

KEROSyN100

Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen
für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt
Rechtswissenschaftliche Studie

ERSTELLT VON

Ass. jur. Michael Kalis

Ass. jur. Susan Wilms, LL.M.

IM RAHMEN DES PROJEKTS



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

1	Motivation und Ziele der Studie	5
2	Hintergrund	7
2.1	Übersicht des rechtlichen Rahmens und dessen Entwicklung (RED I zu RED II)	7
2.2	Tatsächlicher Ablauf der Produktion synthetischen Kerosins	9
3	Übersicht zu den Treibhausgasminderungsinstrumenten	11
3.1	Instrumentenkanon	11
3.1.1	Erneuerbare Energien-Quote / Mindestanteil erneuerbarer Energien	11
3.1.2	Erneuerbare-Energien-Quote im Verkehrssektor	12
3.1.2.1	<i>Berechnung der EE-Quote im Verkehrssektor</i>	13
3.1.2.2	<i>Biokraftstoffe</i>	14
3.1.2.3	<i>Fortschrittliche Biokraftstoffe</i>	15
3.1.2.4	<i>Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs</i>	16
3.1.2.5	<i>Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe</i>	17
3.1.2.6	<i>Elektrizität</i>	19
3.1.3	Treibhausgasminderungsquote	19
3.1.4	<i>Exkurs: Rechtsfolge bei Nichteinhaltung der Quoten / Verpflichtungen</i>	21
3.1.5	Europäischer Emissionshandel	21
3.1.6	Flottenemissionsgrenze CO ₂ – Flottenzielwert	23
3.2	Übersicht der Kraftstoffdefinitionen	23
3.3	Anrechenbarkeit der verschiedenen Kraftstoffe auf die Minderungsinstrumente	25
4	Rechtsrahmen für die Elektrolyse	27
4.1	Strombezugsoptionen	27
4.1.1	Direktleitung	27
4.1.1.1	<i>Drittversorgung</i>	27
4.1.1.2	<i>Eigenversorgung</i>	28
4.1.1.3	<i>Exkurs: Eigenversorgung nach der RED II</i>	28
4.1.2	Netzstrombezug	29
4.1.3	Mischbezug	29
4.1.4	<i>Exkurs: Power Purchase Agreement (PPA)</i>	30
4.2	Regulatorischer Rahmen der Strombezugsoptionen	30
4.2.1	Stromnebenkosten	31
4.2.1.1	<i>EEG-Umlage</i>	32
4.2.1.1.1	<i>Privilegierungs- und Befreiungstatbestände</i>	33
4.2.1.1.1.1	<i>Eigenversorgung</i>	34

4.2.1.1.1.2	<i>Speicherprivileg</i>	34
4.2.1.1.1.3	<i>Besondere Ausgleichsregelung</i>	35
4.2.1.2	<i>Netzentgelte</i>	37
4.2.1.3	<i>Netzentgeltgekoppelte Abgaben und Umlagen</i>	39
4.2.1.4	<i>Stromsteuer</i>	42
4.2.2	Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft	45
4.2.3	Zusammenfassung: Stromnebenkosten und Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft bei Elektrolyse nach Strombezugsoption	46
5	Rechtsrahmen für die Methanolsynthese	49
5.1	CO₂-Bezugsoptionen	49
5.2	Auswirkungen auf die Anrechenbarkeit	50
5.2.1	Erneuerbare-Energien-Quote	50
5.2.1.1	<i>Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs</i>	51
5.2.1.2	<i>Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe</i>	52
5.2.2	Treibhausgasminderungsquote	53
5.2.3	Emissionshandel	55
5.2.4	Flottenemissionsgrenze	56
5.3	Prozesswärme	56
5.4	Auswirkungen auf die Anrechenbarkeit	56
5.4.1	Erneuerbare-Energien-Quote	56
5.4.2	Treibhausgasminderungsquote	57
5.4.3	Emissionshandel	58
5.4.4	Flottenemissionsgrenze	58
6	Zwischen- und Nebenprodukte	59
6.1	Zwischen- und Nebenprodukte der Produktion	59
6.1.1	Wasserstoff	59
6.1.2	Methanol	61
6.1.3	Sonstige synthetische Kraftstoffe	61
6.2	Anrechenbarkeit	61
6.2.1	Wasserstoff	62
6.2.2	Methanol	64
6.2.3	Sonstige synthetische Kraftstoffe	64
7	Sonstige Rechtsfragen (Anreize und Hemmnisse)	66
7.1.1	Energiesteuer	66
7.1.1.1	<i>Entstehung</i>	66
7.1.1.2	<i>Synthetisches Kerosin, Zwischen- und Nebenprodukte</i>	68
7.1.2	CO ₂ -Bepreisung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetzes	70
7.1.3	Drop-In Kraftstoffe / Qualitätsanforderungen	71

8	Literaturverzeichnis	73
9	Abkürzungsverzeichnis	75
10	Abbildungsverzeichnis	78

1 Motivation und Ziele der Studie

Die zivile Luftfahrt als Teil des Verkehrssektors ist für einen erheblichen Teil des Treibhausgasausstoßes verantwortlich.¹ Hinsichtlich des Endenergieverbrauchs liegt der Verkehrssektor gar an erster Stelle, nicht zuletzt aufgrund des anhaltend hohen Verbrauchs an Mineralölen.² Zwar entfällt der Großteil dieser Emissionen auf den Straßenverkehr,³ unter Berücksichtigung der stetigen Zunahme der zivilen Luftfahrt ist ihr Emissionsbeitrag dennoch beachtlich.⁴ Auch die Internationale Zivilluftfahrt-Organisation (*International Civil Aviation Organization* - ICAO) hat sich mit der Schaffung des *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* (CORSA)⁵ für eine marktbasierende Maßnahme zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in der Luftfahrt ausgesprochen. Innerhalb der Europäischen Union ist die zivile Luftfahrt bereits Teil des Europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS).⁶ Sollen marktbasierende Mechanismen wie CORSA und EU-ETS zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen anregen, trotz stetiger Zunahme im Luftverkehr, bedarf es zumutbarer Dekarbonisierungsmaßnahmen, die über bloße Effizienzmaßnahmen hinausgehen.

Anders als im Straßenverkehr steht eine Dekarbonisierung in Form der vollständigen Elektrifizierung der Luftfahrt nicht in Aussicht.⁷ Zur effektiven Reduzierung der Treibhausgasemissionen ist die Luftfahrt daher auf alternative, nachhaltige Kraftstoffe angewiesen. Im Projekt KEROSyN100 soll solch ein Kraftstoff entstehen. Mittels sog. „grünem“ Kerosin wird gleichermaßen „grünes“ Fliegen gewährleistet werden.⁸ Ziel ist die Herstellung von strombasiertem, synthetischem Kerosin. Grundlage hierfür

¹ In Deutschland ist der Verkehrssektor mit einem Anteil von 18,2 % der drittgrößte Verursacher der nationalen Emission, *BMU* (2018) Klimaschutz in Zahlen, S. 38 ff.

² *BMU* (2018): Klimaschutz in Zahlen, S. 38 ff.

³ Der Anteil liegt bei etwa 95 %, *BMU* (2018): Klimaschutz in Zahlen, S. 38 ff.

⁴ Hierzu *DEHSt* (2018) Factsheet – Emissionshandel im Luftverkehr; Die Emission in der Luftfahrt haben sich demnach seit 1990 verdoppelt und waren 2016 fast 25 % höher als 2010.

⁵ Zur Schaffung von CORSA Resolution A39-3 der ICAO (in englischer Sprache), unter: https://www.icao.int/environmental-protection/CORSA/Documents/Resolution_A39_3.pdf (zuletzt abgerufen am 26.02.2019).

⁶ *EU Emissions Trading System*; siehe hierzu die Richtlinie 2008/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Einbeziehung des Luftverkehrs in das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft.

⁷ Zur Strategie der Elektrifizierung auch *BMU* (2018): Klimaschutz in Zahlen, S. 38 ff. Zur Frage des Elektrofliegens auch *Asendorf*, Wird Fliegen jemals öko sein?, 2018, in *Zeit-Online*, unter: <https://www.zeit.de/wissen/2018-01/elektroflugzeuge-fliegen-laerm-umwelt-strom-hybridflugzeuge> (zuletzt abgerufen am 26.02.2019).

⁸ Ausführlich hierzu die gemeinsame Medien-Information der Entwicklungsagentur Projektpartner Region Heide und der Raffinerie Heide GmbH vom 24.07.2018, unter: <https://quarree100.de/de/news/neues-projekt-kerosyn100/> (zuletzt abgerufen am 26.02.2019).

sind Strom aus erneuerbaren Energien, mittels Elektrolyse hergestellter Wasserstoff (H_2) und Kohlendioxid (CO_2). Es entsteht ein erneuerbarer Kraftstoff, dessen Einsatz in der zivilen Luftfahrt zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen beitragen soll.

In dieser Studie werden die gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen für diesen Prozess und den anschließenden Einsatz des synthetischen Kerosins untersucht. Die Analyse folgt dabei dem gesamten Herstellungsprozess und untersucht folglich den Rechtsrahmen zur Elektrolyse, zur CO_2 -Gewinnung sowie den Einsatz möglicher Zwischen- und Nebenprodukte. Im Fokus der Untersuchung steht dabei die Treibhausgasminde rung. Daher werden zunächst die bestehenden Treibhausgasminde rungsinstrumente des derzeitigen und absehbaren Rechtsrahmens dargestellt. Anschließend wird eine Anwendbarkeit dieser Instrumente auf den Fall des synthetischen Kerosins bzw. mögliche Zwischen- und Nebenprodukte geprüft.

2 Hintergrund

Es soll zunächst der technische und rechtliche Hintergrund der Studie skizziert werden. Die Darstellung der technischen Umsetzung begrenzt sich hierbei auf das Notwendigste. Eine detaillierte Auseinandersetzung mit den technischen Voraussetzungen und etwaigen Hürden erfolgt im Rahmen dieser Studie nicht. Hinsichtlich des rechtlichen Rahmens wird an dieser Stelle die Entwicklung der einschlägigen europäischen Vorschriften, namentlich der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie (*Renewable Energy Directive* - RED I)⁹ und der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie II (RED II)¹⁰, kurz aufgezeigt. Die beiden Richtlinien bilden das sekundärrechtliche Rückgrat der maßgeblichen Treibhausgasminderungsinstrumente.

2.1 Übersicht des rechtlichen Rahmens und dessen Entwicklung (RED I zu RED II)

Im europäischen Recht findet sich eine Vielzahl von Vorschriften, die Treibhausgasminderungsinstrumente normieren oder in sonstiger Weise rechtliche Relevanz für die Herstellungsprozess von synthetischem Kerosin aufweisen. Essenziell sind hierbei die RED I und die RED II. Hinzu kommen weitere Richtlinien, wie die Biokraftstoffrichtlinie¹¹, Kraftstoffqualitätsrichtlinie (*Fuel Quality Directive* – FQD)¹² und die Emissionshandelsrichtlinie (EH-RL)¹³. Die Entwicklung dieser Richtlinien, mit Fokus

⁹ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

¹⁰ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

¹¹ Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor.

¹² Richtlinie 2009/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe und die Einführung eines Systems zur Überwachung und Verringerung der Treibhausgasemissionen sowie zur Änderung der Richtlinie 1999/32/EG des Rates im Hinblick auf die Spezifikationen für von Binnenschiffen gebrauchte Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 93/12/EWG.

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

auf die RED I und RED II, soll unter Nennung der wesentlichen Vorschriften, im Folgenden graphisch übersichtlich dargestellt werden.¹⁴

Die Graphik zeigt anhand eines Zeitstrahls die Entwicklung der Treibhausgasminderungsinstrumente. Hierfür werden die einschlägigen Richtlinien und deren relevante Artikel benannt. Der Zeitstrahl zeigt zudem die Einflussnahme der Richtlinien auf die Entwicklungen der RED I und RED II. Letztere ist keine bloße Änderungsrichtlinie, sondern hebt die RED I auf und ersetzt diese. Die RED II ist am 24. Dezember 2018 in Kraft getreten und muss von den Mitgliedsstaaten **bis zum 20. Juni 2021 umgesetzt** werden. Die einzelnen Treibhausgasminderungsinstrumente werden in Abschnitt 2.2 im Detail erläutert.

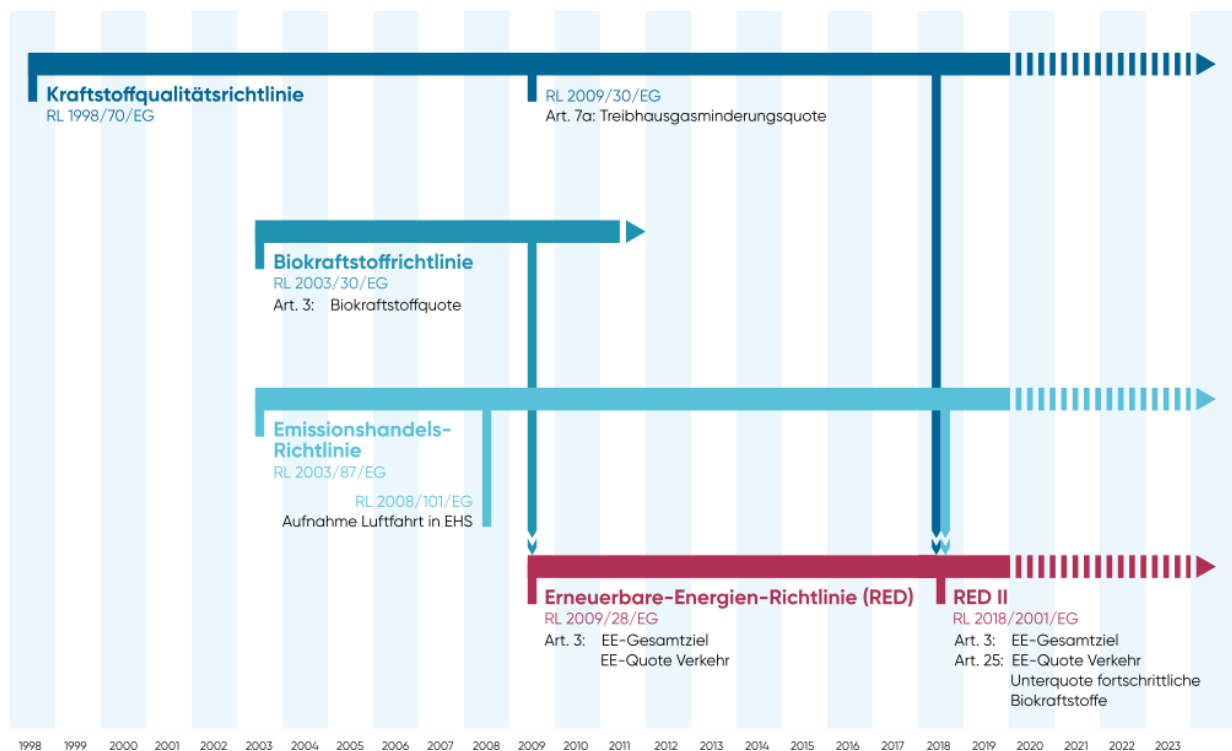


Abbildung 1 Entwicklung des europäischen Rechtsrahmens

Quelle: IKEM 2019

¹⁴ Die Graphik hat dabei keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Es werden keineswegs alle im relevanten Zeitraum erlassenden Richtlinien und Vorschriften erfasst. Ebenso wenig sind die Wechselwirkungen der einschlägigen Vorschriften abschließend und punktgenau dargestellt. Die Graphik soll lediglich dazu dienen den umfassenden Rechtsrahmen und dessen Entwicklungen möglichst auf einen Blick zu erfassen.

2.2 Tatsächlicher Ablauf der Produktion synthetischen Kerosins

Der Herstellungsprozess des synthetischen Kerosins sowie weiterer Zwischen- und Nebenprodukte unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien, Wasserstoff aus der Elektrolyse und Kohlendioxid, soll mit folgender Graphik übersichtlich dargestellt werden. Der Prozess basiert auf der Power-to-X-Technologie. Hier liegt der Anwendungsfall **Power-to-Fuel** oder spezifischer **Power-to-Jet (P2J)** vor.

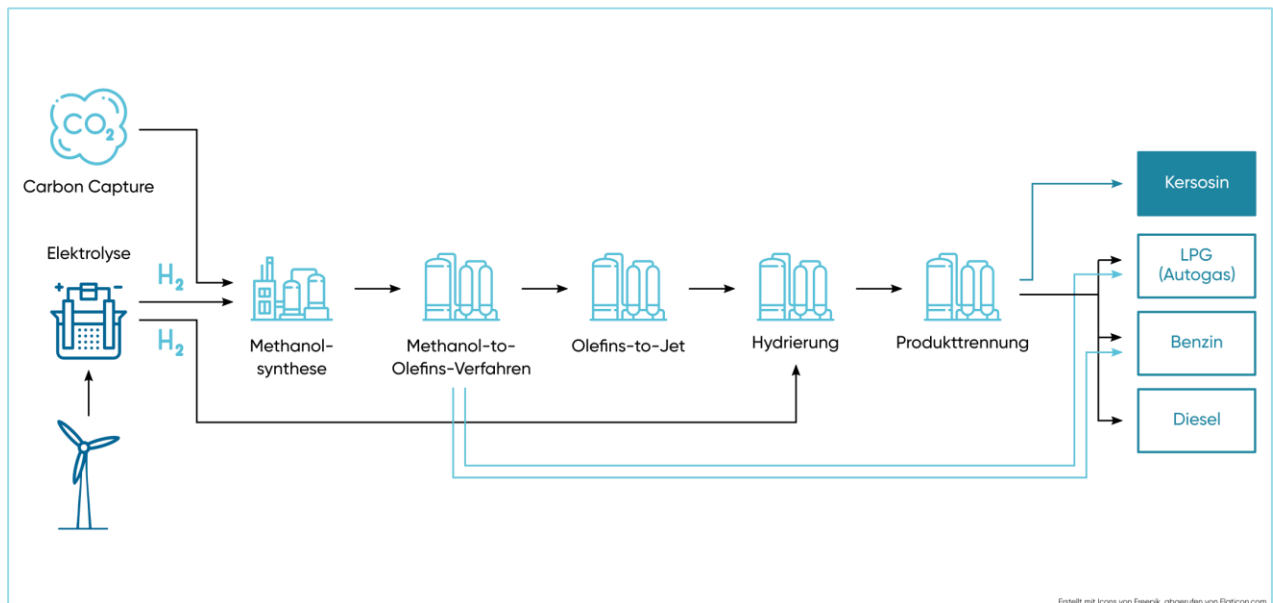


Abbildung 2 Übersicht: Herstellung synthetisches Kerosin und Zwischen-/Nebenprodukte

Quelle: IKEM 2019

Die Abbildung zeigt von links nach rechts den Herstellungsprozess. Zunächst wird unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien mittels Wasserelektrolyse Wasserstoff gewonnen.¹⁵ Sodann erfolgt unter Hinzugabe von Kohlenstoffdioxid¹⁶ die Methanolsynthese.¹⁷ Im Anschluss werden im zweistufi-

¹⁵ Zur Elektrolyse und dem Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien Abschnitt 0.

¹⁶ Zum Einsatz von CO₂ und dessen Herkunft Abschnitt 5.

¹⁷Die Aussagen der Studie sind grds. auch auf andere Pfade, beispielsweise die Fischer-Tropsch Synthese, übertragbar.

gen Methanol-to-Jet Verfahren längerkettige Kohlenwasserstoffe erzeugt, die neben dem Hauptprodukt Kerosin auch Autogas (*Liquefied Petroleum Gas*, LPG), Benzin und Diesel enthalten.¹⁸ Das Verfahren untergliedert sich in die Teilprozess Methanol-to-Olefins (MtO) und Olefins-to-Jet (OtJ). Es folgen eine Hydrierung sowie Produkttrennung.

Trotz ihrer starken Vereinfachung offenbart die Grafik, dass mögliche Treibhausgaseinsparungen gegenüber dem Einsatz konventioneller Produkte nur innerhalb des Herstellungsprozesses, etwa durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Deckung der prozessbedingten Strom- und Wärmebedarfe, erfolgen können. Da die Endprodukte selbst mit den zu substituierenden fossilen Kraftstoffen chemisch (weitestgehend) identisch sind, fallen bei ihrer Verbrennung ebenfalls Treibhausgasemissionen an. Mithin ist maßgeblich, ob und inwieweit im Rahmen der Herstellung Treibhausgasminderungen bzw. -einsparungen erfolgen.

¹⁸ Zu möglichen Zwischen- und Nebenprodukten und deren Verwendung Abschnitt 6.

3 Übersicht zu den Treibhausgasminderungsinstrumenten

Im Folgenden werden die europäischen und nationalen Treibhausgasminderungsinstrumente dargestellt.¹⁹ Anschließend folgt mit Blick auf die Abbildung 2 und die darin aufgezeigte Vielfalt an denkbaren End- und Zwischenprodukten eine Definition der im Rechtsrahmen vorgesehenen Kraftstoffe bzw. Produkte.²⁰ Schließlich wird überprüft, ob und inwieweit diese unterschiedlichen Kraftstoffe auf die zuvor dargestellten Treibhausgasinstrumente anrechenbar sind.²¹ Der Fokus liegt dabei auf synthetischem Kerosin und den im Herstellungsprozess anfallenden Neben- und Zwischenprodukten. Den Ausführungen folgt daher jeweils ein Merkkasten, in welchem die wesentlichen Ergebnisse für den Einsatz von synthetischem Kerosin zusammengefasst werden. Der Abschnitt soll zudem mit einer graphischen Zusammenfassung der Ergebnisse in Form einer Matrix unten abschließen.

3.1 Instrumentenkanon

Im europäischen Recht (sowie im nationalen Recht)²² finden sich eine Vielzahl von Instrumenten zur Treibhausgasminderung. Dieser Instrumentenkanon wird hier in der gebotenen Kürze dargestellt.

3.1.1 Erneuerbare Energien-Quote / Mindestanteil erneuerbarer Energien

Mindestanteil an erneuerbaren Energien (EE-Quote)

EU gesamt: 20 % in 2020; 32 % in 2030; DEU: 18 % in 2020

Verkehrssektor des jeweiligen Mitgliedsstaats: 10 % in 2020; 14 % in 2030

Adressat der EE-Quote: Mitgliedstaaten

Wirkung: Anreiz / Verpflichtung EE-Anteil EE zu erhöhen

¹⁹ Zu den Treibhausgasminderungsinstrumenten Abschnitt 3.1.

²⁰ Zu den Kraftstoffdefinitionen Abschnitt 3.2.

²¹ Zur Anrechenbarkeit der verschiedenen Kraftstoffe auf die Treibhausgasminderungsinstrumente Abschnitt 3.3.

²² Das nationale dient regelmäßig der Umsetzung europäischen Sekundärrechts. Daher steht das europäische Recht im Kern dieser Darstellung.

Der Einsatz von erneuerbaren Energien²³ gilt, neben der Energieeinsparung und Energieeffizienz, als wesentliche Maßnahme zur Verringerung der Treibhausgasemissionen.²⁴ Kernelement der Treibhausgasminderung ist in den einschlägigen Vorschriften daher zumeist eine Quote, die den Mindestanteil erneuerbarer Energien im Energieverbrauch zu einer bestimmten Zeit vorgibt (sog. **EE-Quote**). Ausgangspunkt dieser EE-Quoten sind das europäische Gemeinschaftsziel sowie das nationale Gesamtziel für den **Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch**²⁵ (EU: 20 % für 2020 nach RED I und 32% in 2030 nach RED II, Deutschland: 18 % in 2020 nach RED I).²⁶ Zusätzlich zu diesen Gesamtzielen besteht eine **gesonderte Quote für den Verkehrssektor**.²⁷

Adressaten der genannten Quoten sind zunächst die **Mitgliedstaaten** (MS).²⁸

3.1.2 Erneuerbare-Energien-Quote im Verkehrssektor

Mindestanteil an erneuerbaren Energien (EE-Quote) im Verkehrssektor des jeweiligen Mitgliedsstaats: 10 % in 2020; 14 % in 2030

Verkehrssektor umfasst auch Luftfahrt; 1,2-fache Energiegehalt der Kraftstoffe in Luftfahrt bei Berechnung des Mindestanteils an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor

Adressat der EE-Quote im Verkehr: Mitgliedstaaten, verpflichten aber Kraftstoffanbieter

Wirkung: Anreiz / Verpflichtung EE-Anteil EE zu erhöhen

²³ Zum Begriff der erneuerbaren Energie bzw. Energie aus erneuerbaren Quellen s. Art. 2 lit. a) RL 2009/28/EG: „Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne, aerothermische, geothermische, hydrothermische Energie, Meeresenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas; sowie Art. 2 Nr. 1 RL 2018/2001/EU: Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne (Solarthermie und Photovoltaik), geothermische Energie, Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft, und Energie aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas;

²⁴ Siehe hierzu ErwG. 1 der RED I sowie ErwG. 2 der RED II.

²⁵ Zum Begriff des Bruttoendenergieverbrauchs Art. 2 lit. f) RL 2009/28/EG sowie Art. 2 Nr. 4 RL 2018/2001/EU.

²⁶ Zum Gemeinschaftsziel und nationalen Gesamtziel Art. 3 Abs. 1 RL 2009/28/EG sowie Art. 3 Abs. 1 RL 2018/2001/EU. Während die RED I noch in Anhang I Teil B einen indikativen Zielpfad für die Mitgliedsstaaten vorgibt, verzichtet die RED II auf solch eine Vorgabe, vgl. Art. 3 Abs. 2 RL 2018/2001/EU.

²⁷ Siehe dazu Abschnitt 3.1.2

²⁸ Art. 3 Abs. 2 RL 2009/28/EG spricht davon, dass die Mitgliedsstaaten Maßnahmen ergreifen, um den Anteil von 10 % erneuerbare Energien im Verkehrssektor zu gewährleisten. Demgegenüber verlangt Art. 25 Abs. 1 RL 2018/2001/EU, dass die Mitgliedsstaaten die Kraftstoffanbieter verpflichten dafür zu sorgen den Mindestanteil von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor zu erreichen. Folglich sind zwar zunächst die Mitgliedsstaaten Adressaten der Quoten. Diese geben die Quoten aber durch Verpflichtungen im nationalen Recht weiter an die Kraftstoffanbieter.

Die RED I sah im Jahr 2020 einen Anteil von mindestens 10 % erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor vor, vgl. Art. 3 Abs. 4 UAbs. 1. Die RED II erhöht den Mindestanteil auf 14 % im Jahr 2030, vgl. Art. 25 Abs. 1 UAbs. 1. Von besonderer Relevanz ist, unter welchen Voraussetzungen Kraftstoffe und eingesetzte erneuerbare Energien im Verkehrssektor auf diese Mindestquote im Verkehrssektor anrechenbar sind.²⁹

3.1.2.1 Berechnung der EE-Quote im Verkehrssektor

Die Berechnung des Mindestanteils erneuerbarer Energien im Verkehrssektor erfolgt nach den Bestimmungen des Art. 27 Abs. 1 RED II. Dabei ist der Mindestanteil ein Quotient, bestehend aus Zähler und Nenner. Bei der Berechnung des Nenners wird der Energiegehalt der Kraftstoffe für den Schienen- und Straßenverkehr berücksichtigt. Hierbei sind folgende Kraftstoffe einzubeziehen: Ottokraftstoff, Dieselmotorkraftstoff, Erdgas, Biokraftstoff, Biogas, flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs, wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und für den Bereich Straßen- und Schienenverkehr bereitgestellte Elektrizität, vgl. Art. 27 Abs. 1 lit. a) RED II. Im Zähler wird die im Verkehr verbrauchte erneuerbare Energie angegeben, vgl. Art. 27 Abs. 1 lit. b) RED II. Zu berücksichtigen ist der Energiegehalt aller Arten erneuerbarer Energien im gesamten Verkehrssektor (der Luftverkehr ist eingeschlossen). Im Rahmen der Berechnungsformel sieht Art. 27 Abs. 2 RED II eine privilegierte Berücksichtigung einiger Kraftstoffe im Zähler vor. So kann der Anteil von Biokraftstoffen und Biogas für den Verkehr, die aus den in Anhang IX RED II aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, mit dem Doppelten ihres Energiegehalts veranschlagt werden, Art. 27 Abs. 2 lit. a) RED II. Der Anteil erneuerbarer Elektrizität kann mit dem vierfachen veranschlagt werden, wenn sie für Straßenfahrzeuge bereitgestellt wird, und mit dem 1,5-fachen ihres Energiegehalts, wenn sie für den Schienenverkehr bereitgestellt wird, Art. 27 Abs. 2 lit. b) RED II. Für den Luft- und Seeverkehr bereitgestellten Kraftstoffe werden mit dem 1,2-fachen ihres Energiegehalts angeführt, es sei denn, es handelt sich um Kraftstoffe, die aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnen werden, vgl. Art. 27 Abs. 2 lit. c) RED II.

²⁹ Zur Anrechenbarkeit Abschnitt 3.3.

Der Mindestanteil erneuerbarer Energie im Verkehrssektor soll durch den Einsatz erneuerbarer und nachhaltiger Kraftstoffe erreicht werden. Diese erneuerbaren Kraftstoffe sollen grundsätzlich konventionellen, fossilen Kraftstoffen beigemischt³⁰ werden oder diese vollständig substituieren. Um die gewünschten Treibhausgasreduzierungen beim Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen zu gewährleisten, stellen die einschlägigen Vorschriften Anforderungen an die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparung dieser Kraftstoffe.³¹

Im Folgenden werden diese **erneuerbaren Kraftstoffe nach der RED I und RED II** sowie deren Einsatz als Treibhausgasreduzierungsinstrumente vorgestellt.

3.1.2.2 Biokraftstoffe

Biokraftstoffe: Kraftstoffe hergestellt aus Biomasse

Anrechenbar auf EE-Quote im Verkehrssektor

Eine Biokraftstoffquote besteht nicht mehr

Biokraftstoffe sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die **aus Biomasse** hergestellt werden, Art. 2 lit. i) RED I.³² Biomasse meint den biologisch abbaubaren Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten, Art. 2 lit. e) RED I.³³ Die Förderung dieser Kraftstoffe wurde erstmalig mit der Biokraftstoffrichtlinie eingeführt.³⁴ Ausdrücklich sollen Biokraftstoffe zur Erfüllung der Klimaschutzverpflichtungen beitragen, vgl. Art. 1 Biokraftstoffrichtlinie. Dabei gelten diese Kraftstoffe als erneuerbare Kraftstoffe, Art. 2 Abs. 1 lit. c) Biokraftstoffrichtlinie. Erzielt wurde die Förderung von Biokraftstoffen

³⁰ Von Beimischung zur Pflichterfüllung spricht etwa § 37a Abs. 5 BImSchG. Ein Beimischungsverhältnis bei Biokraftstoffen erwähnt auch ErwG. 9 der Richtlinie 2009/28/EG.

³¹ Zu den Anforderungen an Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparungen Art. 17 RL 2009/28/EG sowie Art. 29 RL 2018/2001/EU.

³² Die Definition der Biokraftstoffe nach der RED II ist dem Grunde nach identisch. Lediglich gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden, werden ausgegliedert und in die Definition von Biogas aufgenommen, Art. 2 Nr. 33 und Nr. 28 RL 2018/2001/EU.

³³ Die Definition der Biomasse nach der RED II ist identisch, vgl. Art. 2 Nr. 24 RL 2018/2001/EU.

³⁴ Die Biokraftstoffrichtlinie wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2012 aufgehoben, vgl. Art. 26 Abs. 3 RL 2009/29/EG.

zunächst durch eine Mindestquote. Die Quote konnte durch Beimischung und vollständige Substitution erreicht werden.³⁵ Demnach war ein Mindestanteil an Biokraftstoffen auf den nationalen Märkten der Mitgliedsstaaten in Verkehr zu bringen, vgl. Art. 3 Abs. 1 lit. a) Biokraftstoffrichtlinie. Die Biokraftstoffquote nach der Umsetzung in deutsches Recht in § 37a Abs. 3 Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)³⁶ lief am 31. Dezember 2014 aus. Eine vergleichbare Mindestquote für Biokraftstoffe sieht die RED II nicht vor.³⁷

3.1.2.3 Fortschrittliche Biokraftstoffe

Fortschrittliche Biokraftstoffe: es wurde besonders nachhaltige Biomasse eingesetzt

Mindestquote für fort. Biokraftstoffe: 2022 0,2 %; 2025 1 %; 2030 3,5 %

Anbieter von ausschließlich Elektrizität / erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs können von Mindestquote befreit werden

Mindestquote für fort. Biokraftstoffe ist gültig (38. BImSchV), gilt allerdings nur für Kraftstoffe im Straßenverkehr

Fortschrittliche Biokraftstoffe sind Biokraftstoffe, die aus besonders qualifizierten Rohstoffen hergestellt sind, Art. 2 Nr. 34 i.V.m. Anhang IX Teil A RED II.³⁸ Die RED II sieht eine **Unterquote** im Sinne eines Mindestanteils an fortschrittlichen Biokraftstoffen innerhalb der EE-Quote des Verkehrssektors vor, Art. 25 Abs. 1 UAbs. 4 RED II. Die Unterquote liegt bei 0,2 % im Jahr 2022, 1 % im Jahr 2025 und steigt bis 2030 auf mindestens 3,5 %. Von den Kraftstoffquoten können Anbieter, die ausschließlich erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs³⁹ oder Elektrizität⁴⁰ anbieten, befreit werden, vgl. Art. 25 Abs. 1 UAbs. 6 RED II.

³⁵ Vgl. Art. 3 Abs. 2 RL 2003/30/EG.

³⁶ Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 18. Juli 2017 (BGBl. I S. 2771) geändert worden ist.

³⁷ Zur Mindestquote fortschrittlicher Biokraftstoffe Abschnitt 3.1.2.3.

³⁸ Zu den Rohstoffen gehören u.a. Stroh, Gülle, Bioabfall, ungeeignet zur Verwendung in der Nahrungs- oder Futtermittelkette ist.

³⁹ Hierzu Abschnitt 3.1.2.4.

⁴⁰ Hierzu Abschnitt 3.1.2.6.

Die 38. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV)⁴¹ sieht bereits eine **Mindestquote** für fortschrittliche (Bio-) Kraftstoffe vor.⁴² Gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 38. BImSchV liegt der Mindestanteil bei 0,05 % ab dem Jahr 2020.

3.1.2.4 Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs

Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs: Energiegehalt aus erneuerbaren Quellen mit Ausnahme von Biomasse

THG-Einsparung durch Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs muss ab 1. Januar 2021 mindestens 70 % betragen

Kann insb. Wasserstoff, aber z.B. auch synth. Diesel oder synth. Kerosin umfassen

anrechenbar auf EE-Quote im Verkehrssektor

Keine spezifische Mindestquote

Für synthetisches Kerosin, das nach dem obigen Herstellungspfad grundsätzlich kein Biokraftstoff sein ist, ist insbesondere der Begriff der erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs relevant. Bereits die Biokraftstoffrichtlinie erwähnte in Art. 2 Abs. 1 lit. c) andere erneuerbare Kraftstoffe, die keine Biokraftstoffe sind und aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Der Begriff wurde in der RED I nicht aufgegriffen, jedoch durch Richtlinie 2015/1513/EU in die FQD mitaufgenommen, vgl. Art. 2 Nr. 10 FQD. Die RED II wiederum erkennt für erneuerbaren Kraftstoffen, die keine Biokraftstoffe sind, eine wichtige Rolle für Sektoren, die langfristig auf flüssige oder gasförmige Kraftstoffe angewiesen sind, vgl. ErwG. 90 RED II. Die RED II nimmt hierfür die Definition erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs aus der FQD auf. Danach sind erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs **flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen und Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen** mit Ausnahme von Biomasse stammt, Art. 2 Nr. 36 RED II.

⁴¹ Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen vom 8. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3892).

⁴² Die Verordnung spricht von fortschrittlichen Kraftstoffen und zählt fortschrittliche Biokraftstoff unter anderen hierzu, vgl. § 2 Abs. 6 38. BImSchV. Sie setzt u.a. die RL 2015/1513/EU um, die fortschrittliche Kraftstoffe in den Erwägungsgründen erwähnt, vgl. ErwG. 7 ff. RL 2015/1513/EU.

Eine Mindestquote für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs regelt die RED II nicht.⁴³ Sie sind lediglich eine weitere im Verkehrssektor einsetzbare erneuerbare Energie, können also auf die EE-Quote von 14 % angerechnet werden. Dabei sollen erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs bei der Berechnung des Mindestanteils auch berücksichtigt werden, wenn sie als **Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe** verwendet werden, vgl. Art. 25 Abs. 1 UAbs. 3 lit. a) RED II. Neben synthetischen Kraftstoffen aus erneuerbarem Strom wie synthetischem Kerosin, kann also auch erneuerbarer Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse zu den erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs gezählt werden, und zwar nicht nur beim Einsatz in einer Brennstoffzelle, sondern auch als Zwischenprodukt bei der Herstellung konventioneller Kraftstoffe (z.B. Substitution von Wasserstoff aus der Erdgas-Dampfreformierung in einer Erdölraffinerie⁴⁴). Die Treibhausgaseinsparungen durch die Nutzung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs soll ab dem 1. Januar 2021 70% betragen, vgl. Art. 25 Abs. 2 RED II.⁴⁵

Ebenfalls von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs spricht § 2 Abs. 6 Nr. 2 bzw. Nr. 3 38. BImSchV. Gemäß dem Verweis auf Anlage 1 Buchstabe a und b der 37. BImSchV meint dies jedoch lediglich Kraftstoffe im Sinne von synthetischem Methan nach dem Sabatier-Prozess und Wasserstoff, der aus der Elektrolyse unter ausschließlichem Einsatz von erneuerbarem Strom stammt, in der Brennstoffzelle. Für die erneuerbaren Kraftstoffe im Sinne der 38. BImSchV gilt die oben erwähnte **Mindestquote für fortschrittliche Kraftstoffe**.⁴⁶

3.1.2.5 Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe

Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe: aus Abfallströmen nicht erneuerbaren Ursprungs sowie aus Gas aus der Abfallverarbeitung und Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, die unvermeidbar und unbeabsichtigt in Industrieanlagen anfallen

Gelten nicht als erneuerbare Kraftstoffe

⁴³ Zu den Treibhausgaseinsparungsanforderungen für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs Art. 25 Abs. 2 UAbs. 1 RED II. Demnach müssen die Treibhausgaseinsparungen durch diese Kraftstoffe ab dem Jahr 2021 70 % betragen (andernfalls scheidet zumindest eine Anrechnung als erneuerbare Energie im Verkehrssektor aus).

⁴⁴ Vgl. Dena Factsheets Power Fuels: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Factsheet_PowerFuels_Erdoelraffinerie.pdf

⁴⁵ Ausführlich zur Anrechenbarkeit von Wasserstoff s. Abschnitt 6.2.1

⁴⁶ Zur Mindestquote fortschrittlicher Kraftstoffe Abschnitt 3.1.2.3.

Nur auf EE-Quote im Verkehrssektor anrechenbar, wenn MS dies beschließen

Anforderungen an THG-Einsparung werden durch delegierten Rechtsakt der Kommission bis 1. Januar 2021 festgelegt

Einen weiteren Kraftstoff mit Potenzial zur Treibhausminderung sieht die RED II in sog. wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen. Dies meint flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, die aus flüssigen oder festen **Abfallströmen nicht erneuerbaren Ursprungs**, die für eine stoffliche Verwertung nicht geeignet sind, hergestellt werden, sowie aus Gas aus der Abfallverarbeitung und **Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs**, die zwangsläufig und unbeabsichtigt **infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen** entstehen, Art. 2 Nr. 35 RED II. Demnach sind dies keine erneuerbaren Kraftstoffe.⁴⁷ Unter Berücksichtigung der Verwendung sonst nicht verwerteter Rohstoffe kommt ihnen jedoch eine positivere Treibhausgasbilanz zu. Die RED II regelt keine eigenständige Mindestquote für die wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffe. Sie ermöglicht lediglich die Anrechnung dieser Kraftstoffe auf die EE-Quote im Verkehr, wenn die Mitgliedsstaaten dies bestimmen vgl. Art. 25 Abs. 1 UAbs. 3 lit. b) RED II. Zu den Anforderungen an die THG-Einsparung solcher Kraftstoffe erlässt die Kommission bis zum 1. Januar 2021 einen delegierten Rechtsakt.⁴⁸

Solche Kraftstoffe mit wiederverwertetem Kohlenstoff regelt auch die **38. BImSchV**. Gemäß § 2 Abs. 6 Nr. 3 38. BImSchV zählen Kraftstoffe, die mit CO₂-Abscheidung und -Verwendung hergestellt wurden zu den **fortschrittlichen Kraftstoffen, sofern die zur Herstellung verwendete Energie aus erneuerbaren Energien stammt**. Anders als in der RED II muss demnach erneuerbare Energie zum Einsatz kommen. Für diese Kraftstoffe gilt sodann die Mindestquote für fortschrittliche Kraftstoffe.⁴⁹

⁴⁷ Vgl. auch ErwG. 89 RED II.

⁴⁸ Ein „delegierter Rechtsakt“ gemäß Art 290 AEUV ist eine Art „Verordnung“ (im Sinne einer Verordnung nach deutschem Recht) bzw. Verwaltungsvorschrift der Kommission, zur Ergänzung eines Gesetzgebungsaktes (also z.B. einer Richtlinie)

⁴⁹ Zur Mindestquote fortschrittlicher Kraftstoffe Abschnitt 3.1.2.3.

3.1.2.6 Elektrizität

Elektrizität zur Erfüllung EE-Quote im Verkehrssektor besonders berücksichtigt

Anrechnung mit Faktor 4 bei Einsatz im Straßenverkehr

Nähere Bestimmungen zum Strombezug in delegierten Rechtsakt der Kommission

Die direkte Elektrifizierung des Verkehrs wird ebenfalls als Mittel zur Treibhausgasminde rung erachtet. Quoten für den Einsatz von Elektrizität im Verkehrssektor sehen weder die RED I noch die RED II vor. In den einschlägigen Vorschriften zur Berechnung der EE-Quote wird Strom aus erneuerbaren Energien jedoch besonders berücksichtigt, vgl. Art. 3 Abs. 4 UAbs. 2 lit c) RED I sowie Art. 27 Abs. 2 lit. b) RED II.⁵⁰ Art. 27 Abs. 3 RED II bestimmt darüber hinaus die Anforderungen, die an die Herkunft des Stroms bei dessen direktem Einsatz oder dem Einsatz über die Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs zu stellen sind. Die Kommission erlässt bis zum 31. Dezember 2021 einen delegierten Rechtsakt, um die Anforderungen an den Strombezug näher zu spezifizieren.

3.1.3 Treibhausgasminde rungsquote

Treibhausgasminde rungsquote: in Verkehr gebrachte Kraftstoffe müssen im Vergleich zu Referenzwert treibhausgasärmer sein

Ab 2020: 6 %

Quote betrifft grds nur Kraftstoffe im Straßenverkehr; Mitgliedstaaten können auch Biokraftstoffe in der Luftfahrt einbeziehen (in DE nicht geschehen)

Quote adressiert Kraftstoffanbieter: Person, die Verbrauchssteuer zahlt (in DE Raffinerie)

RED II sieht keine verpflichtende Quote vor; MS können Treibhausgasminde rungsquote zum Erreichen der EE-Quote im Verkehrssektor beschließen

⁵⁰ Die Berücksichtigung erfolgt durch Multiplikation des Energiegehalts mit einem vorgegebenen Faktor. Die RED I sieht einen Faktor von 2,5, die RED II gar einen Faktor von 4,0 (bei Einsatz im Straßenverkehr) vor.

Unbeschadet des Mindestanteils an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor adressiert die **Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD)**⁵¹ die Treibhausgasemissionen unmittelbar durch eine Treibhausgas-minderungsquote, vgl. Art. 7a Abs. 1 UAbs. 1 FQD. Demnach haben die Mitgliedsstaaten (Kraftstoff-)Anbieter zu verpflichten, die **Treibhausgasemissionen** pro Energieeinheit des gelieferten **Kraftstoffs** bis Ende des Jahres 2020 stetig um bis zu 10 % **gegenüber einem festgelegten Basiswert zu mindern**, vgl. Art. 7a Abs. 2 FQD.⁵² Treibhausgasemission meint hierbei Lebenszyklustreibhausgasemissionen, also sämtliche CO₂-, CH₄- und N₂O-Nettoemissionen, die dem Kraftstoff (einschließlich aller beigemischten Bestandteile) oder dem Energieträger zugeordnet werden können. Dies umfasst alle relevanten Phasen von der Gewinnung, dem Anbau, einschließlich Landnutzungsänderungen, dem Transport und dem Vertrieb bis zur Verarbeitung und Verbrennung, unabhängig vom Ort, an dem diese Emissionen auftreten, Art. 2 Abs. 1 Nr. 6 FQD. Die Minderungsquote betrifft grundsätzlich nur Kraftstoffe für **Straßenkraftfahrzeuge**, vgl. Art. 1 FQD. Mitgliedstaaten können jedoch Anbietern von Biokraftstoffen zur Verwendung in der Luftfahrt erlauben, einen Beitrag zur Minderungsverpflichtung zu leisten, vgl. Art. 7a Abs. 1 UAbs. 2 FQD. Adressat der Quote ist zunächst der Mitgliedsstaat. Dieser hat sodann die Kraftstoffanbieter zur Quotenerfüllung zu verpflichten. Kraftstoffanbieter ist diejenige Person, die für die Abgabe von Kraftstoff oder Energie an einer Verbrauchssteuerstelle zuständig ist, Art. 2 Abs. 1 Nr. 8 FQD. Wen diese Steuerpflicht trifft ist regelmäßig im Recht der Mitgliedstaaten reguliert.⁵³ Insgesamt müssen Kraftstoffanbieter demnach dafür Sorge tragen, dass die von ihnen in Verkehr gebrachten Kraftstoffe im Laufe ihrer Produktion und ihres Verbrauchs weniger Treibhausgase emittieren.

Die Kraftstoffqualitätsrichtlinie gibt dabei einen Zielpfad bis zum Ende des Jahres 2020 vor. Für das Jahr 2020 ist eine Minderung von 6 % vorgesehen, vgl. Art. 7a Abs. 2 lit. a) FQD. Die Vorschriften wurden durch **§ 37a BImSchG in nationales Recht umgesetzt** (vgl. dazu Abschnitt 6.2.1). Auch diese Treibhausgasminderungsquote nach § 37a Abs. 4 BImSchG adressiert nur eine Minderung bis zum Jahresende 2020.⁵⁴ Zudem trifft die Quote nur Anbieter von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen, vgl. § 37a Abs. 1 BImSchG. Ob und inwieweit im Anschluss an das Jahr 2020 eine Treibhausgasminde-

⁵¹ Die Richtlinie wurde zuletzt durch die Richtlinie 2015/1513/EU geändert.

⁵² Der Wortlaut „bis zu“ 10 % macht deutlich, dass dies zunächst nur eine nicht verbindliche Zielbestimmung ist. Verpflichtend ist jedoch die Treibhausminderung von 6 % für das Jahr 2020.

⁵³ Siehe für Deutschland § 37a Abs. 2 BImSchG.

⁵⁴ Der § 37a Abs. 4 Nr. 3 BImSchG spricht von 6 % „ab“ dem Jahr 2020, was zumindest ein späteres Unterschreiten dieser Minderungsquote untersagt. Ein weiterer, stetiger Anstieg der Treibhausgasminderungsquote ist damit jedoch nicht geregelt.

rungsquote bestehen wird, ist derzeit noch offen. Die RED II gibt eine solche Quote nicht als verbindlich vor. Stattdessen überlässt die Richtlinie es den Mitgliedstaaten, wie der Mindestanteil an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor (also die EE-Quote) erreicht wird, vgl. Art. 25 Abs. 1 UAbs. 6 RED II. Ausdrücklich zählt die Vorschrift als mögliche Maßnahme auch an Treibhausgasemissionen ausgerichtete Maßnahmen auf. Denkbar ist aber auch, dass eine Minderungsquote, wie sie bisher bestand, nicht fortgeschrieben wird.

3.1.4 **Exkurs: Rechtsfolge bei Nichteinhaltung der Quoten / Verpflichtungen**

Die oben beschriebenen Quoten nach dem Unionsrecht richten sich grundsätzlich an die Mitgliedsstaaten. Eine Verfehlung der Quoten hat damit für die verpflichteten Kraftstoffanbieter keine unionsrechtliche Rechtsfolge etwa in Form einer Sanktionierung. Hingegen droht den Mitgliedsstaaten bei einer Pflichtverletzung ein Vertragsverletzungsverfahren nach Art. 258 AEUV⁵⁵.

Unbeschadet dessen hat Deutschland für den Fall der Verfehlung der Quoten im Sinne des § 37a BImSchG sanktionierende Rechtsfolgen für die Kraftstoffanbieter vorgesehen. Gemäß § 37c Abs. 2 Satz 1 BImSchG setzt die zuständige Behörde für die Fehlmenge an Biokraftstoff bzw. die Fehlmenge an Treibhausgasminderung eine zu zahlende Abgabe fest. Für die Verfehlung der Treibhausgasminderung liegt die Abgabe bei 0,47 EUR pro Kilogramm Kohlendioxidäquivalent, vgl. § 37c Abs. 2 Satz 6 BImSchG. Für die Verfehlung der Biokraftstoff- bzw. fortschrittlichen Biokraftstoffquote liegt die Abgabe bei 19 EUR pro Gigajoule, vgl. § 37c Abs. 2 Satz 3 BImSchG i.V.m. § 14 Abs. 3 38. BImSchV.

3.1.5 **Europäischer Emissionshandel**

Emissionshandel: Zertifikat zur Berechtigung von Emission notwendig

Umfasst sowohl Anlagenbetrieb als auch Luftfahrtverkehr

Biomasse wird besonders berücksichtigt mit Emissionsfaktor 0

Mit der Richtlinie 2003/87/EG (Emissionshandelsrichtlinie, EH-RL) hat die Europäische Union ein marktwirtschaftlich orientiertes System zur Treibhausgasminderung eingeführt (*Emission Trading*

⁵⁵ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Fassung aufgrund des am 1.12.2009 in Kraft getretenen Vertrages von Lissabon (Konsolidierte Fassung bekanntgemacht im ABl. EG Nr. C 115 vom 9.5.2008, S. 47).

Systems – ETS). Der Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten basiert dabei auf den Prinzipien *cap and trade*. Grundlage des Systems sind damit der marktwirtschaftliche Handel mit den Zertifikaten (*trade*) und die regulierte Begrenzung der verfügbaren Zertifikatsmenge (*cap*). Die sich grundsätzlich an Anlagen und anlagenspezifische Tätigkeiten ⁵⁶ richtende Richtlinie wurde durch die RL 2008/101/EG auf den innereuropäischen Luftverkehr⁵⁷ ausgeweitet. Die Zertifikate berechtigen zur Emission von einer Tonne Kohlendioxidäquivalent in einem bestimmten Zeitraum, vgl. Art. 3 lit. a) EH-RL. Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber sind getrennt adressiert und müssen demnach jeweils eigene Zertifikate erwerben und einsetzen, vgl. Art. 3a und Art. 3h EH-RL. Die Überwachung des ordnungsgemäßen Zertifikateinsatzes erfolgt durch Berechnung oder auf der Grundlage von Messungen. Grundsätzlich erfolgt die Berechnung der Emissionen bei Anlagen nach der Formel $\text{Tätigkeitsdaten} * \text{Emissionsfaktor} * \text{Oxidationsfaktor}$, Anhang IV EH-RL. Die Formel für Emission im Luftverkehr lautet $\text{Treibstoffverbrauch} * \text{Emissionsfaktor}$. Für den Einsatz von Biomasse in Anlagen ist ein Emissionsfaktor von null vorgesehen, vgl. Art. 38 Abs. 2 VO 2018/2066/EU (Monitoring-Verordnung)⁵⁸. Auch für den Einsatz von Biomasse im Luftverkehr ist ein Faktor von null festgelegt. Spezifische Emissionsfaktoren für synthetische Kraftstoffe bestehen nicht, vgl. Tabelle 1 Anhang III VO 2018/2066/EU. Der nachfolgende Auszug zeigt die Tabelle 1 Anhang III VO 2018/2066/EU mit Emissionsfaktoren für Standardtreibstoffe. Eine mit der Biomasse vergleichbare Privilegierung von synthetischen Kraftstoffen findet demnach nicht statt.

CO₂-Emissionsfaktoren für Flugzeugtreibstoffe

Treibstoff	Emissionsfaktor (t CO ₂ /t Treibstoff)
Flugbenzin (AvGas)	3,10
Jetbenzin (Jet B)	3,10
Jetkerosin (Jet A1 oder Jet A)	3,15

Abbildung 3: Auszug aus Anhang III VO 2018/2066/EU, Emissionsfaktoren für Standardtreibstoffe

⁵⁶ Geltungsbereich der Richtlinie sind die in Anhang I RL 2003/87/EG aufgelisteten Tätigkeiten. Dies umfasst auch die Raffination von Mineralölen.

⁵⁷ Der nicht-europäische Flugverkehr ist ebenfalls vom Anwendungsbereich umfasst. Es besteht jedoch nach Art. 3c Abs. 3a RL 2003/87/EG ein Anwendungsmoratorium. Dies erfolgte mit Blick auf die geplanten Regelungen zu einem marktwirtschaftlichen Emissionshandel nach CORSIA, vgl. oben. Fn. 5.

⁵⁸ 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.

3.1.6 Flottenemissionsgrenze CO₂ – Flottenzielwert

Vorgaben für zulässige durchschnittliche CO₂-Emissionen der Neuwagenflotte.

Adressat: Fahrzeughersteller, keine Relevanz für Kraftstoffhersteller

Zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen hat die Europäische Union durch Verordnung Emissionsgrenzen eingeführt. Die sog. Flottenemissionsgrenze gilt für Neuzulassungen innerhalb der Union, vgl. Art. 2 Abs. 1 Flottenemissionsverordnung⁵⁹. Sie regelt die zulässigen durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Neuwagenflotte. Diese sollen ab dem Jahr 2020 bei 95g CO₂/km liegen, Art. 1 VO Nr. 443/2009/EG.⁶⁰ Für mit alternativen, insbesondere Biokraftstoff, betriebene Kraftwagen werden spezifische Zielvorgaben geregelt, Art. 6 VO Nr. 443/2009/EG. Die Flottenemissionsgrenzen richten sich an die Fahrzeughersteller. Die Verordnung gilt unmittelbar ohne Umsetzung in nationales Recht.

3.2 Übersicht der Kraftstoffdefinitionen

In Ergänzung der obigen abstrakten Darstellung der nachhaltigen/erneuerbaren Kraftstoffe im Rahmen der Treibhausgasminderungsinstrumente findet sich im Folgenden eine Übersicht über die tatsächlich unter die Begriffsdefinitionen fallenden Kraftstoffe. Die Übersichtstabelle stellt damit eine Subsumtion in der Praxis vorkommender Kraftstoffe unter die Kraftstoffdefinitionen dar. Die dabei aufgelisteten Kraftstoffe sind keineswegs als abschließend zu verstehen.

⁵⁹ Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen.

⁶⁰ Am 27.03.2019 hat das Parlament der Europäischen Union eine weitergehende Verschärfung für die Flottenemissionsgrenze beschlossen. Der Rat muss diesem Beschluss noch zustimmen. Siehe hierzu die Pressemitteilung des Parlaments der Europäischen Union unter: <http://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20190321IPR32112/neue-co2-emissionsgrenzwerte-fur-pkw-und-transporter-gefordert> (zuletzt abgerufen am 29.03.2019).

Europäisches Recht					Nationales Recht			
Kraftstoffe	Biokraftstoff / Biogas	Fortschrittlicher Biokraftstoff	Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe	Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs	Biokraftstoff	Fortschrittlicher Biokraftstoff	Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs	Kraftstoffe mit CO ₂ -Verwendung
Gesetzliche Grundlage	Art. 2 RL 2003/30/EG bzw. Art. 2 Nr. 28 und 33 RED II *flüssige bzw. gasförmige Kraftstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden*	Art. 2 Nr. 34 i.V.m. Anhang IX Teil A RED II *Biokraftstoffe, die aus Rohstoffen wie u.a. Algen, Bioabfall, Stroh, Mist etc. hergestellt werden*	Art. 2 Nr. 35 RED II *flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, die aus (...) Abfallströmen und nicht erneuerbaren Ursprungs (...) hergestellt werden, sowie (...) Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, die zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen*	Art. 2 Nr. 36 RED II *flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt*	§ 37b BImSchG *Energieerzeugnisse ausschließlich aus Biomasse*	§ 2 Abs. 6 38.BImSchV iVm Anlage 1 *Biokraftstoffe, die aus Rohstoffen wie u.a. Algen, Bioabfall, Stroh, Mist etc. hergestellt werden*	§ 2 Abs. 6 Nr. 2 38.BImSchV i.V.m Anlage 1 der 37. BImSchV *erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs im Sinne von synthetischem Methan und Wasserstoff aus nicht-biogener EE-Elektrolyse*	§ 2 Abs. 6 38.BImSchV *Kraftstoffe, die mit CO ₂ -Abscheidung und -Verwendung hergestellt wurden, sofern die zur Herstellung verwendete Energie aus erneuerbaren Energien stammt*
Biomethan								
Bioethanol								
Biodiesel								
Biomethanol								
Biodimethylether								
Bio-ETBE (Ethyl-Tertiär-Butylether)	✓	✓*	✗	✗	✓	✓*	✗	✗
Bio-MTBE (Methyl-Tertiär-Butylether)								
Synthetische Biokraftstoffe								
Biowasserstoff								
Reines Pflanzenöl								
Fettsäuremethylester (Biodiesel)								
Hydrierte biogene Öle								
Synthetisches Methan (Sabatier-Prozess)	✗	✗	✓***	✓	✗	✗	✓	✓****
Wasserstoff aus Elektrolyse mit EE nicht biogenen Ursprungs								
Fischer-Tropsch-Diesel (Biomasse)								
Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff (Biomasse)	✓	✓*	✗	✗	✓	✓*	✗	✗
Fischer-Tropsch-Flugturbinen-kraftstoff (Biomasse)								
Fischer-Tropsch-Flüssiggas (Biomasse)								
sonstg. synthetische Kraftstoffe	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✓

Abbildung 4 Kraftstoffdefinitionen

* = abhängig vom eingesetzten Rohstoff; ✗ = nicht einschlägig

** = ohne Einsatz erneuerbarer Energie; *** = Einsatz erneuerbarer Energie; ✓ = einschlägig

3.3 Anrechenbarkeit der verschiedenen Kraftstoffe auf die Minderungsinstrumente

Nach der Darstellung der Treibhausgasminderungsinstrumente und möglicher, praxisrelevanter Kraftstoffe stellt sich die Frage, ob und wie letztere unter die Instrumente fallen bzw. auf die Quoten anrechenbar sind. Die Kraftstoffe und Treibhausgasminderungsinstrumente sind also in Relation zu bringen. In der nachfolgenden Übersichtstabelle wird diese Anrechenbarkeit dargestellt. Dabei dienen die Begriffsbestimmungen nach der RED II als Ausgangspunkt, da diese entweder mit den Begriffsbestimmungen der RED I übereinstimmen oder zumindest den zukünftigen Rechtsrahmen vorgeben.

	EE-Quote EU RED I	EE-Quote DE	EE-Quote Verkehr EU	EE-Quote Verkehr DE	THG-Quote	Biokraftstoff-Mindestquote	fort. Biokraftstoff-Unterquote	ETS	DEHS	Flottenemission	sonstige Voraussetzungen
	20%	18%	10%	10%	bis zu 10%, mindestens 6%	6,25%	0,05%			95 g CO2/km	
Stoffbegriff nach RED II											
Biogas	✓	✓	✓	✓		✓	✗				THG-Minderungs- und Nachhaltigkeitsanforderungen
Biokraftstoffe				✓							
fortschrittliche Biokraftstoffe					✓		✗	✗		✓	
wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe				✓*			✗				
flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs				✓		✗	✗				Vermeidung der Doppelberechnung
Elektrizität aus erneuerbaren Energien	✓	✓	✓				✗				
Adressat der Quote	Mitgliedsstaaten	Deutschland	Mitgliedsstaaten	Deutschland	Kraftstoffanbieter	Kraftstoffanbieter	Kraftstoffanbieter	Anlagenbetreiber; Luftfahrzeugbetreiber	Anlagenbetreiber; Luftfahrzeugbetreiber	Hersteller	
Gesetzesgrundlage	Art. 3 Abs. 1 RL 2009/28/EG	Anhang I RL 2009/28/EG	Art. 3 Abs. 4 RL 2009/28/EG	Art. 3 Abs. 4 RL 2009/28/EG	Art. 7a Abs.2 RL 98/70/EG; § 37a Abs. 4 BImSchG, 38. BImSchV	§ 37a Abs. 1 BImSchG	§ 14 Abs. 1 38. BImSchV	Art. 3a, Art. 3h RL 2003/87/EG	§ 2 Abs. 1 TEHG	Art. 1 Abs. 2 VO 510/2011/EU	
Laufzeit und Frist	bis 2020	bis 2020	im Jahr 2020	im Jahr 2020	bis 2020	bis 31. Dez 2014	ab 2020	Handelsperioden	Handelsperioden	ab 2020	
RED II	32%		14%	14%		max 7% Berücksichtigung					

Abbildung 5 Anrechenbarkeit der Kraftstoffe

* = Wenn Mitgliedstaaten die Anrechenbarkeit beschließen, Art. 27 Abs. 1 lit. b) RED II

✗ = keine Anrechenbarkeit

✓ = Anrechenbarkeit

4 Rechtsrahmen für die Elektrolyse

Wasserstoff ist Ausgangspunkt und einer der Grundstoffe für die Produktion synthetischen Kerosins.⁶¹ Der Wasserstoff soll im Projekt unter Einsatz von Strom vorzugsweise aus erneuerbaren Energien im Elektrolyseur gewonnen werden. Im Elektrolyseur wird Wasser (H_2O) durch elektrischen Strom in seine Bestandteile Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) zerlegt. Ob das synthetische Kerosin in seiner Produktion zu weniger Treibhausgasemissionen führt, hängt maßgeblich vom im Elektrolyseur eingesetzten Strom ab. Die unterschiedlichen Strombezugsoptionen und deren regulatorischen Rahmenbedingungen werden im Folgenden dargestellt.

4.1 Strombezugsoptionen

Der Elektrolyseur kann entweder mit Strom aus dem Netz oder mit einer Direktleitung von einer Erneuerbare-Energien-Anlage gespeist werden.

4.1.1 Direktleitung

Eine Direktleitung ist eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder Kunden verbindet, (...), § 3 Nr. 12 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)⁶². Bei der Direktleitung kann weiter differenziert werden zwischen der Versorgung durch einen Dritten und Eigenversorgung.

4.1.1.1 Drittversorgung

In der ersten Alternative der Direktleitung nach § 3 Nr. 12 EnWG versorgt ein Dritter den Stromverbraucher über eine Leitung mit Elektrizität. In dieser Variante sind Verbraucher und Erzeuger personenverschieden. Die Leitung erfolgt direkt, ist also in Abgrenzung zum Netz nicht an einen unbestimmten Personenkreis gerichtet.⁶³

⁶¹ Zum Prozess bereits Abschnitt 2.2.

⁶² Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549) geändert worden ist.

⁶³ Zum Netzstrombezug Abschnitt 4.1.2.

4.1.1.2 Eigenversorgung

Eigenversorgung ist der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage⁶⁴ selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt, § 3 Nr. 19 Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG 2017)⁶⁵. Wesentliche Merkmale der Eigenversorgung sind demnach die **Personenidentität zwischen Betreiber und Verbraucher**⁶⁶ und der **unmittelbare räumliche Zusammenhang**. Auf eine Eigentümerstellung bzgl. der Stromerzeugungsanlage kommt es jedoch nicht an, vgl. § 3 Nr. 2 EEG 2017⁶⁷. Es wird auf die Nutzung der Anlage abgestellt, d.h. es können etwa auch Mieter oder Pächter einer Anlage Anlagenbetreiber sein. Der Begriff „unmittelbarer räumlicher Zusammenhang“ wird nicht vom EEG 2017 konkretisiert. Er ist mit erheblicher Rechtsunsicherheit behaftet. Nach dem Leitfaden zur Eigenversorgung der BNetzA liegt ein unmittelbarer räumlicher Zusammenhang vor, wenn eine geringe räumliche Entfernung oder unmittelbare Umgebung zwischen der Stromerzeugungsanlage und der Verbrauchsstelle besteht.⁶⁸

An die Eigenversorgung sind bestimmte Privilegierungen bei den Stromnebenkosten geknüpft (vgl. dazu Abschnitt 4.2.1.1).

4.1.1.3 Exkurs: Eigenversorgung nach der RED II

Die RED II greift erstmalig den Begriff der Eigenversorgung auf. Da die Eigenversorgung an Bedeutung gewinnt, soll der Begriff der Eigenversorgung europarechtlich definiert und der zulässige Rechtsrahmen abgesteckt werden, vgl. ErwG. 66 RL 2018/2001/EU. Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität meint demnach einen Endkunden, der an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen oder, sofern die Mitgliedstaaten das gestatten, an einem anderen Ort für seine Eigenversorgung erneuerbare Elektrizität erzeugt und eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität speichern oder verkaufen darf, sofern es sich bei diesen Tätigkeiten — im Falle gewerblicher Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität — nicht

⁶⁴ § 3 Nr. 43b EEG 2017: Jede technische Einrichtung, die unabhängig vom eingesetzten Energieträger direkt Strom erzeugt, wobei im Fall von Solaranlagen jedes Modul eine eigenständige Stromerzeugungsanlage ist.

⁶⁵ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549) geändert worden ist.

⁶⁶ Hierzu auch *Böhme*, in: Greb/Boewe, Beck'scher Online-Kommentar EEG, 7. Auflage, 2018, § 3 Nr. 19, Rn. 1-7.

⁶⁷ § 3 Nr. 2 EEG 2017 definiert den Anlagenbetreiber und damit auch den Betrieb selbst als vom Eigentum der Anlage unabhängig.

⁶⁸ BNetzA (2016) Leitfaden zur Eigenversorgung. Ein bloß redaktionelles Versehen in der Verwendung des Begriffs „unmittelbar“ ohne eigene Wirkungen sieht *Böhme*, in: Greb/Boewe, Beck'scher Online-Kommentar EEG, 7. Auflage, 2018, § 3 Nr. 19, Rn. 2.

um die gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt, Art. 2 Nr. 14 RED II. Die bisherigen nationalen Regelungen zur Eigenversorgung weichen von dieser Begriffsdefinition ab, sodass es zu Anpassungen kommen wird. Insbesondere die Personenidentität und der räumliche Zusammenhang sind hiervon betroffen. Ausdrücklich liegt eine Eigenversorgung im unionsrechtlichen Sinne auch vor, wenn ein Dritter die Erzeugungsanlage betreut und lediglich unter der Weisung des Eigenversorgers steht, vgl. Art. 21 Abs. 5 RED II. Auch der Begriff der Ort und Stelle sowie die Öffnung zu weiterreichenden Regelungen der Mitgliedsstaaten lassen Änderungen des bisher im EEG geltenden engen räumlichen Zusammenhangs erwarten.⁶⁹

4.1.2 Netzstrombezug

Der Strombezug kann auch über das Netz erfolgen. Das EEG 2017 definiert Netz als die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung, § 3 Nr. 35 EEG 2017. Das EnWG unterscheidet zwischen Energieversorgungsnetzen und Netzen der allgemeinen Versorgung. Energieversorgungsnetze sind Elektrizitätsversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsebenen mit Ausnahme von Kundenanlagen⁷⁰, § 3 Nr. 16 EnWG. Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung sind Energieversorgungsnetze, die der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offen stehen, § 3 Nr. 17 EnWG.

4.1.3 Mischbezug

Die Bezugsformen sind keineswegs ausschließlich. Der Stromverbraucher kann zusätzlich zu einer oder mehrerer Direktleitungen auch ans Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sein. Ein Mischbezug aus den verschiedenen Leitungen und Netzen ist damit durchaus möglich. Zugleich ergeben sich aus den zum Teil erheblich voneinander abweichenden Regulierungen der Netze und Leitungen gegebenenfalls nicht gewünschte Folgen aus dem Mischbezug.⁷¹

⁶⁹ Ausführlich zu den Änderungen der Eigenversorgung Stiftung Umweltenergierecht (2018): Neue EU-Regelungen zur Eigenversorgung – Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht, in: Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 36 vom 14.12.2018.

⁷⁰ Zum Begriff der Kundenanlage § 3 Nr. 24a und Nr. 24b EnWG.

⁷¹ Zum Regulatorischen Rechtsrahmen und den Folgen des Mischbezugs Abschnitt 4.2.

4.1.4 Exkurs: Power Purchase Agreement (PPA)

Die Versorgung des Elektrolyseurs mit EE-Strom kann über sog. (green) Power Purchase Agreements (PPA)⁷² gewährleistet werden. Ein PPA ist ein (oft) langfristiger Stromliefervertrag zwischen Unternehmen, entweder zwischen Erzeuger und Stromhändler (Utility-PPA) oder direkt zwischen Erzeuger und Verbraucher (Corporate-PPA).⁷³

In einem PPA werden die zwingenden Vertragsinhalte individuell ausgestaltet. Dies sind etwa die Menge der Stromlieferung, die Vergütung oder die Dauer der Lieferung, meist eine vergleichsweise lange Vertragslaufzeit, wenn mit dem PPA z.B. die Investition in eine EE-Anlagen refinanziert werden soll. Auch die Weitergabe von Herkunftsnachweisen, der Beleg der Grünstromeigenschaft oder eines bestimmten regionalen Bezugs kann in dem PPA vereinbart werden.

Hinsichtlich der Strombezugsoption ist zwischen off-site PPA und on-site PPA zu unterscheiden. Bei einem off-site PPA unter Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung wird ggf. ein Dienstleister für die Bilanzkreisabwicklung zwischengeschaltet. Bei einem on-site-PPA über eine Direktleitung errichtet der Anlagenbetreiber die Erzeugungsanlage auf dem Grundstück oder in der unmittelbaren Umgebung des Stromabnehmers oder zumindest in dessen Umgebung.⁷⁴

PPAs werden als Alternative zur EEG-Förderung angesehen und sind daher insbesondere für EE-Anlagen, die aus der Förderung laufen interessant.

4.2 Regulatorischer Rahmen der Strombezugsoptionen

Für die oben dargestellten Strombezugsoptionen sind teilweise unterschiedliche regulatorische Rahmenbedingungen zu beachten. Insbesondere werden unterschiedliche Rechtsfolgen an die Strombezugsoptionen geknüpft. Dies umfasst neben den Stromnebenkosten die Frage, ob der Strom aus erneuerbaren Energien auch als solcher beim Verbraucher ankommt, also ob die „grüne“ Eigenschaft transportiert werden kann. Im Folgenden wird daher der Rechtsrahmen der Stromnebenkosten und

⁷² Legaldefinition in Art 2. Nr. 17 REDII: Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom“ einen Vertrag, bei dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, unmittelbar von einem Elektrizitätsproduzenten erneuerbare Elektrizität zu beziehen.

⁷³ Ausführlich zu PPAs: Stiftung Umweltenergierecht (2018): Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien.

⁷⁴ Stiftung Umweltenergierecht (2018): Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien, S. 5

der Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des Stroms aus erneuerbaren Energien dargestellt. Dabei werden auch die Unterschiede hinsichtlich der Strombezugsoptionen hervorgehoben.

4.2.1 Stromnebenkosten

Die staatliche veranlassten Strompreisbestandteile sind ein wesentlicher Bestandteil des Bruttostrompreises. Sie machen derzeit ca. 73 % des Strompreises ausmachen.

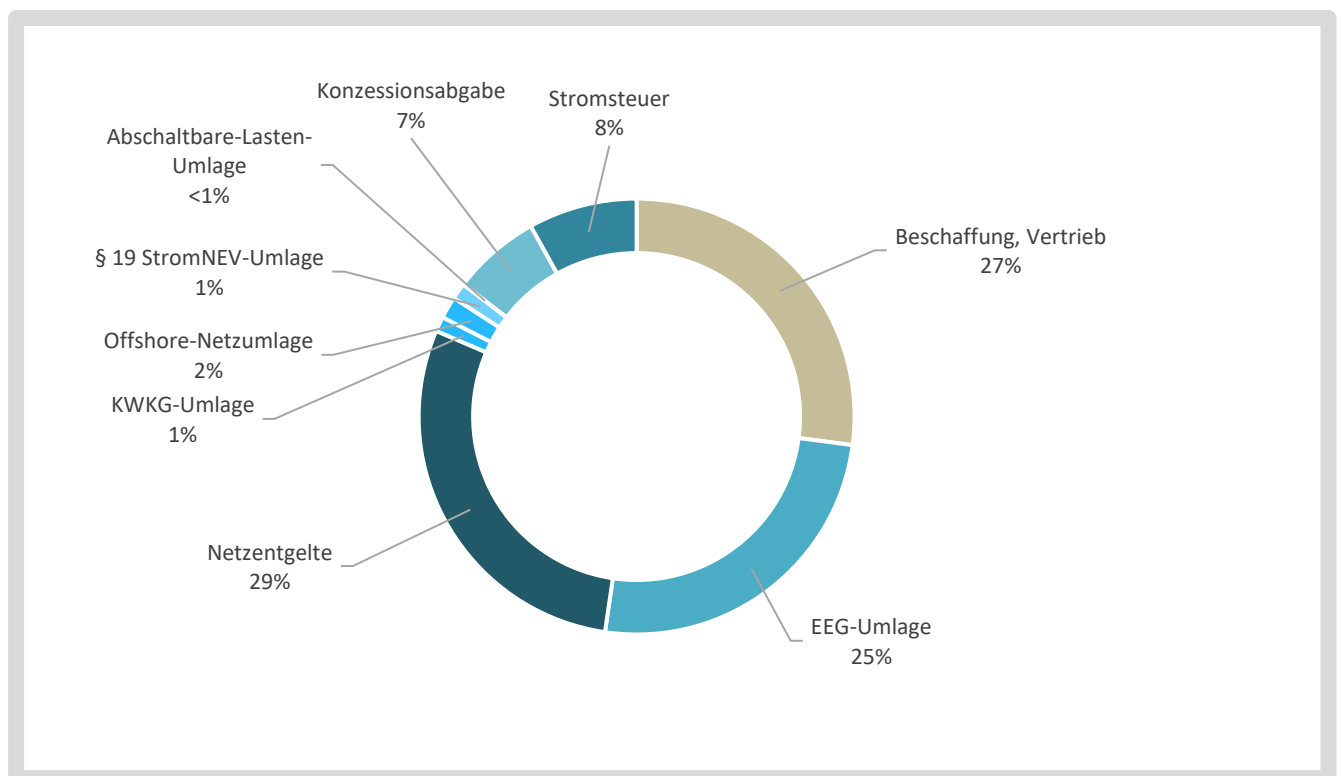


Abbildung 6: Übersicht: Staatlich veranlasste Strompreisbestandteile – durchschnittlicher Strompreis 2019 für Haushaltkunden

Quelle: eigene Darstellung nach BDEW Strompreisanalyse Januar 2019

Angesichts des erheblichen Einflusses der Stromnebenkosten auf den Strompreis ist der Rechtsrahmen der Stromnebenkosten für Geschäftsmodelle, die den Einsatz von Strom vorsehen, von besonderer Relevanz. Insbesondere stellt sich hier die Frage, ob und inwieweit die Stromnebenkosten EEG-Umlage, Netzentgelte, netzentgeltgekoppelte Umlagen (KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage, Konzessionsabgabe, § 19 StromNEV-Umlage, Abschaltbare Lasten-Umlage) und Stromsteuer anfallen bzw. Ausnahmen oder Privilegierungen von diesen vorliegen.

4.2.1.1 EEG-Umlage

Die EEG-Umlage dient der Finanzierung der EEG-geförderten Erzeugungsanlagen. Die Höhe der EEG-Umlage wird jährlich durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelt.⁷⁵

Nach § 60 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 können die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an **Letztverbraucher** liefern, anteilig entsprechend zu dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an den Letztverbraucher gelieferten Strom, die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen verlangen (EEG-Umlage). Die EEG-Umlage entsteht aufgrund des Solidaritätsgedankens grundsätzlich unabhängig von der Netznutzung.

Letztverbraucher ist jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht, § 3 Nr. 33 EEG 2017. Die Nutzung des Stroms durch die PtG-Anlage wird nach h.M. regelmäßig als Letztverbrauch i. S. v. § 3 Nr. 33 EEG 2017 (bzw. § 3 Nr. 25 EnWG) qualifiziert.

⁷⁵ <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht> (zuletzt abgerufen: 26.4.2019).

4.2.1.1.1 Privilegierungs- und Befreiungstatbestände

Eigenversorgungsprivilegien:

§ 61b EEG 2017 Reduzierung auf 40 %, Voraussetzung: Eigenversorgung nach § 3 Nr. 19 EEG 2017

§ 61a EEG 2017 Entfallen der EEG-Umlage bei Eigenversorgung und

- Nr. 1 Kraftwerkseigenverbrauch,
- Nr. 2 Inselanlagen,
- Nr. 3 Stromautarkie oder
- Nr. 4 Kleinanlagen (höchstens 10 kW Nennleistung).

nach § 27a EEG 2017 jedoch Einschränkung der Eigenversorgung für Anlagen, die EEG-Förderung beanspruchen)

Speicherprivileg:

§ 61l Abs. 1 EEG 2017: EEG-Umlagebefreiung oder -reduzierung für Speicher, jedoch nur bei Rückverstromung

§ 61l Abs. 2 EEG 2017: EEG-Umlagebefreiung für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird

Besondere Ausgleichsregelung

§§ 63, 64 EEG 2017 Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen bestimmter Branchen

§§ 63, 65 EEG 2017 Besondere Ausgleichsregelung für Schienenbahnen

In Abhängigkeit von der jeweiligen Strombezugsoption (Netzstrombezug, Direktleitung oder gar Eigenversorgung) existieren verschiedenen **Privilegierungs- oder gar Befreiungstatbestände** von der EEG-Umlage, die im Folgenden überblicksartig dargestellt werden.

Die Privilegierungs- bzw. Befreiungstatbestände bezüglich der EEG-Umlage lassen sich grob in drei Kategorien einteilen. So gibt es verschiedene Eigenversorgungsprivilegien (§§ 61a-61e i.V.m. § 3 Nr. 19 EEG 2017), das sog. Speicherprivileg (§ 61l EEG 2017) sowie die Besonderen Ausgleichsregelungen (§§ 63 ff. EEG 2017).

Für das Projekt ist insbesondere die Besondere Ausgleichsregelung nach §§ 63, 64 EEG 2017 von Relevanz.

4.2.1.1.1 Eigenversorgung

Sofern ein **Eigenversorgungsfall** vorliegt, kommen verschiedene Privilegierungen in Betracht⁷⁶:

§ 61b EEG 2017 sieht für EE-Anlagen grundsätzlich eine Verringerung der EEG-Umlage auf 40 % vor. Die bereits verringerte Umlagepflicht für Eigenversorger entfällt gem. § 61a EEG 2017 sogar vollständig, bei einem Kraftwerkseigenverbrauch (Nr. 1), wenn die Anlage weder unmittelbar noch mittelbar an das Netz angeschlossen ist (Inselanlagen, Nr. 2), bei einer vollständigen Eigenversorgung mit EE-Strom ohne Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung (Stromautarkie, Nr. 3) oder, auf 20 Jahre befristet, wenn sie Anlagen mit höchstens 10 kW Nennleistung und einem kalenderjährlichen Stromverbrauch von höchstens 10 MWh betreiben (Kleinanlagen, Nr. 4). Ein Wahrnehmen dieser Privilegien schließt aber für Erzeugungsanlagen aus dem Ausschreibungssystem den Bezug der EEG-Finanzierungen aus, § 27a EEG 2017 i.V.m. § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017

4.2.1.1.2 Speicherprivileg

Die Umwandlung von Strom durch einen **Stromspeicher** in eine andere Energieform stellt nach der Gesetzesbegründung zum ursprünglichen § 61k EEG 2017 (seit 21.12.2019 § 61l EEG 2017⁷⁷) einen Verbrauch von Strom dar.⁷⁸ Die EEG-Umlage fällt daher grundsätzlich bei der Einspeicherung in den Stromspeicher an. Nach § 61l Abs. 1 EEG 2017, dem sog. Speicherprivileg, reduziert sich die EEG-Umlagepflicht jedoch für den zur Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher eingespeicherten Strom um den Betrag, der auf die ausgespeicherte Strommenge zu zahlen ist. Eine weitere Sonderregelung ergibt sich aus § 61l Abs. 2 EEG 2017 für die Stromentnahme zur Erzeugung von **Speichergasen**⁷⁹ (Power to Gas). Danach wird der Bezug

⁷⁷ Artikel 1 Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (EEGuaÄndG) v. 17.12.2018 BGBl. I S. 2549 (Nr. 47).

⁷⁸ BT-Drs. 18/10668, S. 145.

⁷⁹ Gem. § 3 Nr. 42 EEG 2017 ist Speichergas jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird.

von 100%igem EE-Strom zur Erzeugung von Speichergasen von der EEG-Umlage befreit, vorausgesetzt, dieses Speichergas wird in das Erdgasnetz eingespeist, andernorts wieder rückverstromt und für den Letztverbrauch dieses Stroms wird die EEG-Umlage gezahlt.

4.2.1.1.3 Besondere Ausgleichsregelung

§ 64 EEG 2017: Unternehmen bestimmter Branchen (Anlage 4 EEG 2017) können für selbst verbrauchte Strommengen ab 1 GWh eine Reduzierung der EEG-Umlage beantragen

Mineralölverarbeitung fällt unter Nr. 77 der Anlage 4

Elektrolyse (ohne Einspeisung in ein Rohrleitungsnetz) fällt unter Nr. 78 der Anlage 4

Nach den **Besonderen Ausgleichsregelungen** (§§ 63 ff. EEG 2017) zugunsten **stromkostenintensiver Unternehmen** bestimmter Branchen, die im internationalen Wettbewerb, und Schienenbahnen, die im intramodalen Wettbewerb, bestehen müssen, kann eine EEG-Umlagebegrenzung nach den Grundsätzen des § 63 EEG 2017 für ein Jahr beantragt werden (vgl. § 66 EEG 2017).

§ 64 EEG 2017 sieht für stromkostenintensive Unternehmen auf Antrag eine Reduzierung auf 15 bzw. 20 % bei der EEG-Umlage vor. Unternehmen, die eine Begrenzung der Umlage erhalten wollen, müssen zunächst einer der in Anlage 4 zum EEG 2017 aufgelisteten Branchen angehören. Die Anlage enthält eine Verweisung auf die Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamts, in der Ausgabe von 2008 (WZ 2008).⁸⁰ Antragsberechtigt sind Unternehmen im Sinne von § 3 Nr. 47 EEG 2017.⁸¹ Der WZ-Code richtet sich nach der **Haupttätigkeit** eines Unternehmens, nämlich die Tätigkeit, die den **größten Beitrag zur Wertschöpfung eines Unternehmens** leistet. Übt ein Unternehmen mehrere wirtschaftliche Tätigkeiten aus, so wird die Haupttätigkeit mittels in der WZ 2008 festgelegten Regeln nach dem Schwerpunktprinzip anhand der Wertschöpfung ermittelt, die jeder Tätigkeit zugeordnet ist. Die Haupttätigkeit einer Raffinerie, nämlich die **Mineralölverarbeitung** fällt unter Nr. 77 der Anlage 4.

⁸⁰ Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2008.

⁸¹ Jeder Rechtsträger, der einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betreibt.

Unternehmen, die einen **Elektrolyseur** betreiben, könnten nach Nr. 78 (WZ Code 2008) der Anlage 4 EEG 2017 als Unternehmen der Branche „Herstellung von Industriegase“ (Liste 1) betrachtet werden, mit der Folge, dass sie – sofern die weiteren Voraussetzungen des § 64 EEG 2017 gegeben sind – von einer Reduzierung der EEG-Umlage auf 20 % oder sogar 15 % profitieren können. Für die Klassifikation ist nach gegenwärtiger Praxis jedoch zwischen Produktion und Distribution des Wasserstoffs zu unterscheiden, wobei die Distribution das entscheidende Kriterium ist. Die Abfüllung des Wasserstoffs in Tanks oder portable Speicher und deren anschließender Transport fallen unter die Herstellung von Industriegasen. Wird der produzierte Wasserstoff dagegen in ein Rohrleitungsnetz (Erdgasnetz und wohl auch jedes andere Rohrleitungsnetz, z.B. Wasserstoff-Pipeline) eingespeist, liegt nach der derzeitigen Verwaltungspraxis des Statistischen Bundesamts und dem zuständigen Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) Energieversorgung nach Abschnitt D der Klassifikation der Wirtschaftszweige vor. Abschnitt D wird von Anlage 4 zum EEG 2017 jedoch nicht umfasst, mit der Folge, dass keine Befreiung von der EEG-Umlage beantragt werden kann.⁸²

Eine Reduzierung kann für verbrauchte Strommengen ab **1 GWh an einer Abnahmestelle** beantragt werden, § 64 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017. Die Begrenzung gilt nicht für den Stromanteil bis 1 GWh (Selbsterhalt), § 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017.

Die Stromkostenintensität berechnet sich gem. § 64 Abs. 6 Nr. 3 EEG 2017 nach dem Verhältnis der maßgeblichen Stromkosten zu der durchschnittlichen Bruttowertschöpfung der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre des Unternehmens. Die maßgeblichen Stromkosten werden wiederum berechnet durch Multiplikation des durchschnittlichen Stromverbrauchs der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre mit dem durchschnittlichen Strompreis für Unternehmen mit ähnlichen Stromverbräuchen, der nach Maßgabe einer Rechtsverordnung nach § 94 Nr. 2 EEG 2017 (Besondere-Ausgleichsregelung-Durchschnittsstrompreis-Verordnung⁸³) festgelegt wird.

⁸² Siehe auch diese Antwort des BMWi vom 13.11.2019 auf eine Anfrage zur regulativen Einordnung von Wasserstoff: „Für ein Unternehmen, das ausschließlich Wasserstoff (oder sonstige „Industriegase“) herstellt, gilt folgende Besonderheit: Sofern der Wasserstoff nicht in ein Leitungsnetz eingespeist wird, ist das Unternehmen der Branche „Industriegase“ zugeordnet und gehört somit zur Liste 1. Wird der Wasserstoff dagegen in ein Leitungsnetz eingespeist, gehört das Unternehmen zur Branche „Gasversorgung“ und ist dann nicht begünstigt“, online abrufbar: <https://fragdenstaat.de/anfrage/regulative-behandlungseinordnung-von-wasserstoff/> (Zuletzt abgerufen am 30.03.2020)

⁸³ Verordnung vom 17. Februar 2016 (BGBl. I S. 241), die durch Artikel 12 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

Um in den Genuss der Privilegierung zu kommen, muss ein Unternehmen ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagementsystem bzw. – sofern der Verbrauch unter 5 GWh beträgt – ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz betreiben, § 64 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017.

4.2.1.2 Netzentgelte

Ein wesentlicher Bestandteil des Strompreises sind die Netzentgelte, welche **bei Netzstrombezug** vom Letztverbraucher entsprechend der Netzebene, an welche die Verbrauchseinrichtung angeschlossen ist, zu zahlen ist. In Analogie zum physikalischen Fluss von Hoch- zu Niederspannungsebene, werden die Kosten „nach unten“ weitergereicht (vgl.: § 17 StromNEV „richtet sich nach der Anschlussnetzebene der Entnahmestelle und der Benutzerstundenzahl“).⁸⁴ Netzentgelte dienen der Finanzierung der Netze und Systemdienstleistungen. Sie entstehen nur bei Stromentnahme, nicht bei Stromeinspeisung, § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV. Die Höhe der Netzentgelte bestimmt sich nach den Regeln der Anreizregulierung.

Der aktuelle Rechtsrahmen sieht für verschiedene Akteure unterschiedliche Befreiungen und Privilegierungen im Bereich der Netzentgeltspflicht vor. Diese lassen sich grob einteilen in Privilegierungen für bestimmte Netznutzer bzw. Anlagen und für bestimmte Arten der Netznutzung.

Privilegierungs- und Befreiungstatbestände für Netzentgelte

Privilegierungen für bestimmte Netznutzer/Anlagen

- **Netzentgeltbefreiung für Speicher und PtG nach § 118 Abs. 6 S. 1 und S. 7 EnWG**
- Individuelles Netzentgelt für Speicher nach § 19 Abs. 4 StromNEV
- **Reduziertes Netzentgelt für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG**

Privilegierungen für bestimmte Arten der Netznutzung

- § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV: Netzentgeltreduzierung aufgrund atypischer Netznutzung
- § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV: Netzentgeltreduzierung bei intensiver Netznutzung

⁸⁴ D.h. Kleinverbraucher mit Niederspannungsanschlüssen zahlen die vollen Netznutzungsentgelte für alle Netzebenen; größere Verbraucher, die am Mittelspannungsnetz oder auf höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, zahlen nur für diese Ebene und alle höheren.

Von besonderer Relevanz ist der Netzentgeltbefreiungstatbestand des **§ 118 Abs. 6 S. 1 EnWG**. Danach werden zwischengespeicherte Strommengen in seit dem 01.01.2009 errichteten ortsfesten Anlagen, die binnen 15 Jahren ab dem 04.08.2011 in Betrieb genommen werden, für 20 Jahre hinsichtlich des Bezugs der einzuspeichernden Strommengen von den Netzentgelten befreit, wenn sie innerhalb desselben Netzes Strom wiedereinspeisen, vgl. § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG. Das Rückspeiseerfordernis führt dazu, dass jede Strommenge letztlich zumindest einmal mit den Netzentgelten belastet wird, in diesem Fall bei der Entnahme aus dem Netz nach erfolgter Rückverstromung. Für PtG-Anlagen, in denen durch **Wasserelektrolyse** Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt wird, gilt nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG eine Ausnahme von der Rückverstromungspflicht.⁸⁵ § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG befreit darüber hinaus von den Einspeisenetzentgelten für das Gasnetz.

Für Anlagen, die – z.B. aufgrund ihres Inbetriebnahmedatums – nicht unter § 118 Abs. 6 EnWG fallen, könnte § 19 Abs. 4 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)⁸⁶ in Betracht kommen. Danach haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen **Stromspeichern** ein individuelles Netzentgelt anzubieten, unter der Voraussetzung, dass eine Rückverstromung stattfindet.

Ein weiterer Netzentgeltprivilegierungstatbestand ist in § 14a EnWG geregelt. Danach haben die Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen Lieferanten und Letztverbraucher im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von **steuerbaren Verbrauchseinsparrichtungen**, die über einen separaten Zählpunkt verfügen (z.B. Elektro-Speicherheizungen oder Elektrowärmepumpen, über § 14a S. 2 EnWG auch Elektromobile), vereinbart wird.

⁸⁵ Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706 (Nr. 19); Geltung ab 17.05.2019) hat das BMWi eine Anpassung des § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG dahingehend vorgenommen, dass „[a]uf Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist, sind die Sätze 1, 3 und 6 anzuwenden, soweit der erzeugte Wasserstoff oder das erzeugte Gas zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Demnach wäre eine Netzentgeltbefreiung nur noch für solche PtG-Anlagen möglich, die tatsächlich den produzierten Wasserstoff bzw. nach Methanisierung das synthetische Methan zur Rückverstromung nutzen. Auf die Kritik aus den Reihen von Anlagenbetreibern und anderen Stakeholdern reagierte die Bundesregierung und kündigte an, die umstrittene Änderungen wieder zurückzunehmen. Derzeit ist daher von einem Beibehalten des Status quo auszugehen, nachdem auch PtG-Anlagen, die nicht rückverstromen, von den Netzentgelten befreit sind, vgl. <https://www.iwr.de/news.php?id=35957> (zuletzt abgerufen 27.05.2019).

⁸⁶ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

Weitere Privilegierungstatbestände sind § 19 Abs. 2 StromNEV zu entnehmen, der bestimmte Sonderformen der Netznutzung adressiert. Nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV haben Versorgungsnetzbetreiber Letztverbrauchern ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbetrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannungsebene abweicht (**atypische Netznutzung**). Mit einem solchen Verbrauchsprofil trägt der Netznutzer zur Stabilisierung des Stromnetzes und zu dessen Entlastung bei und wird entsprechend bei der Netzentgeltspflicht privilegiert. Die Privilegierung ist jedoch auf eine Entgeltreduzierung von maximal 20 % des veröffentlichten Netzentgelts beschränkt, § 19 Abs. 2 S. 2 a. E. StromNEV.

Einen weiteren Netzentgeltreduzierungstatbestand bietet § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV, der für solche Stromabnehmer ein reduziertes Netzentgelt ermöglicht, die konstant große Strommengen abnehmen und damit einen gut prognostizierbaren Lastverlauf haben (**intensive Netznutzung**). Durch ihr Verbrauchsverhalten leisten diese Abnehmer einen Beitrag zur Netzstabilität. Voraussetzung für das reduzierte Netzentgelt ist, dass die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle (§ 2 Nr. 1 StromNEV) pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht, als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr 10 GWh übersteigt.

4.2.1.3 Netzentgeltgekoppelte Abgaben und Umlagen

Netzentgeltgekoppelte Abgaben und Umlagen entstehen nur bei Netzstrombezug

Die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG für Elektrolyseure greift nicht für die netzentgeltgekoppelten Abgaben und Umlagen

bei Bezug von entsprechend großen Strommengen:

- mögliche Befreiung von der Konzessionsabgabe bei Unterschreitung des Grenzpreises,
 - Reduzierung KWKG-Umlage und Offshore-Umlage bei Vorliegen der Voraussetzungen der Besonderen Ausgleichsregelung
 - Deckelung der § 19 StromNEV-Umlage
-

Die sog. netzentgeltgekoppelten Abgaben und Umlagen sind vom Letztverbraucher bei Netzzugang zum Netzstrombezug grundsätzlich zu entrichten.⁸⁷

Über die **Konzessionsabgabe** i.S.v. § 1 Abs. 2 Konzessionsabgabenverordnung (KAV)⁸⁸ wird das Wegerecht des Energieversorgungsunternehmens finanziert, das dieses von der Gemeinde für die Stromleitungen eingeräumt bekommt. Demnach entsteht die Zahlungspflicht nur, wenn ein Bezug von Netzstrom vorliegt. § 2 Abs. 2 KAV bestimmt die zulässigen Höchstbeträge der Konzessionsabgabe für Tarifkunden (je nach Größe der Gemeinde bis zu 2,39 ct/kWh). Für Sondervertragskunden liegt der Höchstbetrag nach § 2 Abs. 3 KAV bei nur 0,11 ct/kWh, da Sondervertragskunden üblicherweise über Mittel- und Hochspannungsleitungen versorgt werden, für deren Verlegung öffentliche Straßen weniger in Gebrauch genommen werden als für den Bau von Niederspannungsnetzen, über die vor allem Tarifkunden (üblicherweise Kunden in der Grundversorgung) versorgt werden. Der Sondervertrag stellt mittlerweile das übliche vertragliche Verhältnis zwischen Energieversorger und Kunde dar.⁸⁹ Sondervertragskunden können zudem nach § 2 Abs. 4 KAV von der Zahlung der Konzessionsabgabe befreit sein, wenn ihr Durchschnittspreis im Kalenderjahr je Kilowattstunde unter dem Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus der Lieferung von Strom an alle Sondervertragskunden liegt (Grenzpreis, 13,92 ct/kWh im Jahr 2018⁹⁰).

Die **KWKG-Umlage** dient der Finanzierung der durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)⁹¹ vorgesehenen Fördertatbestände für die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), vgl. § 26 Abs. 1 S. 1 KWKG. Analog zu den Regelungen des EEG sehen die §§ 27 ff. KWKG Begrenzungen der KWKG-Umlage vor. Für stromkostenintensive Unternehmen erfolgt nach § 27 KWKG die Begrenzung entsprechend den Regelungen des § 64 EEG 2017 unter Berücksichtigung des § 27 Abs. 1 S. 2

⁸⁷ Der BGH hat die umfassend relevante Frage entschieden, ob eine Befreiung von den Netzzugangsentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG gleichsam zu einer Befreiung von den netzentgeltgekoppelten Abgaben sowie Entgelten für Messstellenbetrieb, die Messungen und Abrechnungen führt. Aufgrund der tatbestandlichen Kopplung dieser Abgaben, erscheint ein Durchgreifen der Befreiungswirkung des Netzentgeltes naheliegend, was bis zur Entscheidung zu erheblicher Rechtsunsicherheit geführt hat. Die Entscheidung des BGH sieht jedoch keine Verknüpfung zwischen der Befreiung vom Netzentgelt einerseits und den gekoppelten Abgaben andererseits vor. Die Vereinnahmung erfolge lediglich anlässlich der Erhebung von Netzentgelten, nicht indes für die Netznutzung, BGH- Beschluss v. 20.06.2017, Az. EnVR24/16.

⁸⁸ Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.

⁸⁹ Danner/Theobald, Energierecht, KAV § 1, Rn. 133.

⁹⁰ Pressemitteilung des Statistischen Bundesamtes, online abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/12/PD19_484_433.html (zuletzt abgerufen am 20.03.2020).

⁹¹ Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

KWKG, wonach die Mindestumlage 0,03 ct/kWh beträgt. Für Stromspeicher (§ 27b KWKG) findet im Wesentlichen entsprechend den Regelungen des EEG 2017 ebenfalls eine Reduzierung der KWKG-Umlage statt.

Die sog. **§ 19 StromNEV-Umlage** dient der Finanzierung der Privilegierung bei stromintensiver oder atypischer Netznutzung. Nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV ist die Umlage bei größeren Verbrauchsmengen der Höhe nach gedeckelt. Sie beträgt demnach für jede an der Abnahmestelle über ein 1 GWh hinausgehende kWh maximal 0,05 ct/kWh. Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten für selbst verbrauchten Strom im vorherigen Geschäftsjahr mehr als 4 % des Umsatzes betrug, ist für jede über 1 GWh hinausgehende kWh höchstens 0,025 ct/kWh zu berechnen.

Die **Offshore-Netzumlage** nach § 17f Abs. 1 S. 2, Abs. 5 S. 1 EnWG dient der Finanzierung der an Betreiber von Offshore-Windparks geleisteten Entschädigungszahlungen und Netzanbindungskosten für Offshore-Windparks.⁹² Gemäß § 17f Abs. 5 S. 2 EnWG sind im Hinblick auf etwaige Ausnahmen und Befreiungen die §§26a bis 28 und 30 KWKG anzuwenden., d.h. es erfolgt eine Begrenzung für stromkostenintensive Unternehmen gem. § 27 KWKG i.V.m. § 64 EEG 2017 für die für die über den Selbstbehalt hinaus gehende Strommenge.

Mit der sog. **Abschaltbare-Lasten-Umlage** nach § 18 Abs. 1 S. 2 Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)⁹³ werden die Zahlungen und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber zum Erwerb abschaltbarer Lasten nach § 13 Abs. 6 S. 1 EnWG i.V.m. AbLaV ausgeglichen. Privilegierungs- und Befreiungstatbestände sind gesetzlich nicht vorgesehen.

⁹² Aufgrund des Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur vom 17.07.2017 BGBl. I S. 2503, 3343 (Nr. 48); zuletzt geändert durch Artikel 14 G. v. 17.12.2018 BGBl. I S. 2549, kam es zum 1. Januar 2019 zu Änderungen bei der Offshore-Haftungsumlage. Die Offshore-Anbindungskosten werden aus den Netzentgelten in die Offshore-Haftungsumlage überführt, sodass letztlich eine Offshore-Netzumlage entstand.

⁹³ Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

4.2.1.4 Stromsteuer

Die Stromsteuer entsteht grds. unabhängig vom Netzstrombezug

Für PtG besonders relevante Privilegierungen:

- die Steuerbefreiung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes nach § 9a StromStG für die Elektrolyse
- die Steuerentlastung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes nach § 9b StromStG für die Stromentnahme zu betrieblichen Zwecken (unklar, ob dies Direct Air Capture mitumfasst)

Ein weiterer Bestandteil des Gesamtstrompreises ist die Stromsteuer nach dem Stromsteuergesetz (StromStG)⁹⁴. Es handelt sich um eine sog. Verbrauchssteuer gem. § 1 Abs. 1 S. 3 StromStG, die auf die entnommene Strommenge zu zahlen ist.

Die Steuer entsteht durch Entnahme des von einem im Steuergebiet ansässigen Versorger an einen Letztverbraucher geleisteten Stroms aus dem Versorgungsnetz, § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 StromStG. Versorger ist gem. § 2 Nr. 1 StromStG derjenige, der Strom (willentlich) leistet. Ein Versorgungsnetz dient der Zuführung von Strom zu einer unbestimmten Anzahl von Verbrauchstellen unabhängig davon, ob die Verbrauchstellen Dritten zuzurechnen sind.⁹⁵ Die Steuer entsteht demnach auch bei Eigenerzeugern mit der Entnahme des Stroms zum Selbstverbrauch im Steuergebiet, § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG.

Die §§ 9 ff. StromStG normieren unterschiedliche **Steuerbefreiungen**, -ermäßigungen oder -entlastungen für bestimmte Fälle, die entweder auf die Verwendung des Stroms oder die Art und Weise des Strombezugs abstellen.

§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG⁹⁶ ist Strom, der in großen Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von **mehr als 2 MW aus erneuerbaren Energieträgern** erzeugt und vom Betreiber der Anlage **am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch** entnommen wird von der Stromsteuer befreit. Eine Steuerbefreiung ist ausgeschlossen, wenn der Strom durch das Netz der allgemeinen Versorgung (legaldefiniert in

⁹⁴ Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299; 2018 I 126) geändert worden ist.

⁹⁵ Milewski in: Möhlenkamp/Milewski, EnergieStG StromStG, 1. Aufl. 2012, § 1 Rd. 6ff.

⁹⁶ Vgl. BR-Drucksache 5/19.

§ 2 Nr. 11 StromStG) durchgeleitet wird. Dies wird durch § 9 Abs. 1a StromStG klargestellt. Der Selbstverbrauch verlangt Personenidentität zwischen dem Betreiber der Anlage und demjenigen, der den Strom entnimmt bzw. verwendet.

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG ist Strom, der **zur Stromerzeugung** aus dem Netz entnommen wird, von der Stromsteuer befreit. Hiermit soll eine Doppelbesteuerung des zur Stromerzeugung eingesetzten Stroms vermieden werden.⁹⁷ Der Bundesfinanzhof legt das Merkmal der Stromerzeugung restriktiv aus und privilegiert keine Anlagen, welche den entnommenen Strom zur Herstellung anderer Energieerzeugnisse nutzen.⁹⁸

Eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 a) und b) StromStG kommt für Strom, der in **kleinen Anlagen (bis 2 MW Nennleistung)** aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird und im räumlichen Zusammenhang entnommen wird, vom Anlagenbetreiber als Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch (a) oder durch einen Letztverbraucher, dem der Strom vom Anlagenbetreiber geleistet wurde (b), in Betracht.

Schließlich ist Strom, der in Anlagen zur vorübergehenden Stromversorgung erzeugt wird (**Notstromanlagen**) von der Steuer befreit, § 9 Abs. 1 Nr. 4 StromStG.

Für **Unternehmen des produzierenden Gewerbes** existieren in den §§ 9a bis 10 StromStG zusätzliche Privilegierungstatbestände. Unternehmen des produzierenden Gewerbes sind nach § 2 Nr. 3 StromStG Unternehmen, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden), D (Verarbeitendes Gewerbe, u.a. **Mineralölverarbeitung**), E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, hier in der Fassung von 2003⁹⁹, zuzuordnen sind.

Nach § 9a Abs. 1 StromStG kann auf Antrag die Steuer für nachweislich versteuerten Strom erlassen, erstattet oder vergütet werden, der von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes entnommen wird. Die Befreiung kommt dabei nur für solchen Strom in Betracht, der für die Elektrolyse (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG), die Herstellung und Verarbeitung bestimmter Produkte (§ 9a Abs. 1 Nr. 2), die Herstellung von Verarbeitung von Metallprodukten (§ 9a Abs. 1 Nr. 3) oder chemische Reduktionsverfahren (§ 9a Abs. 1 Nr. 4) entnommen wurde. Hinsicht Nr. 1 (**Elektrolyse**)

⁹⁷ Rodi in: Schneider/Theobald, EnWR, § 22 Rn. 106.

⁹⁸ BFH, Urteil v. 09.09.2011, VII R 75/10.

⁹⁹ Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2003.

ist nur die Strommenge entlastungsfähig, die unmittelbar in die Elektrolyse einfließt, also tatsächlich durch die Elektroden geleitet wird.¹⁰⁰

Nach § 9b Abs. 1 StromStG können Strommengen von der Stromsteuer befreit werden, die ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder ein Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft **für betriebliche Zwecke** entnommen hat, wenn nicht bereits eine Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 StromStG gegeben ist. Entlastungsfähig sind dabei grundsätzlich alle Stromentnahmen des Unternehmens, unabhängig davon für welche Tätigkeiten diese entnommen wurden.¹⁰¹ Maßgeblich ist, dass es sich um betriebliche Zwecke, also Hilfs- oder Nebentätigkeiten handelt. Der § 9b Abs. 1 StromStG ist insoweit systematisch von §9a StromStG abzugrenzen, der Stromsteuerbefreiungen für Haupttätigkeiten regelt. Für die Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft und mechanischer Energie mittels Stroms kommt die Entlastung nur in Betracht, wenn die genannten Erzeugnisse nachweislich von dem Unternehmen selbst genutzt worden sind. Ausweislich des § 9b Abs. 2 StromStG beträgt die Steuerentlastung 5,13 €/MWh.¹⁰² Im Vergleich zum allgemeinen Steuertarif i.H.v. 20,50 €/MWh beträgt die Entlastung daher annähernd 75 %.

Eine anteilige Entlastung von der Stromsteuer sieht § 10 StromStG in besonderen Fällen für Unternehmen des produzierenden Gewerbes vor (sog. **Spitzenausgleich**). Die Entlastung setzt voraus, dass der versteuerte Strom zu betrieblichen Zwecken entnommen wurde und die Steuerlast in einem Kalenderjahr 1.000,00 € übersteigt, § 10 Abs. 1 StromStG. Wie auch bei der Steuerentlastung von Unternehmen nach § 9b Abs. 1 StromStG entsteht eine Steuerentlastung nur, wenn bei der Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft und mechanischer Energie mittels Strom die genannten Erzeugnisse nachweislich von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes genutzt worden sind. Die Entlastung beträgt zunächst für ein Kalenderjahr 90 % der Steuer.

¹⁰⁰ *Möhlenkamp in: Möhlenkamp/Milewski, EnergieStG StromStG, 1. Aufl. 2012, § 9a, Rn. 6.*

¹⁰¹ *Möhlenkamp in: Möhlenkamp/Milewski, EnergieStG StromStG, 1. Aufl. 2012, § 9b, Rn. 2.*

¹⁰² Die Steuer erst dann erstattet, wenn der Entlastungsbetrag 250 € im Kalenderjahr übersteigt (Verhinderung von Steuerentlastungen über Kleinstbeträge).

4.2.2 Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft

Neben der Frage der unterschiedlichen Privilegierungen bei den Stromnebenkosten ist der Strombezug (Netzstrom oder Direktleitung) entscheidend für die Frage, ob die „grüne“, nämlich dekarbonisierende Eigenschaft des EE-Stroms an andere Sektoren (Verkehr, Wärme, Industrie) weitergegeben werden kann.¹⁰³

Im Energiewirtschaftsrecht besteht die Besonderheit, dass der Stromhandel losgelöst von der physikalischen Ein- und Ausspeisung bzw. dem Stromtransport zu betrachten ist. Die gehandelte Strommenge entspricht also physikalisch nicht der Strommenge, die tatsächlich geliefert wird.¹⁰⁴ Mit der Einspeisung in das Stromnetz wird der gehandelte Strom physikalisch untrennbar mit anderen gehandelten Strommengen vermischt. Wird also „grüner“ EE-Strom ins Netz eingespeist, färbt er sich dort „grau“ und spiegelt in seiner Zusammensetzung den Strommix des Netzes der allgemeinen Versorgung wider. Dies hat zur Folge, dass – zumindest aus heutiger Sicht - dem Verbraucher **bei Netznutzung** tatsächlich auch nur **„grauer“ Strom** geliefert wird, selbst wenn der Energieversorger nur EE-Strom produziert oder vermarktet. Zwar wird der EE-Strom zunächst in einem eigenen Bilanzkreis verbucht, § 20 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EEG 2017, § 11 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)¹⁰⁵. An der Börse wird der Strom aus erneuerbaren Energien jedoch nicht separat gehandelt, sodass es dort zu einer Vermischung kommt und die Eigenschaft des Stroms nicht mehr abgrenzbar ist.

Mithilfe von Herkunftsnachweisen kann der „graue“ Strom auf der Rechnung zwar „grün“ gefärbt werden, § 42 EnWG. Die aktuell verfügbare Kennzeichnung unter Verwendung von Herkunftsnachweisen nach den §§ 78 ff. EEG 2017 lässt jedoch die Nutzung der „grünen“ Eigenschaft des Stromes aus erneuerbaren Energien für den Verbraucher abseits von Kennzeichnungs- und Vermarktungszwecken etwa im Sinne einer Dekarbonisierung und Anrechnung auf Erneuerbare Energien-Ziele nicht zu. Das Herkunftsnachweissystem beruht auf der RED I und erlaubt es den Mitgliedstaaten nicht, Herkunftsnachweise zum Erreichen ihrer verbindlichen Quoten für die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu verwenden.²⁶ Herkunftsnachweise haben lediglich die Funktion, nachzuweisen, dass eine be-

¹⁰³ Unter Weitergabe wird z.B. die Nutzung in Hinblick auf Quotenverpflichtungen im Verkehrsbereich aber auch im Wärmebereich verstanden.

¹⁰⁴ Das reibungslose Zusammenwirken von rechtlicher und physikalischer Stromlieferung ist Aufgabe der Netzbetreiber und wird durch die Bilanzierung gewährleistet. Damit bilanziert werden kann gibt es Regelzonen und Bilanzkreise, nämlich virtuelle Strommengenkonten.

¹⁰⁵ Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

stimmte Strommenge aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, nicht aber, dass die physikalisch gelieferte Strommenge aus erneuerbaren Energien stammt.²⁷ Im Ergebnis ist also der Bezug eines Grünstromprodukts, das zu 100 % mit Herkunftsnachweisen hinterlegt ist, energiewirtschaftsrechtlich nicht anders zu behandeln als Graustrombezug.

Es bleibt daher festzuhalten, dass grundsätzlich nur der direkte physikalische Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien ohne Netznutzung als „grüner“ Strom behandelt und die dekarbonisierende Eigenschaft des Stroms an andere Sektoren weitergegeben werden kann. Wird für die Elektrolyse dagegen Strom aus dem öffentlichen Stromnetz eingesetzt, hat dieser physikalisch die im Netz zum Zeitpunkt der Entnahme vorhandene Qualität (Strommix).

Bei Netzstrombezug fehlt bisher die Möglichkeit der bilanziellen Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft, auch wenn das Netz zum entsprechenden Zeitpunkt ausschließlich mit erneuerbaren Energien gespeist wird (Überschussstrom).¹⁰⁶ Es gibt jedoch erste Ansätze in der Rechtsordnung, sich von den engen Voraussetzungen des Erfordernisses des direkten EE-Strombezugs für die Anerkennung der „grünen“/dekarbonisierenden Eigenschaft zu lösen.¹⁰⁷

4.2.3 Zusammenfassung: Stromnebenkosten und Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft bei Elektrolyse nach Strombezugsoption

Die nachfolgenden Tabellen geben einen Überblick über die für das Projekt KEROSyN100 relevanten Strom(neben)kosten sowie die Nutzungsmöglichkeit der grünen Eigenschaft. Es werden folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- Strombezug des Elektrolyseurs über 1 GWh
- Betreiber ist ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes, das unter Anlage 4 EEG fällt
- Der Standort liegt im Netzausbaubereich

¹⁰⁶ Abweichend von diesem System könnte im Rahmen einer Grünstrombilanzierung auch bei Netzbezug grüner Strom bilanziell entnommen werden, vgl. IKEM (2018): Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich.

¹⁰⁷ Nach § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 37. BImSchV kann aus Wasserelektrolyse hergestellter Wasserstoff trotz Graustrombezugs zur Erfüllung der Kraftstoffquotenverpflichtungen genutzt werden darf, vgl. dazu Abschnitt 6.1.1.

Tabelle 1: Netzstrombezug des Elektrolyseurs

Netzentgelte und daran gekoppelte Abgaben und Umlagen	Stromsteuer	EEG-Umlage	Weitergabe der grünen Eigenschaft
fallen grds. an	fällt grundsätzlich an	grds. 100 %	grds. nein
Privilegierungen bei Netzentgelten: <ul style="list-style-type: none"> • Hier: befristete Netzentgeltbefreiung für Power-to-Gas-Anlagen, § 118 Abs. 6 S. 1, 7 EnWG • oder: Sonderformen der Netznutzung, § 19 Abs. 2 StromNEV 	Hier: Steuererlass für Unternehmen des produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse nach § 9a StromStG	Hier: Reduzierung nach § 64 EEG 2017 (Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen) auf 20 %	ggf. Anrechnung auf THG-Minderungsquote für Straßenverkehr nach § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 1 37. BImSchV
Privilegierungen bei netzentgeltgekoppelten Abgaben und Umlagen: <ul style="list-style-type: none"> • Deckelung der Konzessionsabgabe, § 2 Abs. 2 • Verringerung KWKG-Umlage nach § 27 KWKG, § 64 EEG 2017 • Deckelung der Offshore-Umlage, § 17f Abs. 5 S. 2-3 EnWG • Deckelung der StromNEV-Umlage, § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV 			

Tabelle 2: Direktstrombezug (inkl. Eigenversorgung) des Elektrolyseurs

Netzentgelte und daran gekoppelte Abgaben und Umlagen	Stromsteuer	EEG-Umlage	Weitergabe der grünen Eigenschaft
keine	fällt grundsätzlich an	grds. 100 % bei Direktleitung	ja
	Hier: Steuererlass für Unternehmen des produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse nach § 9a StromStG	Hier Reduzierung nach § 64 EEG 2017 (Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen) auf 20 % Reduzierung nach §§ 61a, b EEG 2017 bei Eigenversorgung auf 0-40 % (aber: Reduzierung nach § 64 EEG 2017 greift auch)	

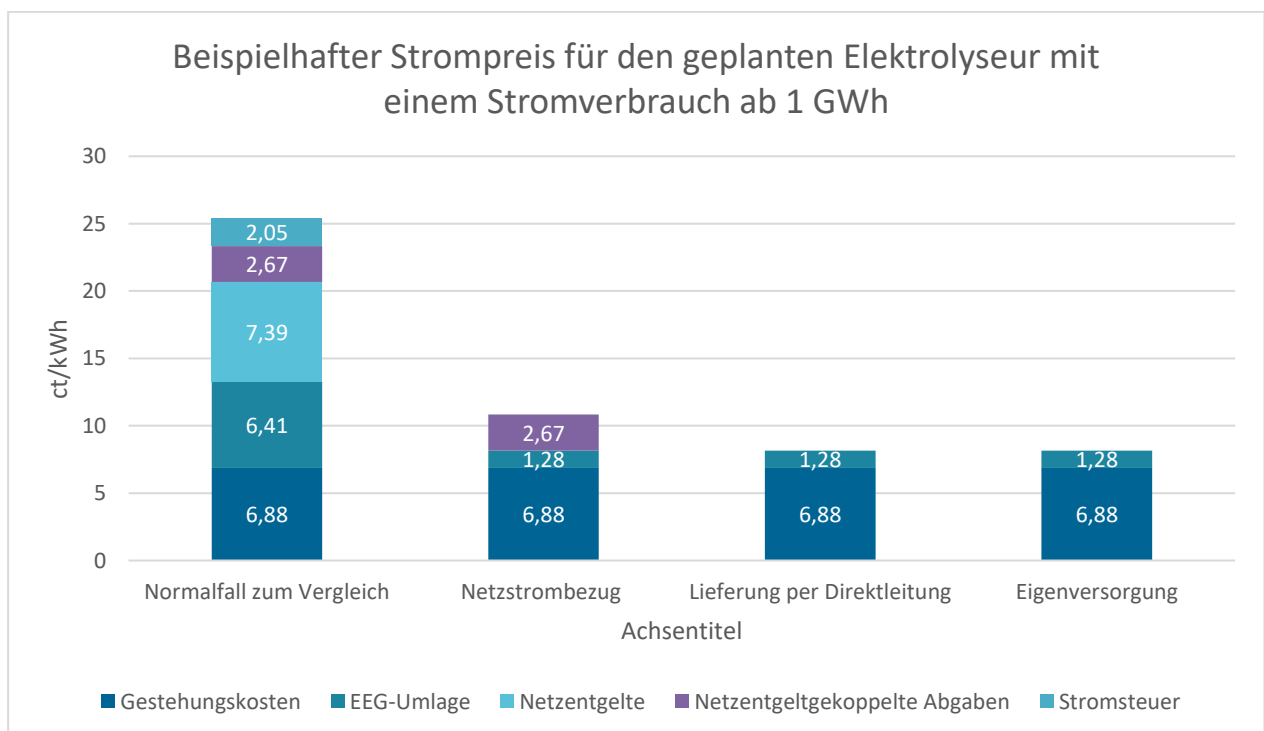


Abbildung 7: Vergleich Strompreise nach Strombezugsoptionen

Quelle: eigene Darstellung nach BDEW Strompreisanalyse Januar 2019

5 Rechtsrahmen für die Methanolsynthese

Bei der Produktion von synthetischem Kerosin wird zusätzlich zum Ausgangsstoff Wasserstoff (H₂) Kohlendioxid (CO₂) benötigt. Zudem erfordert die Produktion Prozesswärme. Dies wirft mit Blick auf die Einordnung des Produkts in den Begriffskanon der Kraftstoffe, sowie mit Blick auf die Anrechenbarkeit auf bestehende Treibhausgasminderungsinstrumente, Fragen zur regulatorischen Unterscheidung hinsichtlich des Ursprungs des CO₂ sowie der Prozesswärme auf.

5.1 CO₂-Bezugsoptionen

Unterscheidung nicht erneuerbare und erneuerbare CO₂-Quellen

Erneuerbare Quelle: Biomasse, ggf. auch CO₂ aus Atmosphäre

Nicht erneuerbare Quelle: fossile Quellen, unvermeidbar und unbeabsichtigt anfallende Abfälle/Abgase aus Industrieprozessen

Es kann zunächst davon ausgegangen werden, dass CO₂ zur Produktion des synthetischen Kraftstoffs seinem Ursprung nach in zwei Kategorien unterteilt werden kann. Dies ist CO₂ aus nicht erneuerbaren Quellen und CO₂ aus erneuerbaren Quellen.¹⁰⁸ Zu den **nicht erneuerbaren CO₂-Quellen** zählen neben den üblichen fossilen Quellen auch Punktquellen in Form von industriellen Abfällen und Abgasen, die im Rahmen von Produktionsprozessen nicht vermieden werden können und unbeabsichtigt anfallen, vgl. Art. 2 Nr. 35 RED II.¹⁰⁹ Beispiel für solch eine Punktquelle wäre die Nutzung von Rauchgas aus einer Zementfabrik. Die Verfahren zum Abscheiden und Verwerten dieser Abfälle und Abgase werden dem *Carbon Capture Utilization* (CCU) bzw. *Recycling* (CCR) zugeordnet. Anders als beim *Carbon Capture and Storage* (CCS), bei dem das abgeschiedene CO₂ anschließend gespeichert wird, soll das Kohlendioxid im Rahmen von CCU und CCR (wieder-)verwertet werden.¹¹⁰ Für den Prozess des CCU bzw.

¹⁰⁸Von Kohlenstoff aus erneuerbaren Quellen im Sinne der RL 2009/28/EG spricht auch § 3 Nr. 10c EnWG.

¹⁰⁹ Insoweit kann auch von nicht dekarbonisierbaren Quellen gesprochen, die zwangsläufig im Prozess anfallen und bei denen eine sonstige stoffliche Verwertung nicht möglich ist. Zur stofflichen Verwertung Art. 4 RL 2008/98/EG.

¹¹⁰ Siehe zum Rechtsrahmen des CCS auch das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1726), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist.

CCR besteht bisher kein spezieller Rechtsrahmen. Hinsichtlich technischer und sonstiger Anforderungen gelten die allgemeinen Vorschriften, insbesondere das Immissionschutzrecht.

Eine **erneuerbare CO₂-Quelle** ist Biomasse. Bei der Verarbeitung von Biomasse wird zunächst nicht mehr CO₂ emittiert, als zuvor aus der Atmosphäre aufgenommen wurde. Fraglich ist, ob auch andere erneuerbare CO₂-Quellen bestehen. Unklar erscheint dies insbesondere mit Blick auf CO₂, welches direkt der Umgebungsluft entnommen wird, sog. *direct air capture*. So könnte man unter Verweis auf die nicht eindeutig bekannte Herkunft des CO₂ in der Atmosphäre – dieses könnte auch aus der Verbrennung fossiler Stoffe stammen – die Erneuerbarkeit dieser Quelle ablehnen. Demgegenüber hat die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre einen unmittelbar Treibhausgas mindernden Effekt. Ausgehend vom umweltpolitischen Zweck erscheint die Einordnung von CO₂ aus der Atmosphäre als erneuerbar daher zweckmäßig.¹¹¹

5.2 Auswirkungen auf die Anrechenbarkeit

Ausgehend von der Unterteilung in erneuerbare und nicht erneuerbare CO₂-Quellen sollen im Folgenden Auswirkungen der unterschiedlichen Herkunftsquellen auf die Treibhausgasminderungsinstrumente dargestellt werden.

5.2.1 Erneuerbare-Energien-Quote

EE-Quote unterscheidet nicht zwischen Herkunft des Kohlenstoffs

Unterscheidung aber bei Kraftstoffarten und deren Anrechenbarkeit relevant

Für die Anrechenbarkeit des synthetischen Kerosins auf die Mindestquote an erneuerbaren Energien im Bruttoendenergieverbrauch auf europäischer sowie nationaler Ebene ist die Herkunft des CO₂ als Bestandteil von erneuerbaren Kraftstoffprodukten zunächst nicht relevant.¹¹² Die Herkunft des CO₂ wird jedoch bei den unterschiedlichen Kraftstoffbegriffen der RED II und damit bei der EE-Quote im Verkehrssektor relevant.

¹¹¹ So auch *Lietz (2017)*: Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung, S. 237 f.

¹¹² Zu den europäischen und nationalen Quoten Art. 3 Abs. 1, Abs. 4 RL 2009/28/EG.

5.2.1.1 Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs

Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs: Energiegehalt muss aus erneuerbaren Quellen stammen

Energiegehalt eines Kohlenstoffgemisches liegt aber im Wasserstoff

Herkunft der Kohlenstoffquelle demnach nicht relevant für Einordnung als erneuerbarer Kraftstoff

KEROSyN100: synthetisches Kerosin kann sowohl mit erneuerbaren CO₂-Quellen als auch nicht erneuerbaren CO₂-Quellen hergestellt werden, wenn der Energiegehalt auf erneuerbaren Quellen beruht

Kohlenstoff aus nicht erneuerbaren Quellen kann in der Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs eingesetzt werden. Diese Kraftstoffe zeichnen sich durch den Einsatz von erneuerbaren Energien, außer Biomasse, bei der Produktion aus. Die Kraftstoffe werden im europäischen und nationalen Recht teilweise unterschiedlich definiert. In § 2 Abs. 6 Nr. 2 bzw. Nr. 3 38. BImSchV ist von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs¹¹³ bzw. Kraftstoffen, die unter Einsatz von CO₂-Abscheidung oder CO₂-Verwendung sowie dem Einsatz von erneuerbaren Energien hergestellt wurden, die Rede. Demgegenüber spricht die RED II zusammengefasst von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs als Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen, deren **Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen** mit Ausnahme von Biomasse stammt, vgl. Art. 2 Nr. 36 RED II.¹¹⁴ Zu diesen Kraftstoffen gehört gemäß Anhang III der Richtlinie (zumindest) synthetischer Diesel als Kohlenwasserstoffgemisch.¹¹⁵ Gemäß der Legaldefinition in der RED II muss lediglich der Energiegehalt des erneuerbaren Kraftstoffs aus erneuerbaren Quellen stammen. Der Energiegehalt eines Kohlenwasserstoffgemisches liegt jedoch im Wasserstoff, sodass nach diesem Verständnis die Kohlenstoffquelle nicht erneuerbar sein muss. Die Abgrenzung zwischen erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs und den wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen

¹¹³ Gemäß dem Verweis auf Anlage 1 Buchstabe a und b der 37. BImSchV meint dies lediglich synthetisches Methan nach dem Sabatier-Prozess und Wasserstoff, aus der ausschließlich mit Strom aus erneuerbarer Energie befeuerten Elektrolyse, in der Brennstoffzelle.

¹¹⁴ Zu beachten ist hierbei auch die Abgrenzung zu den sog. wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen, die keine erneuerbaren Kraftstoffe darstellen, vgl. Art. 2 Nr. 35 RL 2018/2001/EU.

¹¹⁵ Anhang III RL 2018/2001/EU listet nicht abschließend Standardwerte des Energiegehalts von erneuerbaren Brennstoffen auf, die aus verschiedenen erneuerbaren Quellen produziert werden können, darunter auch Biomasse.

erfolgt nach dieser Ansicht nicht durch die Unterscheidung der Kohlenstoffquelle, sondern anhand der im Energiegehalt eingesetzten erneuerbaren Energie. Dem folgend ist die Herkunft des Kohlenstoffs für die Einordnung als erneuerbarer Kraftstoff und dessen Anrechenbarkeit auf die EE-Quote im Verkehrssektor nicht maßgeblich.

5.2.1.2 Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe

Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe: Kohlenstoffquelle aus Abfällen/Abgasen (z.B. Rauchgas aus der Raffinerie oder dem Zementwerk), die unbeabsichtigt und zwangsläufig in Industrieprozessen anfallen

Keine erneuerbaren Kraftstoffe

Anrechenbarkeit nur bei entsprechender Regelung im Mitgliedstaat

Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe werden definiert als Kraftstoff, der aus Abfallströmen sowie Gas nicht erneuerbaren Ursprungs, die zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen, hergestellt werden, vgl. Art. 2 Nr. 35 RED II. Damit handelt es sich hierbei ausschließlich um Kraftstoffe, die unter **Verwendung von nicht-erneuerbaren CO₂-Quellen**, produziert werden.

Diese Kraftstoffe zählen ausdrücklich nicht zu den erneuerbaren Kraftstoffen.¹¹⁶ Eine Anrechnung dieser Kraftstoffe auf die Mindestquote für erneuerbare Energien im Verkehrssektor ist nach der RED II nur vorgesehen, wenn dies die Mitgliedsstaaten bestimmen, vgl. Art. 27 Abs. 1 lit. b) RED II. Im Rahmen der derzeit geltenden RED I ist eine Anrechnung ausgeschlossen, da die wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffe keine Kraftstoffe aus erneuerbaren Energiequellen sind.¹¹⁷

¹¹⁶ Dies ergibt sich u.a. aus dem Wortlaut des Art. 27 Abs. 1 lit. b) RL 2018/2001/EU. Dort werden diese Kraftstoffe als Zusatz zu den erneuerbaren Kraftstoffen aufgezählt.

¹¹⁷ Der Begriff der wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffe taucht in der RED I auch nicht auf.

5.2.2 Treibhausgasminderungsquote

Die Treibhausgasminderungsquote unterscheidet bei der Kohlenstoffquelle nicht nach der Herkunft

Carbon Capture Verfahren können aber bei Berechnung der Quote als Subtrahend angeführt werden

Durch Wiederverwertung von CO₂ kann niedrigere THG-Emission erreicht werden

Hinsichtlich der Treibhausgasminderungsquote kann die Herkunft des Kohlenstoffs von Bedeutung sein. Dabei kann zunächst festgehalten werden, dass grundsätzlich eine Unterscheidung bezüglich der Kohlenstoffquelle regulatorisch nicht unmittelbar stattfindet. Die verbindliche Treibhausgasminderungsquote geht von einer Betrachtung der Lebenszyklustreibhausgasemission aus, vgl. Art. 7a Abs. 2 FQD.¹¹⁸ Demnach wird bei der Berechnung der Treibhausgasemission die Gesamtemission, bestehend aus den Emissionen während aller relevanten Phasen von der Gewinnung, dem Anbau, einschließlich Landnutzungsänderungen, dem Transport und dem Vertrieb bis zur Verarbeitung und Verbrennung summiert berücksichtigt (Lebenszyklus).¹¹⁹ Die Verwendung von **Kohlenstoff**, der **aus der Atmosphäre** oder durch CCU gewonnen wird, **kann hierbei in Abzug angeführt werden**.¹²⁰ Ausdrücklich gibt die Methodologie zur Berechnung der Emission von Biokraftstoffen die Gesamtemission als Summe der Addition der angefallenen Einzelemissionen, abzüglich spezieller Emissionsreduzierungen an.¹²¹ Die Formel lautet $E = eec + el + ep + etd + eu - esca - eccs - eccr - eee$.

¹¹⁸ Auf die Änderung der Richtlinie wird hingewiesen: RL 2009/30/EG zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe und die Einführung eines Systems zur Überwachung und Verringerung der Treibhausgasemissionen sowie zur Änderung der Richtlinie 1999/32/EG des Rates im Hinblick auf die Spezifikationen für von Binnenschiffen gebrauchte Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 93/12/EWG.

¹¹⁹ Zur Definition der Lebenszyklustreibhausgasemission, Art. 2 Nr. 6 RL 98/70/EG.

¹²⁰ Die Berechnung der Gesamtemission erfolgt gemäß § 7a Abs. 3 i.V.m. § 7d RL 98/70/EG, der auf den Anhang IV C. verweist.

¹²¹ Anhang IV C. RL 98/70/EG.

E	=	Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs
e_{ec}	=	Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe
e_i	=	auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen
e_p	=	Emissionen bei der Verarbeitung
e_{td}	=	Emissionen bei Transport und Vertrieb
e_u	=	Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs
e_{sca}	=	Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken
e_{ccs}	=	Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO ₂
e_{ccr}	=	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO ₂

Mit dem Subtrahenden *eccr* können Emissionseinsparungen durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid angerechnet werden. Demnach kann sich die Verwendung von recyceltem Kohlendioxid hinsichtlich der zu erreichenden Treibhausgasminderungsquote förderlich auswirken. Für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs und wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe gilt eine hiervon abweichende Berechnungsformel.¹²² Grundsätzlich können auch in dieser Emissionsreduktionen berücksichtigt werden. Da im Rahmen der Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Biokraftstoffen die Emissionen bei Anbau, Landnutzung, Abbau und weiteren Schritten bei der Biomasse mitberücksichtigt werden müssen, kann sich die Verwendung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs durchaus als effizienter in Hinsicht auf die Treibhausgaseinsparungen darstellen. Die Treibhausgasminderungsquote kann hiermit gegebenenfalls effizienter erreicht werden. Eine darüberhinausgehende regulatorische Unterscheidung, die etwa eine Anrechenbarkeit auf die Quote insgesamt in Frage stellt, besteht jedoch nicht. Lediglich in der RED II findet sich eine zusätzliche regulatorische Unterscheidung. Demnach müssen die Treibhausgaseinsparungen von Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs ab dem Jahr 2021 bei 70 % liegen, vgl. Art. 25 Abs. 2 UAbs. 1 RED II. Für Biokraftstoffe gilt ab demselben Jahr eine reine Treibhauseinsparung von 65 %, vgl. Art. 29 Abs. 10 UAbs. 1 lit. c) RED II.

¹²² Zur Berechnungsformel verweist § 7 Abs. 3, Abs. 5 RL 98/70/EG auf einen weiteren Rechtsakt. Die RL 2015/652/EU sieht nach Art. 3 Abs. 1 eine Berechnung unter Berücksichtigung sogenannter Upstream-Emissions-Reduktionen vor. Dies meint sämtliche Emissionen, die entstanden sind, bevor der Rohstoff in eine Raffinerie oder Verarbeitungsanlage gelangte, in der der Kraftstoff hergestellt wurde, vgl. Art. 2 Nr. 1 RL 2015/652/EU.

5.2.3 Emissionshandel

Keine Unterscheidung zwischen erneuerbarem und nicht-erneuerbarem CO₂ in EH-RL

Positive Berücksichtigung von CCU in EH-RL nach Entscheidung des EuGHs

CCS positiv anrechenbar gemäß EH-RL

Eine Unterscheidung zwischen Kohlenstoff aus erneuerbaren und nicht erneuerbaren Quellen ist im Emissionshandel grundsätzlich nicht relevant. Die EH-RL knüpft unterschiedslos an Tätigkeiten an, bei denen Kohlenstoffäquivalente emittiert werden. Sie unterscheidet jedoch zwischen den Einsatzstoffen in diesen Tätigkeiten. So wird grundsätzlich für den Einsatz von Biomasse in Anlagen und Luftfahrzeugen, die unter die EH-RL fallen, ein Emissionsfaktor von 0 angesetzt.

Zudem erfolgte im Emissionshandel bisher ausdrücklich keine besondere Berücksichtigung von CCU-Verfahren. Die Wiederverwendung von Kohlendioxid wirkte sich auf die Pflichten des Anlagenbetreibers unter der EH-RL nicht aus. Diese knüpft grundsätzlich an Tätigkeiten an, bei denen regelmäßig CO₂ emittiert wird. So werden beispielsweise auch bei der Emissionsüberwachung durch Messung CO₂-Mengen berücksichtigt, die zwischen Anlagen weitergeleitet werden, vgl. Art. 21 Abs. 1 UAbs. 4 MVO I¹²³. Lediglich solche CO₂-Mengen, die zu einer Abscheidung und dauerhaften geologischen Speicherung vorgesehen sind, konnten positiv berücksichtigt werden, vgl. Art. 49 MVO I. In Abweichung hierzu hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 19. Januar 2017 auch die positive Berücksichtigung von CCU-Verfahren im Rahmen des Emissionshandels festgestellt.¹²⁴ Demnach kommt es für die Anwendbarkeit der EH-RL und damit für die Notwendigkeit von Zertifikaten auf die tatsächliche Möglichkeit einer anfallenden Emission an. Werden aus technischen oder systemischen Gründen Emissionen in der Anlage tatsächlich nicht freigesetzt, so ist die damit eingesparte CO₂-Menge nicht emissionshandelspflichtig. Der Einsatz von CCU-Verfahren in der Kraftstoffherstellung hat damit positive Auswirkungen auf die Emissionshandelspflicht der Anlage.

¹²³ Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission vom 21. Juni 2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

¹²⁴ EuGH, Urteil vom 19.01.2017, C-460/15.

5.2.4 Flottenemissionsgrenze

Die Flottenemissionsgrenze, die darauf abzielt, bis zum Jahr 2020 ein langfristiges Ziel von 95 g CO₂/km für alle Personenkraftfahrzeuge zu erreichen, unterscheidet nicht zwischen erneuerbaren und nicht erneuerbaren Kohlenstoffquellen. Relevante regulatorische Unterschiede können hier nicht identifiziert werden.

5.3 Prozesswärme

Einige Teile des oben skizzierten Verfahrens zur Herstellung von synthetischem Kerosin über den Pfad der Methanolsynthese erfolgen endotherm. Sie benötigen also die Zufuhr von Wärme. Prozesswärme in Raffinerieverfahren wird zumeist aus konventionellen Energieträgern, vornehmlich aus Erdgas, bereitgestellt. Abweichend hiervon wäre auch der Einsatz von grünem Wasserstoff oder anderer erneuerbarer Energiequellen zur Erzeugung der Prozesswärme möglich. Relevant sind hier insbesondere die Substitution von Erdgas durch Biomasse-Brennstoffe sowie der direkte Einsatz von Strom durch Elektroerhitzer. Es ist jedoch fraglich, ob und inwieweit der Ursprung der Prozesswärme aus konventionellen bzw. erneuerbaren Energiequellen Auswirkungen auf die Anrechenbarkeit der oben beschriebenen Treibhausgasminderungsinstrumente hat.

5.4 Auswirkungen auf die Anrechenbarkeit

Im Folgenden werden die Auswirkungen der Prozesswärme auf die verschiedenen Treibhausgasminderungsinstrumente dargestellt. Dabei wird innerhalb der jeweiligen Unterabschnitte – soweit einschlägig – nochmals zwischen den Einsatzstoffen, namentlich Wasserstoff, Biomasse-Brennstoffe und Elektrizität, unterschieden.

5.4.1 Erneuerbare-Energien-Quote

Auswirkungen auf die Erneuerbare-Energien-Quote sind hinsichtlich der Prozesswärme nicht ersichtlich. Eine eigene Quote für die Industrie besteht nicht. Zudem ist auch keine besondere Berücksichtigung im Rahmen der EE-Quote für den Verkehrssektor erkennbar. Die bei der Berechnung dieser Quote zu berücksichtigenden Kraftstoffen unterliegen keinen Vorgaben über die im Herstellungsverfahren eingesetzte Prozesswärme. Insoweit ist zwischen Rohstoffen zur Herstellung und der Prozessenergie zu unterscheiden. Anforderungen an die Prozessenergie stellen die Kraftstoffdefinition nach der RED II nicht, sodass der Ursprung der Prozesswärme keine Auswirkungen auf die Anrechenbarkeit bei der Erneuerbare-Energien-Quote hat.

5.4.2 Treibhausgasminderungsquote

Berechnung zur THG-Minderungsquote für Biokraftstoffe zählt Emissionen der Verarbeitung auf

Emissionen der Verarbeitung umfassen auch im Prozess auftretende Emissionen

FQD unterscheidet bei Standardwerten zwischen verschiedenen Prozessbrennstoffen

Einsatz von Biomasse-Brennstoffe und Wasserstoff ist bei Prozessemissionen zu berücksichtigen

Elektrizität kann positiven Beitrag leisten, wenn tatsächlich verringerte Emissionen anfallen

Grundsätzlich adressiert die Treibhausgasminderungsquote die sog. **Lebenszyklustreibhausgasemissionen**. Dies umfasst ausdrücklich auch in der Verarbeitung anfallende Emissionen. So sieht auch die Berechnungsformel zur Treibhausgasminderungsquote von Biokraftstoffen eine Variable für Prozessemissionen vor.¹²⁵ Der eingesetzte **Prozessbrennstoff und die bei der Bereitstellung der Prozesswärme anfallenden Emissionen sind demnach zu berücksichtigen**. Hiervon geht auch die FQD bei der Berechnung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen aus. So wird auch im Anhang IV FQD bei typischen Werten zur Minderung von Treibhausgasemissionen durch Biokraftstoffe zwischen den Prozessbrennstoffen unterschieden. Exemplarisch sei hier Stroh – und damit Biomasse – als Prozessbrennstoff mit höherer Treibhausgasminderung als Erdgas als Prozessbrennstoff zu nennen. Ein typischer Wert für erneuerbaren Wasserstoff als Prozessbrennstoff fehlt zwar. Nichtsdestotrotz ist im Rahmen der Lebenszyklustreibhausgasemissionen die gegenüber dem Einsatz von Erdgas reduzierte Treibhausgasemission beim Einsatz von Wasserstoff zu berücksichtigen. Demnach wirken sich sowohl der Einsatz von Biomasse-Brennstoffe als auch Wasserstoff positiv auf die Treibhausgasminderungsquote aus. Nach demselben Schema kann auch der Einsatz von Elektrizität positiv wirken, wenn tatsächlich Emissionen eingespart wurden. Dies wird jedoch nur beim Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien der Fall sein.

¹²⁵ Siehe zur Formel Abschnitt 5.2.2.

5.4.3 Emissionshandel

Die Unterscheidung zwischen Prozesswärme aus konventionellen bzw. erneuerbaren Energiequellen hat je nach Einsatzstoff erhebliche regulatorische Auswirkungen im Rahmen des Emissionshandels.

Der Einsatz von Biomasse wird im Emissionshandel privilegiert. So können Emissionshandelspflichtige beim Einsatz von Biomasse den Emissionsfaktor 0 anwenden. Trotz tatsächlich anfallender Emissionen werden damit Nullemissionen fingiert, vgl. Abschnitt 3.1.5. Demgegenüber fehlt eine besondere Privilegierung von Wasserstoff in der EH-RL. Eine entsprechende Anwendung der Biomasse-Privilegierung scheidet mangels Übertragbarkeit dieser Ausnahmegvorschrift aus. Wird im Rahmen einer Verbrennungstätigkeit im Sinne des Anhang I EH-RL Wasserstoff als Brennstoff eingesetzt, sind demnach eine entsprechende Emissionsgenehmigung sowie der Einsatz von Zertifikaten notwendig. Abweichend hiervon könnte mit Blick auf den Zweck der EH-RL – die Emission von Treibhausgasen und insbesondere Kohlenstoffdioxid zu reduzieren – angenommen werden. Tatsächlich fallen beim Einsatz von Wasserstoff solche Emissionen nicht an, sodass eine unterschiedslose Anwendung der EH-RL zweckwidrig erscheint. Diese Ansicht wird auch durch die Entscheidung des EuGHs vom 19.01.2017 unterstützt,¹²⁶ in welcher er auf den tatsächlichen Ausstoß von CO₂ abstellt. Dem folgend wäre auch der Einsatz von Wasserstoff bei der Bereitstellung der Prozesswärme im Emissionshandel positiv zu berücksichtigen. Mangels einer ausdrücklichen Regelung zur Privilegierung und entsprechender Rechtsprechung hierzu, besteht jedoch diesbezüglich Rechtsunsicherheit. Wird anstelle von fossilen Brennstoffen die notwendige Prozesswärme durch Elektroerhitzer und folglich durch Elektrizität bereitgestellt, so ist dies im Emissionshandel positiv zu berücksichtigen. Mangels einer Verbrennungstätigkeit unterliegt die elektrisch erzeugte Prozesswärme nicht dem Emissionshandel. Die sonst beim Einsatz von fossilen Brennstoffen anfallenden Emissionen und notwendigen Zertifikate entfallen demnach. Abschließend sind damit sowohl der Einsatz von Biomasse-Brennstoffen als auch Elektrizität für die Prozesswärme im Emissionshandel positiv zu berücksichtigen. Hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff besteht weiterhin Rechtsunsicherheit.

5.4.4 Flottenemissionsgrenze

Regulatorische Auswirkungen des Ursprungs der Prozesswärme können hinsichtlich der Flottenemissionsgrenze nicht identifiziert werden.

¹²⁶ EuGH, Urteil vom 19.01.2017, C-460/15. Siehe für weitere Ausführungen zur Entscheidung Abschnitt 5.2.3.

6 Zwischen- und Nebenprodukte

Im Rahmen der Herstellung synthetischen Kerosins fallen verschiedene Zwischen- und Nebenprodukte an, wie Abbildung 2 zeigt. Die Herstellung kann in verschiedene Produktionsschritte und Abläufe unterteilt werden. Ebenso ist auch das Umstellen der Raffinerie auf diese Produktionsschritte ein eigener Prozess. Unter Berücksichtigung all dieser Aspekte stellt sich die Frage, ob und inwieweit bereits Zwischen- und Nebenprodukte durch Anrechnung auf bestehende Treibhausgasminderungsinstrumente verwertet werden können. Im Folgenden sollen daher der regulatorische Rahmen sowie sich daraus ergebende mögliche Geschäftsmodelle untersucht werden.

6.1 Zwischen- und Nebenprodukte der Produktion

Als Zwischenprodukte können insbesondere Wasserstoff und Methanol identifiziert werden. Mögliche Verwertungspfade dieser Stoffe sollen hier kurz skizziert werden.

6.1.1 Wasserstoff

Der in der Elektrolyse produzierte Wasserstoff hat vielseitige **Verwendungsmöglichkeiten**. Neben der hier angestrebten Verwendung als Grundlage für Power-to-Fuel und andere PtX-Produkte kann er auch als Ersatz für Erdgas dienen. Wasserstoff aus EE-Strom ist insoweit ein erneuerbares Gas.¹²⁷ Gemäß § 3 Nr. 10c EnWG gilt er als Biogas, wenn in der Elektrolyse nachweislich überwiegend Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wurde. Überwiegend meint hierbei nach der Gesetzesbegründung 80 %.¹²⁸ Der Wasserstoff kann in das Erdgasnetz eingespeist werden und gegebenenfalls von **Privilegien für Biogase** profitieren. Er kann aber auch unmittelbar in der Industrie und hier in der Raffinerie als Prozessgas eingesetzt werden und dabei z.B. extern erzeugten Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung ersetzen, bei dessen Herstellung erhebliche Mengen CO₂ freigesetzt werden. Darüber hinaus kann der Wasserstoff aber auch insgesamt im Wärmesektor eingesetzt werden. So können grundsätzlich Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Wasserstoff betrieben werden. Zudem kann Wasserstoff auch im Verkehrssektor z.B. in Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt werden.

Hinsichtlich der **Einspeisung ins Gasnetz** ist zu unterscheiden zwischen Wasserstoff im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG (Biogas) und sonstigem Wasserstoff (Gas). Für letzteren gelten die allgemeinen Be-

¹²⁷ Den Begriff des erneuerbaren Gases nutzt auch die RED II, vgl. ErwG 59.

¹²⁸ BT-Drs. 17/6072, Seite 50.

dingungen für den Netzzugang nach § 20 Abs. 1 und Abs. 1b EnWG. Demnach haben Energieversorgungsnetzbetreiber jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Die Netzbetreiber können jedoch den Zugang verweigern, soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzzugangs aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist, vgl. § 20 Abs. 2 EnWG. In den Verträgen für den Netzzugang¹²⁹ und den dortigen Allgemeinen Geschäftsbedingungen¹³⁰ werden Anforderungen an die Gasqualität gestellt. Diese Anforderungen beziehen sich regelmäßig auf Vorgaben des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW).¹³¹ Zu beachten sind demnach die Datenblätter G 260 sowie G 262. Der Einpeisung von Wasserstoff ist hiermit eine (technisch bedingte) Grenze gesetzt.

Ist der einzuspeisende Wasserstoff im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG Biogas, gelten die speziellen Privilegierungsvorschriften des § 34 Abs. 1 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV).¹³² Gemäß § 34 Abs. 1 GasNZV ist Biogaseinspeisern vorrangiger Netzzugang und Transport zu gewähren, soweit Netzkompatibilität besteht. Dies ist gemäß § 36 Abs. 1 GasNZV der Fall, wenn das Biogas die Anforderungen der Datenblätter G 260 und G 262 des DVGW e.V. erfüllt.

Wasserstoff kann auch in KWK-Anlagen eingesetzt werden.¹³³ Hierbei ist eine Unterscheidung zwischen Wasserstoff im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG und sonstigem Wasserstoff nicht relevant. Die Biogasdefinition nach § 3 Nr. 11 EEG 2017 verlangt die anaerobe Vergärung von Biomasse, sodass Wasserstoff aus der Elektrolyse hier ausscheidet.

Der Einsatz von **Wasserstoff im Verkehr** ist durch die 37. BImSchV¹³⁴ reguliert worden. Diese regelt die Anrechenbarkeit strombasierter Kraftstoffe auf Treibhausgasminderungsvorgaben des

¹²⁹ Der Abschluss solcher Verträge ist für Transportkunden verpflichtend, vgl. § 3 Abs. 1 GasNZV.

¹³⁰ Die AGB müssen gemäß § 4 Abs. 1 Nr. 3 GasNZV Bestimmungen über die Gasbeschaffenheit enthalten.

¹³¹ Der DVGW e.V. ist ein anerkannter Regelsetzer. Die vom DVGW e.V. entwickelten technischen Regeln erhalten entweder über Normverweise des „Stand der Technik“ oder über ihre tatsächliche Reichweite in der Praxis (faktische) Rechtsqualität.

¹³² Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 11. August 2017 (BGBl. I S. 3194) geändert worden ist.

¹³³ Denkbar ist hierbei auch der Einsatz in Brennstoffzellen. Brennstoffzellen können KWK-Anlagen im Sinne des KWKG sein, vgl. § 2 Nr. 14 KWKG.

¹³⁴ 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).

§ 37a BImSchG. Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle ist ein solch strombasierter Kraftstoff im Sinne der Verordnung, wenn dieser vollständig durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeiste Elektrolyse erzeugt wurde vgl. Anhang 1 b 37. BImSchV.

Zum Einsatz von Wasserstoff im Verkehr zählt jedoch auch die Einordnung als erneuerbarer Kraftstoff nicht-biogenen Ursprungs im Sinne des Art. 2 Nr. 36 RED II, vgl. Abschnitt 3.1.2.4. Ausdrücklich können diese erneuerbaren Kraftstoffe bei der Berechnung des Mindestanteils an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor auch berücksichtigt werden, wenn sie lediglich als **Zwischenprodukt im Rahmen der Herstellung konventioneller Kraftstoffe** eingesetzt werden, vgl. Art. 25 Abs. 1 UAbs. 3 lit. a) RED II.¹³⁵ Eine vergleichbare Regelung findet sich im nationalen Recht bisher nicht, sodass abzuwarten bleibt, wie der Gesetzgeber diese Anrechenbarkeit umsetzt.

6.1.2 Methanol

Ein weiteres Zwischenprodukt stellt Methanol dar. Dieses und vergleichbare Zwischenprodukte können insbesondere in der chemischen Industrie zum Einsatz kommen. Eine spezielle Regulierung für Methanol existiert nicht.

6.1.3 Sonstige synthetische Kraftstoffe

Nebenprodukte der Methanolsynthese bzw. des Raffinationsprozesses können andere Kraftstoffe sein. Diese Otto- und Dieselkraftstoffe sind, sofern sie im Rahmen der Methanolsynthese anfallen, gleichfalls als synthetische Kraftstoffe einzuordnen.

6.2 Anrechenbarkeit

Werden die beschriebenen Zwischen- oder Nebenprodukte einem der obigen Verwertungspfade zugeführt, stellt sich die Frage, ob bereits hierbei eine Anrechenbarkeit auf die Treibhausgasminde-rungsinstrumente nach Abschnitt 2.2 besteht. So könnte ein Anreiz entstehen, schon diese Produkte bei einer schrittweisen Umstellung des Raffinerieprozesses einzusetzen.

¹³⁵ Der deutsche Wortlaut des Art. 25 Abs. 1 UAbs. 3 lit. a) RED II ist hier uneindeutig. Hiernach ist die Anerkennung möglich, „sofern“ die erneuerbaren Kraftstoffe als Zwischenprodukte dienen. Klarer sind hier beispielsweise der englische und französische Wortlaut mit „also“ und „également“.

6.2.1 Wasserstoff

Wasserstoff als strombasierter Kraftstoff

Anrechenbarkeit auf THG-Minderungsquote

Unterscheide zwischen vollständig mit erneuerbaren Energien gespeister Elektrolyse und nicht mit erneuerbaren Energien gespeister Elektrolyse

Der Einsatz von Wasserstoff kann zur Anrechnung auf den **Mindestanteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor** genutzt werden, soweit er unter die nachhaltigen Kraftstoffe fällt. Dies ist unter den Voraussetzungen des § 2 Abs. 6 Nr. 2 38. BImSchV i.V.m. Anhang 1 der 37. BImSchV der Fall.

Zudem kann Wasserstoff als strombasierter Kraftstoff nach der 37. BImSchV auf die **Treibhausgas-minderungsquote** des § 37a BImSchG angerechnet werden. Nach § 37a Abs. 1 und Abs. 4 BImSchG haben die Inverkehrbringer von nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 und 4 Energiesteuergesetz (EnergieStG)¹³⁶ zu versteuernden Otto- oder Dieselmotorkraftstoff¹³⁷, sicherzustellen, dass die Treibhausgasemissionen der von ihnen in Verkehr gebrachte Menge Kraftstoff (inkl. Biokraftstoff) um einen festgelegten Prozentsatz gegenüber einem gewissen Referenzwert¹³⁸ gemindert werden. Die Treibhausgasminderungsquote bezeichnet also die Treibhausgaseinsparung, die ein Verpflichteter durch das Inverkehrbringen nachhaltiger (Bio-)Kraftstoffe mit günstigeren Treibhausgasemissionen – in Bezug auf die jährliche Gesamtabsatzmenge fossiler Otto- und Dieselmotorkraftstoffe zuzüglich des Biokraftstoffanteils – einzuhalten hat. Die **Berechnung** der tatsächlichen Treibhausgasemissionen von fossilem Otto- und Dieselmotorkraftstoff erfolgt durch Multiplikation des Basiswerts von 83,8 kg CO₂-Äq. pro Gigajoule mit der vom Verpflichteten in Verkehr gebrachten Menge fossilen Otto- und Dieselmotorkraftstoffs. Die tatsächlichen Treibhausgasemissionen von Biokraftstoffen ergeben sich durch Multiplikation eines Wertes, der in der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung anerkannten Nachweisen ausgewiesen ist mit der in Verkehr gebrachten Menge Biokraftstoff, vgl. § 37a. Abs. 4 S. 5-6 BImSchG.

¹³⁶ Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 26. Juni 2018 (BGBl. I S. 888) geändert worden ist.

¹³⁷ Nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 Benzin, Nr. 4 Diesel. Kerosin ist z.B. ein mittelschweres Gasöl i.S.v. Nr. 3 und mithin von der Verpflichtung nicht umfasst.

¹³⁸ Der Referenzwert berechnet sich durch Multiplikation des Basiswerts von 83,8 kg CO₂-Äq. pro Gigajoule mit der vom Verpflichteten in Verkehr gebrachten Menge fossilen Otto- und Dieselmotorkraftstoffs zzgl. der Menge Biokraftstoffs, vgl. § 37a. Abs. 4 S. 3 BImSchG.

Die Treibhausgasemissionen von strombasierten Kraftstoffen nach Anlage 1 der 37. BImSchV berechnen sich durch Multiplikation der vom Verpflichteten in Verkehr gebrachten energetischen Menge des jeweiligen Kraftstoffs mit dem **Wert für dessen spezifische Treibhausgasemissionen** nach Anlage 1, vgl. § 3 Abs. 2 S. 1 37. BImSchV.

	Kraftstoff	Rohstoffquelle und Verfahren	Spezifische Treibhausgasemissionen (in kg CO ₂ Äq pro GJ)
a)	Komprimiertes synthetisches Methan	Sabatier-Prozess mit Wasserstoff aus der durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeisten Elektrolyse	3,3
b)	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	Vollständig durch nicht-biogene erneuerbare Energien gespeisten Elektrolyse	9,1
c)	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	Vollständig durch aus Kohle gewonnenem Strom gespeiste Elektrolyse	234,4
d)	Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	Vollständig durch aus Kohle gewonnenem Strom gespeiste Elektrolyse, sofern bei der Gewinnung der Kohle das CO ₂ aus Prozessemissionen abgeschieden und gespeichert worden ist	52,7

Abbildung 8: Anlage 1 37. BImSchV, Treibhausgasemissionen strombasierter Kraftstoffe

Die Verordnung unterscheidet demnach zwischen strombasierten Kraftstoffen aus der Elektrolyse, gespeist mit erneuerbaren Energien und solchen aus der Elektrolyse, gespeist mit nicht-erneuerbaren Energien, vgl. Spalte 2 der Abbildung 8. Wann die Elektrolyse als vollständig mit erneuerbaren Energien gespeist gilt, regelt § 3 Abs. 2 S. 3 37. BImSchV. Die Ausschließlichkeit ist zunächst dann gewährleistet, wenn der Strom nicht aus dem Netz, sondern aus einer ohne unmittelbaren oder mittelbaren Anschluss ans Netz betriebenen Stromerzeugungsanlage bezogen wird (§ 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 1 37. BImSchV). Hierfür muss also eine direkte Verbindung des Elektrolyseurs mit einer sog. Inselanlage bestehen.

Alternativ gilt auch der aus dem Netz bezogene Strom als ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien, wenn sich die Anlage zur Herstellung der Kraftstoffe zum Zeitpunkt der Herstellung im Netzausbaugebiet nach § 36c Abs. 1 EEG 2017 i.V.m. §§ 10 und 11 EEAV befindet und dieselbe Anlage ausschließlich auf Grundlage eines Vertrages nach § 13 Abs. 6 EnWG (als zuschaltbare Last) betrieben wird, § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 37. BImSchV. Diese engen Voraussetzungen müssen kumulativ vorliegen.

Unter den genannten Bedingungen besteht die begründete Vermutung, dass im Netz vermehrt oder nahezu ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien vorliegt. Der Gesetzgeber knüpft daher an den obigen Tatbestand die Vermutungsfolge des ausschließlichen Bezugs von Strom aus erneuerbaren Energien. Wird somit unter den genannten Voraussetzungen (Elektrolyseur im Netzausbauggebiet und Betrieb nur bei Abruf als zuschaltbare Last durch den Übertragungsnetzbetreiber) in einem Elektrolyseur Wasserstoff erzeugt, gilt dieser als aus ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt.

Die tatsächlichen THG-Emissionen sind sodann vom Referenzwert zu subtrahieren und ins prozentuale Verhältnis zum Referenzwert zu setzen. Wird die Quote nicht erfüllt, ist eine Abgabe¹³⁹ zu zahlen, § 37c Abs. 2 BImSchG.

6.2.2 Methanol

Für Methanol sind keine Anrechenbarkeiten ersichtlich.

6.2.3 Sonstige synthetische Kraftstoffe

Die im Rahmen des Herstellungspfades anfallenden Nebenprodukte bestehend aus Otto- und Dieselmotorkraftstoffen können auf verschiedene Treibhausgasreduzierungsinstrumente angerechnet werden. Bei diesen Kraftstoffen handelt es sich letztlich um synthetische und nach dem obigen Pfad (vgl. Abschnitt 2.2) auch erneuerbare Kraftstoffe.

Die synthetischen Otto- und Dieselmotorkraftstoffe können im Rahmen der Erneuerbaren-Energie-Quote angerechnet werden, vgl. Abschnitt 3.1.2. Basiert der Energiegehalt dieser Kraftstoffe auf erneuerbaren Energien, so gelten sie als erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs, vgl. Abschnitt 3.1.2.4. Beruht der Energiegehalt auf fossilen Energiequellen, stammt aber die Kohlenstoffquelle aus einem Wiederverwertungsprozess, können sie als wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe angeführt werden, vgl. Abschnitt 3.1.2.5.

Darüber hinaus können die synthetischen Otto- und Dieselmotorkraftstoffe auch im Rahmen der Treibhausgasreduzierungsquote berücksichtigt werden. Anders als beim synthetischen Kerosin ist die Quote auch unmittelbar anwendbar, soweit diese Kraftstoffe für den Straßenverkehr bereitgestellt werden, vgl. Abschnitt 0. Die nationale Umsetzung dieser Treibhausgasreduzierungsquote sieht jedoch zunächst

¹³⁹ In den Fällen des § 37a Absatz 4 wird die Abgabe nach der Fehlmenge der zu mindernden Treibhausgasemissionen berechnet und beträgt 0,47 Euro pro Kilogramm Kohlendioxid-Äquivalent, vgl. § 37c Abs. 2 S. 6 BImSchG.

eine Treibhausgasminderungspflicht im Hinblick auf fossile Otto- und Dieselmotorkraftstoffe vor, vgl. § 37a Abs. 4 BImSchG. Andere Kraftstoffe, zu denen auch die synthetischen Kraftstoffe zählen, können nur zur Quotenerfüllung herangezogen werden, soweit dies durch eine Rechtsverordnung bestimmt ist, vgl. § 37a Abs. 5 S. 3 BImSchG. Die hierfür einschlägige 38. BImSchV sieht vergleichbare synthetische Kraftstoffe jedoch nicht vor. Die in § 2 Abs. 6 Nr. 2 und Nr. 3 38. BImSchV angeführten erneuerbaren Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs und Kraftstoffe unter CO₂-Abscheidung sind enger als die unionsrechtlichen Vorschriften. So sind die erneuerbaren Kraftstoffe hier auf synthetisches Methan und Wasserstoff in der Brennstoffzelle beschränkt. Die Kraftstoffe unter Nutzung von CO₂-Abscheidung sowie -Verwendung sind auf solche beschränkt, bei denen die zur Herstellung verwendete Energie aus erneuerbaren Energien stammt. Die synthetischen Otto- und Dieselmotorkraftstoffe können zwar unter diesen Begriff der Kraftstoffe nach § 2 Abs. 6 Nr. 2 38. BImSchV fallen. Eine Anwendung unter § 2 Abs. 6 Nr. 3 38. BImSchV als erneuerbarer Kraftstoff scheidet jedoch aus. Demnach können die synthetischen, konventionellen Kraftstoffe nach nationalem Recht auf die Treibhausgasminderungsquote angerechnet werden, soweit sie unter Nutzung von wiederverwertetem CO₂ und unter Einsatz von erneuerbaren Energien hergestellt werden.

7 Sonstige Rechtsfragen (Anreize und Hemmnisse)

Die Herstellung von synthetischem Kerosin ist mit nicht unerheblichen Kosten verbunden. Um eine relevante Substitution von fossilem Kerosin zu erreichen und tragbare Geschäftsmodelle zu entwickeln sind neben der Anrechenbarkeit des Kraftstoffs auf staatlich vorgegebene Quoten auch andere Anreize maßgeblich. Hier soll daher untersucht werden, ob und inwieweit der Rechtsrahmen anderweitige Anreize oder Hemmnisse für den Einsatz von synthetischem Kerosin schafft. Im Mittelpunkt stehen dabei steuerliche Vergünstigungen. In einem ersten Schritt soll das einschlägige Energiesteuerrecht kurz skizziert werden. In einem zweiten Schritt werden die Auswirkungen und Relevanz für synthetisches Kerosin und die oben dargestellten Zwischenprodukte untersucht.

7.1.1 Energiesteuer

Im Folgenden werden relevante Aspekte der Energiesteuer für das Projekt dargestellt.

7.1.1.1 Entstehung

Das EnergieStG ersetzte das Mineralölsteuergesetz im Jahr 2006 vollständig. Dabei verwendet es teilweise dieselben Begrifflichkeiten. Zugleich dient das Energiesteuergesetz der Umsetzung der europäischen Energiesteuerrichtlinie^{140,141}

Gemäß § 1 Abs. 1 EnergieStG unterliegen Energieerzeugnisse im Steuergebiet der Energiesteuer. Was Energieerzeugnisse in diesem Sinne sind, ergibt sich aus § 1 Abs. 2 und Abs. 3 EnergieStG i.V.m. der Kombinierten Nomenklatur (KN) nach Art. 1 der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie den Gemeinsamen Zolltarif.¹⁴²

Zu den Energieerzeugnissen gehören Waren der Position 1507 bis 1518 der KN, die dazu bestimmt sind, als Kraft- oder Heizstoff verwendet zu werden. Heizstoffe im Sinne des EnergieStG sind Stoffe,

¹⁴⁰ Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom.

¹⁴¹ Zur europäischen Harmonisierung und historischen Entwicklung des EnergieStG *Soyk*, Energie- und Stromsteuerrecht, Kapitel 2, Rn. 32 ff.

¹⁴² Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 des Rates vom 23. Juli 1987 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie den Gemeinsamen Zolltarif in der durch die Durchführungsverordnung (EU) 2017/1925 geänderten, am 1. Januar 2018 geltenden Fassung.

die verheizt werden, also durch Verbrennen der Erzeugung von Wärme dienen, vgl. § 1a Nr. 12 EnergieStG.¹⁴³ Eine Begriffsdefinition von Kraftstoffen findet sich im EnergieStG nicht. In Anlehnung an die Definition von Heizstoffen gelten solche Stoffe als Kraftstoffe, die dem Betrieb einer Verbrennungskraftmaschine dienen.¹⁴⁴ Waren der genannten Position umfassen verschiedene pflanzliche und tierische Fette sowie Öle, wie Palm- und Rapsöl.¹⁴⁵

Ebenfalls zu den Energieerzeugnissen zählen Waren der Positionen 2701, 2702, 2704 bis 2715 der KN. Dies umfasst im Wesentlichen mineralische Brennstoffe und Mineralöle.¹⁴⁶ Hierunter fällt auch Kerosin nach Position 2710 19 21 KN. Energieerzeugnisse nach der Position 2901 und 2902 sind cyclische und acyclische Kohlenwasserstoffe.¹⁴⁷ Gemäß § 1 Abs. 2 Nr. 4 sind Waren der Unterposition 2905 11 00 der KN, die nicht von synthetischer Herkunft sind und die dazu bestimmt sind, als Kraft- oder Heizstoff verwendet zu werden, Energieerzeugnisse. Dies umfasst Methanol. Synthetisch hergestelltes Methanol wäre demnach kein Energieerzeugnis im Sinne der Norm.

Gemäß des Auffangtatbestandes § 1 Abs. 3 EnergieStG gelten auch nicht aufgelistete Stoffe als Energieerzeugnisse, wenn (Nr. 1) diese zur Verwendung als Kraftstoff oder als Zusatz oder Verlängerungsmittel von Kraftstoffen bestimmt sind oder als solche zum Verkauf angeboten oder verwendet werden oder (Nr. 2) diese ganz oder teilweise aus Kohlenwasserstoffen bestehen und zur Verwendung als Heizstoff bestimmt sind oder als solche zum Verkauf angeboten oder verwendet werden. Dem Auffangtatbestand liegt die gesetzgeberische Intention zu Grunde, dass Kraftstoffe unabhängig von ihrer Beschaffenheit stets, und Heizstoffe, wenn sie Kohlenwasserstoffe enthalten, besteuert werden sollen.¹⁴⁸

Der Steuertarif ergibt sich aus § 2 Abs. 1 bis Abs. 3 EnergieStG. Energieerzeugnisse, die in der dortigen Aufzählung nicht auftauchen, unterliegen der gleichen Steuer wie die Energieerzeugnisse, denen sie nach ihrem Verwendungszweck und ihrer Beschaffenheit am nächsten stehen, vgl. § 2 Abs. 4 S. 1 EnergieStG. Maßgeblich ist hierfür zunächst, ob das Erzeugnis in seiner Verwendung als Kraft- oder Heizstoff durch eines der aufgelisteten Energieerzeugnisse ersetzt werden kann, vgl.

¹⁴³ Zur Entwicklung des Begriffs und dessen Einordnung *Soyk*, in: Friedrich/Soyk, Energiesteuern Kommentar, § 1a EnergieStG, Rn. 49 ff.

¹⁴⁴ Vgl. *Soyk*, Energie- und Stromsteuerrecht, Kapitel 4, Rn. 71 und Rn. 272.

¹⁴⁵ Eine weiterführende Liste findet sich bei *Soyk*, Energie- und Stromsteuerrecht, Kapitel 4, Rn. 129 ff.

¹⁴⁶ Eine Liste von einschlägigen Stoffen führt *Soyk*, Energie- und Stromsteuerrecht, Kapitel 4, Rn. 134 ff.

¹⁴⁷ *Soyk*, Energie- und Stromsteuerrecht, Kapitel 4, Rn. 221.

¹⁴⁸ So auch *Soyk*, in: Friedrich/Soyk, Energiesteuern Kommentar, § 1 EnergieStG, Rn. 23.

§ 2 Abs. 4 S. 2 und 3 EnergieStG. Ist ein solcher Ersatz nicht möglich, kommt es zur Einordnung des Erzeugnisses unter den Steuertarif auf die Beschaffenheit an, § 2 Abs. 4 S. 4 EnergieStG.

Die dem Steuertarif unterliegenden Energieerzeugnisse fallen zunächst unter das sog. Steueraussetzungsverfahren nach § 5 ff. EnergieStG. Demnach wird die grundsätzlich fällige Steuer zunächst nicht erhoben, wenn die Energieerzeugnisse sich im Steuerlager befinden, vgl. § 5 Abs. 1 Nr. 1 EnergieStG. Zu den Steuerlagern gehören die Herstellungsbetriebe und Lager, § 5 Abs. 2 EnergieStG. Werden die Energieerzeugnisse aus dem Steuerlager entfernt oder zum Ge- bzw. Verbrauch entnommen, entsteht die Steuer, § 8 Abs. 1 S. 1 EnergieStG. Greift eine Steuerbefreiung nach § 24 Abs. 1 EnergieStG, so entsteht die Steuer nicht, § 8 Abs. 1 S. 2 EnergieStG. Steuerschuldner ist grundsätzlich der Inhaber des Steuerlagers, vgl. § 8 Abs. 2 EnergieStG.

Steuerbefreiungen bestehen für Energieerzeugnisse, die nicht als Kraft- oder Heizstoffe verwendet werden, vgl. § 25 Abs. 1 EnergieStG. Von der Steuer befreit ist auch Flugturbinentreibstoff der Position 2710 19 21 (Kerosin) KN für die gewerbliche Luftfahrt, § 27 Abs. 2 EnergieStG.

7.1.1.2 Synthetisches Kerosin, Zwischen- und Nebenprodukte

Kerosin ist von Energiesteuer befreit, damit wohl auch synthetisches Kerosin

Synthetisches Methanol ist kein Energieerzeugnis, daher fallen keine Energiesteuern an

Wasserstoff mit Einsatz in Brennstoffzelle ist kein Energieerzeugnis, daher fallen keine Energiesteuern an

Synthetisches Kerosin ist ein Energieerzeugnis im Sinne des § 1 Abs. 3 Nr. 1 EnergieStG und unterfällt damit grundsätzlich der Energiesteuer. Die Steuer entsteht jedoch für Flugturbinentreibstoff in der gewerblichen Luftfahrt nicht. Demnach entsteht die Steuer auch für synthetisches Kerosin nicht.¹⁴⁹

¹⁴⁹ Zu weiteren Anforderungen an die Eigenschaften des Flugturbinentreibstoffs siehe Erläuterungen zur Kombinierten Nomenklatur der Europäischen Union, Amtsblatt der Europäischen Union 2018/C 7/03.

Synthetisch hergestelltes Methanol ist gemäß § 1 Abs. 2 Nr. 4 EnergieStG kein Energieerzeugnis und unterfällt demnach auch keiner Energiesteuer. Hingegen unterliegt Methan als gasförmiger Kohlenwasserstoff der Energiesteuer.

Wasserstoff zählt zunächst nicht zu den gelisteten Energieerzeugnissen. Er könnte jedoch unter den Auffangtatbestand des § 1 Abs. 3 EnergieStG fallen. Wasserstoff fällt hierbei jedenfalls nicht unter § 1 Abs. 3 Nr. 2 EnergieStG zur Verwendung als Heizstoff, da er kein Kohlenwasserstoff im Sinne der Norm ist. Hingegen könnte Wasserstoff ein Stoff sein, der zur Verwendung als Kraftstoff bestimmt ist (Nr. 1). Ausgehend von der gesetzgeberischen Intention jegliche Kraftstoffe zu besteuern, liegt eine Anwendbarkeit des Auffangtatbestandes auf Wasserstoff nahe.¹⁵⁰ Dem kann jedoch entgegengehalten werden, dass Wasserstoff regelmäßig nicht in einer Verbrennungsantriebsmaschine eingesetzt wird und damit keinen Kraftstoff im Sinne des Energiesteuergesetzes darstellt.¹⁵¹ Entscheidend ist, ob Wasserstoff zur Verwendung als Kraftstoff bestimmt ist. Bestimmen umfasst hierbei ein subjektives Element, also einen inneren Willen, der nach außen hin erkennbar sein muss.¹⁵² Einen solchen Willen könnte man in der Belieferung einer Tankstelle erkennen. Dem folgend wäre Wasserstoff als Energieerzeugnis zu besteuern.¹⁵³ Anders sieht die Beurteilung bei Verwendung von Wasserstoff in der Brennstoffzelle aus. Hier wird durch chemische Reaktion und nicht durch Verbrennung Strom erzeugt. Somit stellt der Einsatz von Wasserstoff in der Brennstoffzelle keinen bestimmungsgemäßen Einsatz als Kraftstoff dar. Wasserstoff in einer Brennstoffzelle ist somit kein Energieerzeugnis im Sinne des Gesetzes, so dass die Energiesteuer nicht anfällt.¹⁵⁴

¹⁵⁰ So jedenfalls GP Joule GmbH, Machbarkeitsstudie zum Verbundvorhaben „Akzeptanz durch Wertschöpfung – Wasserstoff als Bindeglied zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Nutzung im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor“, S. 47 f.

¹⁵¹ Vgl. Soyk, in: Friedrich/Soyk, Energiesteuern Kommentar, § 1 EnergieStG, Rn. 97 ff.

¹⁵² Soyk, in: Friedrich/Soyk, Energiesteuern Kommentar, § 1 EnergieStG, Rn. 95 ff.

¹⁵³ So auch Schäfer-Stradowsky/Boldt: Power-to-Gas“ – gesetzlich konturierte Verwertungspfade für den Weg in die energiepolitische Gegenwart, ZUR 2015, S. 457.

¹⁵⁴ Kommentar Möhlenkamp/Milewski, EnergieStG 1. Auflage 2012, Rd. 58.

7.1.2 CO₂-Bepreisung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetzes

Brennstoffemissionshandelsgesetz schafft nationalen Emissionshandel für Brennstoffe (nEHS)

Zertifikate für Treibhausgasemissionen beim Einsatz von Brennstoffen notwendig

Adressierte Brennstoffe aufgelistet in Anlage 1 BEHG entsprechen dem Wortlaut des EnergieStG

Der Gesetzgeber hat mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)¹⁵⁵ ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) zur öffentlich-rechtlichen Bewirtschaftung des Gutes Atmosphäre/Luft geschaffen. Den Grundsätzen des europäischen EHS folgend sollen auch auf nationaler Ebene mittels marktwirtschaftlicher Grundsätze Emissionen reduziert werden. Das nEHS adressiert ausdrücklich fossile Treibhausgasemissionen aus Brennstoffen, vgl. § 1 BEHG. Verantwortliche und damit Adressaten des Gesetzes sind die natürlichen oder juristischen Personen, die Brenn- und Kraftstoffe (vgl. Anlage 1 zu § 2 Abs. 2 BEHG) in den Verkehr bringen, § 2 Nr. 3 BEHG. Diese sind nach § 8 BEHG verpflichtet, jährlich eine Anzahl von Emissionszertifikaten entsprechend ihrer nach § 7 BEHG berichteten Gesamtmenge an Brennstoffemissionen des vorangegangenen Kalenderjahres abzugeben. Die notwendigen Zertifikate sind grundsätzlich im Vorfeld durch die Verantwortlichen nach dem in § 10 BEHG beschriebenen Verfahren zu erwerben bzw. im Rahmen des Emissionshandels von anderen Verantwortlichen zu kaufen, vgl. § 9 BEHG.¹⁵⁶ Die vom BEHG umfassten Brennstoffe werden in Anlage 1 des BEHG aufgelistet, vgl. § 2 Abs. 1 BEHG. Anlage 1 folgt der Auflistung in § 1 Abs. 2 EnergieStG, sodass auf die obigen Ausführungen verwiesen werden kann.¹⁵⁷

Synthetisches Kerosin ist ein Brennstoff im Sinne der Anlage 1 BEHG. Ein Befreiungstatbestand, vergleichbar mit § 27 Abs. 2 EnergieStG besteht im BEHG nicht, sodass für synthetisches Kerosin grundsätzlich Zertifikate zu verwenden wären. Allerdings unterliegt Kerosin, das im Luftverkehr genutzt wird dem europäischen Emissionshandel. Wasserstoff kann grundsätzlich zu den Brennstoffen im

¹⁵⁵ Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728).

¹⁵⁶ Eine vertiefte Darstellung des BEHG sowie Überprüfung der Verfassungsmäßigkeit findet sich u.a. bei IKEM (2019): Verfassungsmäßigkeit des Entwurfs zum Brennstoffemissions-handelsgesetzes (BEHG-E), online abrufbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/11/2019-11-05_IKEM_Kurzgutachten_BEHG-E_final.pdf.

¹⁵⁷ Siehe Abschnitt 7.1.1.

Sinne der Anlage 1 BEHG zählen. Bei seinem Einsatz fallen jedoch keine (fossilen) Treibhausgasemissionen an, sodass das keine Zertifikate aus dem nEHS eingesetzt werden müssen.

7.1.3 Drop-In Kraftstoffe / Qualitätsanforderungen

Standardisierungen und Qualitätsanforderungen für Treibstoffe

Keine Standards für Kerosinsynthese aus Methanol, wobei ATJ (alcohol-to-jet) über Ethanol und Isobutanol bereits gemäß ASTM zertifiziert ist

Bisher allenfalls begrenzte Beimischung möglich (unter Ausschluss des hiesigen Herstellungspfad)

Kein Standard für 100 % synthetischen Kraftstoff

Um größere Änderungen und Anpassungen der Flugzeugtechnik zu vermeiden, besteht für die Luftfahrtindustrie ein nicht unerhebliches Interesse an sog. Drop-In Kraftstoffen.¹⁵⁸ Die alternativen Kraftstoffe sollen demnach insbesondere zur Beimischung bzw. Nutzung in denselben Antriebsmaschinen geeignet sein.¹⁵⁹ Demgegenüber stehen besondere Sicherheitsaspekte der Luftfahrt und daraus folgende strenge Qualitätsanforderungen an die Flugturbinentreibstoffe.¹⁶⁰ Erfüllt synthetisches Kerosin diese Anforderungen nicht, scheidet der Einsatz in der Luftfahrt aus. Unter Berücksichtigung des hohen Kraftstoffbedarfs und der absehbar geringen Produktionsmenge an synthetischem Kerosin ist dabei insbesondere die Beimischfähigkeit des synthetischen Kraftstoffes relevant.¹⁶¹ Die Qualitätssicherung des Flugturbinentreibstoffs erfolgt regelmäßig anhand der Vorschriften von Standardisierungsorganisationen. Zu diesen zählen unter anderen die Vorschriften der *American Society for Testing and Materials* (ASTM) und der *Defence Standard (Def Stan) des Ministry of Defence UK*. Vorschriften für vollständig synthetischen Flugturbinentreibstoff fehlen in den einschlägigen Regelwerken bisher. Im Jahr 2009 erließ die ASTM Vorschriften für die Qualitätsanforderungen an Flugturbinenkraftstoff mit

¹⁵⁸ Hierzu *Jantzen/Maier*, Betriebsstoffe in der deutschen Luftfahrt, 2016, S. 398 f.

¹⁵⁹ Vgl. auch *DLR et al.* (2014): Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt.

¹⁶⁰ Demnach seien alternative Kraftstoffe zumindest keine kurzfristige Lösung, meinen *Jantzen/Maier*, Betriebsstoffe in der deutschen Luftfahrt, 2016, S. 398 f. Für ein Aufweichen bzw. Anpassen der Qualitätsanforderung argumentiert *Palmer*, Will Sustainability Fly? Aviation Fuel Options in a Low-Carbon World, 2015, S. 42 f.

¹⁶¹ Siehe zum Kerosinbedarf und der Verfügbarkeit synthetischen Kerosins *DLR et al.* (2014): Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt., 9 ff.

einem Gehalt synthetisierter Kohlenwasserstoffe, vgl. ASTM D 7566. Dabei gehen die Vorschriften von der Beimischung des synthetischen Kohlenwasserstoffes aus. Sind die Voraussetzungen des ASTM D 7566 erfüllt, wird der Treibstoff wie fossiles Kerosin der Klassifikation ASTM D 1655 behandelt.¹⁶² Die Vorschriften des Def Stan 91-91 verweisen teilweise auf ASTM D 7566. Die Voraussetzungen der Anerkennung sind insoweit ähnlich.¹⁶³ Die strengen Voraussetzungen stellen sich dabei für die Beimischung von synthetischem Kerosin als erhebliche Herausforderung dar.¹⁶⁴ Die synthetische Herstellung reinen Kerosins erweist sich nach dem obigen Herstellungsprozess als schwierig. Vielmehr entstehen regelmäßig Kohlenwasserstoffgemische, welche – ohne weitere Produkttrennungen – die strengen Vorschriften des ASTM und Def Stan kaum erfüllen.

Beide Regelwerke sehen zudem keine Anerkennung von vollständig synthetischem Kerosin nach dem obigen Herstellungsprozess vor.¹⁶⁵ Der Def Stan 91-91 spricht von einer vom Einzelfall abhängigen Entscheidung über die Zulassung synthetischer Flugturbinentreibstoffe.¹⁶⁶

¹⁶² Hierzu *IATA* (2015): *Guidance Material for Sustainable Aviation Fuel Management*, S. 6 ff.

¹⁶³ Ausführlich hierzu *IATA* (2015): *Guidance Material for Sustainable Aviation Fuel Management*, S. 7 ff.

¹⁶⁴ So auch *Jantzen/Maier*, *Betriebsstoffe in der deutschen Luftfahrt*, 2016, S. 416.

¹⁶⁵ Gemäß Def Stan 91-91 Annex D, D.4.3.1, ist *Sasol synthetic kerosine* derzeit der einzige vollständig synthetische Flugturbinentreibstoff, der anerkannt ist.

¹⁶⁶ Def Stan 91-91 Annex D 1.1., unter: <http://mindex-ltd.co.uk/wp-content/uploads/2015/02/91-91-issue-7-AMD-3-2.pdf> (zuletzt abgerufen am 15.04.2019).

8 Literaturverzeichnis

- BDEW (2019): Strompreisanalyse Januar 2019 Haushalte und Industrie. Abgerufen von: https://www.bdew.de/media/documents/190115_BDEW-Strompreisanalyse_Januar-2019.pdf (zuletzt abgerufen am 23.05.2019).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2018): Klimaschutz in Zahlen. Abgerufen von: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_in_zahlen_2018_bf.pdf (zuletzt abgerufen am 26.02.2019).
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2016): Leitfaden zur Eigenversorgung. Abgerufen von: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf (zuletzt abgerufen am 07.03.2019).
- Danner, Wolfgang/Theobald, Christian (Hrsg.): Kommentar zum Energierecht, C. H. Beck Verlag München, 99. Ergänzungslieferung September 2018.
- DEHSt (2018): Factsheet – Emissionshandel im Luftverkehr. Abgerufen von: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/Factsheet_LV.pdf (zuletzt abgerufen am 26.02.2019).
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) et al. (2014): Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt. Abrufbar unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/studie-drop-in-kraftstoffe-luftfahrt.pdf?__blob=publicationFile (zuletzt abgerufen 27.05.2019)
- Friedrich, Klaus; Soyk, Stefan: Energiesteuern Kommentar, Gabler Verlag, 2011.
- GP Joule GmbH (2017): Machbarkeitsstudie zum Verbundvorhaben „Akzeptanz durch Wertschöpfung – Wasserstoff als Bindeglied zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Nutzung im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor“. Abrufbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2017/GP_JOULE-Machbarkeitsstudie_Akzeptanz-durch-Wertschoepfung.pdf (zuletzt abgerufen 27.05.2019)
- Greb, Klaus/Boewe, Marius (Hrsg.) Beck'scher Online-Kommentar zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), C. H. Beck Verlag München, 7. Auflage, 2018.
- Hoffmann, Burkhard; Dr. Hartwig von Bredow: Neue Impulse für die Treibhausgasminderung im Verkehrsbereich, ZNER 6/2018, S. 511ff.
- IATA (2015): Guidance Material for Sustainable Aviation Fuel Management. Abrufbar unter: <https://www.iata.org/whatwedo/environment/Documents/IATA%20Guidance%20Material%20for%20SAF.pdf> (zuletzt abgerufen: 27.05.2019)

IKEM (2018): Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich. Abrufbar unter: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopplung/20180417_ikem_studie_marktentwicklungsmodell_und_kurzgutachten_vereinbarkeit.pdf (abgerufen am 27.05.2019).

Jantzen, Eilhard; Maier, Knut: Betriebsstoffe in der deutschen Luftfahrt, Mönch Verlagsgesellschaft, 2016.

Lietz, Franziska: Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung, Nomos 2017.

Möhlenkamp, Karen; Milewski, Knut: Energiesteuergesetz Stromsteuergesetz, 1. Aufl. 2012, C.H.Beck.

Palmer, Walter J.: Will Sustainability Fly? Aviation Fuel Options in a Low-Carbon World, Ashgate, 2015.

Schäfer-Stradowsky, Simon; Boldt, Benjamin (2015) „Power-to-Gas“ – gesetzlich konturierte Verwertungspfade für den Weg in die energiepolitische Gegenwart, 2015, S. 457.

Schneider, Jens-Peter; Theobald, Christian: Recht der Energiewirtschaft, 4. Auflage 2013.

Soyk, Stefan, Energie- und Stromsteuerrecht, Heymanns 2012.

Statistisches Bundesamt (2008): Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2008. Abgerufen von: https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/Gueter-Wirtschaftsklassifikationen/Downloads/klassifikation-wz-2008-3100100089004.pdf?__blob=publication-File&v=5%20, (zuletzt abgerufen am 17.04.2019)

Statistisches Bundesamt (2003): Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2003, abrufbar unter: https://www.klassifikationsserver.de/klassService/jsp/variant/downloadexport?type=EXPORT_PDF_VARIANT&variant=wz2003&language=DE (zuletzt abgerufen am 17.04.2019)

Stiftung Umweltenergierecht (2018): Neue EU-Regelungen zur Eigenversorgung – Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 36 vom 14.12.2018. Abgerufen von: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2018/12/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_36_EU-Regelungen_Eigenversorgung.pdf (zuletzt abgerufen: 27.05.2019)

9 Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
Abs.	Absatz
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGB	Allgemeine Geschäftsbedingungen
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BFH	Bundesfinanzhof
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BT	Bundestag
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
CH ₄	Methan
CORSIA	<i>Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation</i>
CCR	<i>Carbon Capture and Recycling</i> (s. CCU)
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> - CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung
CCU	<i>Carbon Capture Utilization</i> - CO ₂ -Abscheidung und Verwendung
Def Stan	<i>Defence Standard des Ministry of Defence UK</i>
DEHS	Deutsches Emissionshandelssystem
DEU	Deutschland
Drs.	Drucksache
d.h.	das heißt
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EH-RL	Emissionshandelsrichtlinie
ErwG	Erwägungsgrund

EU	Europäische Union
EU-ETS	<i>EU Emissions Trading System</i> - Europäischen Emissionshandelsystems
FQD	<i>Fuel Quality Directive</i> - Kraftstoffqualitätsrichtlinie
g	Gramm
grds.	grundsätzlich
GWh	Gigawattstunde
H ₂ O	Wasser
H ₂	Wasserstoff
h.M.	herrschende Meinung
ICAO	<i>International Civil Aviation Organization</i> - Internationale Zivilluftfahrt-Organisation
i.H.v.	in Höhe von
insb.	insbesondere
i.V.m.	in Verbindung mit
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MS	Mitgliedstaat
MVO	Monitoring-Verordnung
MWh	Megawattstunde
N ₂ O	Distickstoffmonoxid
O ₂	Sauerstoff
P2J	Power-to-Jet
PtG	Power-to-Gas
PtX	Power-to-X
RED I	<i>Renewable Energy Directive I</i> - Erneuerbaren-Energie-Richtlinie
RED II	<i>Renewable Energy Directive II</i> - Erneuerbaren-Energie-Richtlinie II
RL	Richtlinie
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung

StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
THG	Treibhausgas
UAbs	Unterabsatz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vgl.	vergleiche
VO	Verordnung

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des europäischen Rechtrahmens.....	8
Abbildung 2: Übersicht: Herstellung synthetisches Kerosin und Zwischen-/Nebenprodukte.....	9
Abbildung 3: Auszug aus Anhang III VO 2018/2066/EU, Emissionsfaktoren für Standardtreibstoffe	22
Abbildung 4: Kraftstoffdefinitionen.....	24
Abbildung 5: Anrechenbarkeit der Kraftstoffe.....	26
Abbildung 6: Übersicht: Staatlich veranlasste Strompreisbestandteile – durchschnittlicher Strompreis 2019 für Haushaltskunden.....	31
Abbildung 7: Vergleich Strompreise nach Strombezugsoptionen.....	48
Abbildung 8: Anlage 1 37. BImSchV, Treibhausgasemissionen strombasierter Kraftstoffe.....	63



IKEM – Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.

Berlin • Greifswald • Stuttgart

www.ikem.de

Magazinstraße 15 – 16
10179 **Berlin**

T +49 (0)30 408 1870 10
F +49 (0)30 408 1870 29

info@ikem.de

Domstraße 20a
17489 **Greifswald**

T +49 (0)38 34 420 2100
F +49 (0)38 34 420 2002

Isrodi@uni-greifswald.de