme des Stroms müssen zudem **zeitgleich** erfolgen, wie durch § 11a StromStV klargestellt wird.

Der erzeugte Strom muss **nicht vollständig für eigene Zwecke entnommen** werden; einer Steuerbefreiung steht nicht grundsätzlich entgegen, dass nicht benötigter Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird.²⁷⁶ Der in das öffentliche Netz eingespeiste Strom ist dann jedoch **nicht steuerbefreit**.²⁷⁷

Bei einer Stromversorgung mittels **Direktleitung** können die Strombezugskosten erheblich gesenkt werden. Es besteht weder eine Netzentgeltspflicht noch eine Pflicht zur Zahlung von netzentgeltgekoppelten Abgaben und Umlagen. Die Stromsteuer fällt grundsätzlich an, sofern nicht Befreiungstatbestände eingreifen. Zugleich fehlt den Anlagen bei einer ausschließlich auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung aufgrund deren fluktuierender Verfügbarkeit die Sicherheit einer stabilen und stetigen Strombezugsquelle.

²⁷² BT-Drs. 19/8037 S. 37.

²⁷³ BT-Drs. 19/8037 S. 37.

²⁷⁴ BT-Drs. 14/2044, S. 11.

²⁷⁵ Schröder-Schallenberg, in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, § 9 StromStG Rn. 67.

²⁷⁶ BFH, Urt. v. 20.4.2004 – VII R 44/03 – DStRE 2004, 1180.

²⁷⁷ Schröder-Schallenberg, in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, § 9 StromStG Rn. 71 f.

6 Rahmenbedingungen der Verwendung von CO₂ für die Methanol-Erzeugung

Eine der von der EU-Kommission in der **Mitteilung über nachhaltige Kohlenstoffkreisläufe** vorgeschlagenen Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele ist es, das CO₂ aus Abfallströmen, aus nachhaltigen Biomassequellen oder direkt aus der Atmosphäre zu recyceln.²⁷⁸ Mit diesem Ansatz möchte die EU-Kommission den Kohlenstoffkreislauf nachhaltig und klimaresilient gestalten und eine Abkehr von der Nutzung von fossilem CO₂ in industriellen Prozessen einleiten. In diesem Zusammenhang soll unter anderem die Nutzung von recyceltem CO₂ für die Herstellung von Kraftstoffen vorangetrieben werden. Erste Schritte in diese Richtung sind bereits vorgenommen worden: Mit der **Delegierten Verordnung zu Art. 25 Abs. 2 i.V.m. 28 Abs. 5 RED II (DA 28)**²⁷⁹ wird die Nutzung von CO₂ für die Erzeugung von RFNBO – wenn auch zurückhaltend – reguliert.

Wie in Abschnitt 2.5 dieser Studie bereits erläutert, erfordert die Erzeugung von Methanol eine Kohlenstoffquelle. Um auf die Erneuerbare-Energien-Quoten im Verkehrssektor²⁸⁰ anrechenbares Methanol herzustellen, darf nach Anhang A Nr. 10 des DA 28 das für die Erzeugung eingesetzte CO₂ lediglich aus folgenden Quellen stammen:

- CO₂ aus industriellen Prozessen (CCU), die in einem Emissionshandelssystem erfasst sind. Für CO₂ aus **fossilen Kraftwerken** gilt dies **bis 2036**, für alle anderen **industriellen Punktquellen bis 2041**. Jedoch ist vorgesehen, dass diese Daten im Rahmen der Festlegung der Klimaschutzziele der EU bis 2040 nochmals überprüft werden.
- CO₂, das **aus der Luft abgeschieden** wird (DAC).
- CO₂ aus der **Produktion oder Verbrennung von Biobrennstoffen oder Biomasse** (BECCU), die den

Nachhaltigkeitskriterien entsprechen und keine Gutschriften für die Einsparung von Treibhausgasemissionen erhalten haben.

- CO₂ aus der **Verbrennung von RFNBOs**, die ihrerseits den Kriterien der Delegierten Verordnungen entsprechen.
- CO₂ aus **geologischer Herkunft**.

Der Preis des CO₂ bei der Erzeugung von grünem Methanol ist primär von der angewandten Technologie abhängig; der Preis der CO₂-Emissionen im Europäischen Emissionshandelssystem (EU-EHS) oder im nationalen Brennstoffemissionshandelssystem (nBHS) kann jedoch bei der Nutzung von CO₂ aus CCU, BECCU oder aus der Verbrennung von RFNBO eine Rolle spielen, wenn die Tätigkeit, aus der das CO₂ stammt, sowie die Methanol-Produktion als solche in den Anwendungsbereich der jeweils einschlägigen Normen fällt.

Bestimmte aufgelistete Tätigkeiten mit einem hohen CO₂-Ausstoß fallen in den Anwendungsbereich der Richtlinie zum **Europäischen Emissionshandelssystem** (EU-EHS-RL)²⁸¹. Die erfassten Tätigkeiten verpflichten grundsätzlich zum Kauf und zur Abgabe von Emissionszertifikaten für die anfallenden CO₂-Emissionen. Um die Abgabe von Zertifikaten zu vermeiden, kann grundsätzlich eine anschließende Abscheidung und Speicherung des CO₂ erfolgen. Die Tätigkeit der Abscheidung und anschließenden geologischen Speicherung des CO₂ (CCS) fällt nach Anhang I in den Anwendungsbereich der EU-EHS-RL. Für geologisch gespeichertes oder in bestimmten Verbindungen dauerhaft stofflich eingebundenes CO₂ müssen also keine Emissionszertifikate abgegeben werden. Die Tätigkeit der CO₂-Abscheidung als solche – getrennt von einer anschließenden

²⁷⁸ Europäische Kommission – Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat Nachhaltige Kohlenstoffkreisläufe, 15.12.2021 – COM(2021) 800 final, abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0800> (letzter Abruf am 14.3.2024).

²⁷⁹ Delegierte Verordnung C (2023)1086 final der Kommission vom 10.2.2023 zur Ergänzung der Richtlinie 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige.

²⁸⁰ Weitere Ausführungen zur Anrechenbarkeit von grünem Methanol und zum DA 28 sind in Abschnitt 7.1.2.2 zu finden.

²⁸¹ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.

den Speicherung – wird in der EU-EHS-RL nicht aufgelistet. Die dahinterstehenden Erwägungen spiegeln sich auch in der Durchführungsverordnung zur Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der EU-EHS-RL²⁸² („**Monitoringverordnung**“) wider. Die CO₂-Abscheidung wird dort definiert als „die Abscheidung von CO₂ aus Gasströmen, das anderenfalls emittiert würde, zwecks Transport und geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte“ (Art. 3 Abs. 1 Nr. 54 Monitoringverordnung). Die EU-EHS-RL erlaubt es den Mitgliedstaaten unter anderem, Anreize für die umweltverträgliche Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ festzulegen (Art. 10 Abs. 3 lit. e EU-EHS-RL). Zurzeit sind also lediglich rechtlich verankerte Anreize für die Abscheidung von CO₂ zwecks Transports und geologischer Speicherung zu finden. Die EU-Kommission möchte künftig vor allem die dauerhafte CO₂-Entnahme vorantreiben und hat schon im Jahr 2022 einen Entwurf für eine Verordnung für die Zertifizierung von CO₂-Entnahmen²⁸³ vorgelegt. **Diese ist jedoch für die Nutzung von CO₂ für die Erzeugung von RFNBO nicht relevant, da die Verordnung auf die dauerhafte Bindung des CO₂ setzt.**

Weiter regelt Art. 48 Monitoringverordnung, dass CO₂, welches in derselben unter den EU-EHS fallenden Anlage, in der es entsteht, auch verwendet wird, als emittiert betrachtet wird. Dementsprechend würden auch in so einem Fall Kosten aufgrund der Abgabe von Zertifikaten nach dem EU-EHS anfallen. Auch bei der Weiterleitung des CO₂ an einer weitere unter den EU-EHS fallende Anlage besteht die Pflicht zur Abgabe von Zertifikaten. Dadurch entstehen weitere Kosten.

Nach dem aktuellen System wird also CO₂, welches nicht für die geologische Speicherung vorgesehen ist, als ausgestoßen eingeordnet.²⁸⁴ **Dementsprechend müssen für die Methanol-Erzeugung mithilfe von CO₂ aus CCU Emissionszertifikate abgegeben für die Anlage, in**

welcher das CO₂ emittiert wird. Dies hat einen erhöhten CO₂-Preis zufolge.

Die **Verwendung von CO₂ aus BECCU** für die Methanol-Erzeugung ist die rechtlich reizvoller: Tätigkeiten der Biomasseverbrennung sind – sofern die Nachhaltigkeitskriterien für die Biomasse erfüllt werden – nämlich nicht von der Abgabepflicht von Emissionszertifikaten nach dem EU-EHS betroffen (Anhang IV, Teil B EU-EHS-RL). Dementsprechend fallen bei der Verwendung von **CO₂ aus BECCU bei Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien keine zusätzlichen Kosten im Rahmen des EU-EHS an.**

Der Preis für die Nutzung von CO₂ aus der Verbrennung von RFNBO zur Herstellung von Grünem Methanol wird nach dem derzeitigen System davon abhängig sein, im Rahmen welcher Tätigkeit die RFNBO verbrannt werden. Fallen die Tätigkeiten unter den EU-EHS, werden wohl auch für die angefallenen Treibhausgasemissionen Zertifikate abgegeben werden müssen. Ob bei der Verbrennung von RFNBO Treibhausgasemissionen entstehen, ist von der Art des RFNBO abhängig. Dementsprechend sind eine mögliche Zertifikatsabgabepflicht nach der EU-EHS-RL und die damit verbundenen zusätzlichen Kosten auch von der Art der RFNBO abhängig.

Mit der im Jahr 2023 novellierten EU-EHS-RL wurde der Anwendungsbereich der Richtlinie erweitert, so dass **auch die CO₂-Emissionen aus dem Gebäude- und Straßenverkehrssektor von den Regelungen der EU-EHS-RL erfasst** werden. Dementsprechend müssen für die Tätigkeit der „Überführung in den steuerrechtlich freien Verkehr von Brennstoffen, die für deren Verbrennung im Gebäude- und im Straßenverkehrssektor sowie in zusätzlichen Sektoren verwendet werden“, Zertifikate abgegeben werden (Art. 30a Abs. 1 i.V.m. Anlage III). Diese Pflicht soll schrittweise eingeführt werden. Ab Januar 2025 benötigen Unternehmen, die von Anhang III umfasste Tätigkeiten betreiben, eine Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen (Art. 30b Abs. 1 EU-EHS-RL). Um eine solche zu erhalten, müssen die Unternehmen in der Lage sein, ihre Treibhaus-

²⁸² 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.

²⁸³ Europäische Kommission – Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von CO₂-Entnahmen – COM/2022/672 final, 30.11.2022, abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1671116014081&uri=CELEX%3A52022PC0672> (letzter Abruf am 14.3.2024).

²⁸⁴ Hocksell KlimR 2024, 42 (47).

gasemissionen zu überwachen und Berichterstattung zu leisten (Art. 30b Abs. 3 EU-EHS-RL). Ab 2027 sollen die Zertifikate für diese Sektoren versteigert werden (Art. 30d Abs. 1 EU-EHS-RL). Für die Abgabepflicht ist die Endnutzung der Brennstoffe maßgeblich. Im selben Anhang III Abs. 1 lit. b der EU-EHS-RL wird vorgegeben, dass die „Überführung in den steuerrechtlich freien Verkehr von Brennstoffen, deren Emissionsfaktor null ist“, von dieser Abgabepflicht ausgenommen ist. **Wenn der Emissionsfaktor des produzierten Methanols Null ist, entstehen wohl für diejenigen, die den Kraftstoff in den steuerlich freien Verkehr überführen, keine zusätzlichen Kosten aus dem EU-EHS.**

Für eine Definition der „Überführung in den steuerrechtlich freien Verkehr“ verweist die EU-EHS-RL in Art. 3 Abs. 1 lit. ag auf Art. 6 Abs. 3 VerbrauchStRL²⁸⁵. Dort wird festgelegt, dass „Überführung in den steuerrechtlich freien Verkehr“ die Herstellung verbrauchsteuerpflichtiger Waren meint (Art. 6 Abs. 3 lit. c VerbrauchStRL). Unter die verbrauchsteuerpflichtigen Waren fallen nach Art. 1 Abs. 1 lit. a VerbrauchStRL auch Energieerzeugnisse nach der EnergieStRL²⁸⁶. Unter den in Art. 2 Abs. 1 und 2 EnergieStRL aufgelisteten Energieerzeugnissen befindet sich auch Methanol, allerdings nur „wenn nicht von synthetischer Herkunft“. In Art. 2 Abs. 3 der EnergieSt-RL findet sich indes ein Auffangtatbestand. Danach werden andere als die in Art. 2 Abs. 1, 2 EnergieStRL aufgezählten Energieerzeugnisse, wenn als Heiz- oder Kraftstoff verwendet oder zum Verkauf angeboten, zu dem für einen gleichwertigen Heiz- oder Kraftstoff erhobenen Steuersatz besteuert werden (sog. **Ähnlichkeitsprinzip**). Für Grünes Methanol sind wohl auch Energiesteuern zu entrichten.²⁸⁷

Deutschland hat auf nationaler Ebene bereits im Jahr 2019 das Brennstoffemissionshandelsgesetz²⁸⁸ (BEHG) verab-

schiedet und dadurch ein Emissionshandelssystem für Treibhausgasemissionen, die bei der Nutzung von Brennstoffen in nicht vom EU-EHS erfassten Sektoren anfallen, eingerichtet. Zweck des Gesetzes ist die Bepreisung fossiler Treibhausgasemissionen (§ 1 BEHG). Wie im Verkehrssektor das Zusammenspiel zwischen EU-EHS und nBHS ab dem 2027 aussieht, wird sich voraussichtlich erst in den nächsten Jahren zeigen. Denn das nationale Brennstoffemissionshandelssystem (nBHS) erfasst auch den Verkehrssektor. Nach § 2 Abs. 1 BEHG gilt das Gesetz für die Brennstoffe nach Anlage 1, die nach Abs. 2 und 2a BEHG in Verkehr gebracht worden sind. Nach dem BEHG gelten die umfassten Brennstoffe mit dem Entstehen der Energiesteuer nach dem EnergieStG²⁸⁹ als in Verkehr gebracht. Verantwortlich dafür sind grundsätzlich die jeweiligen Steuerschuldner nach dem EnergieStG, § 3 Abs. 3 BEHG. Der Verantwortliche hat nach § 7 BEHG zum einen die Pflicht, die Brennstoffemissionen für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe zu ermitteln, zum anderen muss er Zertifikate für die nach § 7 BEHG ermittelten Brennstoffemissionen abgeben, § 8 BEHG. Unter den ausdrücklich erfassten Brennstoffen ist im BEHG auch Methanol aufgeführt. Wie schon erwähnt, ist nach § 1 BEHG Zweck des Gesetzes die Bepreisung fossiler Treibhausgasemissionen. Im BEHG wird keine weitere Differenzierung des Methanols nach der verwendeten CO₂-Quelle vorgenommen.

Jedoch wurde 2022 auf Grundlage von § 7 Abs. 4 Nr. 2 lit. b BEHG die Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 (EBeV 2030)²⁹⁰ erlassen. Sie schafft die Möglichkeit, **RFNBO mit einem nach der EBeV 2030 nachgewiesenen Emissionsfaktor von Null von der CO₂-Bepreisung nach dem BEHG freizustellen**, sofern die Anforderungen der 37. Bundesimmissionsschutz-Verordnung²⁹¹ (37. BImSchV) erfüllt sind.²⁹² Nach Inkrafttreten der europäischen

²⁸⁵ Richtlinie (EU) 2020/262 des Rates vom 19. Dezember 2019 zur Festlegung des allgemeinen Verbrauchsteuersystems

²⁸⁶ Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom.

²⁸⁷ Dies ist unabhängig von der CO₂-Bepreisung und wurde hier lediglich als weiterführende Information aufgenommen.

²⁸⁸ Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert worden ist.

²⁸⁹ Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 19. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2483) geändert worden ist.

²⁹⁰ Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 vom 21. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2868).

²⁹¹ Verordnung zur Neufassung der 37. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote – 37. BImSchV) vom 17.4.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 131).

²⁹² BT-Drs. 20/3438, S. 17.

Delegierten Rechtsakte sowie der novellierten 37. BImSchV ist diese Möglichkeit nunmehr operabel: RFNBO können für die Zwecke des BEHG mit Faktor Null berechnet werden, sofern sie nach der 37. BImSchV in Erfüllung der Treibhausgasminderungsquoten für Brennstoffe angerechnet werden können, vgl. § 10 EBeV 2030.

In der 37. BImSchV werden Anforderungen an dem verwendeten Strom und an Treibhausgaseinsparungen, die sich durch die Nutzung von RFNBO ergeben müssen, formuliert. Nur wenn diese Anforderungen eingehalten werden, können Brennstoffe als RFNBO angerechnet

werden.²⁹³ **Je nachdem, mit welchem Faktor die Treibhausgasemissionen des hergestellten Methanols berechnet werden, können hier Kosten entstehen.**

Weitere Kosten im Zusammenhang mit den CO₂-Emissionen des Methanols können bei der Nutzung als Kraftstoff entstehen. Sollte der Brennstoff etwa im Rahmen einer Tätigkeit eingesetzt werden, die dem EU-EHS unterliegt, müssen erneut Zertifikate für den CO₂-Ausstoß aus der Verbrennung der Brennstoffe abgegeben werden. Somit werden derzeit die CO₂-Emissionen unter Umständen zwei oder drei Mal bepreist.

²⁹³ Näher zur 37. BImSchV unten in Abschnitt 7.2.

7 Anrechenbarkeit auf Treibhausgasminderungsquoten

Die Nutzung eines Kraftstoffes im Verkehr wird wesentlich dadurch begünstigt, dass er nach Maßgabe des Bundesimmissionsschutzrechts auf Treibhausgasminderungsquoten anrechenbar ist. Im Folgenden wird der Rechtsrahmen für die Anrechenbarkeit von Methanol auf Treibhausgasminderungsquoten dargelegt. Dabei soll auch auf die dynamische Entwicklung des Rechtsrahmens eingegangen und sollen die entsprechenden politischen Prozesse nachgezeichnet werden. Diese Prozesse laufen zugleich auf europäischer und auf nationaler Ebene ab, wobei eine Wechselwirkung zwischen beiden Ebenen stattfindet: der deutsche Rechtsrahmen orientiert sich wesentlich an den

europäischen Vorgaben; zugleich nimmt Deutschland als EU-Mitgliedstaat Einfluss auf die Entwicklung des europäischen Rechts. Außerdem bestehen bei der Umsetzung des europäischen Rechts in das deutsche Recht zuweilen Spielräume, die dann durch den deutschen Gesetzgeber ausgefüllt werden können.

Um diese Wechselwirkung der verschiedenen Ebenen zu veranschaulichen, wird zunächst die Entwicklung des europäischen Rechts erläutert. Anschließend wird auf die Umsetzung des europäischen Rechts in das nationale Recht eingegangen.

7.1 Rechtsentwicklung auf europäischer Ebene

Von entscheidender Bedeutung für den wirtschaftlichen Einsatz von Methanol als Kraftstoff sind insbesondere die politischen und regulatorischen Prozesse auf europäischer Ebene. Hier sind in den letzten Jahren entscheidende Weichenstellungen vorgenommen worden. Diesen dynamischen Entwicklungen ist das nachfolgende Kapitel gewidmet. Zunächst sollen die Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie dargestellt werden. Eingangs soll auf die Rechtslage nach der zweiten Erneuerbare-Energien-Richtlinie²⁹⁴ („RED II“) eingegangen werden (dazu 7.1.1). Diese wird künftig durch die im November 2023 in Kraft getretene Fassung der Richtlinie²⁹⁵ („RED III“) abgelöst. Die Mitgliedstaaten der Europäischen Union haben bis zum 21.5.2025 Zeit, um die RED III in ihr nationales Recht umzusetzen (vgl. Art. 5 RED III). Die Neuregelung knüpft jedoch an die bisherige Regelungstechnik der Richtlinie an und modifiziert diese im Hinblick auf den hier interessierenden Regelungskomplex lediglich punktuell. Vor diesem Hintergrund ist die „alte“ RED II auch weiterhin von Bedeutung. Zur Konkretisierung der RED II hat die EU-

Kommission zwei bedeutsame sog. **Delegierte Rechtsakte** erlassen. Sie enthalten zentrale Vorgaben für die Privilegierung bestimmter Einsatzstoffe und Herstellungspfade für die Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs und anderer synthetischer Kraftstoffe (dazu 7.1.2). Die Vorgaben der Delegierten Rechtsakte dürften grundsätzlich auch unter der neuen RED III Geltung beanspruchen. Anschließend werden die gleichwohl mit der Neufassung der Richtlinie einhergehenden Änderungen der Rechtslage kurz aufgezeigt (dazu 7.1.3).

7.1.1 Erneuerbare-Energien Quote im Verkehrssektor

Die bislang geltende RED II formuliert verbindliche Vorgaben für den Einsatz von erneuerbarer Energie im Verkehrssektor. Danach soll der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch bis 2030 mindestens 14 %

²⁹⁴ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABl. L 328 v. 21.12.2018, S. 82-209.

²⁹⁵ Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18.10.2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates, ABl. L, 2023/2413 v. 31.10.2023.

betragen²⁹⁶ (Art. 25 Abs. 1 S. 1 RED II). Für das Jahr 2020 war in der RED II ein Anteil von 10 % vorgesehen.

Grundsätzlich soll der Mindestanteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor durch den Einsatz erneuerbarer und nachhaltiger Kraftstoffe erreicht werden. Die RED II gibt aber nur in Teilen vor, mit welchen Kraftstoffen das 14%-Ziel erreicht werden soll: die Mitgliedstaaten können einen eigenen Zielpfad festlegen und selbst eine Wahl der eingesetzten Kraftstoffe vornehmen.²⁹⁷ Generell sind Biokraftstoffe, fortschrittliche Biokraftstoffe, strombasierte Kraftstoffe, sog. wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe sowie Elektrizität auf die Quote anrechenbar.

RED II). Für sie ist in der RED II ein Mindestanteil i.H.v. 3,5 % bis 2030 vorgegeben.

Sogenannte **flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs** („Renewable Fuels of Non-Biological Origin“ – RFNBOs) zeichnen sich dadurch aus, dass sie keine Biokraftstoffe sind und zudem aus erneuerbaren Energiequellen stammen (vgl. Art. 2 Nr. 36 RED II). Unter anderem gilt gasförmiger erneuerbarer Wasserstoff, der durch Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen in einen Elektrolyseur erzeugt wird, als RFNBO. Auch Derivate wie Methanol, Ammoniak, Kerosin und andere Kraftstoffe gelten als RFNBO, wenn sie aus er-



Abbildung 7: auf die EE-Quote anrechenbare Kraftstoffe.
Quelle: eigene Darstellung

Dabei sind **Biokraftstoffe** definiert als flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden (vgl. Art. 2 Nr. 33 RED II). Biomasse meint den biologisch abbaubaren Teil von Produkten, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung, der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige, einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen, darunter auch solche aus Industrie und Haushalten (vgl. Art. 2 Nr. 24 RED II). Eine Mindestquote für Biokraftstoffe ist in der RED II nicht enthalten.

Unter die **fortschrittlichen Biokraftstoffe** sind aus sog. besonders qualifizierten Rohstoffen hergestellte Biokraftstoffe gefasst (vgl. Art. 2 Nr. 34 i.V.m. Anhang IX Teil A der

erneuerbarem Wasserstoff hergestellt werden. Für RFNBOs ist in der RED II **keine Mindestquote** vorgegeben. Es handelt sich also lediglich um eine weitere im Verkehrssektor einsetzbare erneuerbare Energie, die auf die Erneuerbare-Energien-Quote von 14 % angerechnet werden kann.

Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe („Recycled Carbon Fuels“ – RCFs) sind definiert als Kraftstoffe, die hergestellt werden aus flüssigen oder festen Abfallströmen nicht erneuerbaren Ursprungs, welche ihrerseits für eine stoffliche Verwendung nicht geeignet sind. Alternativ kann Gas aus der Abfallverarbeitung oder Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs verwendet werden, wenn sie zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen (vgl. Art. 2 Nr. 35 RED II). RCFs werden also nicht aus erneuerbaren

²⁹⁶ Neben diesem sektorspezifischen Ziel enthält die RED II auch eine allgemeine Zielvorgabe: Der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen sollte bis 2030 sektorübergreifend mindestens 32 % auf Unionsebene betragen, Art. 3 Abs. 1 S. 1 RED II. Die Mitgliedstaaten waren verpflichtet, ihrerseits nationale Beiträge festzulegen, um das Unionsziel gemeinsam zu erreichen, Art. 3 Abs. 2 RED II.

²⁹⁷ Vgl. im Einzelnen *Kalis/Wilms*, KEROSyN100 – Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt. Rechtswissenschaftliche Studie (2020), S. 11 ff.

Einsatzstoffen hergestellt und sind eigentlich keine erneuerbaren Kraftstoffe.²⁹⁸ Ihnen wird jedoch eine positivere Treibhausgasbilanz als anderen fossilen Energieträgern bescheinigt, da sie die Verwendung sonst nicht verwerteter Rohstoffe ermöglichen. Vor diesem Hintergrund ermöglicht die RED II eine Anrechnung von RCFs auf die Erneuerbare-Energien-Quote im Verkehr, sofern die Mitgliedstaaten dies bestimmen (vgl. Art. 25 Abs. 1 UAbs. 3 lit. b RED II).

Für den Einsatz von **Elektrizität** ist in der RED II keine gesonderte Quote vorgesehen. Jedoch wird Strom aus erneuerbaren Energien bei der Berechnung der Erneuerbare-Energien-Quote besonders berücksichtigt (vgl. Art. 27 Abs. 2 lit. b RED II).

Um einen Beitrag der verschiedenen Kraftstoffe zu den Klimazielen der Europäischen Union sicherzustellen, normiert die RED II zusätzlich **Anforderungen an Nachhaltigkeit und Emissionseinsparungen**. So macht die RED II in Art. 27 Abs. 3 Vorgaben zur Anrechenbarkeit von direkt bereitgestellter Elektrizität sowie von gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs, die im Verkehr eingesetzt werden. Nach Art. 25 Abs. 2 RED II sollen die Treibhausgasemissions-Einsparungen durch die Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs **ab dem 1.1.2021 mindestens 70 %** betragen. So soll verhindert werden, dass es durch die Produktion von RFNBOs unter Nutzung fossiler Energieträger zu einer Steigerung von Treibhausgasemissionen kommt.

7.1.2 Delegierte Verordnungen zu erneuerbaren Kraftstoffen

In der RED II findet sich ferner der **Arbeitsauftrag an die EU-Kommission**, sog. Delegierte Rechtsakte („Delegated Acts“) zu einzelnen Themenbereichen zu erlassen und damit die Vorgaben der RED II weiter zu konkretisieren (vgl. die Ermächtigungsgrundlagen in Art. 25 Abs. 2 i.V.m. Art. 28 Abs. 5 RED II sowie Art. 27 Abs. 3 RED II).

Mithilfe Delegierter Rechtsakte werden nicht wesentliche Vorschriften „normaler“ Unionsrechtsakte (wie Richtlinien oder Verordnungen, die in einem Gesetzgebungsverfahren angenommen werden) geändert oder ergänzt. Sie werden von der EU-Kommission erlassen und haben keinen Gesetzescharakter (Art. 290 AEUV). Die Delegierten Rechtsakte erfüllen die Funktion, regelmäßig zu aktualisierende Details technisch und wissenschaftlich zu konkretisieren und auf diese Weise mit den sich entwickelnden Standards Schritt zu halten.²⁹⁹ Dabei können sie die in Art. 288 AEUV beschriebenen Rechtsformen (Verordnung, Richtlinie, Beschluss) annehmen: sie können als Delegierte Verordnung, Delegierte Richtlinie oder Delegierte Beschlüsse ergehen.³⁰⁰ *Delegierte Richtlinien* bedürfen also unter Umständen eines sie umsetzenden Rechtsaktes der Mitgliedstaaten, während *Delegierte Verordnungen* verbindlich und unmittelbar in allen Mitgliedstaaten gelten. Im Verhältnis zum sog. Primärrecht (also den Europäischen Verträgen) und dem Sekundärrecht (also dem Recht mit Gesetzescharakter, wie Richtlinien und Verordnungen) besteht ein *Unterrordnungsverhältnis*: die Delegierten Rechtsakte müssen den inhaltlichen Vorgaben des höherrangigen Rechts entsprechen.³⁰¹

Am 10.2.2023 hat die EU-Kommission die in den oben genannten Vorschriften der RED II vorgesehenen Delegierten Rechtsakte in Form Delegierter Verordnungen vorgelegt. Rat und Parlament hatten anschließend vier Monate Zeit, um die Vorschläge der Europäischen Kommission anzunehmen oder abzulehnen (Art. 35 Abs. 7 RED II); eine Änderungsmöglichkeit hatten sie nicht (vgl. Art. 290 Abs. 2 lit. b AEUV). Nachdem weder der Rat noch das Parlament Einwände erhoben haben, sind die Delegierten Rechtsakte **am 10.7.2023 in Kraft getreten**. Nun gelten sie verbindlich und unmittelbar in allen EU-Mitgliedstaaten.³⁰²

Nur wenn der Kraft- bzw. Brennstoff die Vorgaben der Delegierten Verordnungen einhält, kann seine Verwendung im Verkehrssektor für die Quotenerfüllung herangezogen

²⁹⁸ Kalis KlimR 2023, S. 166 (169).

²⁹⁹ Hoffmann/Kamm/Pause, Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft, 2023, S. 4.

³⁰⁰ Nettesheim, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, Art. 290 AEUV Rn. 32.

³⁰¹ Gellermann, in: Streinz, EUV/AEUV, Art. 290 AEUV Rn. 3; Nettesheim, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, Art. 290 AEUV Rn. 56; Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 288 AEUV Rn. 12.

³⁰² Hoffmann/Kamm/Pause, Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft, 2023, S. 16.

werden. Die erste Delegierte Verordnung³⁰³ („DA 27“) definiert insbesondere Anforderungen an den Strombezug für die Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs. Werden die Anforderungen eingehalten, so können der hergestellte Wasserstoff und darauf beruhende synthetische Kraftstoffe als erneuerbar bezeichnet werden. Die zweite Delegierte Verordnung³⁰⁴ („DA 28“) konkretisiert die in der RED II enthaltene Vorgabe einer Mindestemissionsminderung von 70 % durch den Einsatz strombasierter Kraftstoffe und schafft für diese sowie für wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe eine Methodologie zur Berechnung der Emissionsminderungen. Zusätzlich wird dort auch für den Einsatz von wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen eine Mindest-Emissionsminderung von 70 % gegenüber dem Einsatz fossiler Kraft- bzw. Brennstoffe festgelegt.

Im Folgenden sollen die Delegierten Verordnungen näher dargestellt werden.

7.1.2.1 Delegierte Verordnung zu Art. 27 Abs. 3 RED II

Die Delegierte Verordnung zur Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs („DA 27“) ist Teil des Rechtsrahmens der Europäischen Union für erneuerbaren Wasserstoff. Er soll den Markthochlauf für erneuerbaren Wasserstoff und andere strombasierte Kraftstoffe unterstützen. Dadurch soll die Dekarbonisierung des Energiesystems beschleunigt und die Abhängigkeit der EU von aus Russland eingeführten fossilen Brennstoffen erheblich verringert werden.³⁰⁵

Mit dem Einsatz großmaßstäblicher Elektrolyseure wird der Strombedarf für die Wasserstofferzeugung bis 2030 voraussichtlich stark zunehmen. Derzeit gibt es in der Europäischen Union Elektrolyseure mit einer Leistung von

rund 160 MW. Die Wasserstoffstrategie der EU zielt bis Ende 2025 auf Elektrolyseure mit einer Leistung von 6000 MW ab, die mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen betrieben werden.³⁰⁶ Die EU-Kommission schätzt einen Strombedarf von 500 TWh für die Herstellung der bis 2030 geplanten 10 Mio. Tonnen Wasserstoff. Dabei handelt es sich um 14 % des gesamten Stromverbrauchs in der Europäischen Union.³⁰⁷ Derzeit ist aber noch völlig unklar, ob in kurzer Zeit so viele zusätzliche Erneuerbare-Energien-Anlagen gebaut werden können.

7.1.2.1.1 Hintergrund

In der aus dem Jahr 2018 stammenden RED II werden die Kriterien, unter denen der für Elektrolyse von synthetischen Kraftstoffen eingesetzte Strom als grün gilt, nicht umfassend festgelegt. Vielmehr findet sich in Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II die Ermächtigung für die EU-Kommission zur Bestimmung der Voraussetzungen mittels Delegiertem Rechtsakt. Bereits der Richtlinie waren jedoch einige Vorgaben zur grünen Eigenschaft des für die Elektrolyse verwendeten Stroms zu entnehmen. So bestimmt **Erwägungsgrund (ErwG) 90** der RED II:

*Damit erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs tatsächlich **zur Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen**, sollte bei der Kraftstoffproduktion **Elektrizität aus erneuerbaren Quellen** eingesetzt werden. Für den Fall, dass die verwendete Elektrizität aus dem Netz bezogen wird, sollte die Kommission durch delegierte Rechtsakte ein zuverlässiges Unionsverfahren entwickeln. Mit dem Verfahren sollte sichergestellt werden, dass die Stromproduktionseinheit, mit der der Produzent einen bilateralen Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom geschlossen hat, **zeitlich und geografisch mit der Kraftstoffproduktion korreliert**. Beispielsweise sollten erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs nicht als uneingeschränkt erneuerbar angerechnet werden, wenn sie zu einer Zeit produziert werden, in der die unter Vertrag genommene Einheit zur Erzeugung erneuerbarer*

³⁰³ Delegierte Verordnung C(2023)1087 final der Kommission vom 10.2.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr.

³⁰⁴ Delegierte Verordnung C (2023)1086 final der Kommission vom 10.2.2023 zur Ergänzung der Richtlinie 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe.

³⁰⁵ Vgl. Europäische Kommission – Fragen und Antworten zu den delegierten Rechtsakten der EU über erneuerbaren Wasserstoff, 13.2.2023.

³⁰⁶ Europäische Kommission – Mitteilung an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, COM(2020) 301 final, 8.7.2020, S. 6.

³⁰⁷ Europäische Kommission – EU-Kommission legt Definition von erneuerbarem Wasserstoff vor, Pressemitteilung v. 13.2.2023, abrufbar unter https://germany.representation.ec.europa.eu/news/eu-kommission-legt-definition-von-erneuerbarem-wasserstoff-vor-2023-02-13_de.

Elektrizität gar keinen Strom erzeugt. In einem weiteren Beispiel sollten Kraftstoffe bei einem Engpass des Elektrizitätsnetzes nur dann uneingeschränkt als erneuerbar angerechnet werden können, wenn sich sowohl die Stromerzeugungs- als auch die Kraftstoffproduktions-anlage auf der gleichen Seite des Engpasses befinden. Außerdem sollte es ein **Element der Zusätzlichkeit** geben, das heißt, der Kraftstoffproduzent trägt zusätzlich zur Nutzung erneuerbarer Quellen und zu deren Finanzierung bei.

In Art. 27 Abs. 3 UAbs. 3 RED II findet sich die Vorgabe:

*Damit dem erwarteten Anstieg der Nachfrage nach **Elektrizität im Verkehrssektor** über den aktuellen Ausgangswert hinaus mittels zusätzlicher Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbarer Energie entsprochen werden kann, erarbeitet die Kommission einen **Rahmen für die Zusätzlichkeit im Verkehrssektor** und schlägt verschiedene Optionen dafür vor, wie der Ausgangswert für die einzelnen Mitgliedstaaten festgelegt und die Zusätzlichkeit ermittelt werden kann.*

In Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5-6 RED II schließlich heißt es:

*Hingegen kann Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer erneuerbaren Elektrizität erzeugenden Anlage stammt und die für die Produktion von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs eingesetzt wird, **in vollem Umfang** als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden, wenn die Anlage*

- a. **nach oder gleichzeitig** mit der Anlage den Betrieb aufnimmt, die flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs produziert, und
- b. *nicht an das Netz angeschlossen ist oder zwar an das Netz angeschlossen ist, die betreffende Elektrizität aber nachweislich bereitgestellt wird, ohne Elektrizität aus dem Netz zu entnehmen.*

*Aus dem Netz entnommene Elektrizität kann in vollem Umfang als erneuerbare Elektrizität angerechnet werden, wenn sie **ausschließlich mittels erneuerbarer Energiequellen produziert** wurde und nachweislich die Eigenschaften erneuerbarer Energie aufweist sowie etwaige sonstige entsprechende Kriterien erfüllt, sodass sichergestellt ist, dass ihre Eigenschaft als erneuerbare Energie nur einmal und nur in einem Endverbrauchssektor geltend gemacht werden.*

Ursprünglich war der DA 27 nach der RED II bereits für Ende 2021 vorgesehen. Ein erster Vorschlag wurde im Mai

2022 vorgelegt. Daran schloss sich eine öffentliche Konsultation an. Im September 2022 legte auch das Europäische Parlament einen eigenen Vorschlag vor. **Mitte Februar 2023** schließlich hat die EU-Kommission eine neue Version vorgelegt. Nachdem weder der Rat noch das Parlament Einwände erhoben haben, ist die Delegierte Verordnung **am 10.7.2023 in Kraft getreten**.

Auch wenn der Delegierte Rechtsakt sich **ausschließlich auf den Verkehrsbereich bezieht**, kommt der in ihm enthaltenen Definition erneuerbaren Wasserstoffs doch darüber hinaus gehende Bedeutung zu. Denn die mittlerweile neu gefasste Erneuerbare-Energien-Richtlinie sieht vor, dass RFNBOs künftig auch in anderen Sektoren auf bestehende Erneuerbare-Energien-Ziele angerechnet werden können. Zugleich hat der Gesetzgeber der RED III offenbar keinen unmittelbaren Handlungsbedarf für eine Überarbeitung des DA 27 gesehen.³⁰⁸ Der Delegierte Rechtsakt definiert also perspektivisch für das gesamte Unionsrecht, was unter grünem Wasserstoff und seinen Derivaten zu verstehen ist. Damit kommt ihm auch **enorme ökonomische Bedeutung** zu: von den Regelungen hängt ab, wer innerhalb Europas am meisten vom Hochlauf der Wasserwirtschaft profitiert; einer Milliardenbranche, die in Zukunft über Jahrzehnte hohe Gewinne generieren und wesentlich zur grünen Transformation der Wirtschaft beitragen soll.³⁰⁹

7.1.2.1.2 Inhalt

Die Delegierte Verordnung legt fest, welche Anforderungen elektrischer Strom erfüllen muss, damit aus ihm hergestellter Wasserstoff und darauf beruhende synthetische Kraftstoffe als erneuerbar bezeichnet werden können (Art. 1 DA 27).

Nur zur Kraftstofferzeugung eingesetzte Elektrizität, die sowohl die Anforderungen von Art. 27 Abs. 3 RED II als auch diejenigen des DA 27 erfüllt, ist auf die Erneuerbare-Energien-Quote anrechenbar. Die Anrechnung von im Verkehrssektor genutzten synthetischen Kraftstoffen erfolgt

³⁰⁸ Näher Hoffmann/Kamm/Pause, Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft, 2023, S. 46 ff.

³⁰⁹ Herwartz, in: HBL vom 21.2.2023, abrufbar unter <https://www.handelsblatt.com/meinung/gastbeitraege/eu-kolumne-der-neue-oelrausch-europas-staaten-suchen-nach-wasserstoffquellen/28989988.html>.

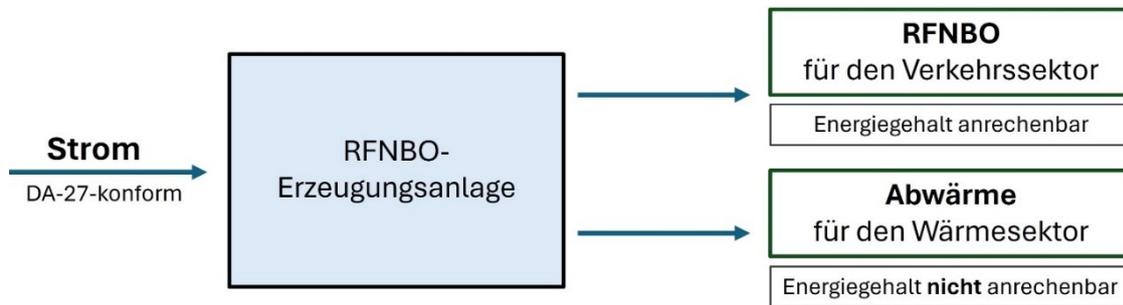


Abbildung 8: Anrechenbarkeit des Energiegehalts bei der RFNBO-Erzeugung
Quelle: Kisker/Buchmüller – Wann ist Wasserstoff grün, S. 7

im Umfang von deren Energiegehalt (vgl. Art. 27 Abs. 1 lit. b RED II). Erneuerbare Energie, die sich nicht im Energiegehalt der RFNBOs niederschlägt, ist also nicht anrechenbar.³¹⁰

Generell werden synthetische Kraftstoffe – wie dargelegt – in Art. 2 Nr. 36 RED II definiert als flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt.

Als Grundregel ist eine **anteilig erneuerbare Herstellung grünen Wasserstoffs** möglich. Sofern Wasserstoff aus Netzstrom erzeugt wird, gilt der Strom anteilig mit dem Anteil erneuerbarer Energien am Strommix als erneuerbar (Art. 27 Abs. 3 UAbs. 4 RED II).

Ausnahmsweise ist unter bestimmten Umständen ein Strombezug für eine **vollständig erneuerbare Herstellung grünen Wasserstoffs** möglich. Die insoweit in Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5-6 RED II enthaltenen Vorgaben werden in der Delegierten Verordnung konkretisiert (vgl. Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II). Die Delegierte Verordnung ist also nur relevant, wenn der gesamte verwendete Strom als erneuerbar angerechnet werden soll. In der Delegierten Verordnung werden insgesamt **vier Arten des Strombezugs** beschrieben:

- i. Direktbezug von Strom aus einer Erneuerbaren-Energien-Anlage.

- ii. Bezug von Netzstrom in einer Gebotszone mit einem Anteil von mehr als 90% erneuerbarer Energie am Strommix.
- iii. Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien über einen Strombezugsvertrag mit Erzeugern erneuerbarer Energie („Power Purchase Agreement“).
- iv. Stromverbrauch, der ein Herunterfahren einer Erneuerbare-Energien-Anlage im Zuge einer Redispatch-Maßnahme vermeidet.

Dabei bleibt nach der Delegierten Verordnung jedoch unklar, für welche Komponenten einer RFNBO-Erzeugungsanlage erneuerbarer Strom bezogen werden muss, damit es zu einer Anrechnung kommen kann; sprich: ob der Einsatz erneuerbaren Stroms auf die Elektrolyse begrenzt sein kann oder ob auch Nebenanlagen (bspw. Verdichter) mit derartigem Strom betrieben werden müssen.³¹¹ Die EU-Kommission hat insoweit auf eine klarstellende Regelung verzichtet.

Im Einzelnen gilt Folgendes:

- i. Bei einem **Direktbezug von Strom aus einer EEA ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes** (vgl. Art. 3 DA 27) gilt der Strom als vollständig erneuerbar. Der Strom kann über eine Direktleitung bezogen werden; alternativ erfolgen die Erzeugung des erneuerbaren Stroms und der

³¹⁰ Kisker/Buchmüller, Wann ist Wasserstoff grün?, 2023, S. 7; Hoffmann ZNER 2020, 300 (303).

³¹¹ Kisker/Buchmüller, Wann ist Wasserstoff grün?, 2023, S. 6.

RFNBOs in derselben Anlage (Art. 3 lit. a DA 27). Eine Definition des Begriffs „**Direktleitung**“ findet sich in Art. 2 Nr. 41 der Richtlinie 2019/944³¹²:

Entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Erzeuger und einen Versorger zur direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, ihren Tochterunternehmen und ihren Kunden verbindet.

Diese Definition findet auch im Rahmen des DA 27 Anwendung (vgl. Art. 2 Nr. 2 DA 27).

Explizit wird durch den DA 27 auch die Nutzung sowohl einer direkten wie auch einer indirekten Verbindung zu jeweils unterschiedlichen Zeiten ermöglicht (vgl. Art. 3 DA 27 sowie ErwG 14).³¹³ Auch ein Anschluss des Elektrolyseurs und der EEA an das öffentliche Stromnetz ist also möglich; er muss jedoch über ein Smart-Metering-System erfolgen, damit der Strombezug nachvollzogen werden kann. Zudem kann der aus dem öffentlichen Netz bezogene Strom nur dann als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn er die zusätzlichen Voraussetzungen des Art. 4 DA 27 erfüllt (dazu näher unten ii.-iv.).

Nach Art. 3 UAbs. 1 lit. b S. 3 DA 27 darf die EEA frühestens 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein. Bei einer Kapazitätserweiterung am selben Standort ist dieser Zeitraum nochmals verlängert: So bleibt es ohne Einfluss auf das Inbetriebnahmedatum, wenn die Produktionskapazität der RFNBO-Anlage innerhalb von 36 Monaten nach Inbetriebnahme erweitert wird. Der maximale Zeitraum zwischen Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage und der endgültig fertiggestellten RFNBO-Anlage beträgt somit 72 Monate.³¹⁴

Schließlich muss die EEA die Bedingung der Zusätzlichkeit erfüllen, also extra für den Elektrolyseur-Betrieb gebaut werden (vgl. Art. 3 UAbs. 1 lit. b DA 27).

ii.

Für Regionen, in denen der **Netzstrom einen Anteil erneuerbarer Energien von mehr als 90 %** aufweist, darf dieser ohne weitere Einschränkungen zur Herstellung

erneuerbaren Wasserstoffs verwendet werden (Art. 4 Abs. 1 DA 27). Ausreichend ist, wenn der Anteil erneuerbarer Energien die Schwelle von 90 % in einem der fünf letzten Kalenderjahre überschritten hat. Für die folgenden fünf Jahre wird die Überschreitung der 90 % dann unterstellt. Weiterer Voraussetzungen bedarf es nicht, insbesondere muss das Zusätzlichkeitskriterium nicht eingehalten werden. Bislang kommt diese Variante jedoch allein für einige Gebotszonen in Skandinavien in Betracht: dort sind mehr als 90 % erneuerbarer Energien im Netz. Jedoch dürfte es bei einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien künftig auch mehr Stromgebotszonen geben, die diese Anrechnungsmöglichkeit erfüllen.

Alternativ reicht es aus, wenn die **Emissionsintensität im Netz unterhalb von 18g CO₂-Äquivalent pro Megajoule** liegt (Art. 4 Abs. 2 DA 27). Dies kommt derzeit nur für die EU-Mitgliedstaaten Frankreich und Schweden in Betracht, deren Strommix stark durch Atomenergie geprägt ist. Für die Bezugsvariante bedarf es eines sog. **Power-Purchase-Agreements**, also eines Vertrags zwischen dem Betreiber der EEA und dem Wasserstoff-Hersteller, der die Lieferung des produzierten Stroms über das öffentliche Netz an den Elektrolyseur regelt. Zusätzlich müssen die Prinzipien der Gleichzeitigkeit und des räumlichen Zusammenhangs erfüllt sein. **Gleichzeitigkeit** bedeutet, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und der Stromverbrauch **innerhalb derselben Stunde** erfolgen müssen. Insoweit gilt jedoch bis Ende 2029 eine Übergangsregelung: danach reicht es, wenn der verbrauchte Strom in demselben Kalendermonat erzeugt wurde. Den Mitgliedstaaten steht es offen, die eigentlich erst ab 1.1.2030 vorgesehene zeitliche Korrelation von einer Stunde auf den 1.7.2027 vorzuziehen. Die **geografische Korrelation** erfordert, dass sich die Erneuerbare-Energien-Anlagen und der Elektrolyseur **in derselben Gebotszone** befinden oder in verbundenen Gebotszonen mit geringerem oder gleichem Strompreis, oder in einer verbundenen Offshore-Gebotszone. Nicht einzuhalten ist das Prinzip der Zusätzlichkeit. Der Strom kann also aus bestehenden Wind- und Solaranlagen geliefert werden und **muss nicht aus neuen Anlagen stammen**.

³¹² Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5.6.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. L 158, S. 125-199.

³¹³ Kisker/Buchmüller zufolge lässt der Wortlaut sogar einen zeitgleichen Mischbezug zu (*dies.*, Wann ist Wasserstoff grün?, 2023, S. 14 ff.).

³¹⁴ Kisker/Buchmüller, Wann ist Wasserstoff grün?, 2023, S. 13.

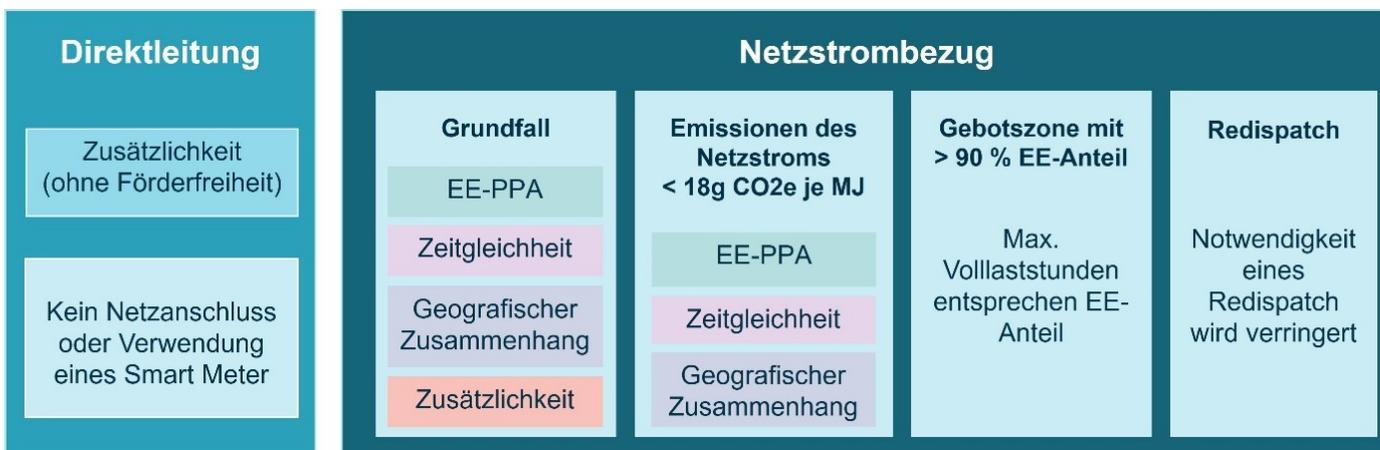


Abbildung 9: Strombezugsvarianten im Überblick
Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Agora Energiewende

Der Elektrolyseur darf eine **maximale Anzahl von Betriebsstunden nicht überschreiten**. Die maximale Stundenzahl wird im Verhältnis zum Anteil erneuerbaren Stroms in der Gebotszone festgelegt (vgl. Art. 4 Abs. 1 UAbs. 2 DA 27). Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Wasserstoffherzeugung nicht in den Stunden erfolgt, in denen Strom aus erneuerbaren Quellen knapp und teuer ist.³¹⁵

iii.

Beim **Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien über ein Power-Purchase-Agreement** (Art. 4 Abs. 4 DA 27) müssen für die grüne Eigenschaft des produzierten Wasserstoffs auch hier die Prinzipien der Gleichzeitigkeit und des räumlichen Zusammenhangs gewahrt sein. Durch sie soll sichergestellt werden, dass RFNBOs nur hergestellt werden, wenn die erneuerbare Energie zeitgleich und in der selben Gebotszone erzeugt wird. Hinzu kommt das Prinzip der Zusätzlichkeit. Durch dieses soll eine Erhöhung der fossilen Stromerzeugung infolge des Anstiegs von Elektrolysekapazität verhindert werden.³¹⁶ Im Einzelnen ist folgendes erforderlich:

- **Prinzip der Gleichzeitigkeit (Art. 6 DA)**
 - **Ab dem 1.1.2030** muss der Strom vom Elektrolyseur **in der gleichen Stunde verbraucht**

werden, in der er eingespeist wurde. Der Strom kann auch einem neuen Stromspeicher entnommen werden, der hinter demselben Netzanschlusspunkt wie der Elektrolyseur liegt und innerhalb derselben Stunde geladen wurde, in der der bezogene Strom produziert wurde. Ursprünglich hatte die EU-Kommission noch vorgesehen, dass der erneuerbare Strom für die Produktion des Wasserstoffs innerhalb derselben Viertelstunde produziert werden sollte wie der Wasserstoff selbst.

- **Bis 31.12.2029** gilt auch hier der stark verminderte Maßstab: danach muss der Strom vom Elektrolyseur **in dem gleichen Kalendermonat** verbraucht werden, in dem er eingespeist wurde. Erzeuger von erneuerbarem Wasserstoff können also ihre Elektrolyseure zu jeder Stunde betreiben, solange die Gesamtmenge des verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Quellen der Gesamtmenge an erneuerbarem Wasserstoff entspricht, die in dem betreffenden Kalendermonat erzeugt wurde.³¹⁷
- Alternativ muss der Strom in einer Stunde mit Day-Ahead-Strompreis unterhalb einer bestimmten Schwelle verbraucht werden, wobei der Preis unterhalb von 20 Euro/MWh liegen oder

³¹⁵ Europäische Kommission – Fragen und Antworten zu den delegierten Rechtsakten der EU über erneuerbaren Wasserstoff, 13.2.2023.

³¹⁶ Ebd.

³¹⁷ Ebd.

niedriger sein muss als der mit 0,36 multiplizierte Preis für ein Emissionszertifikat, das zur Emission von einer Tonne CO₂-Äquivalent berechtigt. Die EU-Kommission geht davon aus, dass bei niedrigen Strompreisen das Angebot besonders groß ist, was üblicherweise durch die Einspeisung von erneuerbarer Energie verursacht wirkt.

- **Prinzip des räumlichen Zusammenhangs (Art. 7 DA)**

- Entweder muss sich die EEA in der gleichen Gebotszone wie der Elektrolyseur befinden oder
- in einer angrenzenden Zone mit höherem Strompreis oder
- in einer Offshore-Gebotszone. Dabei bleibt die Definition von Offshore-Gebotszonen (Art. 7 Abs. 1 lit. c DA) unklar.

- **Prinzip der Zusätzlichkeit (Art. 5 DA)**

- Die EEA muss **gerade für den Elektrolyseur-Betrieb gebaut** werden. Ansonsten könnte nach Auffassung der Europäischen Kommission zu viel Strom in Elektrolyseuren eingesetzt werden, der für die Elektrifizierung anderer Sektoren benötigt wird.
- Ab dem 1.1.2028 gilt insofern, dass EEA **nicht länger als 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen** worden sein dürfen. Elektrolyseure, die bis zum 1.1.2028 in Betrieb genommen werden, sind von diesen Anforderungen bis zum 1.1.2038 befreit (Art. 11 DA 27). Dies gilt aber nicht für Kapazitätserweiterungen von Elektrolyseuren nach dem 1.1.2028.
- Die EEA darf keine staatlichen Subventionen für Bau oder Betrieb erhalten haben. Anderes gilt ausnahmsweise, wenn seit dem Subventionsbezug ein Repowering der EEA stattgefunden hat.

iv.

Auch der Verbrauch von **Strom, der das Herunterfahren einer EEA im Zuge einer sog. Redispatch-Maßnahme vermeidet**, kann die grüne Eigenschaft erhalten (Art. 4 Abs. 3 DA 27). Voraussetzung ist, dass die aktuelle Situation am Strommarkt die Übertragungskapazität eines Stromnetzes überlastet. Dann kann der Netzbetreiber eine Redispatch- oder Engpassmanagement-Maßnahme anordnen. In diesem Fall wird vor dem Netzengpass herunter-

geregelt; im Gegenzug muss ein anderes Kraftwerk hinter dem Netzengpass eine höhere Leistung aufbringen. Sofern eine EEA heruntergeregelt werden würde, kann die entsprechende Menge stattdessen von einem Elektrolyseur verbraucht werden. So trägt der Elektrolyseur also zur Entlastung des Netzes bei und reduziert den Bedarf an Redispatching.

Zum Nachweis der Nachhaltigkeitskriterien schlägt die EU-Kommission ein **System der freiwilligen Zertifizierung** vor (Art. 9 DA 27). Danach sollen die Mitgliedstaaten zur Anerkennung von Nachweisen verpflichtet sein, wenn die EU-Kommission das betreffende Zertifizierungssystem genehmigt hat (vgl. Art. 30 Abs. 4 RED II). Eine **Überprüfungsklausel** sieht vor, dass die Europäische Kommission vor Juli 2028 untersuchen soll, wie sich die Kriterien der Delegierten Verordnung auf Produktionskosten und CO₂-Einsparung auswirken (vgl. ErwG 18 zum DA 27). Gegebenenfalls soll nochmals nachgebessert werden.

7.1.2.2 Delegierte Verordnung zu Art. 25 Abs. 2 i.V.m. 28 Abs. 5 RED II

Die zweite Delegierte Verordnung etabliert eine Methode zur Bewertung von Treibhausgaseinsparungen. Damit schafft sie die Grundlage für die Berechnung der Treibhausgasemissionsreduktionen durch den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff anstelle fossiler Alternativen. Diese wiederum ermöglicht die Anrechenbarkeit auf die EU-Klima- und Erneuerbare-Energien-Ziele. Die Delegierte Verordnung beruht auf Art. 25 Abs. 2 i.V.m. Art. 28 Abs. 5 RED II.

Im DA 28 findet sich die **Methode zur Berechnung der Treibhausgasemissionen** durch RFNBOs sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe (RCFs). Die Methodik soll in der Lage sein, die tatsächlichen Emissionsminderungen durch RFNBOs und RCFs zu erfassen (vgl. ErwG 7 DA 28). In der Berechnung soll **(fast) der gesamte Lebenszyklus** von RFNBOs und RCFs – von der Erzeugung einschließlich der Stromentnahme aus dem Netz über den Transport bis hin zum Endverbrauch – berücksichtigt werden (vgl. ErwG 3 DA 28 sowie Anhang A

Nr. 1).³¹⁸ Keine Berücksichtigung finden demgegenüber Emissionen aus der **Herstellung von Maschinen und Zubehör**. Emissionsminderungen aus der Einspeicherung von Kohlenstoff mittels der Carbon-Capture-and-Storage-Technologie (CCS) oder geologischer Speicherung können **abgezogen werden**. Die Emissionen müssen an jeder Stelle der Lieferkette berechnet und an den nächsten Produktionsschritt oder an den Hersteller des endgültigen Kraft- bzw. Brennstoffs gemeldet werden (Anhang A Nr. 8). Vorgesehen ist auch eine Methodologie zur Bewertung der Gesamtemissionen von RFNBOs, die bei der Kraftstoffproduktion gemeinsam mit fossilen Einsatzstoffen verarbeitet werden (sog. **Co-Processing**).

Mit der detaillierten Methodologie implementiert die Delegierte Verordnung das Ziel der Treibhausgaseinsparungen bei RFNBOs von mind. 70 % ab dem 1.1.2021 im Vergleich zu den zu ersetzenden Kraftstoffen (vgl. Art. 25 Abs. 2 RED II). Zusätzlich wird auch **für RCFs eine Mindest-Emissionsminderung von 70 %** gegenüber dem Vergleichswert für fossile Brennstoffe festgesetzt (Art. 2 DA 28).

Der **fossile Vergleichswert** für RFNBOs und RCFs wird auf **94g CO₂-Äquivalent per Megajoule** festgelegt (vgl. ErWG 9 DA 28 sowie Anhang A Nr. 2). Aus ihm lassen sich die maximal zulässigen Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen verschiedener Kraft- bzw. Brennstoffe ableiten. Für die Verwendung von RFNBOs bzw. RCFs ergeben sich **zulässige Gesamtemissionen von maximal 28,2 gCO₂-Äquivalent per Megajoule**. Kraftstoffe, die diesen Grenzwert überschreiten, können nicht auf die Ziele der Mitgliedstaaten auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien angerechnet werden.

Der Anhang der zweiten Delegierten Verordnung regelt auch die Anforderungen, nach denen im Wege der Carbon-Capture-and-Utilization-Technik (CCU) **abgeschiedenes CO₂ als vermiedene Treibhausgasemission angesehen und für die Produktion von RFNBOs oder RCFs verwendet** werden kann. Ein Minuend für Emissionseinsparungen ist in der Berechnungsformel zur Bestimmung der Gesamtemissionen nicht vorgesehen.³¹⁹ Stattdessen sind CO₂-Äquivalente aus dem Einsatz von CCU in der Methodologie im Summanden *e*, genauer in den „Emissionen aus der derzeitigen Nutzung oder Bestimmung der Einsatzstoffe“

(*e ex-use*) enthalten. Dort werden diejenigen Emissionen erfasst, die vermieden werden, wenn das CO₂ für die Herstellung von RFNBO verwendet wird (Anhang A Nr. 10). Erfasst werden alle Emissionen, die andernfalls in die Atmosphäre emittiert worden wären. Die EU-Kommission geht davon aus, dass momentan noch eine Vielzahl von Kohlenstoffquellen zur Verfügung steht. Mit fortschreitender Dekarbonisierung der Industrie werden dann immer weniger Quellen zur Verfügung stehen (ErWG 5 DA 28). Vor diesem Hintergrund sieht die Delegierte Verordnung vor, dass CO₂ aus industriellen Prozessen, die im Emissionshandel erfasst sind, nur noch **zeitlich befristet** für die Herstellung von RFNBOs oder RCFs verwendet werden kann. Verwendet werden kann nach Anhang A Nr. 10 das CO₂ aus folgenden Quellen:

- CO₂ aus industriellen Prozessen (CCU), die in einem Emissionshandelssystem erfasst sind. Für CO₂ aus **fossilen Kraftwerken** gilt dies **bis 2036**, für alle anderen **industriellen Punktquellen bis 2041**. Jedoch ist vorgesehen, dass diese Daten im Rahmen der Festlegung der Klimaschutzziele der EU bis 2040 nochmals überprüft werden.
- CO₂, das **aus der Luft abgeschieden** wird (DAC).
- CO₂ aus der **Produktion oder Verbrennung von Biobrennstoffen oder Biomasse** (BECCU), die den Nachhaltigkeitskriterien entsprechen und keine Gutschriften für die Einsparung von Treibhausgasemissionen erhalten haben.
- CO₂ aus der **Verbrennung von RFNBOs**, die ihrerseits den Kriterien der Delegierten Verordnungen entsprechen.
- CO₂ aus **geologischer Herkunft**.

Hinzu kommen **zwei wesentliche Einschränkungen**: CO₂, für dessen Abscheidung nach anderen Rechtsvorschriften (insbesondere der Emissionshandelsrichtlinie) eine **Emissionsgutschrift gewährt** wurde, kann nicht verwendet werden. So sollen Doppelanrechnungen verhindert werden. Auch abgeschiedenes CO₂ aus einem Brennstoff, der **gezielt für den Zweck der Erzeugung von CO₂ verbrannt** wird kann nicht verwendet werden.

³¹⁸ Europäische Kommission – Fragen und Antworten zu den delegierten Rechtsakten der EU über erneuerbaren Wasserstoff, 13.2.2023.

³¹⁹ Kalis KlimR 2023, S. 166 (167).

Auch über den verwendeten Strom trifft die Delegierte Verordnung Aussagen. So wird insbesondere Strom, der nach Art. 27 Abs. 3 RED II als vollständig erneuerbar anzusehen ist, für die Zwecke der Berechnung der Emissionen **mit Treibhausgasemissionen von null bewertet** (Anhang A Nr. 5). Sofern die verwendete Energie aus dem Stromnetz entnommen wird und nicht als vollständig erneuerbar eingestuft wird, soll als Standardemissionsfaktor vorrangig die durchschnittliche Kohlenstoffintensität des Ursprungs-Mitgliedstaats zugrunde gelegt werden (ErwG 11 DA 28 sowie Anhang A Nr. 6). Einbezogen werden dabei alle potenziellen Primärenergiequellen der Stromerzeugung einschließlich Emissionen im Rahmen der Brennstoffbereitstellung und damit anfallende Upstream-Emissionen. Für **Deutschland** wird der Wert **99,3 g CO₂eq/MJ** angesetzt.

7.1.3 Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Im Rahmen des sog. Fit-for-55-Pakets der EU wurde die Erneuerbare-Energien-Richtlinie überarbeitet. Nach intensiven Verhandlungen im informellen Trilog-Prozess verständigten sich EU-Kommission, Parlament und Rat am 29.-30.3.2023 auf eine umfassende Reform der Richtlinie („**RED III**“).³²⁰ Anschließend hat Frankreich die Annahme der vorläufigen Einigung zunächst verschoben, am 16.6.2023 hat der Ausschuss der ständigen Vertreter der Mitgliedstaaten dem Kompromiss aber doch zugestimmt. Im September hat auch das EU-Parlament den Entwurf angenommen. Er ist am 20.11.2023 in Kraft getreten. Die Mitgliedstaaten haben Zeit bis zum 21.5.2025, um die Richtlinie in ihr nationales Recht umsetzen (Art. 5 der RL 2023/2413 i.V.m. Art. 288 Abs. 3 AEUV).

Die Vorgaben der bisherigen RED II werden durch die Neufassung verschärft. Zudem erhält die Richtlinie einen umfassenderen Anwendungsbereich und eine größere Detailtiefe. Nach der künftigen RED III muss der Energieanteil aus erneuerbaren Quellen am Gesamtenergiemix (Bruttoenergieverbrauch) **bis 2030** grundsätzlich **45 %** betragen (vgl. Art. 3 Abs. 1 RED III). Davon müssen die Mitgliedstaaten **42,5 %** verbindlich erbringen. Die verbleibenden **2,5 %** sollen als „top-up“ weitergehende freiwillige Beiträge der

Mitgliedstaaten oder gesamteuropäische Maßnahmen darstellen. Weiteres Kernelement der neuen RED III sind **Ziele für die Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr**.

Im **Verkehrssektor** werden den Mitgliedstaaten durch Art. 25 Abs. 1 lit. a RED III für die Erreichung des angestrebten Anteils erneuerbarer Energien **zwei Möglichkeiten** eröffnet. Zunächst wird die bereits bisher für den Verkehrssektor bestehende **EE-Quote** aufgegriffen und der geforderte Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch **von bislang 14 % auf nun 29 % im Jahr 2030 angehoben**. Vorgaben für die Erfüllung der EE-Quote finden sich in Art. 27 Abs. 2 RED III. Alternativ können die Mitgliedstaaten die **Treibhausgas-Intensität des Verkehrssektors um mindestens 14,5 % senken**. Dabei können Biokraftstoffe, Biogas, RFNBOs sowie Strom aus erneuerbarer Energie Berücksichtigung finden (Art. 27 Abs. 1 RED III).

Hinzu tritt ein **verbindliches Unterziel von 5,5 % fortschrittlicher Biokraftstoffe und RFNBOs**, wobei der Anteil der RFNBOs **mindestens 1 %** betragen muss (Art. 25 Abs. 1 lit. b RED III). Sog. **low-carbon-fuels** – etwa mithilfe von Atomstrom hergestellter roter Wasserstoff – können **nicht auf die Erneuerbare-Energien-Ziele einschließlich der EE-Quote angerechnet werden**. Low-Carbon-Wasserstoff und seine Derivate werden also nicht als erneuerbare Energien eingestuft.

Für **RFNBOs** findet sich eine **neue Definition** in Art. 2 Abs. 2 Nr. 36 RED III. Sie sind **nicht länger auf den Verkehrssektor begrenzt**, sondern umfassen allgemein *flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt*. Demnach können auch in anderen Sektoren eingesetzte Kraftstoffe RFNBOs darstellen. Der in der RED III ebenfalls verwendete Begriff der „erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs“ wird dort nicht legal definiert. Er dürfte sich jedoch mit demjenigen der erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs decken.³²¹

Auch die in Art. 27 RED III vorgesehenen Regeln für die Berücksichtigung von erneuerbarem Wasserstoff und der zur Produktion eingesetzten erneuerbaren Elektrizität sollen

³²⁰ Vgl. zur RED III auch *Lehnert/Traum ZNER 6/23, 457*. Überblick über die weitere Umsetzung des „Fit for 55“-Pakets bei *Stäsche KlimR 2023, S. 171*.

³²¹ Stiftung Umweltenergie recht, *Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft*, Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 32, S. 39.

künftig für sämtliche Sektoren von Bedeutung sein.³²² Bei der **Berechnung des Anteils erneuerbarer Energien** sind RFNBOs nunmehr mit dem **Doppelten** ihres Energiegehalts zu veranschlagen (Art. 27 Abs. 2 lit. c RED III); bei Lieferungen an den Luft- und Seeverkehr kann mit dem Faktor 1,5 angerechnet werden (Art. 27 Abs. 2 lit. e RED III). Diese Multiplikationswerte werden auch für die verbindliche RFNBO-Quote im Verkehr angewendet. In Art. 27 Abs. 6 RED III finden sich Vorgaben für die Anrechnung von Elektrizität. Sie beziehen sich nicht mehr allein auf den Verkehrssektor, sondern betreffen sektorenübergreifend die Nutzung von Elektrizität für die Produktion von RFNBOs.³²³ Für die teilweise Anrechnung auf Zielvorgaben muss erneuerbarer Wasserstoff also gemäß den Vorgaben von Art. 27 Abs. 6 RED III und für eine vollständige Anrechnung in Übereinstimmung mit den Vorgaben von DA 27 hergestellt worden sein. **Um die neuen Vorgaben der Richtlinie umzusetzen, wird die EU-Kommission jedoch DA 27 und DA 28 anpassen müssen.** Denn sie beziehen sich bislang lediglich auf RFNBOs, die im Verkehrssektor eingesetzt werden.³²⁴

Dabei hat der europäische Gesetzgeber zumindest im Hinblick auf den DA 27 offenbar keinen dringenden Handlungsbedarf erkannt: Erst bis zum 1.7.2028 soll die Kommission die Auswirkungen der Unionsmethode bewerten, mit der bestimmt wird, wann Strom zur Herstellung von RFNBOs als vollständig erneuerbar anzusehen ist (Art. 27 Abs. 6 UAbs. 5 RED III). Sie soll ihre Ergebnisse an das Parlament und den Rat berichten. Dabei soll es insbesondere um die zeitlichen und geografischen Anforderungen sowie das Zusätzlichkeits-Kriterium gehen. Sofern die Kommission zu dem Schluss kommt, dass die derzeitigen Anforderungen nicht ausreichen, soll sie die Methode ändern, um

den Aufbau der Wasserstoffindustrie zu erleichtern. **Eine vorherige Erweiterung des Anwendungsbereichs des DA 27 ist nicht ausdrücklich vorgesehen.**

Im **Industriesektor** soll der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch **im Jahresdurchschnitt um 1,6 % zunehmen** (Art. 22a RED III). Für den **Einsatz von RFNBO** im Industriesektor wird erstmals ein **verbindliches Ziel** formuliert: **bis 2030** soll der von der Industrie eingesetzte Wasserstoff zu **42 %** und **bis 2035 zu 60 %** aus RFNBO stammen (Art. 22a Abs. 1 UAbs. 5 RED III). Berücksichtigt werden dabei sowohl energetische wie auch stoffliche (nicht-energetische) Verbräuche. Nicht einzubeziehen sind demgegenüber der Einsatz von Wasserstoff zur Produktion von konventionellen Verkehrskraftstoffen, aus industriellem Restgas gewonnener sowie in industriellen Anlagen als Nebenprodukt hergestellter Wasserstoff (Art. 22a Abs. 1 UAbs. 5 lit. a) i) – iii) RED III). Den für den Industriesektor vorgeschriebenen RFNBO-Anteil können Mitgliedstaaten um 20 % senken, wenn ihr nationaler Beitrag zum verbindlichen EU-Gesamtziel dem jeweils erwarteten Beitrag entspricht und ihr Anteil aus fossilen Brennstoffen (einschließlich Kernenergie) im Jahr 2030 maximal 23 % und im Jahr 2035 maximal 20 % beträgt (Art. 22b RED III). Erfüllt ein Mitgliedstaat diese beiden Anforderungen, dann muss er im Jahr 2030 anstatt 42 % nur 33,6 % grünen Wasserstoff und im Jahr 2035 anstatt 60 % lediglich 48 % grünen Wasserstoff erbringen.

Für die Industrie in Deutschland ergibt sich aus dem in der RED III formulierten Ziel die Verpflichtung, bis 2030 in einem Umfang von **ca. 20-25 TWh grünen Wasserstoff** oder seine Derivate zu nutzen.³²⁵

³²² Dies ergibt sich bereits aus dem neuen Titel von Art. 27 RED III: „Berechnungsregeln [...] im Hinblick auf erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, unabhängig von ihrem Endverbrauch“.

³²³ Eingehend dazu Stiftung Umweltenergierecht, Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 32, S. 43 ff.

³²⁴ So auch Stiftung Umweltenergierecht, Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 32, S. 48.

³²⁵ Durchbruch für ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien in der EU, Pressemitteilung des BMWK vom 16.6.2023, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/06/20230616-neue-eu-richtlinie-fuer-erneuerbare-energien-angenommen.html> (letzter Abruf am 22.2.2024).

7.2 Umsetzung auf nationaler Ebene

Nachfolgend wird die Anrechenbarkeit von Methanol als Biokraftstoff bzw. auf die Treibhausgaseminderungsquoten (THG-Minderungsquoten) nach nationalem Recht dargestellt. Zentrale gesetzliche Vorschriften finden sich in den §§ 37a-37h BImSchG. Sie sollen die mit dem Einsatz von Kraftstoffen verbundenen Treibhausgase reduzieren und bilden einen Teil des Klimaschutzrechts.³²⁶ Bei der THG-Minderungsquote handelt es sich um ein gesetzlich normiertes, marktbasierendes Klimaschutzinstrument. Die Quote zielt darauf ab, mehr erneuerbare Energien in den Verkehrssektor einzubringen. Die durch die Vorschriften verpflichtete Mineralölwirtschaft soll bei den von ihr vertriebenen Kraftstoffen für die Einhaltung der wachsenden Treibhausgaseminderungsquote sorgen.³²⁷ **Eine Anpassung an die neu gefasste Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) ist noch nicht erfolgt.** Dreh- und Angelpunkt des Abschnitts ist § 37a BImSchG. Die Norm bildet gleichzeitig den Kern der nationalen Umsetzung der europäischen Erneuerbare-Energien-Quote im Verkehrssektor. § 37b BImSchG legt fest, was unter Biokraftstoffen zu verstehen ist, und benennt, welche Biokraftstoffe auf die Erfüllung der Quotenpflichten nicht anrechnungsfähig sind.

Die gesetzlichen Vorgaben werden durch verschiedene Rechtsverordnungen näher konkretisiert. Die entsprechenden Verordnungsermächtigungen finden sich in § 37d Abs. 2 BImSchG. Die Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung³²⁸ (Biokraft-NachV) enthält Regelungen für die Berücksichtigung von Biokraftstoffen und Biobrennstoffen im Rahmen der Vorgaben und Anforderungen der RED II. Die neu gefasste 37. BImSchV³²⁹ betrifft die Anrechnung strombasierter Kraftstoffe und mitverarbeiteter Öle auf die Treibhausgasquote.

7.2.1 § 37a BImSchG

§ 37a BImSchG enthält die materiellen Grundanforderungen des Rechts der Treibhausgaseminderung bei Kraftstoffen.³³⁰ In der Norm wird festgelegt, welche Quoten der Reduzierung von Treibhausgasemissionen erreicht werden müssen und wie diese Quoten erfüllt werden können.

Wie dargelegt, gibt das Unionsrecht durch Art. 25 Abs. 1 RED II einen **Mindestanteil von 14 % erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030** vor. Der deutsche Gesetzgeber verfolgt hingegen bei der Umsetzung in das nationale Recht weniger das Regelungsziel, den Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor zu *steigern*, als vielmehr die Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors zu *senken*. Gegenüber der RED II wurden **ambitioniertere Ziele** gesteckt, wobei die Minderungsquote bis zum Jahr 2030 stufenweise ansteigt. Im Jahr 2025 liegt sie bei 10,5 %; im Jahr 2030 bei 25 % (vgl. § 37a Abs. 4 BImSchG).

Die nationale Minderungsquote zielt also auf eine Minderung der Treibhausgasemissionen um einen festgelegten Prozentsatz gegenüber dem sog. **Referenzwert** ab. Bezugsgröße ist das Treibhausgaseminderungspotential der in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe gemessen an der gesamten in den Verkehr gebrachten Menge an Otto- und Dieselmotorkraftstoffen zuzüglich der Biokraftstoffe.³³¹ Der Referenzwert ergibt sich nach § 37a Abs. 4 S. 3 BImSchG durch die Multiplikation des Basiswerts (§ 3 der 38. BImSchV) mit der in Verkehr gebrachten Menge an fossilen Otto- und Dieselmotorkraftstoffen sowie der eingesetzten Erfüllungsoptionen. Durch ihn wird die Menge der Treibhausgasemissionen beschrieben, die sich ergeben würden, wenn überhaupt keine Biokraftstoffe zum Einsatz kämen.³³² Diesem Referenzwert sind die **tatsächlichen Treibhausgasemissionen** gegenüber zu stellen. Ihre Berechnung richtet sich

³²⁶ Longo, in: GK-BImSchG, Vorbem. zu § 37a Rn. 3.

³²⁷ Jarass, BImSchG, § 37a Rn. 1.

³²⁸ Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2.12.2021 (BGBl. I S. 5126, 5143).

³²⁹ Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und verarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote (37. BImSchV) vom 17.4.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 131 v. 19.4.2024).

³³⁰ Röckinghausen, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, § 37a BImSchG Rn. 1; Jarass, BImSchG, § 37a Rn. 4.

³³¹ Probst ZUR 2015, 393 (397).

³³² Jarass, BImSchG, § 37a Rn. 15.

nach § 37a Abs. 4 S. 5-8 BImSchG. Bleibt der prozentuale Unterschied zwischen Referenzwert und tatsächlichen Treibhausgasemissionen hinter dem in § 37a Abs. 4 BImSchG vorgegebenen Prozentwert zurück, so ist eine Abgabe gem. § 37 Abs. 2 BImSchG zu entrichten. Regelungstechnisch sind die Quotenpflichten also als **Anreizpflichten** ausgestaltet: Der Gesetzgeber zielt auf die Einhaltung einer Pflicht durch die Belastungswirkung einer Abgabe.³³³

Die Quotenpflicht betrifft **Otto- oder Dieselkraftstoffe**, die nach § 2 Abs. 1 Nr. 1, 4 Energiesteuergesetz energiesteuerpflichtig sind, unabhängig davon, ob ihre Verwendung steuerbegünstigt ist. **Die Pflicht besteht unabhängig von der Verwendung des Kraftstoffes, also auch außerhalb des Verkehrssektors.**³³⁴ Die Kraftstoffe müssen (erstmalig) in Verkehr gebracht werden: dies ist der Vorgang, der zum Entstehen der Energiesteuer führt. Meist geschieht dies durch die Entnahme aus dem Steuerlager (§ 8 Abs. 1 EnergieStG).³³⁵ Das Inverkehrbringen muss zudem gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen erfolgen. Quotenverpflichtet ist der jeweilige Steuerschuldner im Sinne des Energiesteuergesetzes (§ 37a Abs. 1 S. 1 BImSchG). Adressat der Quotenpflicht ist somit im Regelfall der Inhaber des Steuerlagers, §§ 5 Abs. 3, 8 Abs. 2 Nr. 1 EnergieStG.³³⁶ Benutzt ein Dritter das Lager, dann ist er nach § 37a Abs. 3 S. 2 als Einlagerer der Pflichtige. Die Quotenpflicht bezieht sich jeweils auf das Kalenderjahr, in dem die Kraftstoffe in Verkehr gebracht werden (sog. Verpflichtungsjahr, § 37a Abs. 1 S. 1 BImSchG). Ausnahmetatbestände gelten für die Bundeswehr und den Erdölbevorratungsverband. Sonderregelungen werden in § 37a Abs. 2 und 4a BImSchG für Flugturbinenkraftstoffe getroffen.

Die RED II lässt in ihrem Art. 25 den Mitgliedstaaten offen, bei der Festlegung der Erneuerbare-Energien-Quoten bestimmte Kraftstoffanbieter und Energieträger auszunehmen oder zwischen verschiedenen Kraftstoffanbietern und Energieträgern zu unterscheiden. Entsprechend werden auf nationaler Ebene für die Erfüllung der vorgegebenen Minderungsquoten verschiedene Erfüllungsoptionen

eröffnet, § 37a Abs. 5 BImSchG. Hierbei bezieht der Gesetzgeber unterschiedliche Kraftstofftypen mit ein. Es wird unterschieden zwischen beigemischten Biokraftstoffen, reinen Biokraftstoffen, elektrischem Strom, Upstream-Emissionsminderungen, erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs und anderen Kraftstoffen. In § 37a Abs. 5 wird zur Konkretisierung der Kraftstoff-Begriffe unter anderem auf § 37b Abs. 6 BImSchG (für Biokraftstoffe) und auf § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 BImSchG (für flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs verwiesen).

Wie oben bereits genannt, wird für fortschrittliche Biokraftstoffe in der RED II ein Mindestanteil i.H.v. 3,5 % bis 2030 vorgegeben. Diese Quote findet sich in der nationalen Gesetzgebung bisher nicht wieder.

7.2.2 Neufassung der 37. BImSchV

Die Erfüllungsoption der flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs wird durch Rechtsverordnung konkretisiert. Genauer wird durch § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 BImSchG die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung

“unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung weitere Erfüllungsoptionen zu ergänzen und dabei insbesondere

- a) das Berechnungsverfahren für die Treibhausgasemissionen dieser Maßnahmen festzulegen,
- b) das Nachweisverfahren sowie die Übertragbarkeit der Nachweise zu regeln,
- c) Methoden zur Einhaltung der Anforderungen der Richtlinie (EU) 2018/2001 für den Bezug des elektrischen Stroms zur Produktion von Kraftstoffen festzulegen und
- d) Mindestwerte für die Treibhausgaseinsparung von Kraftstoffen festzulegen”.

Eine solche Festlegung erfolgte zunächst 2017 in Form der 37. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes³³⁷. Ende 2023 hat die Bundesregierung den Referentenentwurf einer Verordnung zur Neufassung

³³³ Jarass, BImSchG, § 37a Rn. 5.

³³⁴ BFH, Urt. v. 7.7.2015 – VII R 64/13 – BeckRS 2015, 95597, Rn. 15.

³³⁵ Longo, in: GK-BImSchG, § 37a Rn. 3.

³³⁶ Röckinghausen, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, § 37a BImSchG Rn. 7.

³³⁷ Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) vom 15. Mai 2017 (BGBl. I S. 1195), die durch Artikel 20 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.

der 37. BImSchV vorgelegt. Im März 2024 hat der Bundestag der Neufassung zugestimmt³³⁸; sie ist im April 2024 in Kraft getreten.³³⁹ Mit der neuen Fassung soll die 37. BImSchV grundlegend an die Inhalte von DA 27 und DA 28 angepasst werden.³⁴⁰ Zwar bedürfen die Delegierten Verordnungen als unmittelbar anwendbare unionsrechtliche Normen eigentlich keiner Umsetzung. Der Ordnungsgeber hat sich dennoch für eine nationale Umsetzung entschieden, auch um eine übersichtliche und klare Strukturierung der Vorgaben zu gewährleisten.³⁴¹ Darüber hinaus wird mit der 37. BImSchV ein Nachweissystem eingeführt, mit dem die Wirtschaftsteilnehmer darlegen können, dass die Anforderungen bei der Herstellung und Lieferung von flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs erfüllt wurden. Das Zertifizierungssystem ist dem bestehenden System für Biokraftstoffe entsprechend der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung nachempfunden.³⁴² Mit der Neufassung setzt der Ordnungsgeber sich das Ziel, die europäischen Vorgaben europarechtskonform umzusetzen.³⁴³ Insgesamt orientiert sich die Neuregelung stark am DA 27. So wird in der Ordnungsbegründung darauf verwiesen, die europäischen Vorgaben würden „eins zu eins“ umgesetzt.

Die bislang auf den Verkehrssektor bezogenen Vorgaben der 37. BImSchV könnten in absehbarer Zeit auf weitere Sektoren ausgeweitet werden. Aus diesem Grund sind sie von erheblicher Bedeutung und können als **allgemeine Definition für „grünen Wasserstoff“** gelesen werden.

Die **Anforderungen an RFNBO** werden in der 37. BImSchV in §§ 3 ff. kodifiziert. Eine Anrechnung auf die Quotenverpflichtung aus § 37a Abs. 1 S. 1, 2 i.V.m. § 37a Abs. 4 BImSchG ist möglich, wenn der zur Herstellung eingesetzte Strom die Anforderungen der §§ 4-9 erfüllt, der RFNBO die Mindestanforderungen an die Treibhausgas-einsparungen nach § 10 erfüllt und der RFNBO zum Einsatz als

Erfüllungsoption nach § 37a Abs. 5 S. 1 Nr. 6-8 BImSchG in Verkehr gebracht worden ist (§ 3 Abs. 1 der 37. BImSchV). Sind diese Anforderungen erfüllt, ist der RFNBO mit dem **Faktor 3** auf die Erfüllung der THG-Minderungsquote anrechenbar, § 3 Abs. 5 der 37. BImSchV. Bislang war die zweifache Anrechenbarkeit möglich. Der neue Anrechnungsfaktor soll den Einsatz grünen Wasserstoffs wirtschaftlich ermöglichen.³⁴⁴ § 10 der 37. BImSchV sieht vor, dass die Treibhausgaseinsparungen durch die Nutzung von RFNBO gegenüber dem Komparator für fossile Kraftstoffe von 94 g CO₂-Äq./MJ mindestens 70 % betragen müssen. Die Berechnung der erzielten Einsparungen erfolgt nach Teil A des Anhangs zum DA 28.

In Tabelle weiter unten werden die Regelungen des DA 27 und der 37. BImSchV in Bezug auf die Anforderungen an den Strombezug gegenübergestellt.

§ 11 der 37. BImSchV enthält Regelungen zur **Mitverarbeitung von RFNBO in einem raffinerietechnischen Verfahren** gemeinsam mit mineralölstämmigen Ölen. Auch insoweit wird für die Berechnung der Treibhausgasemissionen auf den Anhang zum DA 28 verwiesen. Ermöglicht wird zudem das sog. **Co-Processing**, also die Mitverarbeitung biogener Öle in raffinerietechnischen Verfahren zusammen mit mineralölstämmigen Ölen (§ 12 der 37. BImSchV). Diese Regelung ist nach Auffassung der Ordnungsgebers erforderlich, weil Kraftstoffe und damit Raffinerien auch langfristig zur Versorgung des Verkehrs benötigt.³⁴⁵ Mit der Anrechnung von Co-Processing soll ein Anreiz für Raffinerien zur Umstellung auf nachhaltige Rohstoffe geschaffen werden. Anrechenbar ist ausschließlich der Anteil der biogenen Öle, der als Bestandteil des Kraftstoffs in Verkehr gebracht wird, § 12 Abs. 2 S. 2 der 37. BImSchV. Das Co-Processing wird ermöglicht für nachhaltig

³³⁸ Zugleich nahmen die Abgeordneten eine Entschließung an, wonach die Bundesregierung im Zuge der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2023/2413 unter anderem sicherstellen soll, „dass strombasierte, erneuerbare Kraftstoffe auch im Luft- und Langstreckenseeverkehr im Rahmen der Treibhausgas-minderungs-Quote in hohem Maße gefördert werden und zum Einsatz kommen.“. Auch sollen die Regelungen so ausgestaltet werden, „dass langfristige Investitionssicherheit für Produzenten fortschrittlicher Kraftstoffoptionen und für Bereitsteller von Strom für Elektrofahrzeuge geschaffen wird“.

³³⁹ Verordnung zur Neufassung der Siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vom 17.4.2024, BGBl. I Nr. 131 v. 19.4.2024.

³⁴⁰ BT-Drs. 20/9844, S. 1.

³⁴¹ *Uibeleisen/Groneberg* EnK-Aktuell 2024, 010292.

³⁴² BT-Drs. 20/9844, S. 2.

³⁴³ BT-Drs. 20/9844, S. 2.

³⁴⁴ BT-Drs. 20/9844, S. 51f.

³⁴⁵ Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, BT-Drs. 20/10646, S. 3.

erzeugte biogene Öle auf Basis von Rohstoffen nach Anhang IX Teil A der RED II.

Schließlich sollen die Änderungen in der 37. BImSchV die **Anrechenbarkeit von biogenem Wasserstoff auf die Treibhausgasquote ermöglichen**.³⁴⁶ Dies war gesetzlich bereits in § 37b Abs. 8 S. 3 BImSchG vorgesehen. Die Voraussetzungen für die Anrechnung von biogenem Wasserstoff auf die Erfüllung der Quotenverpflichtung aus § 37a Abs. 1, 2 i.V.m. § 37a Abs. 4 BImSchG werden nun in § 13 Abs. 1 der 37. BImSchV definiert. Danach ist biogener Wasserstoff ein Biokraftstoff und ab dem 1.7.2023 anrechenbar, wenn er aus Rohstoffen nach Anlage 1 zur 38. BImSchV hergestellt worden ist und den Anforderungen der Biokraft-NachV entspricht. Anteilig aus biogenem Wasserstoff hergestellte Energieerzeugnisse gelten in Höhe dieses Anteils als Biokraftstoffe (§ 13 Abs. 2).

Mit der Neufassung der 37. BImSchV wird zudem ein **Zertifizierungssystem** zur Nachweisführung über die Erfüllung der Anforderungen bei der Herstellung und Lieferung von RFNBO eingeführt. Es basiert auf der Zertifizierung aller relevanten Wirtschaftsteilnehmer. Alle sog. Schnittstellen (also Betriebe, die RFNBO herstellen) und Lieferanten müssen sich zertifizieren lassen (§§ 24-43 der 37. BImSchV). Für die Herstellung von RFNBO werden den Schnittstellen Nachweise ausgestellt, wenn sie die in § 16 näher bestimmten Voraussetzungen erfüllen. Nachweis verpflichtet für die Einhaltung ist der Inverkehrbringer von Kraftstoffen, § 2 Abs. 9 der 37. BImSchV. Er muss die Nachweise gegenüber der Biokraftstoffquotenstelle vorlegen, § 17 Abs. 2 S. 1 der 37. BImSchV. Vorgesehen in der 37. BImSchV sind auch Aufbau und Betrieb eines **RFNBO-Registers** sowie einer **elektronischen Datenbank**. Die Datenbank ist beim Umweltbundesamt als zuständiger Vollzugsbehörde (§ 49 Abs. 1 der 37. BImSchV) angesiedelt.

Aus klimapolitischer Sicht ergeben sich u.a. folgende **Kritikpunkte und Anmerkungen** zur neuen 37. BImSchV:

- Grundsätzlich sollte erneuerbarer Strom im Netz möglichst effizient direkt eingesetzt werden, um Verluste und die Kompensation durch fossilen Strom zu vermeiden.³⁴⁷ Die durch Art. 6 Abs. 2 DA 27 vorgesehene Möglichkeit einer Verkürzung der Übergangsphase in Bezug auf das Erfordernis der zeitlichen Korrelation wurde durch den nationalen Verordnungsgeber bedauerlicherweise nicht genutzt. Er hätte vorsehen können, bei dem Erfordernis der zeitlichen Korrelation schon ab dem 1.7.2027 dieselbe Stunde heranzuziehen. Diese Anforderung gilt nun erst ab dem 1.1.2030, vgl. § 7 Abs. 2 der 37. BImSchV.
- Die Delegierten Rechtsakte – und auch die sie in das nationale Recht überführende 37. BImSchV – sind bislang nicht an die neue RED III angepasst worden. Dies ist aber erforderlich, auch um die in den Delegierten Rechtsakten enthaltenen Kriterien rechtssicher auf andere Sektoren als den Verkehr zu erstrecken, und sollte zügig erfolgen, um den Akteuren Planungssicherheit zu vermitteln.
- Die künftige Ausgestaltung der THG-Minderungsquote sollte in stärkerer Weise die klimapolitisch wünschenswerte Fokussierung des Einsatzes von RFNBO auf den Schiffs- und Luftverkehr sowie den stofflichen Einsatz in der chemischen Industrie reflektieren. Dort stellt der Einsatz von RFNBO neben der Bedarfsreduktion die einzige Möglichkeit zur Verminderung von Treibhausgas-Emissionen dar. Deshalb sollte der Fokus beim Produktionshochlauf von vornherein auf diesen Nutzungen liegen.
- Weder aus dem DA 27 noch aus der 37. BImSchV ergibt sich zweifelsfrei, ob auch die Nebenanlagen zur RFNBO-Anlage die Anforderungen des DA 27 im Hinblick auf den Strombezug erfüllen müssen.³⁴⁸ Insoweit wäre eine Klarstellung wünschenswert, wobei aus klimapolitischer Sicht die Kriterien auch für Nebenanlagen gelten sollten.
- Für die Herstellung klimaneutraler RFNBO wird CO₂ aus einem geschlossenen Kreislauf benötigt. Die durch § 10 der 37. BImSchV i.V.m. dem DA 28 eingeräumte Frist bis 2041 für die Verwendung von CO₂ aus industriellen Punktquellen für die RFNBO-Erzeugung erscheint aus klimapolitischer Sicht – für sich genommen – als übermäßig lang. Zugleich ist angesichts des steigenden CO₂-Preises fraglich, wie lange derartige Punktquellen wirtschaftlich betrieben werden können. In jedem Falle sollte ein fossiler Lock-In vermieden werden.

³⁴⁶ BT-Drs. 20/9844, S. 1.

³⁴⁷ Vgl. Agora Verkehrswende, E-Fuels zwischen Wunsch und Wirklichkeit, 2023, S. 17.

³⁴⁸ Vgl. BDEW, Stellungnahme zur Neufassung der 37. BImSchV, 2023, S. 5. Dies betrifft bspw. die Wasseraufbereitung, Pumpen, Trockner, Verdichter oder Gasspeicher.

DA 27	37. BImSchV
Vollständige Anerkennung von Strom, der über Direktanschluss von Stromerzeugungsanlagen bezogen wird	
<p>Art. 3</p> <p>a) die EE-Anlage ist mit der RFNBO-Anlage verbunden oder die Erzeugung erfolgt innerhalb derselben Anlage;</p> <p>b) die EE-Anlagen wurden frühestens 36 Monate vor der RFNBO-Anlage in Betrieb genommen;</p> <p>c) die Stromerzeugungsanlage ist nicht an das Netz angeschlossen, oder sie ist an das Netz angeschlossen, aber ein intelligentes Messsystem belegt, dass kein Strom aus dem Netz entnommen wurde.</p> <p>Verwendet der Kraftstoffhersteller auch Strom aus dem Netz, so kann er ihn als vollständig erneuerbar anrechnen, wenn er die Vorschriften des Artikels 4 erfüllt.</p>	<p>§ 3 Abs. 1 Nr. 1 lit. a)</p> <p>(1) RFNBO erfüllen Verpflichtungen nach § 37a Abs. 1 S. 1 und 2 iVm Abs. 4 BImSchG, wenn der zur Herstellung der RFNBO eingesetzte Strom über einen Direktanschluss von Stromerzeugungsanlagen nach Maßgabe des § 4 bezogen wird.</p> <p>§ 4 Abs. 1</p> <p>Ein Direktanschluss liegt vor, wenn</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. EE-Anlage und RFNBO-Anlage durch eine direkte Stromleitung verbunden sind oder Stromerzeugung und Herstellung von RFNBO in derselben Anlage stattfinden, 2. EE-Anlagen <ul style="list-style-type: none"> • über keine Verbindung zum Netz verfügen oder • über eine Verbindung zum Netz verfügen, aber durch ein intelligentes Messsystem nach § 21 des Messstellenbetriebsgesetzes nachgewiesen wird, dass kein Strom aus dem Netz entnommen wurde, um erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs zu erzeugen und 3. nicht früher als 36 Monate in Betrieb genommen wurden. <p>§ 4 Abs. 2</p> <p>Wenn neben dem über einen Direktanschluss bezogenen Strom auch Strom aus dem Netz verwendet wird, kann dieser als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn die Anforderungen nach § 5 erfüllt werden.</p>
Anerkennung von Strom aus dem Netz	
<p>Art. 4</p> <p>Allgemeine Bestimmungen für die Anrechnung von Strom aus dem Netz als vollständig erneuerbar.</p> <p>Sind die Bedingungen der Abs. 1, 2 und 3 nicht erfüllt, können die Kraftstoffhersteller Strom aus dem Netz als vollständig erneuerbar anrechnen, wenn er die Bedingungen der Zusätzlichkeit, der zeitlichen Korrelation und der geografischen Korrelation gemäß den Artikeln 5, 6 und 7 erfüllt.</p>	<p>§ 3 Abs. 1 Nr. 1 lit. b)</p> <p>RFNBO erfüllen Verpflichtungen nach § 37a Abs. 1 S. 1 und 2 iVm Abs. 4 BImSchG, wenn der für ihre Herstellung eingesetzte Strom aus dem Netz nach den §§ 5 bis 9 entnommen wird</p> <p>§ 5 – Bedingungen für die Anerkennung</p> <p>Nr. 1</p> <ul style="list-style-type: none"> • lit. a – Bedingung der zusätzlichen Stromerzeugung aus EE nach § 6 und • lit. b – Bedingung der zeitlichen Korrelation nach § 7 und • lit. c – Bedingung der geografischen Korrelation § 8 <p>oder</p> <p>Nr. 2 – Sonderfälle nach § 9</p>
Netzanschluss, aber EE-Strom wird selbst erzeugt	
	<p>Es gelten – sofern der Strom nicht über eine Direktleitung bezogen wird – die Anforderungen nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 lit. b und § 5.</p> <p>Abweichend:</p>

<p><u>Bedingung der Zusätzlichkeit</u></p> <p>Art. 5</p> <p>Menge entspricht mindestens der Menge, die als vollständig erneuerbar geltend gemacht wird und</p> <p>a) die EE-Anlage wurde frühestens 36 Monate vor der RFNBO-Anlage in Betrieb genommen und</p> <p>b) EE-Anlage hat keine Investitions- oder Betriebsbeihilfen erhalten (mit einigen näher genannten Ausnahmen)</p> <p>Wird eine bestehende RFNBO-Anlage um zusätzliche Produktionskapazität erweitert, so wird angenommen, dass die zusätzliche Kapazität gleichzeitig mit der ursprünglichen Anlage in Betrieb genommen wurde, sofern sich die zusätzliche Kapazität am selben Standort befindet und die Erweiterung spätestens 36 Monate nach Inbetriebnahme der ersten Anlage erfolgt.</p>	<p><u>Bedingung der Zusätzlichkeit:</u></p> <p>§ 6 Abs. 1 Nr. 1</p> <p>Bedingung ist erfüllt, wenn die von der Schnittstelle selbst erzeugte Strommenge Menge mindestens der als vollständig erneuerbar geltend gemachten Höhe entspricht und</p> <p>a) die EE-Anlagen wurden nicht früher als 36 Monate vor der Anlage zur Herstellung von RFNBO in Betrieb genommen und</p> <p>b) die EE-Anlagen haben keine Investitions- oder Betriebsbeihilfen erhalten / erhalten keine zum Zeitpunkt der Stromerzeugung</p> <p>§ 6 Abs. 3</p> <p>Voraussetzungen, unter denen Investitions- oder Betriebsbeihilfen un-schädlich sind.</p> <p>§ 6 Abs. 4</p> <p>Bei Erweiterung der Erzeugungskapazität am selben Standort und innerhalb von 36 Monaten gilt die zusätzliche Erzeugungskapazität als gleichzeitig mit der ursprünglichen Anlage in Betrieb genommen.</p> <p>§ 6 Abs. 5-6</p> <p>Für RFNBO-Anlagen, die vor dem 1.1.2028 in Betrieb genommen werden, sind Schnittstellen bis einschließlich 31.12.2037 von den Voraussetzungen des Abs. 1 Nr. 1, Nr. 2 ausgenommen. Das gilt nicht für nach dem 1.1.2028 hinzugefügte Erzeugungskapazität.</p>
<p>Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien über einen Strombezugsvertrag mit Erzeugern erneuerbarer Energie („Power-Purchase-Agreement“ – PPA)</p>	
<p><u>Bedingung der Zusätzlichkeit</u></p> <p>Art. 5</p> <p>Kraftstoffhersteller haben direkt oder über Mittler mit EE-Erzeugern Stromabnahmevertrag geschlossen und</p> <p>Stromabnahmevertrag geht über eine Menge, die mindestens der als vollständig erneuerbar geltend gemachten Menge entspricht und</p> <p>geltend gemachter Strom wird tatsächlich in dieser Anlage erzeugt und</p> <p>a) EE-Anlage wurde frühestens 36 Monate vor der RFNBO-Anlage in Betrieb genommen und</p> <p>b) EE-Anlage hat keine Investitions- oder Betriebsbeihilfen erhalten (mit einigen näher genannten Ausnahmen)</p> <p>Hat eine EE-Anlage die die Bedingung der Zusätzlichkeit im Rahmen eines beendeten PPA erfüllt, so wird im Rahmen eines neuen PPA angenommen, dass sie gleichzeitig mit der RFNBO-Anlage in Betrieb genommen wurde.</p> <p>Wird eine bestehende RFNBO-Anlage um zusätzliche Produktionskapazität erweitert, so wird angenommen, dass die zusätzliche Kapazität gleichzeitig mit der ursprünglichen Anlage in Betrieb genommen wurde, sofern sich die zusätzliche Kapazität am selben Standort befindet und die Erweiterung spätestens 36 Monate nach Inbetriebnahme der ersten Anlage erfolgt.</p>	<p><u>Bedingung der Zusätzlichkeit</u></p> <p>§ 6 Abs. 1</p> <p>Bedingung ist erfüllt, wenn</p> <p>Nr. 2 – Schnittstelle hat mit EE-Anlagen-Betreibern PPA abgeschlossen und Stromabnahmevertrag entspricht der Menge an Strom der RFNBO-Anlage und</p> <p>a) die EE-Anlagen wurden nicht früher als 36 Monate vor der Anlage zur Herstellung von RFNBO in Betrieb genommen und</p> <p>b) die EE-Anlagen haben keine Investitions- oder Betriebsbeihilfen erhalten / erhalten keine zum Zeitpunkt der Stromerzeugung.</p> <p>§ 6 Abs. 2</p> <p>Bei Abschluss eines neuen PPA nach Beendigung des vorherigen PPA gilt für EE-Anlagen als Zeitpunkt der Inbetriebnahme der RFNBO-Anlage, für die der neue PPA gilt.</p> <p>§ 6 Abs. 3</p> <p>Voraussetzungen, unter denen Investitions- oder Betriebsbeihilfen un-schädlich sind.</p> <p>§ 6 Abs. 4</p> <p>Bei Erweiterung der Erzeugungskapazität am selben Standort und innerhalb von 36 Monaten gilt die zusätzliche Erzeugungskapazität als gleichzeitig mit der ursprünglichen Anlage in Betrieb genommen.</p> <p>§ 6 Abs. 5-6</p>

<p><u>Zeitliche Korrelation</u></p> <p>Art. 6</p> <p>UAbs. 1</p> <p>Bis zum 31. Dezember 2029 gilt die Bedingung der zeitlichen Korrelation als erfüllt, wenn RFNBO in demselben Kalendermonat erzeugt wird wie der im Rahmen des Stromabnahmevertrags erzeugte erneuerbare Strom</p> <p>oder</p> <p>wenn der RFNBO mit erneuerbarem Strom aus einer neuen Speicheranlage erzeugt wird, die sich hinter demselben Netzanschlusspunkt befindet wie der Elektrolyseur oder die EE-Anlage und der Speicher in demselben Kalendermonat geladen wurde, in dem auch der Strom im Rahmen des Stromabnahmevertrags erzeugt wurde.</p> <p>UAbs. 2</p> <p>Ab dem 1. Januar 2030 gilt die Bedingung der zeitlichen Korrelation als erfüllt, wenn RFNBO innerhalb desselben Zeitraums von einer Stunde erzeugt wird wie der im Rahmen des Stromabnahmevertrags erzeugte erneuerbare Strom</p> <p>oder</p> <p>wenn der RFNBO mit erneuerbarem Strom aus einer neuen Speicheranlage erzeugt wird, die sich hinter demselben Netzanschlusspunkt befindet wie der Elektrolyseur oder die EE-Anlage und der Speicher innerhalb des Zeitraums von einer Stunde geladen wurde, in dem auch der Strom im Rahmen des Stromabnahmevertrags erzeugt wurde.</p> <p>UAbs. 3</p> <p>Die zeitliche Korrelation gilt stets als erfüllt, wenn der RFNBO während eines Zeitraums von einer Stunde erzeugt wird, in der der aus der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung in der Gebotszone resultierende Clearingpreis für Strom höchstens 20 EUR pro MWh beträgt</p> <p>oder</p> <p>sich auf weniger als das 0,36-Fache des Preises eines Zertifikats für die Emission einer Tonne Kohlendioxidäquivalent in dem betreffenden Zeitraum beläuft.</p> <p><u>Geografische Korrelation</u></p> <p>Art. 7</p> <p>Erfüllt, wenn mindestens eines der folgenden Kriterien in Bezug auf den Standort des Elektrolyseurs erfüllt ist:</p>	<p>Für RFNBO-Anlagen, die vor dem 1.1.2028 in Betrieb genommen werden, sind Schnittstellen bis einschließlich 31.12.2037 von den Voraussetzungen des Abs. 1 Nr. 1, Nr. 2 ausgenommen. Das gilt nicht für nach dem 1.1.2028 hinzugefügte Erzeugungskapazität.</p> <p><u>Zeitliche Korrelation</u></p> <p>§ 7 Abs. 1</p> <p>Bedingung der zeitlichen Korrelation zwischen der RFNBO-Herstellung und der Erzeugung von EE-Strom ist erfüllt, wenn eine Schnittstelle</p> <p>Nr. 1 – die RFNBO in demselben Kalendermonat herstellt, in dem der EE-Strom erzeugt wird, der im Rahmen eines Stromabnahmevertrags von der Schnittstelle abgenommen wird oder</p> <p>Nr. 2 – die RFNBO mit Strom aus einer Stromspeicheranlage herstellt, die</p> <p>a) nicht früher als 36 Monate vor der RFNBO-Anlage in Betrieb genommen wurde,</p> <p>b) hinter demselben Netzanschlusspunkt wie die RFNBO-Anlage oder wie die EE-Anlage liegt und</p> <p>c) in demselben Kalendermonat geladen wird, in dem der EE-Strom erzeugt wird, der im Rahmen des Stromabnahmevertrags von der Schnittstelle abgenommen wird.</p> <p>§ 7 Abs. 2</p> <p>Ab dem 1. Januar 2030: dem § 7 Abs. 1 entsprechende Regelungen gelten für denselben vollen Ein-Stunden-Zeitraum.</p> <p>§ 7 Abs. 3</p> <p>Abweichend von den Anforderungen in den Abs. 1 und 2 ist die Bedingung der zeitlichen Korrelation erfüllt, wenn eine Schnittstelle die RFNBO während eines Ein-Stunden-Zeitraums herstellt, in dem der Day-Ahead-Clearingpreis für Strom</p> <p>Nr. 1 – höchstens 20 Euro pro Megawattstunde beträgt oder</p> <p>Nr. 2 – sich auf weniger als das 0,36-Fache des Preises eines Emissionszertifikats für die Emission einer Tonne Kohlenstoffdioxid-Äquivalent in dem betreffenden Zeitraum beläuft.</p> <p><u>Geografische Korrelation</u></p> <p>§ 8</p> <p>Bedingung der geografischen Korrelation zwischen dem Standort der RFNBO-Anlage und dem Standort der EE-Anlage ist erfüllt, wenn</p> <p>Nr. 1 sich die EE-Anlage</p>
---	---

<p>a) die EE-Anlage befindet sich in derselben Gebotszone wie der Elektrolyseur.</p> <p>b) die EE-Anlage befindet sich in einer verbundenen Gebotszone, die auch in einem anderen Mitgliedstaat liegen kann, und die Strompreise sind im betreffenden Zeitraum auf dem Day-Ahead-Markt gemäß Artikel 6 in der verbundenen Gebotszone mindestens so hoch wie in der Gebotszone, in der der flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr erzeugt wird.</p> <p>c) die EE-Anlage befindet sich in einer Offshore-Gebotszone, die mit der Gebotszone verbunden ist, in der sich der Elektrolyseur befindet.</p>	<p>a) in derselben Gebotszone befindet wie die RFNBO-Anlage oder</p> <p>b) zur Zeit ihrer Inbetriebnahme in derselben Gebotszone befand wie die RFNBO-Anlage oder</p> <p>c) in einer Gebotszone für Windenergieanlagen auf See nach § 3 Absatz 11 des Windenergie-auf-See Gesetzes befindet, die mit der Gebotszone verbunden ist, in der sich die RFNBO-Anlage befindet</p> <p>oder</p> <p>Nr. 2 – sich die EE-Anlage, über die ein Stromabnahmevertrag geschlossen wurde, und die RFNBO-Anlage in verbundenen Gebotszonen befinden und der einheitliche Day-Ahead-Clearingpreis für Strom in der Gebotszone, in der sich die EE-Anlage befindet, mindestens so hoch ist wie der Strompreis in der Gebotszone, in der sich die RFNBO-Anlage befindet.</p>
--	---

Gebotszone mit einem Anteil von mehr als 90 % erneuerbarer Energie am Strommix

<p>Art. 4 Abs. 1</p> <p>RFNBO-Anlage befindet sich in einer Gebotszone, in der der durchschnittliche Anteil des erneuerbaren Stroms im vorangegangenen Kalenderjahr 90 % überstieg und Erzeugung von RFNBO überschreitet nicht eine Höchstzahl von Stunden, die im Verhältnis zum Anteil des erneuerbaren Stroms in der Gebotszone festgelegt wird.</p> <p>Höchstzahl der Stunden wird berechnet, indem die Gesamtzahl der Stunden jedes Kalenderjahres mit dem Anteil des erneuerbaren Stroms multipliziert wird, der für die Gebotszone gemeldet wurde.</p> <p>Der durchschnittliche Anteil des erneuerbaren Stroms wird ermittelt, indem der Bruttoendverbrauch von erneuerbarem Strom in der Gebotszone durch die Bruttostromerzeugung zuzüglich der Einfuhren und abzüglich der Stromausfuhren aus der Gebotszone, geteilt wird.</p> <p>Sobald der durchschnittliche Anteil von erneuerbarem Strom in einem Kalenderjahr 90 % übersteigt, wird angenommen, dass er in den folgenden fünf Kalenderjahren weiterhin bei über 90 % liegen wird.</p>	<p>§ 9 Abs. 1 Nr. 1</p> <p>Schnittstelle befindet sich innerhalb einer Gebotszone, in der der Quotient aus Bruttoendenergieverbrauch von erneuerbarem Strom mindestens 90 Prozent betrug und Herstellung von RFNBO hat nicht eine Höchstzahl von Stunden überschritten.</p> <p>Höchstzahl von Stunden wird berechnet durch Multiplikation der Gesamtstundenanzahl im Kalenderjahr mit dem Quotienten aus Bruttoendenergieverbrauch von erneuerbarem Strom und Bruttostromerzeugung aus allen Energiequellen nach § 2 Absatz 18 innerhalb der Gebotszone im vorhergehenden Kalenderjahr.</p> <p>§ 9 Abs. 3</p> <p>Sobald der Quotient aus Bruttoendenergieverbrauch von erneuerbarem Strom und Bruttostromerzeugung in einem Kalenderjahr 90 % übersteigt, wird angenommen, dass er in den folgenden fünf Kalenderjahren weiterhin über 90 % liegt.</p>
---	---

Verringerte Treibhausgasemissionsintensität

<p>Art. 4 Abs. 2</p> <p>RFNBO-Anlage befindet sich in einer Gebotszone, in der die Emissionsintensität von Strom unter 18 g CO₂-Äq./MJ liegt, sofern die folgenden Kriterien erfüllt sind:</p> <p>a) Kraftstofferzeuger haben Strombezugsverträge abgeschlossen und Stromabnahmevertrag geht über eine Menge, die mindestens der als vollständig erneuerbar geltend gemachten Menge entspricht und geltend gemachter Strom wird tatsächlich in dieser Anlage erzeugt;</p> <p>b) die Bedingungen für die zeitliche und geografische Korrelation gemäß den Artikeln 6 und 7 sind erfüllt.</p>	<p>§ 9 Abs. 1 Nr. 2</p> <p>Strom zur Herstellung von RFNBO kann als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn sich d Schnittstelle innerhalb einer Gebotszone befindet, in der die Treibhausgasemissionsintensität des Stroms weniger als 18 Gramm Kohlenstoffdioxid-Äquivalent pro Megajoule beträgt (berechnet nach Teil C des Anhangs zum DA 28) und</p> <p>a) die Schnittstelle hat mit EE-Anlagen-Betreibern PPA abgeschlossen und Stromabnahmevertrag entspricht der Menge an Strom der RFNBO-Anlage und Strommenge wird tatsächlich in den EE-Anlagen dieser Betreiber produziert und</p> <p>b) die Bedingung der zeitlichen Korrelation nach § 7 ist erfüllt und</p> <p>c) die Bedingung der geografischen Korrelation nach § 8 ist erfüllt.</p>
---	--

<p>Die Emissionsintensität von Strom wird nach der im DA 28 niedergelegten Methode auf der Grundlage der neuesten verfügbaren Daten bestimmt.</p> <p>Sobald die Emissionsintensität von Strom in einem Kalenderjahr unter 18g CO₂-Äq./MJ liegt, wird angenommen, dass sie in den folgenden fünf Kalenderjahren weiterhin unter 18g CO₂-Äq./MJ liegen wird.</p>	<p>§ 9 Abs. 4</p> <p>Sobald die Treibhausgasemissionsintensität des Netzstroms in einem Kalenderjahr unter 18 g CO₂-Äq./MJ liegt, wird angenommen, dass sie in den folgenden fünf Kalenderjahren weiterhin unter 18 g CO₂-Äq./MJ liegt</p>
<p>Redispatch</p>	
<p>Art. 4 Abs. 3</p> <p>Zur RFNBO-Erzeugung verwendeter Strom wird während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls verbraucht, für das der Kraftstofferzeuger anhand von Nachweisen des nationalen Übertragungsnetzbetreibers nachweisen kann, dass</p> <p>a) ein abwärts gerichteter Redispatch von Stromerzeugungsanlagen, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, gemäß Artikel 13 der Verordnung (EU) 2019/943 stattfand;</p> <p>b) der für die Erzeugung von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr verbrauchte Strom die Notwendigkeit des Redispatch um eine entsprechende Menge verringert hat.</p>	<p>§ 9 Abs. 1 Nr. 3</p> <p>Strom zur Herstellung von RFNBO kann als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn der Strom während eines Bilanzkreisabrechnungsintervalls verbraucht wird, für die die Schnittstelle anhand von Nachweisen der nationalen Übertragungsnetzbetreiber belegen kann, dass</p> <p>a) ein abwärts gerichteter Redispatch von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nicht biogenen Ursprungs nach Artikel 13 der Verordnung (EU) 2019/943 stattfand oder ohne die Reduktion des Bedarfs dieses Redispatch nach Buchstabe b hätte stattfinden müssen und</p> <p>b) der verbrauchte Strom zu einer Reduktion des Bedarfs dieses Redispatch um eine entsprechende Menge geführt hat.</p> <p>§ 9 Abs. 2</p> <p>Die Voraussetzung gilt als erfüllt, wenn der Stromverbrauch der RFNBO-Anlage nach Maßgabe von § 13 Abs. 6 oder § 13k EnWG erfolgt.</p>

7.2.3 § 37b BImSchG

Neben elektrischem Strom und erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs werden in § 37a Abs. 5 BImSchG auch Biokraftstoffe als Erfüllungsoption genannt. Demnach kann den Verpflichtungen aus § 37a Abs. 1 iVm Abs. 4 BImSchG unter anderem nachgekommen werden, wenn:

- Biokraftstoff fossilem Otto- oder fossilem Dieselmotorkraftstoff beigemischt wurde (Abs. 5 Nr. 1);
- reiner Biokraftstoff (flüssig) in den Verkehr gebracht wird (Abs. 5 Nr. 2);
- Biokraftstoff nach § 37b Abs. 6 fossilem Erdgas-kraftstoff zugemischt wurde (Abs. 5 Nr. 3 lit. a);
- reiner Biokraftstoff (gasförmig) nach § 37b Abs. 6 BImSchG in den Verkehr gebracht wird (Abs. 5 Nr. 3 lit. b).

Der Begriff „Biokraftstoff“ wird in § 37b BImSchG genauer gefasst. Zunächst verweist Abs. 1 S. 1 auf die Biomasseverordnung³⁴⁹ (BiomasseV): als Biokraftstoffe sind demnach in der Regel Energieerzeugnisse ausschließlich aus Biomasse im Sinne der BiomasseV zu verstehen. Energieerzeugnisse, die anteilig aus Biomasse hergestellt werden, gelten in Höhe dieses Anteils als Biokraftstoff (Abs. 1 S. 2). In den § 37b Abs. 2-6 BImSchG werden einzelne, von der BiomasseV abweichende Begriffsbestimmungen (Fettsäuremethylester [Biodiesel], Bioethanol, Pflanzenöl, Hydrierte biogene Öle, Biomethan) vorgenommen. § 37b Abs. 8 BImSchG nimmt bestimmte Kraftstoffe von der Anrechenbarkeit auf die Verpflichtungen aus § 37a Abs. 1 S. 1, 2 i.V.m. § 37a Abs. 4 BImSchG aus:

- biogene Öle, die in einem raffinerietechnischen Verfahren gemeinsam mit mineralölstammigen Ölen hydriert wurden,
- der Biokraftstoffanteil von Energieerzeugnissen mit einem Bioethanolanteil von weniger als 70 Volumenprozent,
- Biokraftstoffe, die vollständig oder teilweise aus tierischen Ölen oder Fetten hergestellt wurden,
- Wasserstoff aus biogenen Quellen.

7.2.4 Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung

Auf Grundlage der Ermächtigung in § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 2 BImSchG hat der Verordnungsgeber die **Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung**³⁵⁰ („Biokraft-NachV“) erlassen. Der Schwerpunkt der Verordnung liegt in der Regelung eines Zertifizierungs- und Nachweissystems. In Teil 2 der Biokraft-NachV (§§ 3 ff.) werden aber auch **Nachhaltigkeitsanforderungen für die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen** formuliert.

Nach § 3 Biokraft-NachV werden Biokraftstoffe nur dann auf die Erfüllung der Verpflichtungen nach § 37a Abs. 1 S. 1, 2 i.V.m. § 37a Abs. 4 BImSchG angerechnet, wenn die zur Herstellung eingesetzte Biomasse die Anforderungen der §§ 4-5 Biokraft-NachV und der eingesetzte Biokraftstoff die Vorgaben zur Treibhausgaseinsparung nach § 6 Biokraft-NachV erfüllt. Für die zur Herstellung der Kraftstoffe eingesetzte Biomasse aus der Landwirtschaft gelten die Anforderungen nach § 4, für Biomasse aus der Forstwirtschaft die Anforderungen nach § 5 BioSt-NachV. Die Nachhaltigkeitsanforderungen der §§ 4, 5 Biokraft-NachV sind **nicht auf Biokraftstoffe anzuwenden, die aus Abfällen oder aus Reststoffen hergestellt worden sind**, es sei denn, diese stammen aus der Land-, Forst- oder Fischwirtschaft oder aus Aquakulturen (§ 3 Abs. 4 Biokraft-NachV).

Als Grundsatz legt § 4 Abs. 1 Biokraft-NachV fest, dass **Biomasse aus der Landwirtschaft** weder von Flächen mit einem hohen Wert für die biologische Vielfalt noch von Flächen mit einem hohen Kohlenstoffbestand oder Flächen, die zum Referenzzeitpunkt oder später Torfmoor waren, stammen darf. Zu den Flächen mit einem hohen Wert für die biologische Vielfalt zählt die Norm bewaldete Flächen, Grünland mit großer biologischer Vielfalt oder Naturschutzzwecken dienende Flächen (§ 4 Abs. 2 Biokraft-NachV). Die Biomasse darf auch nicht von Flächen mit einem hohen oberirdischen oder unterirdischen Kohlenstoffbestand stammen. Hierzu werden Feuchtgebiete und kontinuierlich bewaldete Gebiete gezählt, § 4 Abs. 3 Biokraft-NachV. Als Referenzzeitpunkt für die Beurteilung der Anforderungen an den Schutz natürlicher Lebensräume gibt § 4 Abs. 6 den 1. Januar 2008 an.

³⁴⁹ Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist.

³⁵⁰ Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126, 5143).

Für **Biomasse aus Abfällen oder Reststoffen der Landwirtschaft** muss gem. § 4 Abs. 5 Biokraft-NachV die Einhaltung der Überwachungs- und Bewirtschaftungspläne nachgewiesen werden, um eine Beeinträchtigung der Bodenqualität und des Kohlenstoffbestands zu vermeiden.

Die Anforderungen an **forstwirtschaftliche Biomasse** ergeben sich aus § 5 Biokraft-NachV. Grundsätzlich gilt, dass in dem Staat, in dem die zur Herstellung von Bio-kraftstoffen verwendete forstwirtschaftliche Biomasse geerntet wurde, nationale oder subnationale Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Ernte gelten müssen. Ferner ist für die Biomasse mittels Überwachungs- und Durchsetzungssystemen sicherzustellen, dass die Erntetätigkeiten legal sind, auf den Ernteflächen nachhaltige Walderneuerung stattfindet, bei der Ernte auf die Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt geachtet wird, um Beeinträchtigungen wie Bodenverdichtungen zu vermeiden, und durch die Erntetätigkeiten das langfristige Bestehen des Waldes nicht gefährdet wird. Schließlich muss sichergestellt werden, dass Gebiete, die durch internationale oder nationale Rechtsvorschriften oder von der zuständigen Fachbehörde zu Naturschutzzwecken ausgewiesen sind oder wurden, geschützt sind. § 5 Abs. 3 Biokraft-NachV formuliert zusätzliche Anforderungen für die Landnutzung, die Landnutzungsänderung und die Forstwirtschaft.

Neben den Anforderungen an die Fläche und Flächennutzung zur Herstellung von Biomasse, müssen im Verkehr gebrachte Biokraftstoffe gem. § 6 Abs. 1 Biokraft-NachV **Treibhausgase einsparen**. Die vorgegebenen Treibhausgaseinsparungen betragen:

- mindestens 50 Prozent, sofern die letzte Schnittstelle, die den Biokraftstoff produziert hat, vor dem oder am 5. Oktober 2015 in Betrieb genommen worden ist,
- mindestens 60 Prozent, sofern die letzte Schnittstelle, die den Biokraftstoff produziert hat, am oder nach dem 6. Oktober 2015 und bis

einschließlich 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen worden ist, oder

- mindestens 65 Prozent, sofern die letzte Schnittstelle, die den Biokraftstoff produziert hat, den Betrieb am oder nach dem 1. Januar 2021 aufgenommen hat, vorweisen.

§ 6 Abs. 2 verweist auf die **Methoden zur Berechnung Treibhausgaseinsparung**. Hierbei werden fünf verschiedene Methoden zur Berechnung zur Auswahl gestellt. Insofern wird auf durch die RED II vorgegebene Methoden verwiesen.

Für die in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe müssen von akkreditierten Stellen ausgestellte **Nachhaltigkeitsnachweise vorgelegt werden**. Durch sie wird bestätigt, dass die Anforderungen der Biokraft-NachV eingehalten wurden, § 7 Biokraft-NachV. Für die Anerkennung von Zertifizierungssystemen und -stellen ist in Deutschland die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung zuständig, § 47 Biokraft-NachV.

Änderungen für die Nutzung von Biomasse im Verkehrssektor ergeben sich aus der novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III). Sie formuliert **strengere Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse**. So soll sichergestellt werden, dass nur naturverträglich gewonnene Biomasse gefördert und für die Zielerreichung angerechnet werden kann. Die Nachhaltigkeitskriterien für Holzenergie gelten künftig ab einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 7,5 MW anstatt wie bisher ab 20 MW. Für bestimmte Holzsortimente wie Säge-, Furnier- und Industrierundholz sowie für Stümpfe und Wurzeln soll keine direkte finanzielle Förderung mehr gewährt werden. Die Definition von Bioenergiesortimenten, die nicht gefördert werden sollen, obliegt den Mitgliedstaaten. Diese sollen bei der Festlegung regionale Gegebenheiten berücksichtigen. Diese Änderungen durch die RED III sind indes bislang noch nicht in das nationale Recht überführt worden.

8 CO₂-Emissionsnormen für schwere Nutzfahrzeuge

In der politischen Diskussion um synthetische Kraftstoffe spielen die Endnutzungsmöglichkeiten für derartige Kraftstoffe eine zentrale Rolle. Derzeit werden auf europäischer Ebene verschärfte **CO₂-Emissionsminderungsvorgaben** für den **Schwerlastverkehr** verhandelt. Dabei handelt es sich um ein **Anreizinstrument** für Fahrzeughersteller,

effizientere Antriebe für schwere Nutzfahrzeuge zu realisieren. Die Ausgestaltung der Vorgaben wirkt sich auch auf die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung synthetischen Methanols aus: der Schwerlastverkehr ist ein potenziell sehr lukrativer Absatzmarkt für derartiges Methanol. Nachfolgend werden die insoweit absehbaren Entwicklungen dargelegt.

8.1 Schwere Nutzfahrzeuge

Fahrzeuge werden in der Europäischen Union nach der Verordnung (EU) 2018/858³⁵¹ in **verschiedene Fahrzeugklassen** unterteilt. Nutzfahrzeuge können insbesondere den Fahrzeugklassen M, N und T unterfallen.³⁵² Diese werden wiederum in Unterklassen unterteilt. Die Kriterien für die Klasseneinteilung sind in Anhang I zur VO 2018/858 normiert.

In die **Klasse M** werden Kraftfahrzeuge mit vier Rädern gefasst, die **vorwiegend für die Beförderung von Personen und deren Gepäck ausgelegt und gebaut** sind (Art. 4 Abs. 1 lit. a VO 2018/858). Dabei gehören Kraftfahrzeuge mit höchstens acht Sitzplätzen neben dem Fahrersitz und ohne Stehplätze zur Klasse M1 (Art. 4 Abs. 1 lit. a i) der VO 2018/858). Haben die Kraftfahrzeuge mehr als acht Sitzplätze neben dem Fahrersitz, überschreitet ihre zulässige Gesamtmasse jedoch nicht 5 Tonnen, dann unterfallen sie der Klasse M2. Bei einer zulässigen Gesamtmasse von mehr als fünf Tonnen unterfallen sie der Klasse M3 (Art. 4 Abs. 1 lit. a ii), iii) der VO 2018/858).

Der **Klasse N** unterfallen Kraftfahrzeuge mit vier Rädern, die **für die Güterbeförderung ausgelegt und gebaut** sind (Art. 4 Abs. 1 lit. b der VO 2018/858). Die Unterklassen richten sich nach der Gesamtmasse der Fahrzeuge: Kraftfahrzeuge mit einer Gesamtmasse bis 3,5 Tonnen gehören zu Klasse N1, solche mit einer Gesamtmasse zwischen 3,5 und 12 Tonnen zu Klasse N2, und diejenigen mit einer Gesamtmasse von mehr als 12 Tonnen zu Klasse N3 (Art. 4 Abs. 1 lit. b i)-iii) der VO 2018/858).

Grundsätzlich sind die Emissionen für schwere Nutzfahrzeuge in der Verordnung (EG) 595/2009³⁵³ geregelt (Anlage II Teil I Nr. 41A zur VO (EU) 2018/858). Zu den **schweren Nutzfahrzeugen** zählen Nutzfahrzeuge der **Klassen M1, M2, N1 und N2 mit einer Bezugsmasse von mehr als 2.610 kg**. Hinzu kommen **Nutzfahrzeuge der Klassen M3 und N3** (Art. 2 Abs. 1 VO 595/2009).

³⁵¹ Verordnung (EU) 2018/858 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30.5.2018 über die Genehmigung und die Marktüberwachung von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern sowie von Systemen, Bauteilen und selbständigen technischen Einheiten für diese Fahrzeuge, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2007 und (EG) Nr. 595/2009 und zur Aufhebung der Richtlinie 2007/46/EG, ABl. L 151 vom 14.6.2018, S. 1-218.

³⁵² Wissenschaftliche Dienste des Bundestages, Sachstand: Die Zulassung schwerer Nutzfahrzeuge (Az. WD 7 – 3000 – 048/23), S. 5.

³⁵³ Verordnung (EG) 595/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18.6.2009 über die Typengenehmigung von Kraftfahrzeugen und Motoren hinsichtlich der Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen (Euro VI) und über den Zugang zu Fahrzeugreparatur- und -wartungsinformationen, zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 715/2007 und der Richtlinie 2007/46/EG sowie zur Aufhebung der Richtlinien 80/1269/EWG, 2005/55/EG und 2005/78/EG, ABl. L 188 vom 18.7.2009, S. 1-13.

8.2 Bisherige Entwicklung

Die CO₂-Emissionen schwerer Nutzfahrzeuge sind erst in den letzten Jahren vermehrt in den Fokus der europäischen Gesetzgebung gerückt. Zunächst wurden durch die **Verordnung (EU) 2018/956**³⁵⁴ die Hersteller schwerer Nutzfahrzeuge verpflichtet, u.a. die auf Grundlage der Verordnung (EU) 2017/2400³⁵⁵ ermittelten **CO₂-Emissionswerte** und **Kraftstoffverbrauchswerte** zu **überwachen** und jährlich **an die EU-Kommission zu melden** (Art. 5 Abs. 1 VO 2018/956 i.V.m. Anhang I Teil B Nr. 2).

Im Jahr 2019 hat sich die EU mit dem Erlass der Verordnung (EU) 2019/1242³⁵⁶ erstmals darauf geeinigt, verbindlich vorzuschreiben, wie viel CO₂ neue schwere Nutzfahrzeuge emittieren dürfen. Verständigt hat man sich auf eine **Flotten-Emissionsminderung bis zum Jahr 2030 von 30 % gegenüber den Werten aus dem Jahr 2005** (Art. 1 der VO 2019/1242). Dafür sollen die CO₂-Emissionen neuer schwerer Nutzfahrzeuge für die Berichtszeiträume **ab dem Jahr 2025 um 15 %** und für die Berichtszeiträume **ab dem Jahr 2030 um 30 %** gesenkt werden (Art. 1 S. 1 der VO 2019/1242).

Erfasst werden jedoch lediglich **ausdrücklich benannte schwere Nutzfahrzeuge der Klassen N2 und N3** (Art. 2 Abs. 1 S. 1 der VO 2019/1242), darunter Lkw und Sattelzugmaschinen mit einer Achskonfiguration 4x2 und einer technisch zulässigen Gesamtmasse in beladenem Zustand von mehr als 16 Tonnen sowie Lkw und Sattelzugmaschinen mit einer Achskonfiguration von 6x2 (Art. 2 Abs. 1 S. 1 der VO 2019/1242). Diese Fahrzeuge verursachen etwa 65-70 % der EU-weiten CO₂-Emissionen schwerer Nutzfahrzeuge ab 3,5 Tonnen Gesamtgewicht.³⁵⁷

Grundlage für die Berechnung der Emissionsminderung sind die herstellereigenen Emissionen. Die Bezugswerte für die CO₂-Emissionen basieren auf den gemäß der VO 2018/956 gemeldeten Werten einer **Vergleichsflotte** 2019/20 (Art. 1 S. 2 der VO 2019/1242). Berücksichtigt werden lediglich die **direkten CO₂-Emissionen der Fahrzeuge**.

Die Kommission bestimmt zunächst für jeden Hersteller für den jeweils vorangegangenen Berichtszeitraum die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen in Gramm CO₂ pro Tonnenkilometer (vgl. Art. 4 VO 2019/1242 i.V.m. Anhang I Nr. 2.7). Dabei werden verschiedene Fahrzeuguntergruppen und deren typische Jahreskilometerleistung berücksichtigt. Dies unterscheidet sich von den Regelungen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge: für diese werden die CO₂-Emissionen allein streckenbezogen ermittelt.³⁵⁸ Die Bestimmung in gCO₂/Tonnenkilometer soll den Nutzwert der Fahrzeuge widerspiegeln (ErwG 23 der VO 2019/1242). Zudem gilt zugunsten der Hersteller ein Faktor für emissionsfreie und emissionsarme Fahrzeuge; er soll bereits vor dem Eingreifen der Zielvorgaben für spezifische CO₂-Emissionen von Herstellern einen Anreiz geben.³⁵⁹ So wird ab bestimmten Zulassungszahlen der spezifische CO₂-Emissionswert eines Herstellers um bis zu 3 % gesenkt.

Für die Erfassung der Emissionsminderung werden sodann **verschiedene Klassen von schweren Nutzfahrzeugen mit herstellerbezogenen Zielwerten für die spezifischen CO₂-Emissionen für den jeweils vorangegangenen Berichtszeitraum belegt** (Art. 6 VO der 2019/1242). Die Zielwerte werden unter Berücksichtigung der CO₂-Emissionsreduktionszielvorgaben, der

³⁵⁴ Verordnung (EU) 2018/956 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28.6.2018 über die Überwachung und Meldung der CO₂-Emissionen und des Kraftstoffverbrauchs neuer schwerer Nutzfahrzeuge, ABl. L 173 vom 9.7.2018, S. 1-15.

³⁵⁵ Verordnung (EU) 2017/2400 der Kommission vom 12.12.2017 zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 595/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Bestimmung der CO₂-Emissionen und des Kraftstoffverbrauchs von schweren Nutzfahrzeugen sowie zur Änderung der Richtlinie 2007/46/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EU) Nr. 582/2011 der Kommission, ABl. L 349 vom 29.12.2017, S. 1-247.

³⁵⁶ Verordnung (EU) 2019/1242 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20.6.2019 zur Festlegung von CO₂-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge und zur Änderungen der Verordnungen (EG) Nr. 595/2009 und (EU) 2018/956 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Richtlinie 96/53/EG des Rates, ABl. L 198 vom 25.7.2019, S. 202-240.

³⁵⁷ Umweltbundesamt – Klimaschutzinstrumente im Verkehr: CO₂-Standards Lkw (2021), abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/uba-kurzpapier_lkw_standards_kliv.pdf (letzter Abruf am 22.2.2024).

³⁵⁸ Knauff, in: Rodi (Hrsg.), Handbuch Klimaschutzrecht, 2022, § 31 Rn. 20.

³⁵⁹ Knauff a.a.O.

Bezugswerte für CO₂-Emissionen, des Anteils der Fahrzeuge des Herstellers an jeder Fahrzeuguntergruppe und der auf jede Fahrzeuguntergruppe anwendbaren Gewichtungsfaktoren für die jährliche Kilometerleistung und Nutzlast berechnet.³⁶⁰ Der Durchschnitt aller in der Europäischen Union in einem Jahr zugelassenen Fahrzeuge darf den von der Kommission für den vorangegangenen Berichtszeitraum festgesetzten Flottenzielwert nicht überschreiten. Ab dem Jahr 2025 trifft die Hersteller die Pflicht, über die Einhaltung der ihnen auferlegten Flottenzielwerte zu berichten. Bei Nichteinhaltung sind **Strafzahlungen je Fahrzeug und Höhe der Emissionsüberschreitung** vorgesehen (Art. 8 der VO 2019/1242).

Die im Jahr 2019 festgelegten Minderungsziele wurden verbreitet **als unzureichend wahrgenommen**. So hat

sich etwa das deutsche Umweltbundesamt für eine Verschärfung der CO₂-Flottenziele ausgesprochen und eine Flotten-Emissionsminderung von 50 % gegenüber 2021 gefordert. Auch seien jährlich steigende Mindestanforderungen für die Jahre zwischen 2025 und 2030 sinnvoll.³⁶¹ Im Rahmen der nun erfolgenden Überarbeitung der EU-Verordnung stand zwischendurch auch ein **vollständiges Aus für Diesel-Lkw** im Raum.³⁶² Diese Forderung hat auch das Umweltbundesamt unterstützt.³⁶³ Bundesverkehrsminister Volker Wissing (FDP) hat sich jedoch gegen ein Aus für den Verbrennungsmotor in Lkw ausgesprochen: Lkw könnten mit synthetischen Kraftstoffen auch nach 2045 weiter klimaneutral betrieben werden.³⁶⁴

8.3 Aktueller Reformvorschlag

Mit dem jetzigen Vorschlag³⁶⁵ der Europäischen Kommission sollen die **CO₂-Normen ab 2030 verschärft werden**. Mit den überarbeiteten Emissionsnormen möchte die Kommission den CO₂-Ausstoß neuer Lkw im Straßengüterverkehr **bis 2040 um 90 % senken**. Bislang entfallen auf Lkw, Stadtbusse und Reisebusse insgesamt 6 % der gesamten Treibhausgasemissionen der Europäischen Union.³⁶⁶ Im Verkehrssektor sind die Emissionen in den letzten Jahren sogar noch gestiegen: zwischen 1990 und 2019 sind die gesamten Treibhausgasemissionen des Verkehrs in der EU um 33,5 % gewachsen.³⁶⁷ Erklärtes Ziel der Überarbeitung ist es neben der Emissionssenkung auch,

die Nachfrage nach importierten fossilen Brennstoffen zu senken und so mehr Energie einzusparen und effizienter zu nutzen. So soll die Nachfrage insbesondere nach Mineralölprodukten wie Diesel von 2031 bis 2050 um rund zwei Milliarden Barrel Öl sinken.³⁶⁸ Weiter soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit bei der Herstellung von Lkw und Bussen sichergestellt werden. Schließlich soll auch die Luftqualität insbesondere in den Städten verbessert werden.³⁶⁹

Der Vorschlag sieht vor, dass Lkw (über 5 Tonnen) und Fernbusse (über 7,5 Tonnen) **ab dem Jahr 2030**

³⁶⁰ Knauff a.a.O., § 31 Rn. 21.

³⁶¹ Umweltbundesamt – Klimaschutzinstrumente im Verkehr. Bausteine für einen klimagerechten Verkehr (2024).

³⁶² Vgl. Hbl. v. 3.2.2023, abrufbar unter <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaschutz-eu-kommission-bereitet-verbot-neuer-verbrenner-lkw-fuer-2040-vor/28962760.html> (letzter Abruf am 22.2.2024).

³⁶³ Umweltbundesamt – Klimaschutzinstrumente im Verkehr: CO₂-Standards Lkw (2021), abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/uba-kurzpapier_lkw_standards_kliv.pdf (letzter Abruf am 22.2.2024).

³⁶⁴ Vgl. Hbl. v. 10.2.2023, abrufbar unter <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutraler-schwerlastverkehr-verbrenner-aus-bei-lkw-europaeische-industrie-wirbt-fuer-synthetische-kraftstoffe/28966648.html> (letzter Abruf am 22.2.2024).

³⁶⁵ Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/1242 im Hinblick auf die Verschärfung der CO₂-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge und die Einbeziehung von Meldepflichten sowie zur Aufhebung der Verordnung (EU) 2018/956, COM(2023) 88 final v. 14.2.2023.

³⁶⁶ Vgl. Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 14.2.2023, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_23_762 (letzter Abruf am 22.2.2024).

³⁶⁷ Reimer ZUR 2023, S. 7 (8).

³⁶⁸ Europäische Kommission – Fragen und Antworten: Überarbeitung der CO₂-Emissionsnormen für schwere Nutzfahrzeuge, 14.2.2023, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_23_763 (letzter Abruf am 22.2.2024).

³⁶⁹ Ebd.

insgesamt **45 % weniger CO₂** ausstoßen sollen als im Jahr 2019.³⁷⁰ Im **Jahr 2035 sollen es 65 % weniger sein** und **bis 2040** müssen neue Lkw und Fernbusse ihre CO₂-Emissionen **um 90 % senken** (Art. 1 Nr. 4 des Kommissions-Vorschlags). Für **Stadtbusse** ist vorgesehen, dass sie schon **im Jahr 2030 vollständig emissionsfrei** sein müssen (Art. 1 Nr. 4 des Kommissions-Vorschlags). Zur Erreichung der Ziele stehen Herstellern die Elektrifizierung, Wasserstoff-Brennstoffzellen oder der Einsatz von Wasserstoff in Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor zur Verfügung. Maßgeblich sind erneut die **durchschnittlichen Flottenemissionen einer Herstellergruppe**. Die Herstellung des Kraftstoffs spielt keine Rolle, sondern nur die **Emissionen beim Fahrzeugbetrieb**.

Ein **Mechanismus für erneuerbare und CO₂-arme Kraftstoffe ist nicht vorgesehen**. Derartige Kraftstoffe werden in dem Vorschlag nicht berücksichtigt. Zwar hatten sich zuletzt Verbände, Unternehmen und Wissenschaftler:innen in einer Erklärung für eine Anerkennung synthetischer Kraftstoffe ausgesprochen.³⁷¹ Die EU-Kommission befürchtet jedoch, dass dadurch ein Anreiz geschaffen würde, die Kraftstoffe, die für die Dekarbonisierung von Sektoren mit weniger Alternativen, wie dem Luft- und Seeverkehr, erforderlich sind, stattdessen im Straßenverkehr einzusetzen.³⁷²

Bislang wurden von den CO₂-Emissionsnormen nur bestimmte schwere Nutzfahrzeuge erfasst. Nunmehr soll der Anwendungsbereich der Vorgaben so erweitert werden, dass insgesamt **90 % der verkauften schweren Nutzfahrzeuge und 95 % der Emissionen erfasst werden**.³⁷³ Dafür soll die Verordnung künftig für Fahrzeuge der Klassen M2, M3, N1, N2 und N3 gelten (Art. 1 Nr. 2 des Kommissions-Vorschlags). Alle erfassten Fahrzeuge dieser Klassen sollen als schwere Nutzfahrzeuge im Sinne der Verordnung gelten. Weiterhin nicht umfasst wären leichte Lkw mit einem Gewicht zwischen 3,5 und 5 Tonnen, Lkw mit Allradantrieb sowie vier- und fünfsichtige Lkw mit Ausnahme

von 8x4-Fahrzeugen. Auch soll es Ausnahmen von den CO₂-Zielen geben für:

- Fahrzeuge von Kleinserienherstellern mit bis zu 100 Fahrzeugzulassungen,
- Nutzfahrzeuge im Bergbau sowie für land- und forstwirtschaftliche Zwecke eingesetzte Fahrzeuge,
- Fahrzeuge, die für den Einsatz durch Streitkräfte konstruiert und gebaut wurden, sowie Kettenfahrzeuge,
- Fahrzeuge, die für den Einsatz durch den Katastrophenschutz, die Feuerwehr und die für die Aufrechterhaltung der öffentlichen Ordnung zuständigen Kräfte oder für die medizinische Notversorgung konstruiert und gebaut wurden oder dafür angepasst wurden,
- Arbeitsfahrzeuge wie z.B. Müllfahrzeuge.

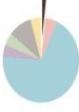
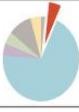
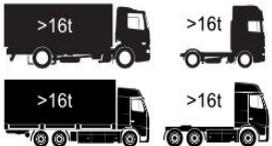
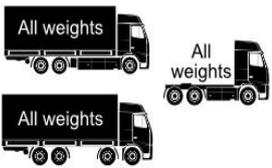
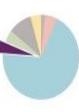
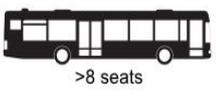
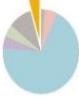
Sie sollen **bei der Berechnung** der durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen der Hersteller **nicht einbezogen werden**. Die spezifischen **Minderungsziele differieren zudem je nach Fahrzeugtyp**. Es ergeben sich die folgenden Minderungsverpflichtungen:

³⁷⁰ Vgl. Hbl. v. 14.2.2023, abrufbar unter <https://www.handelsblatt.com/politik/international/klimaschutz-eu-will-co2-ausstoss-von-lkw-und-bussen-um-90-prozent-senken/28980462.html>.

³⁷¹ Vgl. Hbl. vom 10.2.2023, abrufbar unter <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutraler-schwerlastverkehr-verbrenner-aus-bei-lkw-europaeische-industrie-wirbt-fuer-synthetische-kraftstoffe/28966648.html> (letzter Abruf am 22.2.2024).

³⁷² Europäische Kommission – Fragen und Antworten: Überarbeitung der CO₂-Emissionsnormen für schwere Nutzfahrzeuge, 14.2.2023, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_23_763 (letzter Abruf am 22.2.2024).

³⁷³ International Council on Clean Transportation – Europe’s New Heavy-Duty CO₂ Standards, Explained, 14.2.2023, abrufbar unter <https://theicct.org/eu-co2-hdv-standards-explained-feb23/> (letzter Abruf am 22.2.2024).

Reduction targets relative to baseline	2025	2030	2035	2040	Annual emissions share
	0%	43%	64%	90%	
	0%	43%	64%	90%	
4x2 and 6x2 trucks 	15%	43%	64%	90%	
6x4 and 8x4 trucks 	0%	43%	64%	90%	
	0%	43%	64%	90%	
	0%	100%	100%	100%	
	0%	15%	15%	15%	n.a.
	0%	7.5%	7.5%	7.5%	n.a.
Unregulated	0%	0%	0%	0%	

8.4 Weitere Entwicklung

Am 21.11.2023 hat das Europäische Parlament seinen Standpunkt zu dem Vorschlag der Kommission festgelegt.³⁷⁴ Das Parlament hat sich den von der Kommission vorgeschlagenen Emissionsminderungsverpflichtungen angeschlossen: die Hersteller von schweren Nutzfahrzeugen sollen die CO₂-Emissionen ihrer neuen Fahrzeuge ab 2030 um 45 %, ab 2035 um 65 % und ab 2040 um 90 % gegenüber den Emissionswerten im Jahr 2019 reduzieren. Es plädiert jedoch dafür, den Anwendungsbereich auf weitere Nutzfahrzeuge auszuweiten, darunter Betonmischer, Müllfahrzeuge und Kehrmaschinen. Zudem forderte das Parlament die Kommission, eine neue Klasse schwerer Nutzfahrzeuge zu schaffen, die ausschließlich mit RFNBO und mit Biokraftstoffen betrieben werden können.³⁷⁵

Auch der Rat hat dem Vorhaben im Februar 2024 zugestimmt. Die deutsche Bundesregierung hatte sich erst im letzten Augenblick auf eine Zustimmung zu den neuen Regeln einigen können.³⁷⁶ Auf Drängen Deutschlands wurde jedoch ein Erwägungsgrund aufgenommen, nach der die EU-Kommission im Jahr 2027 prüfen soll, ob schwere Nutzfahrzeuge, die ausschließlich mit CO₂-neutralen Kraftstoffen betrieben werden, unbefristet zugelassen werden.³⁷⁷

Als nächstes folgt nun das Trilog-Verfahren zwischen Parlament, Rat und Kommission. Die Verabschiedung der neu gefassten Emissionsminderungsvorgaben ist derzeit also noch offen.

Abbildung 10: Emissionsminderungsziele für schwere Nutzfahrzeuge
Quelle: International Council on Clean Transportation

³⁷⁴ Europäisches Parlament – P9_TA(2023)0403 – Abänderungen vom 21.11.2023 zu dem Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/1242 im Hinblick auf die Verschärfung der CO₂-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge und die Einbeziehung von Meldepflichten sowie zur Aufhebung der Verordnung (EU) 2018/956 (COM(2023)0088)-C9-0025/2023-2023/0042(COD)).

³⁷⁵ Europäisches Parlament a.a.O., Erwägungsgrund 13a.

³⁷⁶ Henrik Mortsiefer, in: Tagesspiegel Background Verkehr & Smart Mobility vom 12.2.2024.

³⁷⁷ Council of the European Union – ST_6440_2024_INIT – Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2019/1242 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles and integrating reporting obligations, and repealing Regulation (EU) 2018/956 Letter to the Chair of the European Parliament Committee on the Environment, Public Health and Food Safety (ENVI), Erwägungsgrund 13b.

9 Literaturverzeichnis

- ABS (2021): Methanol as Marine Fuel – Sustainability Whitepaper, abrufbar unter <https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2021/02/Sustainability-Methanol-as-Marine-Fuel.pdf>.
- Agora Verkehrswende (2023): E-Fuels zwischen Wunsch und Wirklichkeit. Was strombasierte synthetische Kraftstoffe für die Energiewende im Verkehr leisten können – und was nicht. Diskussionspapier, abrufbar unter [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/E-Fuels zwischen Wunsch und Wirklichkeit/103-E-Fuels.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/E-Fuels_zwischen_Wunsch_und_Wirklichkeit/103-E-Fuels.pdf).
- Altrock, Martin et al. (2022): Rechtliche Rahmenbedingungen für Carbon Capture and Storage (CCS) in Deutschland, Gutachten, abrufbar unter https://network.bellona.org/content/uploads/sites/5/2023/02/202204_CCS-Gutachten.pdf (zit.: Bellona/BBH, Rechtliche Rahmenbedingungen für CCS in Deutschland).
- Appel, Markus/Ohms, Martin/Saurer, Johannes (2021): Bundes-Immissionsschutzgesetz, Berlin: Erich Schmidt.
- Assmann, Lukas/Peiffer, Max (Hrsg.), BeckOK EnWG, 10. Edition, März 2024, München: Beck.
- Bauknecht, Dierk et al. (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland. Zusammenfassung und Einordnung des Wissensstands zur Herstellung und Nutzung strombasierter Energieträger rund Grundstoffe, abrufbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PtX-Hintergrundpapier.pdf> (zit.: Öko-Institut, Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland).
- BDEW (2023): Stellungnahme zum Referentenentwurf zur Neufassung der Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote (37. BImSchV), 1.9.2023, abrufbar unter [https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20230901_BDEW-Stellungnahme zur Neufassung der 37. BImSchV.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20230901_BDEW-Stellungnahme_zur_Neufassung_der_37_BImSchV.pdf).
- Beckmann, Martin et al. (Hrsg.): Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 102. Ergänzungslieferung, September 2023, München: Beck.
- Bertau, Martin et al. (2019): Methanol – der Kraftstoff, der uns morgen antreibt, in: Maus (Hrsg.), Zukünftige Kraftstoffe: Energiewende des Transports als ein weltweites Klimaziel, Berlin: Springer.
- Belltheus Avdic, Dàmir/Moreno Kuhnke, Mariana (2023): Grünes Ammoniak und andere grüne Kraftstoffe: Vergleich und Potenzialanalyse, abrufbar unter https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2023/03/CF10_1.2.pdf?media=1707140355 (zit.: IKEM, Grünes Ammoniak und andere grüne Kraftstoffe: Vergleich und Potenzialanalyse).
- Bongartz, Matthias/Jatze, Harald/Schröer-Schallenberg/ Sabine (Hrsg.), Kommentar zum Energierecht, 20. Ergänzungslieferung Dezember 2023, München: Vahlen.
- Buchmüller, Christian (2021): Die energie- und regulierungsrechtlichen Baustellen auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft, Zeitschrift für Umweltrecht 2021, S. 195-203.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2023): Merkblatt zur elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff in stromintensiven Unternehmen 2023, abrufbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_merkblatt_wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): Durchbruch für ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien in der EU, Pressemitteilung vom 16.6.2023, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/06/20230616-neue-eu-richtlinie-fuer-erneuerbare-energien-angenommen.html>.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (2023): Referentenentwurf der Bundesregierung: Verordnung zur Neufassung der siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, abrufbar unter <https://www.bmuv.de/gesetz/referentenentwurf-einer-verordnung-zur-neufassung-der-37-verordnung-zur-durchfuhrung-des-bundes-immissionsschutzgesetzes>.
- Bundesnetzagentur: KWKG-Umlage, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/A_Z_Glossar/K/KWKG_Umlage.htm.

- Bundesnetzagentur: Offshore-Netzzulage, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/A_Z_Glossar/O/Offshore-Netzzulage.html.
- Bundesnetzagentur: Umlage Stromnetzentgeltverordnung (§ 19 StromNEV-Umlage), abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/A_Z_Glossar/P/Par19_StromNEV_Umlage.html.
- Bundesregierung (2023): Strompreispaket für produzierende Unternehmen – Energie bezahlbar halten, abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/strompreispaket-energieintensive-unternehmen-2235760>.
- Calliess, Christian/Ruffert, Matthias (Hrsg.): EUV/AEUV, Kommentar, 6. Auflage 2022, München: Beck.
- Cames, Matin et al. (2021): Wie ökologisch und sozial verträglich sind CCS, BECCS und CCU Technologien? Kurzstudie im Auftrag des NABU, abrufbar unter https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/klimaschutz/221027_studie_ccuccus.pdf (zit.: Nabu/Öko-Institut, Wie ökologisch und sozial verträglich sind CCS, BECCS und CCU Technologien?).
- Delhaes, Daniel (2023): Verbrenner-Aus bei Lkw – Europäische Industrie wirkt für synthetische Kraftstoffe, Handelsblatt.com, abrufbar unter <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutraler-schwerlastverkehr-verbrenner-aus-bei-lkw-europaeische-industrie-wirbt-fuer-synthetische-kraftstoffe/28966648.html>.
- Delhaes, Daniel/Herwartz, Christoph (2023): EU will CO₂-Ausstoß von Lkw und Bussen um 90 Prozent senken, Handelsblatt.com, abrufbar unter <https://www.handelsblatt.com/politik/international/klimaschutz-eu-will-co2-ausstoss-von-lkw-und-bussen-um-90-prozent-senken/28980462.html>.
- DNV (2022): Maritime Forecast to 2050. Energy Transition Outlook 2022, abrufbar unter <https://brandcentral.dnv.com/download/DownloadGateway.dll?h=BE1B38BB718539CC0AB58A5FF2EA7A83684E375B05F69B7F89EE86505A613735E9002F762E53E4E4EB7C2A406097FD9A>.
- DNV GL – Maritime (2018): Assessment of Selected Alternative Fuels and Technologies, abrufbar unter https://sustainableworldports.org/wp-content/uploads/DNV-GL_2018_Assessment-of-selected-alternative-fuels-and-tech-report.pdf.
- Dütschke, Elisabeth et al. (2015): Chancen für und Grenzen der Akzeptanz von CCs in Deutschland „CCS-Chancen“, Schlussbericht, abrufbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2015/BMBF_03G0831A_CCS_Chancen_Schlussbericht.pdf.
- Europäische Kommission (2020): Mitteilung an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, COM(2020) 301 final, 8.7.2020, abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301>.
- Europäische Kommission (2021): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat – Nachhaltige Kohlenstoffkreisläufe, COM(2021) 800 final, 15.12.2021, abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0800>.
- Europäische Kommission (2022): Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von CO₂-Entnahmen – COM/2022/672 final, 30.11.2022, abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1671116014081&uri=CELEX%3A52022PC0672>.
- Europäische Kommission (2023): Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/1242 im Hinblick auf die Verschärfung der CO₂-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge und die Einbeziehung von Meldepflichten sowie zur Aufhebung der Verordnung (EU) 2018/956, COM(2023) 88 final, 14.2.2023, abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2023%3A88%3AFIN>.
- Europäische Kommission (2023): Europäischer Grüner Deal: Kommission schlägt Null-Emissionsziel für neue Stadtbusse bis 2030 und 90 % weniger Emissionen für neue Lkw bis 2040 vor, 14.2.2023, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_23_762.
- Europäische Kommission (2023): Fragen und Antworten – Überarbeitung der CO₂-Emissionsnormen für schwere Nutzfahrzeuge, 14.2.2023, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_23_763.
- Europäische Kommission (2023): Fragen und Antworten zu den delegierten Rechtsakten der EU über erneuerbaren Wasserstoff, 13.2.2023, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_23_595.

- Europäische Kommission (2023): EU-Kommission legt Definition von erneuerbarem Wasserstoff vor, Pressemitteilung v. 13.2.2023, abrufbar unter https://germany.representation.ec.europa.eu/news/eu-kommission-legt-definition-von-erneuerbarem-wasserstoff-vor-2023-02-13_de.
- Fuss, Sabine et al. (2021): CO₂-Entnahmen: Notwendigkeit und Regulierungsoptionen, Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz, abrufbar unter https://www.wissenschaftsplattform-klimaschutz.de/files/WPKS_Gutachten_MCC_PIK.pdf.
- Führ, Martin (2016): GK-BImSchG. Gemeinschaftskommentar zum Bundes-Immissionsschutzgesetz, Köln: Carl Heymanns.
- Generaldirektion Zoll (2023): Fachmeldung – Ab 1. Januar 2024 keine Steuerbegünstigung mehr für Strom aus bestimmter Biomasse, Klär- und Deponiegas, 15.12.2023, abrufbar unter https://www.zoll.de/SharedDocs/Fachmeldungen/Aktuelle-Einzelmeldungen/2023/vst-energie-strom-ende-steuerbeguenstigung_1.html.
- Gholami, Raoof/Raza, Arshad/Iglauer, Stefan (2021): Leakage risk assessment of a CO₂ storage site: A review, 223 Earth-Science Reviews (December 2021) 103849, abrufbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0012825221003500>.
- Gielen, Dolf et al. (2019): Navigating to a renewable future: Solutions for decarbonizing shipping, Preliminary findings, abrufbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Renewable_Shipping_Sep_2019.pdf?rev=2263292d8ec54b5eb676c7b3c545da97 (zit.: IRENA, Solutions for decarbonizing shipping).
- Giesberts, Ludger/Reinhardt, Michael (Hrsg.): BeckOK Umweltrecht, 69. Edition, Stand 1.1.2024, München: Beck.
- Grabitz, Eberhard/Hilf, Meinhard/Nettesheim, Martin (Hrsg.): Das Recht der Europäischen Union, 81. Ergänzungslieferung, Januar 2024, München: Beck.
- Greb, Klaus/ Boewe, Marius/ Sieberg, Christoph (Hrsg.) – BeckOK EEG, 14. Edition, November 2023, München: Beck.
- Green Maritime Methanol (2021): Towards a Zero Emission Shipping Industry, abrufbar unter <https://www.koersenvaart.nl/files/Green%20Maritime%20Methanol%20Executive%20Summary.pdf>.
- Große, Andreas (2022): Die neue Besondere Ausgleichsregelung. Zu den Anforderungen an die Umlagebegrenzung nach dem Energiefinanzierungsgesetz, Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft 2022, S. 390-400).
- Große, Andreas/Lehnert, Wieland (2021): Power-to-Gas. Die Regelungen des EEG 2021 zur Wasserstoffherstellung, Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft 2021, S. 55-64.
- Gruner, Friedemann et al. (2022): Wie CO₂-Entnahmen helfen können, die Klimaziele zu erreichen, Klima und Recht 2022, S. 18-21.
- Hebling, Christopher et al. (2019): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, abrufbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf.
- Herzwart, Christoph (2023): Der neue Ölrausch: Europas Staaten suchen nach Wasserstoffquellen, Handelsblatt.com, abrufbar unter: <https://www.handelsblatt.com/meinung/gastbeitraege/eu-kolumne-der-neue-oelrausch-europas-staaten-suchen-nach-wasserstoffquellen/28989988.html>.
- Herwart, Christoph (2023): EU-Kommission bereitet Verbot neuer Verbrenner-Lkw für 2040 vor, Handelsblatt.com, abrufbar unter <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaschutz-eu-kommission-bereitet-verbot-neuer-verbrenner-lkw-fuer-2040-vor/28962760.html>.
- Heß, Dominik/Klumpp, Michael/Dittmeyer, Roland (2020): Nutzung von Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien. Studie im Auftrag des Ministeriums für Verkehr Baden-Württemberg, abrufbar unter <https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateten/PDF/29-01-2021-DAC-Studie.pdf>.
- Hocksell, Tatu (2024): Regulierungsansätze für die Nutzung und Speicherung von Kohlendioxid in der EU, Klima und Recht 2024, S. 42-50.
- Hoffmann, Burkhard (2020): Grüner Strom im Kraftstoffmarkt – Was bringt die RED II?, Zeitschrift für Neues Energie-recht 2020, S. 300-306.
- Hoffmann, Burkhard/Kamm, Johanna/Pause, Fabian (2023): Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft, Würzburger Studien zum Umweltenergie-recht Nr. 32, abrufbar unter: https://stiftung-umweltenergie-recht.de/wp-content/uploads/2023/11/Stiftung_Umweltenergie-recht_WueStudien_32_DA_Wasserstoff.pdf.

- Höhlein, Bernd et al. (2003): Methanol als Energieträger, abrufbar unter https://user.fz-juelich.de/record/32762/files/Energietechnik_28.pdf.
- IMO (2016): Methanol as marine fuel: Environmental benefits, technology readiness, and economic feasibility, abrufbar unter <https://greenvoyage2050.imo.org/wp-content/uploads/2021/01/METHANOL-AS-MARINE-FUEL-ENVIRONMENTAL-BENEFITS-TECHNOLOGY-READINESS-AND-ECONOMIC-FEASIBILITY.pdf>.
- International Council on Clean Transportation (2023): Europe's New Heavy-Duty CO2 Standards, Explained, 14.2.2023, abrufbar unter <https://theicct.org/eu-co2-hdv-standards-explained-feb23/>.
- Jarass, Hans (1995): Der Umfang einer immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftigen Anlage, Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht 1995, S. 529-533.
- Jarass, Hans (2011): Immissionsschutzrechtlicher Anlagenbegriff und Reichweite der Genehmigungsbedürftigkeit, Zeitschrift für Umwelt- und Planungsrecht 2011, S. 201-207.
- Jarass, Hans (2022): Bundes-Immissionsschutzgesetz, 14. Auflage, München: Beck.
- Jugel, Christoph et al. (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, Abschlussbericht, abrufbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf (zit.: dena, Leitstudie: Aufbruch Klimaneutralität).
- Kalis, Michael/Schäfer-Stradowsky, Simon (2019): Die bunte Welt des Wasserstoffs, EW – Magazin für die Energiewirtschaft, 9/2019, S. 10-13.
- Kalis, Michael (2023): Der Weg des CO₂ in der Wertschöpfungskette synthetischen Kerosins aus regulatorischer Sicht, Klima und Recht 2023, S. 166-171.
- Kalis, Michael/Wilms, Susan (2020): KeroSyn100, Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt – Rechtswissenschaftliche Studie, abrufbar unter https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/03/20200528_IKEM_KeroSyn100_Regulatorische-Hemmnisse-und-Anreize.pdf (zit.: IKEM, KeroSyn100: Regulatorische Hemmnisse und Anreize).
- Kalis, Michael et al. (2022): Analyse des rechtlichen Rahmens de lege lata für negative Emissionen. Nationale und europäische Instrumente für die Regulierung von Negative-missionstechnologien (NETs) unter Einbeziehung der Sektoren Landwirtschaft, Forstwirtschaft und andere Landnutzung (Agriculture, Forestry and Other Land Use, AFOLU), abrufbar unter <https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2022/06/Negative-Emissionen-Studie.pdf?media=1707140355> (zit.: IKEM, Analyse des rechtlichen Rahmens de lege lata für negative Emissionen).
- Kang, Seungwoo et al. (2021): Innovation Outlook: Renewable Methanol, abrufbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf?rev=ca7ec52e824041e8b20407ab2e6c7341 (zit.: IRENA/Methanol Institute, Innovation Outlook: Renewable Methanol).
- Kazemi Esfeh, Shaghayegh (2022): Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte, Kurzstudie, abrufbar unter <https://www.dlr.de/de/medien/publikationen/broschueren/2022/kurzstudie-maritime-treibstoffe/@@download/file> (zit.: DLR, Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte).
- Kreidelmeyer, Sven et al. (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“, Prognos, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfader-strombasierte-energetraeger.pdf?blob=publicationFile> (zit.: Prognos, Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger).
- Kisker, Christoph/Buchmüller, Christian (2023): Wann ist Wasserstoff grün?, Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE, Heft Nr. 9, abrufbar unter: https://www.fh-westkueste.de/fileadmin/Da-teien/Forschung/ITE/ite_sief_heft009.pdf.
- Langstädtler, Sarah (2021): Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz?, Zeitschrift für Umweltrecht 2021, S. 203-212.
- Lehnert, Wieland/Traum, Yola (2023): Die neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2023 (RED III): ein Überblick, Zeitschrift für Neues Energierecht 2023, S. 457-462.
- Lietz, Franziska (2017): Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung, Baden-Baden: Nomos.
- Lösch, Oliver et al. (2020): Bewertung der Hochtemperaturelektrolyse zur Herstellung von grünem Wasserstoff für die Anwendung in der Grundstoffindustrie, abrufbar unter https://irees.de/wp-content/uploads/2020/11/I-REES_Bewertung-der-Hochtemperaturelektrolyse.pdf.
- Markus, Till et al. (2023): Direct Air Capture Use & Storage – rechtliche und klimapolitische Hintergründe, Zeitschrift für Umweltrecht 2023, S. 131-148.

- Metz, Bert et al. (2005): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, abrufbar unter https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport.pdf (zit.: IPCC, Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage).
- Möhlenkamp, Karen/Milewski, Knut (Hrsg.) – Energiesteuergesetz, Stromsteuergesetz, 2. Auflage 2020, München: Beck.
- Mortsiefer, Henrik (2024): Lkw-Flottengrenzwerte: Last-Minute Kompromiss mit offenen Fragen, Tagesspiegel Background Verkehr & Smart Mobility, 12.2.2024.
- Perner, Jens/Unteutsch, Michaela/Lövenich, Andrea (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, abrufbar unter [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Die Kosten synthetischer Brenn- und Kraftstoffe bis 2050/Agora SynCost-Studie WEB.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Die_Kosten_synthetischer_Brenn- und Kraftstoffe_bis_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf) (zit.: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe).
- Probst, Charlotte (2015): Erneuter Wechsel bei der Biokraftstoffförderung – Einführung der Treibhausgasminierungsquote in Deutschland im Jahr 2015, Zeitschrift für Umweltrecht 2015, S. 393-400.
- Purr, Katja et al. (2021): Diskussionsbeitrag zur Bewertung von Carbon Capture and Utilization, Umweltbundesamt, abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2021_hgp_ccu_final_bf_out_0.pdf (zit.: UBA, Diskussionsbeitrag zur Bewertung von CCU).
- Ramboll (2022): Kraftstoffanalyse in der Schifffahrt nach Segmenten, Abschlussbericht, abrufbar unter <https://dmz-maritim.de/wp-content/uploads/2022/06/20220601-Kraftstoffanalyse-in-der-Schifffahrt-nach-Segmenten-final.pdf>.
- Ramsauer, Ulrich (Hrsg.): Kopp/Ramsauer, Verwaltungsverfahrensgesetz, 24. Auflage 2023, München: Beck.
- Reimer, Franz (2023): Klimaschutz und Verkehr – In welchem Tempo?, Zeitschrift für Umweltrecht 2023, S. 7-15.
- Rodi, Michael (2018): Die Zukunft der Energiesteuern im Rahmen der Energiewende, in: Dünkel, Frieder/Fahl, Christian/Hardtke, Frank/Harrendorf, Stefan/Regge, Jürgen/Sowada, Christoph (Hrsg.): Strafrecht – Wirtschaftsstrafrecht – Steuerrecht – Gedächtnisschrift für Wolfgang Joecks, S. 739-752, 2018, Beck: München.
- Rodi, Michael (Hrsg.): Handbuch Klimaschutzrecht, 2022, München: Beck.
- Rodi, Michael/Gawel, Erik/Purkus, Alexandra/Seeger, Anne (2016): Energiebesteuerung und die Förderziele der Energiewende – Der Beitrag von Energie- und Stromsteuern zur Förderung von erneuerbaren Energien, Energieeffizienz und Klimaschutz, Steuer und Wirtschaft 2/2016, S. 187-199.
- Säcker, Franz Jürgen (Hrsg.): Berliner Kommentar zum Energierecht, 5. Auflage 2022, Frankfurt/M.: Fachmedien Recht und Wirtschaft.
- Schäfer, Judith/Wilms, Susan (2021): Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, Zeitschrift für Neues Energierecht 2/21, S. 131-135.
- Schäfer-Stradowsky, Simon/Boldt, Benjamin (2015): “Power-to-Gas” – gesetzlich konturierte Verwertungspfade für den Weg in die energiepolitische Gegenwart, Zeitschrift für Umweltrecht 2015, S. 449-512.
- Scheidler, Alfred (2016): Die materiell-rechtlichen Voraussetzungen der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung für Industrieanlagen, Gewerbearchiv 2016, S. 321-326.
- Shukla, Priyadarshi et al. (2022): Climate Change 2022 Mitigation of Climate Change, Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, abrufbar unter https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_FullReport.pdf (zit.: IPCC, Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change).
- Stäsche, Uta (2023): Reform des EU-Emissionshandelssystems, der Effort-Sharing-Verordnung, der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und der Energieeffizienzrichtlinie – „Fit for 55“?, Klima und Recht 2023, S. 171-180.
- Staiß, Frithjof et al. (2022): Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse, Analyse, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, abrufbar unter <https://www.acatech.de/publikation/wasserstoff/download-pdf?lang=de>.
- Statistisches Bundesamt (2003): Klassifikation der Wirtschaftszweige, abrufbar unter: [https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/Gueter-Wirtschaftsklassifikationen/Downloads/klassifikation-wz-2003-erlaeuterung.pdf? blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/Gueter-Wirtschaftsklassifikationen/Downloads/klassifikation-wz-2003-erlaeuterung.pdf?blob=publicationFile).
- Streinz, Rudolf (Hrsg.): EUV/AEUV, Kommentar, 3. Auflage 2018, München: Beck.
- Theobald, Christian/Kühling, Jürgen (Hrsg.) – Energierecht, 123. Ergänzungslieferung, November 2023, München: Beck.

Ubeleisen, Maximilian/Groneberg, Simon (2024): Neue nationale Regelungen für die Herstellung von grünem Wasserstoff durch die 37. BImSchV, EnergieKrise-Aktuell 2024, 010292.

Umweltbundesamt (2021): Klimaschutzinstrumente im Verkehr: CO₂-Standards Lkw, Oktober 2021, abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/uba-kurzpapier_lkw_standards_kliv.pdf.

Umweltbundesamt (2024) – Klimaschutzinstrumente im Verkehr. Bausteine für einen klimagerechten Verkehr, abrufbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr/klimaschutz-im-verkehr>.

Wilms, Susan/ Kalis, Michael (2020): KEROSyn100 – Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen für den

Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt, Rechtswissenschaftliche Studie, abrufbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/03/20200528_IKEM_KeroSyn100_Regulatorische-Hemmnisse-und-Anreize.pdf.

Wissenschaftliche Dienste des Bundestages (2023): Die Zulassung schwerer Nutzfahrzeuge. Überblick über die Rechtsgrundlagen. Sachstand, WD 7 – 3000 – 048/23, abrufbar unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/958278/abce96f5f869d16c33f88d84ac98f2e3/WD-7-048-23-pdf.pdf>.

Wissner, Nora et al. (2023): Methanol as a marine fuel. Advantages and limitations, abrufbar unter <https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/verkehr/230315-nabu-methanol-studie.pdf> (zit.: Nabu/Öko-Institut, Methanol as a marine fuel).