INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG

Kurzstudie

Bedeutung der Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) und deren Umsetzung in deutsches Recht für die Thermische Abfallbehandlung (TAB) in Deutschland

Im Auftrag der ITAD e.V.

Heidelberg, Februar 2022

ifeu Wilckensstraße 3 D - 69120 Heidelberg Telefon +49 (0)6 221. 47 67 - 0 Telefax +49 (0)6 221. 47 67 - 19 E-Mail ifeu@ifeu.de www.ifeu.de

Diese Studie wurde durch einen Begleitkreis von folgenden Unternehmen unterstützt:

- AVA Abfallverwertung Augsburg Kommunalunternehmen, Augsburg
- AVG Abfallentsorgungs- und Verwertungsgesellschaft Köln mbH, Köln
- EEW Energy from Waste GmbH, Helmstedt
- Müllverwertung Borsigstraße GmbH, Hamburg
- Stadtwerke Düsseldorf AG, Düsseldorf
- Wirtschaftsbetriebe Duisburg – AöR, Duisburg
- Zweckverband Ostholstein, Sierksdorf

Autor: Horst Fehrenbach

Kontakt: horst.fehrenbach@ifeu.de

Inhalt

1 Aufgabenstellung und Hintergrund 3

2 Analyse der Gesetzes- und Verordnungstexte 5

2.1 Die RED II und die Umsetzung in deutsches Recht 5

2.1.1 Definition der unterschiedlichen Kraftstoffarten 6

2.1.2 Wie begründet sich der Ausschluss von biogenen Ausgangsstoffen für strombasierte Kraftstoffe? 10

2.1.3 Welche Mengen sind jeweils zu welchen Fristen in Verkehr zu bringen? 12

2.1.4 Welche Regelsetzungen betreffen die Thermische Abfallbehandlung 16

2.2 Weitere deutsche Regelwerke mit Wechselbeziehung zur RED II-Umsetzung 19

2.2.1 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) 19

2.2.2 Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 19

2.2.3 Das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz (SaubFahrzeugBeschG) 20

2.2.4 Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) 22

2.2.5 Weitere Regelsetzungen 22

3 Gesamtschau der verschiedenen Regelwerke und ihre Wechselbeziehungen 24

4 Schlussfolgerungen bezüglich der TAB 28

4.1 Argumente zur Anpassung der RED II-Umsetzung mit Bezug auf die TAB 28

4.2 Empfehlungen 30

Anlage 1: Bewertung der Nachhaltigkeit von CO_2-Quellen für die Erzeugung von PtL 31

Anlage 2: Auszug aus dem UBA-Bericht: Umweltschädliche Subventionen in Deutschland 34

Anlage 3: Bedeutung der energetischen Nutzung von biogenen Abfällen 36

1 Aufgabenstellung und Hintergrund

Die Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen – im Folgenden RED II genannt – hat im Wesentlichen das Ziel, den Anteil von erneuerbaren Energien in den Mitgliedstaaten zu erhöhen. Diese müssen sicherstellen, dass der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union im Jahr 2030 mindestens 32 % beträgt. Der verpflichtende Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors je Mitgliedsstaat wurde auf 14 % für das Jahr 2030 angehoben. Die RED II ist das derzeit geltende EU-Recht und musste bis 30. Juni 2021 in die nationalen Rechts- und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedsstaaten umgesetzt werden. Am 14. Juli 2021 hat die EU-Kommission im Rahmen des fit-for-55-Pakets einen Vorschlag zur substanziellen Änderung der RED II in Richtung RED III vorgelegt[1]. Die mit diesem Vorschlag verbundenen wesentlichen Neuerungen werden in dieser Kurzstudie aufgegriffen. Es sei dabei betont, dass es sich um einen Entwurf der Kommission handelt, der erst der Zustimmung von EU-Parlament und Rat bedarf und dabei nochmals Änderungen unterliegen dürfte.

Bezüglich der Umsetzung in deutsches Recht bildet daher zunächst weiterhin die RED II die Maßgabe. Hierzu liegen ein Gesetz und eine Verordnung (siehe folgendes Kapitel) vor, die die Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote (THG-Quote) regeln sollen. Diese stellt das Kerninstrument der deutschen Umsetzung zur Erfüllung der Anforderungen der RED II im Verkehrsbereich dar.

Eine wesentliche Rolle zur Erfüllung der Ziele wird dabei u.a. den sogenannten strombasierten Kraftstoffen zugewiesen. Während die RED II noch keine spezifische Unterquote aufweist, setzt der RED III-Entwurf eine Mindestquote von 2,6 % in 2030 für den gesamten Verkehrsbereich fest. Das Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote verlangt lediglich für Flugturbinenkraftstoffe einen Mindestanteil von 2 % in 2030 für diese Art Kraftstoffe. Hintergrund der Beschränkung auf diesen Sektor ist die Auffassung, dass strombasierte Kraftstoffe prioritär in Anwendungsbereichen eingesetzt werden soll, für die es keine (ausreichenden) erneuerbaren Alternativen gibt, also im Wesentlichen der Flug- und Schiffsverkehr sowie Spezialanwendungen.

Die Erneuerbarkeit des für die Erzeugung verwendeten Stroms ist dabei der entscheidende Punkt und Grundvoraussetzung für die Anrechenbarkeit dieser Kraftstoffe auf die Quotenerfüllung.

Auch Thermische Abfallbehandlungsanlagen (TAB) zählen aufgrund des biogenen Anteils im Abfall zu Erzeugern von erneuerbarem Strom und Wärme[2]. Die RED II schließt in ihrer Definition der strombasierten Kraftstoffe Biomasse als Energiegrundlage aus.[3] Die Begründung

[1] https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf

[2] Siehe: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger-2018

[3] Artikel 2, Nr. 36: „flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs“: flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt.

dafür ist vom Prinzip her plausibel: die Effizienzverluste vom Energieinhalt von Biomasse über die Umwandlung über Strom hin zu Wasserstoff und schließlich zu Kraftstoffen sind erheblich höher als direkt aus Biomasse fortschrittliche Biokraftstoffe herzustellen. Die Frage ist, ob diese Begründung generell für alle Energie aus Biomasse stichhaltig ist. Diese Frage stellt sich insbesondere bei biogenen Abfällen, die in TAB zu behandeln sind und deren damit verbundene Stromerzeugung quasi zwangsläufig erfolgt.

Es ist daher angebracht, die Frage zu stellen, in welcher Weise und in welchen Zusammenhängen die thermische Behandlung der Restabfälle von den Regelungen der RED II bzw. deren Umsetzung in deutsches Recht betroffen ist. Dies zu analysieren ist die Aufgabenstellung dieser Kurzstudie. Ergänzend dazu werden Hinweise erarbeitet, an welchen Stellen eine Novellierung der RED II ggf. als sachgerecht eingeschätzt wird. Dabei wird, wie erwähnt, auch auf die Richtungsänderungen durch den RED III-Entwurf eingegangen.

Es sei an dieser Stelle betont, dass es bei der vorliegenden Kurzstudie nicht um ein Rechtsgutachten handelt. Sie stellt vielmehr eine fachwissenschaftliche Einschätzung zu den komplexen Inhalten unter dem Studientitel dar. Der auf unterschiedlichen Ebenen laufende Gesetzgebungsprozess macht eine „abschließende“ Beurteilung dabei nicht möglich.

Generell sind folgende Punkte anzumerken:

- Grundsätzlich ist bei der Bewertung der Nachhaltigkeit von Biomasse als Kohlenstoffquelle zwischen nachwachsenden Rohstoffen und Rest-/Abfall-Biomassen zu unterscheiden. Die Verwendung von biogenen Rest- und Abfallstoffen, vorzugsweise organischer Reststoffe aus der Verarbeitung und Entsorgung, ist dabei grundsätzlich zu bevorzugen. Im Rahmen ihrer nachhaltig verfügbaren Potenziale handelt es sich um zukunftsfähige alternative Kohlenstoffquellen. Dies gilt auch für Abfallgemische, soweit die abfallrechtlichen Vorschriften eingehalten werden.
- Es braucht eine europäische Biomassestrategie, denn Biomasse und biogenstämmige Rest- und Abfallstoffe sind nur begrenzt verfügbar, werden als frei handelbares Güter jedoch von zahlreichen konkurrierenden Nutzanwendungen nachgefragt. Bereits heute werden erhebliche Biomassemengen aus Deutschland exportiert, da die daraus hergestellten Produkte in anderen europäischen Ländern auf die Ziele im Verkehrssektor angerechnet werden, in Deutschland jedoch nicht. Hier muss ein einheitlicher Rechtsrahmen geschaffen werden.
- Die Marktentwicklung für die Nutzung alternativer Rohstoffe beziehungsweise Kohlenstoffe steht noch am Anfang. Um die Transformation in eine Low Carbon Industry zu ermöglichen, müssen an einigen Stellen rechtliche Rahmenbedingungen angepasst werden.

2 Analyse der Gesetzes- und Verordnungstexte

2.1 Die RED II und die Umsetzung in deutsches Recht

Da es sich um eine EU-Richtlinie (EU- Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen - RED II)[1] handelt, muss sie in nationales Recht umgesetzt werden. Neben der RED II selbst liegen derzeit zu ihrer Umsetzung in deutsches Recht folgendes Gesetz und Verordnungsentwürfe vor:

1. **Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote**:[2]
   vom 25.9.2021, es liegt außerdem die Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der Bunderegierung[3] zum Gesetzesentwurf vor.
2. **Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote[4]:**
   diese ändert die 38. BImSchV (Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen).
3. **Verordnung zur Neufassung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung[5].**

In den folgenden Abschnitten werden diese Rechtsgrundlagen und die RED II in Bezug auf folgende Aspekte analysiert:

a. Wie werden die unterschiedlichen Kraftstoffarten in der RED II definiert und voneinander abgrenzt?
b. Wie begründet sich der Ausschluss von biogenen Ausgangsstoffen für strombasierte Kraftstoffe?
c. Welche Mengen werden jeweils zu welchen Fristen in Verkehr zu bringen sein und wie wird der Nachweis erfolgen?
d. Welche Regelsetzungen betreffen die TAB grundsätzlich (an welchen Punkten ist Abfall und Abfallbehandlung betroffen?)
e. Welche Regelsetzungen betreffen konkret die TAB mit Bezug auf die Energiebereitstellung für die Erzeugung anrechenbarer strombasierter Kraftstoffe?
f. Welche Rechtsgrundlagen fehlen noch bzw. wo verbleiben Regelungslücken?

---

[1] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=DE
[2] https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*[@attr_id=%27bgbl121s4932.pdf%27]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl121s4458.pdf%27%5D__1639500156263
[3] Drucksache 19/28183 vom 1.4.2021; https://dserver.bundestag.de/btd/19/281/1928183.pdf
[4] https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*[@attr_id='bgbl121s4932.pdf']#__bgbl__%2F%2F*[%40attr_id%3D'bgbl121s4932.pdf']__1639498820117
[5] https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*[@attr_id=%27bgbl118s0872.pdf%27]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl118s0872.pdf%27%5D__1639500208159

2.1.1 Definition der unterschiedlichen Kraftstoffarten

Die **RED II** definiert verschiedene Kraftstoffarten, manche davon explizit in Artikel 2, manche erschließen sich aus der reinen Bezeichnung oder durch Umkehrschlüsse. Nachfolgende Tabelle soll dazu einen Gesamtüberblick geben.

Tabelle 1: Definition unterschiedlicher Kraftstoffarten nach RED II

Kraftstoffart	Definition aus RED II	Weitere Erläuterungen
Biokraftstoffe (biofuels)	flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden (liquid fuel for transport produced from biomass) Art. 2 (33)	
Biokraftstoffe, produziert aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (food and feed-crop based biofuels)	Aus: Kulturpflanzen mit hohem Gehalt an Stärke, Zucker- oder Ölpflanzen, die als Hauptkulturen auf landwirtschaftlichen Flächen produziert werden, ausgenommen Reststoffe, Abfälle und lignozellulosehaltiges Material, und Zwischenfrüchte wie Zweitfrüchte und Deckpflanzen, es sei denn, die Verwendung solcher Zwischenfrüchte führt zu einer zusätzlichen Nachfrage nach Land. (starch-rich crops, sugar crops or oil crops produced on agricultural land as a main crop excluding residues, waste or ligno-cellulosic material and intermediate crops, such as catch crops and cover crops, provided that the use of such intermediate crops does not trigger demand for additional land) Art. 2 (40).	Weitere Begriffe, die für diese Kraftstoffart verbreitet sind: *konventionelle Bio kraftstoffe*, *Biokraftstoffe erster Generation.* Für diese Kraftstoffart gelten Obergrenzen für die Anrechenbarkeit
Biokraftstoffe, bei denen ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen besteht (low indirect land-use change-risk biofuels)	Aus Rohstoffen, im Rahmen von Systemen hergestellt wurden, die Verdrängungseffekte vermeiden von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen durch verbesserte Landbewirtschaftungsmethoden sowie den Anbau von Kulturpflanzen auf zuvor nicht für den Anbau genutzten Flächen vermieden werden, und die im Einklang mit den in Artikel 29 aufgeführten Nachhaltigkeitskriterien stehen (from feedstock of which was produced within schemes which avoid displacement effects through improved	Durch delegierten Rechtsakt[1] werden Kriterien für die Zertifizierung als diese Art von Biokraftstoffen festgelegt.

[1] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2_en_act_part1_v3.pdf

Kraftstoffart	Definition aus RED II	Weitere Erläuterungen
	agricultural practices as well as through the cultivation of crops on areas which were previously not used for cultivation of crops, and which were produced in accordance with the sustainability criteria laid down in Article 29) Art. 2 (37)	
Biokraftstoffe, bei denen ein hohes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen besteht (high indirect land-use change-risk biofuels)	*Im Umkehrschluss: Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, die **kein** geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen aufweisen*	Durch delegierten Rechtsakt[1] werden Kriterien für die Bestimmung der Rohstoffe mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen festgelegt, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist. Dieser delegierte Rechtsakt definiert bislang ausschließlich **Palmöl** unter diese Kategorie
fortschrittliche Biokraftstoffe (advanced biofuels)	aus in Anhang IX Teil A aufgeführten Rohstoffen hergestellt (biofuels that are produced from the feedstock listed in Part A of Annex IX) Art. 2 (34) Die Rohstoffe können nur mit fortschrittlichen Technologien verarbeitet werden (Feedstock that can be processed only with advanced technologies) Art. 28 (6)	In Anhang IX Teil A ist eine Reihe von biogenen Abfällen und Reststoffen aufgeführt sowie *lignozellulosehaltiges Material* (welches auch jegliches Waldholz außer Säge und Furnierholz beinhaltet), und *zellulosehaltiges Non-Food-Material* (welches auch angebaute Energiegräser und Zwischenkulturen beinhaltet) Weitere Begriffe, die für diese Kraftstoffart verbreitet sind: *Biokraftstoffe zweiter Generation, Biomass*-to-Liquid (BtL). Der Begriff der *fortschrittlichen Technologie* wird nicht definiert, es wird vorausgesetzt, dass es sich dabei Technologien wie die den Biokraftstoffen in Anhang V Teil B zu Grunde liegen.
Biokraftstoffe aus bestimmten Abfällen/Reststoffen mit konventioneller Technologie	aus in Anhang IX Teil B aufgeführten Rohstoffen hergestellt (Artikel 28 (6))	Hierbei handelt es sich um Biokraftstoffe aus Altspeiseöl oder Tierfett (Kategorie 1 und 2), andere Abfälle/Reststoffe sind nicht geeignet mit sogenannter konventioneller Technologie in Kraftstoffe umgewandelt zu werden. Als konventionelle Technologie sind hier die Umesterung oder Hydrierung zu verstehen.

[1] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2_en_act_part1_v3.pdf

Kraftstoffart	Definition aus RED II	Weitere Erläuterungen
Biogas	gasförmige Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden (gaseous fuels produced from biomass) Art. 2 (29)	Als Kraftstoff ist eine Aufbereitung des Biogas zu Biomethan erforderlich. Abhängig vom Substrat zählt der Kraftstoff Biomethan als konventionell (und fällt unter die Deckelung) oder als fortschrittlich. Biomethan kann in komprimierter (CNG) oder verflüssigter Form (LNG) eingesetzt werden.
flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs (renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin, RFNBO)	im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt. (liquid or gaseous fuels which are used in the transport sector other than biofuels or biogas, the energy content of which is derived from renewable sources other than biomass) Art. 2 (36)	Hierunter werden strombasierte Kraftstoffe verstanden unter der Voraussetzung, dass der Strom erneuerbar (zur Klärung der Frage, wann und welchem Umfang der eingesetzte Strom als erneuerbar gilt, wird der noch ausstehende Delegierte Rechtsakt erwartet) ist – nach der Einschränkung der RED II jedoch nicht auf Basis von Biomasse. Weitere Begriffe, die für diese Kraftstoffart verbreitet sind: Power-to-Liquid (PtL), Power-to-Gas (PtG) oder PtX (als Überbegriff, der streng genommen auch Power-to-heat einbezieht, die jedoch keinen Kraftstoff darstellt); dazu zählt auch grüner Wasserstoff. Hierzu weitere Diskussion in Kapitel 2.1.2
Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen (Hydrogen from renewable sources)	Ist nicht explizit definiert, findet aber Erwähnung u.a. in Art. 7 (1)	Technisch gesehen ist Wasserstoff ein notwendiges Vorprodukt für alle Formen eines PtX-Kraftstoffs. Er wird daher auch unter der vorangehenden Kraftstoffart (RFNBO) subsummiert.
wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe (recycled carbon fuels, RCF)	Hergestellt aus flüssigen oder festen Abfallströmen nicht erneuerbaren Ursprungs, die für eine stoffliche Verwertung gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG nicht geeignet sind, sowie aus Gas aus der Abfallverarbeitung und Abgas nicht erneuerbaren Ursprungs, die zwangsläufig und unbeabsichtigt infolge der Produktionsprozesse in Industrieanlagen entstehen. (produced from liquid or solid waste streams of non- renewable origin which are not suitable for material recovery in accordance with Article 4 of Directive 2008/98/EC, or from waste processing gas and exhaust gas of non-renewable	Hierunter zählen Kraftstoffe, die z. B. durch thermische Verfahren wie Vergasung oder Pyrolyse von festen Abfällen erzeugt werden, oder durch Aufbereitung von Altöl z.B. zu Schiffskraftstoff. Da die festen Abfälle Mischungen sein können aus Material nicht erneuerbaren und biogenen Ursprungs, muss geklärt werden, wie mit biogenen Anteilen in einem RCF umzugehen ist. Ebenso ist offen, inwieweit Abgas aus der TAB unter diese Definition (*waste processing gas and exhaust gas*) fällt und ob ein auf Basis CCU mit einem aus dem Abgas

Kraftstoffart	Definition aus RED II	Weitere Erläuterungen
	origin which are produced as an unavoidable and unintentional consequence of the production process in industrial installations) Art. 2 (35)	der TAB abgeschiedenen CO_2 ein RCF erzeugt werden kann.
Fossile Brennstoffe (fossil fuels)	Otto- und Dieselkraftstoff	

Neben den in Tabelle 1 zusammengestellten Kraftstofftypen gibt es in der realen Nutzanwendungen Mischungen, wie z.B. der Otto-Kraftstoff E10 definiert als Gemisch von Benzin mit mindestens 10 Volumenprozent Anteil an Bioethanol oder der übliche Dieselkraftstoff B7 mit mindestens 7 Volumenprozent Anteil an Biodiesel. Die verschiedenen nach Gesetz zugelassenen Kraftstoffarten regelt die 10. BImSchV.[1]

Wesentliche Änderungen, die sich durch den Vorschlag der EU-Kommission zur RED III ergeben

Bezüglich der Definitionen:

Flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs (RFNBO bzw. PtX) werden nach Vorstellung der Kommission wie folgt novelliert - Art. 2 (36): "liquid or gaseous fuels ~~which are used in the transport sector other than biofuels or biogas,~~ the energy content of which is derived from renewable sources other than biomass." (flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, ~~die im Verkehrssektor verwendet werden und bei denen es sich nicht um Biokraftstoffe oder Biogas handelt~~, deren Energiegehalt aus anderen erneuerbaren Quellen als Biomasse stammt.

Renewable fuels ist nach Art. 2 (22a) ein neuer Begriff, der Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe und RFNBO zusammenfasst: „biofuels, bioliquids, biomass fuels and renewable fuels of non-biological origin" (Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe, Kraftstoffe aus Biomasse und erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs).

Ansonsten werden in Art. 2 zahlreiche neue Begriffsdefinitionen im Bereich der E-Mobilität sowie im Bereich Holz- und Waldwirtschaft ergänzt.

Neben den in Tabelle 1 aufgeführten Kraftstoffarten, die sich unmittelbar den Definitionen der RED II erschließen, werden in der technischen Welt zahlreiche weitere Produkte differenziert. Manche ergeben sich auch durch Kombination der Verfahren wie z.B. PtL und BtL zu PBtL: Hierbei wird Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom zur Synthese von Biokraftstoffen auf Basis von biogenen Abfällen/Reststoffen eingesetzt.

Auch Strom selbst spielt nicht nur als Prozessenergie für die Herstellung von Kraftstoffen eine Rolle, sondern ist bei Direktantrieb (Batterieelektrische Fahrzeuge oder auch Bahnverkehr) selbst der „Kraftstoff".[2]

[1] http://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_10_2010/index.html#BJNR184900010BJNE000502116
[2] Nach Art. 2 (38) zählen zu den „Kraftstoffanbietern" („fuel supplier") auch der Anbieter von Elektrizität.

2.1.2 Wie begründet sich der Ausschluss von biogenen Ausgangsstoffen für strombasierte Kraftstoffe?

Nach RED II Artikel 2 Nr. 36 sind Kraftstoffe, deren Energiegehalt aus Biomasse stammt aus dem Definitionsbereich der strombasierten Kraftstoffe (RFNBO) ausgeschlossen. Konkrete Begründungen werden in der Richtlinie nicht explizit gemacht. Als Hintergrund für den Ausschluss ist das in Artikel 15 Absatz 1 angeführte *Prinzip Energieeffizienz zu sehen, welches an e*rster Stelle steht (energy efficiency first) . Wie auch in Erwägungsgrund Nr. 105 aufgeführt ist, sollten „Biomasse-Brennstoffe auf effiziente Weise in Elektrizität und Wärme umgewandelt werden, um im größtmöglichen Umfang Energieversorgungssicherheit und Treibhausgaseinsparungen zu gewährleisten und um die Luftschadstoffemissionen zu begrenzen und den Druck auf begrenzte Biomasseressourcen weitestgehend zu reduzieren."

Tatsächlich ist der Pfad, aus Biomasse Strom zu erzeugen, um mit diesem Strom über Elektrolyse Wasserstoff zu generieren und daraus Kraftstoffe (PtL) zu synthetisieren mit weitaus größeren Effizienzverlusten verbunden, als der Pfad, aus Biomasse gleich direkt Kraftstoffe (BtL) zu synthetisieren.

Durch den Vorschlag der EU-Kommission zur RED III ergeben sich in diesem Punkt keine Veränderungen.

Im Entwurf zum **Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote** vom 9.3.2021 wurde dies aufgegriffen, indem § 37b in Absatz 8 BImSchG zu den nicht anrechenbaren Kraftstoffen wie folgt ergänzt wird „Wasserstoff aus biogenen Quellen". Der Entwurf begründet dies folgendermaßen: *„Für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sollen durch dieses Gesetz Anreize zum Ausbau der Elektrolysekapazitäten geschaffen werden, mit denen aus erneuerbarem Strom nicht-biogenen Ursprungs, Wasserstoff gewonnen werden soll. Eine Anrechnung von Wasserstoff, der beispielsweise aus Biogas oder durch elektrischen Strom aus der energetischen Verwertung von Biomasse gewonnen wird, würde dieses Ziel gefährden*."

Diese Argumentation stellt nicht explizit auf das Effizienzprinzip ab, sondern zunächst die Priorisierung der Elektrolysetechnologie in den Vordergrund, was jedoch nur mit Blick auf die potenzielle Alternative von Wasserstoff aus Biomethan über die Technik der Dampfreformierung zutrifft. Auf *elektrischen Strom aus der energetischen Verwertung von Biomasse* trifft dies nicht zu, da auch hier eine Elektrolyse zur Wasserstofferzeugung erforderlich ist. Als stichhaltig kann hier nur die Effizienzfrage erachtet werden.

In der **Stellungnahme des Bundesrates (BR)**[1] zum Gesetzesentwurf wird dagegen gefordert, in die Erfüllungsoptionen nach (§ 37a (5) Satz 1 Nr.5 a)) BImSchG auch *Wasserstoff aus dem Anteil des Stroms, der aus der thermischen Behandlung biogener Rest- und Abfallstoffe stammt,* aufzunehmen. Begründet wird dieser Änderungsvorschlag mit der Schlüsselrolle, die TAB-Anlagen einnehmen können, um dezentrale Wasserstoff-Erzeugung mit kontinuierlicher Versorgung innerstädtischer Infrastrukturen aufzubauen und damit *wichtige Nuklei für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft* zu schaffen und politische Signale zu setzen. Derzeit stehen bereits an mehreren TAB-Standorten konkrete Investitionsprojekte für dezentrale Elektrolyseanlagen vor der Umsetzungsentscheidung.

[1] https://dserver.bundestag.de/btd/19/281/1928183.pdf

In ihrer **Gegenäußerung** lehnt die **Bundesregierung (BReg)** die vom BR vorgeschlagene Änderung ab. Sie begründet dies ebenfalls damit, dass sie die Umlenkung von biogenen Abfällen und Biomasse insgesamt in die Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion für den Einsatz im Verkehr energetisch und ökologisch weniger sinnvoll ist als der direkte Einsatz von Strom und dass biogene Abfälle derzeit effizient direkt in Biokraftstoffe für den Verkehr umgewandelt werden. Außerdem verweist die Bundesregierung auf den grundsätzlichen Vorrang des Recyclings vor der energetischen Verwertung nach der Abfallhierarchie in § 6 Abs. 1 des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) und das (begrenzte) Angebot an nachhaltiger Biomasse.

Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass die Argumentation der BReg für sich genommen schlüssig und konsistent ist, insofern sie sich auf Biomasseanlagen im Sinne des EEG, die gezielt zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung aus Biomasse (d.h. Biomasseheizkraftwerke oder auch Biogasanlagen) betrieben werden, bezieht. Sie geht jedoch nicht auf den konkreten Fall der thermischen Abfallbehandlung ein, in der Biomasse ein Bestandteil des Restabfalls ist, welcher nach Abschöpfung der getrennt gesammelten Abfallfraktionen zur Verbrennung verbleibt und für den

- es keine Behandlungsalternative in einer höheren Hierarchiestufe nach Kreislaufwirtschaftsgesetz gibt,
- die Frage der Verfügbarkeit keine Rolle spielt, weil er anfällt und entsorgt werden muss.

Die Problematik scheint in der Unschärfe der Abgrenzung der beiden Anlagenarten zu bestehen, da die Bundesregierung in ihrer Argumentation keinen Unterschied macht zwischen der *thermischen Behandlung biogener Rest- und Abfallstoffe* und dem Biomasseheizkraftwerk.

Die Lösung wäre, eine Modifikation des BR-Vorschlags auf: *„Wasserstoff aus dem Anteil des Stroms, der aus der thermischen Behandlung des biogenen Anteils von Siedlungsabfällen und siedlungsabfallähnlichen Gewerbeabfällen sowie Klärschlamm."*

In der am 29.9.2021 verabschiedeten Fassung des **Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote** wird dieser Punkt gemäß Artikel 1, Nr. 3 b) bezüglich *Wasserstoffes aus biogenen Quellen* wie folgt geregelt:

„Abweichend … wird Wasserstoff aus biogenen Quellen des Anhangs IX Teil A …, der in Straßenfahrzeugen eingesetzt wird, ab dem 1.7.2023 auf die Erfüllung … angerechnet; eine Rechtsverordnung der BReg nach §37d Absatz 2 Satz 1 Nr.19 regelt weitere Bestimmungen".

In §37d Absatz 2 Satz 1 Nr.19 wird dann eine weitere Ermächtigungsklausel angefügt, wonach die BReg ermächtigt wird, „unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung Kriterien für die Anrechenbarkeit von Wasserstoff aus biogenem Quellen gemäß … festzulegen und dabei insbesondere

a) das Berechnungsverfahren für die Treibhausgasemissionen,
b) das Nachweisverfahren sowie die Übertragbarkeit der Nachweise und
c) die Anforderungen an die erneuerbaren Energiequellen zur Erzeugung des Wasserstoffs."

2.1.3 Welche Mengen sind jeweils zu welchen Fristen in Verkehr zu bringen?

Die Mengen an in Verkehr zu bringenden erneuerbaren Kraftstoffen erschließen sich aus der RED II und der nationalen Umsetzung über das *Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote* sowie die *Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote.*

Gemäß **RED II** müssen die Mitgliedstaaten pauschal 14 % als Mindestanteil erneuerbaren Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 nachweisen (Artikel 25 (1)).

Der Beitrag an *fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas* muss am Anteil des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors, im Jahr 2022 mindestens 0,2 %, im Jahr 2025 mindestens 1 % erzielen und steigt bis 2030 auf mindestens 3,5 % (Artikel 25 (1)), wobei diese Kraftstoffe mit dem Doppelten ihres Energiegehalts auf die Ziele angerechnet werden dürfen (Artikel 27 (2)a). Daher reichen jeweils die halben Prozentbeträge zur Zielerfüllung aus oder anders gesagt: Um formal 3,5 % Anteil in 2030 zu erfüllen reichen 1,75 % physischer Anteil aus.

Für *Biokraftstoffe produziert aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen* (konventionelle Bio kraftstoffe) und für Biokraftstoffe aus Altspeiseöl oder Tierfetten setzt die RED II keine Mindestquote, sondern jeweils Höchstmengen, die im Zuge der nationalen Umsetzung weiter modifiziert werden (s.u.).

Keine Mindestquote setzt die RED II für die *flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs* (PtX) oder jegliche anderen Kraftstoffarten wie z.B. RDF oder Biokraftstoffe aus gebrauchtem Pflanzenöl an.

Wesentliche Änderungen, die sich durch den Vorschlag der EU-Kommission zur RED III ergeben

Bezüglich der Quotenziele:

Der Vorschlag bedeutet eine Umstellung von den auf den Energieanteil bezogenen Quoten auf eine **THG-Quote** nach dem in Deutschland umgesetzten Prinzip. Die 14 % als Mindestanteil erneuerbaren Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 entfallen, und Artikel 25 RED II ist vollständig ersetzt durch eine THG-Quote von 13 % Minderung bis 2030 gegenüber einem fossilen Basiswert: „*the amount of renewable fuels and renewable electricity supplied to the transport sector leads to a greenhouse gas intensity reduction of at least 13 % by 2030, compared to the baseline set out in Article 27(1), point (b), in accordance with an indicative trajectory set by the Member State* (Art. 25 (1a).

Die **fortschrittlichen Biokraftstoffe** müssen weiterhin eine energetische Mindestquote erfüllen: von 0,2 % in 2022 mit Zwischenstufen bis 2,2 % in 2030 (Art. 25 (1b)). Doppelzählungen spielen keine Rolle mehr, diese Angaben sind als physische Anteile zu verstehen (sie liegen jedoch unterhalb der Umsetzung in Deutschland, s.u.).

Für **RFNBO/PtX** wird ebenso eine energetische Mindestquote eingeführt von 2,6 % in 2030 (Art. 25 (1b)). Diese Energieträger sollen auch anrechnungsfähig sein als Zwischenprodukt für die Produktion von konventionellen Kraftstoffen (z.B. als Wasserstoff für Hydrierprozesse in der Mineralölraffinerie).

RCF dürfen ebenfalls für die THG-Quote eingerechnet werden (Art. 25 (1b)).

Deutschland strebt mit seiner Umsetzung in vielen Punkten gegenüber der RED II höhere Anforderungen an. Zunächst wurde per Regierungsbeschluss[1] der Mindestanteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 auf 28 % verdoppelt.

Die Umsetzung der Quotenerfüllung in Deutschland erfolgt seit 2015 nicht über die energetischen Anteile (§ 37a bis 37h BImSchG), sondern über die mit den Kraftstoffen verbundenen Treibhausgasminderungen. Wie diese Quoten nun über das *Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote* ausgestaltet werden, ist in Tabelle 2 zusammengestellt. Die THG-Quote mit 25 % in 2030 ist als sehr ambitioniert zu werten. Ebenso die Mindestquoten für fortschrittliche Biokraftstoffe (2,6 % energetisch in 2030), die zum Oberziel von 28 % dennoch nur einen kleinen Beitrag liefern können. Die gleichzeitige Deckelung der Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (max. 4,4 % energetisch) sowie aus Altspeiseöl oder Tierfetten (max. 1,9 % energetisch) machen deutlich, dass die Lücke zur Zielerreichung aus der E-Mobilität und von PtX geschlossen werden muss.

Für PtX setzt das Gesetz auch Mindestquoten, die jedoch der Flugverkehr (PtL-Kerosin) zu erfüllen hat. Damit soll diesem Bereich, der weniger Alternativen an erneuerbaren Antrieben hat als der Straßenverkehr, Priorität eingeräumt werden. Die energetische Quote wird in 2025 mit 0,5 % (energetisch) gesetzt schrittweise bis 2030 auf 2 % (energetisch) angehoben. Auf die THG-Quote können PtX-Kraftstoffe mit einem Faktor 2 angerechnet werden.

Wesentliche Änderungen, die sich durch den Vorschlag der EU-Kommission zur RED III ergeben

Die **THG-Quote** der RED III ist mit 13 % Minderung bis in 2030 deutlich niedriger als im deutschen THG-Minderungsquoten-Gesetz mit 25 %. Hinzu kommt, dass die RED III in Art. 26 (1a ii) eine Absenkung der Minderungsquote und den Betrag an Prozentpunkten erlaubt, um den die Deckelung für Kraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen auf Mitgliedstaatenebene unter 7 % gesetzt wird. Für Deutschland würde das bei einem Deckel von 4,4 % eine Absenkung der THG-Quote um 2,6 Prozentpunkte bedeuten.

Welche absoluten Mengen sich hinter den prozentualen Angaben verbergen, ist abhängig von der absoluten Höhe des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor, wobei Werte in der Zukunft natürlich von Prognosen abhängig sind. In Abbildung 1 und Tabelle 3 ist dargestellt, welche Kraftstoffmengen (in PJ) nach dem Gesamtziel von 28 % Anteil erneuerbarer Energie im Verkehr in 2030 erforderlich sind und wie sich diese in den Jahren bis dahin entwickeln. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Höchstmengen (Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen sowie aus Altspeiseöl oder Tierfetten) ausgeschöpft und die Mindestmengen (fortschrittliche Biokraftstoffe, PtX im Flugkraftstoff) erfüllt werden. In der Summe der Unterquoten werden dann die Doppelanrechnungen einbezogen.

Um von den prozentualen Quoten auf absolute Mengen schließen zu können, braucht es ein Szenario für den Zeitraum bis 2030. Dabei wird von 2.200 PJ Endenergieverbrauch im Verkehrssektor in 2022 ausgegangen und gemäß dem Szenario Klimaschutzprogramm[2] bis 2030 ein mehr oder weniger gleichmäßiger Rückgang auf 1.850 PJ angesetzt.

[1] https://www.bmu.de/pressemitteilung/schulze-wir-foerdern-kraftstoffe-die-das-klima-schuetzen-ohne-die-natur-zu-zerstoeren/

[2] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19_cc_12-2021_treibhausgasminderungswirkungen-klimaschutzprogramm-2030_psz_ix.pdf

Abbildung 1 zeigt, dass von den erforderlichen ca. 520 PJ in 2030 nur etwa die Hälfte des Ziels durch die einzelnen Kraftstoffe erreicht wird. Die andere Hälfte muss durch E-Mobilität erfüllt werden oder durch Übererfüllung der Quoten der fortschrittlichen Biokraftstoffe, PtX sowie RCF.[1]

Tabelle 2: Durch den Bundestag verabschiedete Anpassungen zur Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)

Überblick Umsetzung RED II, Änderung des Bundestages

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
THG-Quote (CO_2-Minderung) laut Bundestagsbeschluss vom 25. Mai 2021	**7 %**	**8 %**	**9,25 %**	**10,5 %**	**12 %**	**14,5 %**	**17,5 %**	**21 %**	**25 %**
THG-Quote (CO2-Minderung) laut Entwurf der Bundesregierung	*6,5%*	*7%*	*8%*	*8%*	*10%*	*10%*	*14,5%*	*14,5%*	*22%*
Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (Obergrenze, energetisch)	4,4 %								
Altspeiseöle und tierische Fette (Obergrenze, energetisch)	1,9 %								
Fortschrittliche Biokraftstoffe (Mindestanteil, energetisch)	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**		**2028**		**2030**
	0,2 %	0,3 %	0,4 %	0,7 %	1,0 %		1,7 %		**2,6 %**
	Mengen oberhalb des Mindestanteils werden mit Faktor 2 angerechnet. *POME wird nur einfach angerechnet, ist weiterhin auf den Mindestanteil anrechenbar.*								
Wasserstoff und PtX-Kraftstoffe	Mengen werden mit Faktor 2 angerechnet (Raffinerien und Straßenverkehr)								
Strom	Mengen werden mit Faktor 3 angerechnet (Strom aus öffentlichen Ladepunkten, private Elektrofahrzeuge, Fahrzeugflotten)								
Luftverkehr	Quote für PtL-Kerosin: 0,5 % in 2026, 1 % in 2028, 2 % in 2030								
Palmöl	**2022**				**ab 2023**				
	0,9 %				*0 %*				
Co-Processing	*Gesetzlicher Ausschluss bleibt; Bundestag fordert die Bundesregierung auf (Entschließung), die Anrechenbarkeit durch BImSchV zu ermöglichen. Gemäß BImSchG dürfen nur Reststoffe (Anhang IX Teil A der RED II, fortschrittliche Biokraftstoffe) eingesetzt werden.*								
UER-Maßnahmen	*Können nur noch bis einschließlich 2026 angerechnet werden*								
Biogener Wasserstoff	*Einsatz in Straßenfahrzeugen (nicht in Raffinerien) aus Reststoffen (Anhang IX Teil A) wird ab dem 1.7.2023 angerechnet. BImSchV regelt notwendige Kriterien.*								
Sonstiges	*Verweis auf unvergällten Alkohol bleibt. Bunderegierung legt ab 2024 dem Bundestag einen Bericht zur THG-Quote vor (Technologien, Kosten, Verfügbarkeit).*								
	© BMU | Stand: 22.09.2021								

Quelle: BMU: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Infografiken/thg_quote_red_ii.png

[1] Die Mengenberechnungen in PJ sind hier nur als Orientierung zu sehen, denn die Erfüllung des Ziels gilt mit dem Erreichen der THG-Quote von 22 % in 2030. Für die Erfüllung der THG-Quote dürfen jedoch noch weitere Maßnahmen (z.B. Upstream-Emission-Reduction) angerechnet werden.

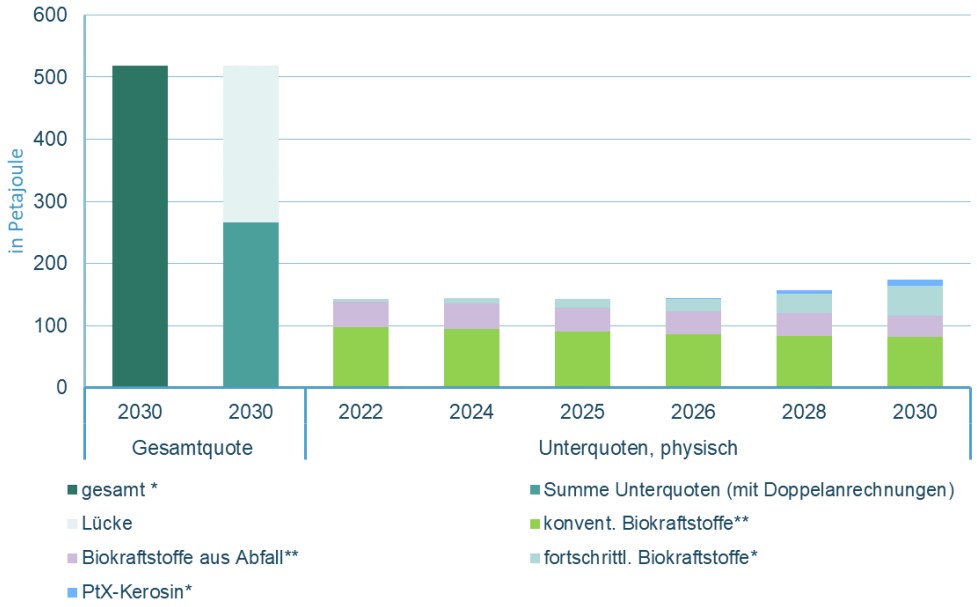

Abbildung 1: Kraftstoffmengen zur Erfüllung der Anforderungen nach RED II Umsetzung in Deutschland
*: Mindestquote, **: Maximalquote;
Quelle: Berechnungen des ifeu, Gesamtenergieverbrauch des Verkehrs auf Basis der Klimaschutzszenarien des BMU

Tabelle 3: Absolute Kraftstoffmengen zur Erfüllung der Anforderungen nach RED II Umsetzung in Deutschland

	Gesamtquote		Unterquoten, physisch					
Angaben in Petajoule	2030	2030	2022	2024	2025	2026	2028	2030
*gesamt **	518							
*Summe Unterquoten ****		266,3						
Lücke		251,7						
*konvent. Biokraftstoffe***			96,8	94,6	90,2	85,8	83,6	81,4
*Biokraftstoffe aus Abfall***			41,8	40,85	38,95	37,05	36,1	35,15
*fortschrittl. Biokraftstoffe**			4,4	8,6	14,35	19,5	32,3	48,1
*PtX-Kerosin**						2,2	4,5	9,2

*: Mindestquote, **: Maximalquote; *** mit Doppelanrechnungen
Quelle: Berechnungen des ifeu, Gesamtenergieverbrauch des Verkehrs auf Basis der Klimaschutzszenarien des BMU; da es sich um Prognosezahlen handelt, sind diese entsprechend unsicher; die absoluten Zahlen verändern sich mit der Entwicklung des tatsächlichen Gesamtenergieverbrauch des Verkehrs.

Wesentliche Änderungen, die sich durch den Vorschlag der EU-Kommission zur RED III ergeben

Da die Mitgliedsstaaten gegenüber der RED III höhere **Quoten** für die THG-Minderung wie auch für fortschrittliche Biokraftstoffe setzen können, haben die obigen Darstellungen auch unter RED III Bestand; mit Ausnahme der neuen Mindestquote für RFNBO/PtX von 2,6 % für den gesamten Verkehrsbereich. Das bedeutet für die Zahlen in Tabelle 3, dass in 2030 statt der Menge von 9,2 PJ PtX-Kerosin (errechnet als 2 % des Endenergieverbrauchs im Flugverkehr von 460 PJ), 48,1 PJ PtX insgesamt erreicht werden müssen (errechnet als 2,6 % des Endenergieverbrauchs im Flugverkehr im Gesamtverkehr von 1.850 PJ gemäß der Szenarioannahmen, s.o.).

Nach dem Entwurf zur *Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote* erfolgt der **Nachweis** der Quotenerfüllung wie bisher durch die **Biokraftstoffquotenstelle beim Hauptzollamt Frankfurt/Oder**, welche die Einhaltung der Treibhausgasminderungsquote überwacht und die Jahresquotenanmeldung der Verpflichteten prüft. Zu den Aufgaben zählt im Einzelnen:

- die Anrechnung von in Straßenfahrzeugen mit Elektroantrieb genutztem elektrischem Strom
- die Anrechnung von fossilen Kraftstoffen
- die Anrechnung von biogenem Flüssiggas und verflüssigtem Biomethan,
- die Überwachung der Einhaltung der Obergrenze für Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, für Biokraftstoffe aus gebrauchtem Pflanzenöl oder Tierfett, für Biokraftstoffe mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung
- die Überwachung der Erfüllung des Mindestanteils an fortschrittlichen Kraftstoffen

Das Umweltbundesamt ist zuständig für die Ermittlung und Bekanntgabe der Werte der durchschnittlichen Treibhausgasemissionen, die Prüfung der mitgeteilten energetischen Menge elektrischen Stroms und die Ausstellung von Bescheinigungen darüber.

2.1.4 Welche Regelsetzungen betreffen die Thermische Abfallbehandlung

Grundsätzliches zum Umgang mit Abfällen:

Grundsätzlich ist der **Abfallhierarchie** gemäß der Abfallrahmen-Richtlinie (ARRL 2008/98/EG) Rechnung zu tragen. Darauf verweist die RED II mehrfach, u.a. in Erwägungsgrund 21, wonach die Förderregelungen der Mitgliedstaaten für erneuerbare Energie nicht den Zielen für die Abfallbehandlung zuwiderlaufen und nicht zu einer ineffizienten Nutzung recycelbarer Abfälle führen dürfen.

Auch die Definition von **Abfall** folgt in der RED II (Artikel 2 Nr. 23) jener nach ARRL.

Zur **Biomasse** zählt nach Definition in Artikel 2 Nr. 24 RED II der **biologisch abbaubare Teil von Abfällen** – darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs.

Biogenen Abfällen und Reststoffen wird in der RED II große Bedeutung eingeräumt als Rohstoffe für die Erzeugung von fortschrittlichen Biokraftstoffen, um die negative Wirkung von Landnutzung und Landnutzungsänderung durch Biomasseanbau zu vermeiden.

Die RED II definiert außerdem **wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe** (RCF, siehe Tabelle 1) zu den anrechenbaren Kraftstoffen. Sie definiert sie in Artikel 2 Nr. 25 RED II als Kraftstoffe aus flüssigen oder festen Abfallströmen *nicht erneuerbaren Ursprungs*, die für eine stoffliche Verwertung nicht geeignet sind. Die Umsetzung erfordert noch konkrete Anleitungen in einem noch 2021 erwarteten delegierten Rechtsakt. So ist hier z.B. nicht klar, wie beim Einsatz von festen Siedlungsabfällen der biogene Anteil abgegrenzt werden soll.

Wesentliche Änderungen, die sich durch den Vorschlag der EU-Kommission zur RED III ergeben

Erwähnt sei an dieser Stelle, dass die RED III zum einen eine Harmonisierung mit anderen Rechtsnormen anstrebt, darunter insbesondere die Abfallrahmenrichtlinie (ARRL 2008/98/EC), womit die Abfallhierarchie nochmals explizit betont wird, sowie das Prinzip der Kaskadennutzung (RED III Art. 3 (3)). Zu Letzterem soll ein Delegierter Rechtsakt erstellt werden.

Thermische Abfallbehandlungsanlagen

Die thermische Abfallbehandlung findet in der RED II indirekt Erwähnung als Anlagen zur Produktion von Elektrizität, Wärme und Kälte. Für diese entfällt z.B. nach Artikel 29 (1) Satz 3 die Nachweispflicht einer Einsparung von Treibhausgasemissionen.[1]

Mit dem oben erwähnten Prinzip der Abfallhierarchie gilt, dass durch thermische Abfallbehandlung nur jene Abfallströme, die als nicht recycelbar gelten, behandelt werden dürfen.

Bezug auf die Energiebereitstellung für die Erzeugung anrechenbarer strombasierter Kraftstoffe

Wie bereits in Kapitel 2.1.2 ausgeführt, schließt die RED II in Artikel 2 Nr. 36 Strom auf der Basis von Biomasse für die Erzeugung anrechenbarer strombasierter Kraftstoffe aus. Die Gründe dafür und die Positionen dazu von BR und BReg wurden in Kapitel 2.1.2 ebenfalls dargelegt.

Ebenso in Kapitel 2.1.2 wurde dargelegt, dass das **Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote in diesem Punkt eine** Abweichung zulässt und ab dem 1.7.2023 eine Anrechnung von Wasserstoff aus biogenen Quellen des Anhangs IX Teil A erlaubt nach den Bestimmungen einer noch zu erlassenden Rechtsverordnung.

Darüber hinaus gibt es derzeit keine weiteren konkretisierenden Regelungen, die die Thermische Abfallbehandlung bezüglich der **Energiebereitstellung für die Erzeugung anrechenbarer strombasierter Kraftstoffe** betreffen. Hierfür wurde die Änderung der 37. BImSchV eigentlich noch im Jahr 2021 erwartet (bei Redaktionsschluss lag diese noch nicht vor). Diese Verordnung *zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote* wiederholt in der aktuellen Fassung in § 2 (2) den Ausschluss von Biomasse (einschließlich dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie) als Energiegrundlage für PtX.

Die Änderung der **37. BImSchV** stellt damit eine derzeit noch **fehlende wesentliche Rechtsgrundlage** dar, wobei angesichts des Entwurfs-Stands zum *Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote nicht zu erwarten ist,* dass an diesem Punkt eine Änderung erfolgt.

Auch in den Entwürfen zur *Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote* (Änderung der 38. BImSchV) sowie zur *Ver-*

[1] Die weiteren Nachhaltigkeitskriterien beziehen sich auf Biomassen, die auf Flächen gewonnen werden und zu Landnutzungsänderung zu Lasten von ökologisch hochwertigen oder kohlenstoffreichen Ökosystemen führen. Da der Bezugsraum für Abfälle mit der Sammlung beginnt, greifen Landnutzungskriterien hier nicht.

ordnung zur Neufassung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung finden sich keine konkreten Anhaltspunkte, die die thermische Abfallbehandlung betreffen.

Wie im folgenden Abschnitt erläutert bestehen jedoch zu einer Reihe weiterer deutschen Regelwerke Wechselbeziehungen zur REDII-Umsetzung.

Thema „Abwärme"-Nutzung

Nach Art. 23 (1) RED II soll der Anteil erneuerbarer Energie im Wärme- und Kältesektor gegenüber 2020 um einen indikativen Richtwert von 1,7 % gesteigert werden. Dieses Ziel kann nach Art. 23 (4) RED II durch *physische Beimischung von erneuerbarer Energie oder **Abwärme und -kälte** zu Energie und Brennstoffen für die Wärme- und Kälteversorgung* erreicht werden.[1] Abwärme ist somit der erneuerbaren Energie gleichgestellt.

Der Bericht der Bundesrepublik Deutschland an die Kommission gemäß der Berichtspflicht nach RED II bewertet das Potenzial von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor[2], darunter auch das der Abfallverbrennung. Der Bericht führt außerdem aus, dass die heute betriebenen TAB hauptsächlich in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden und in vielen Fällen den Status hoch-effizienter KWK erreichen. Bezüglich der Frage, ob die nutzbare Wärme als Abwärme gemäß der Definition der RED II einzustufen ist und damit erneuerbaren Energie gleichgestellt ist, führt der Bericht folgendes aus:

„Aufgrund der genannten Konzentration auf den primären Anlagenzweck als Kriterium für eine Einordnung der Anlagen in den Bereich Abfallverbrennung im Rahmen dieser Studie, werden dennoch die zukünftig nutzbaren Wärmemengen als Abwärme eingestuft, da der KWK-Prozess oder die Stromerzeugung nur als sekundäre Funktionen gewertet werden." (S.96f)

Wesentliche Änderungen, die sich durch den Vorschlag der EU-Kommission zur RED III ergeben

Auch im geänderten Art. 23 zählt die Abwärme-, -kältenutzung als Maßnahme zur Steigerung der erneuerbaren Energie im Wärme- bzw. Kältesektor.

[1] „Abwärme und -kälte" sind in der RED II (Art. 2 (9)) definiert als *„unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde, wo kein Zugang zu einem Fernwärmesystem oder einem Fernkältesystem besteht, in dem ein Kraft-Wärme-Kopplungsprozess genutzt wird, genutzt werden wird oder in dem Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist*".

[2] Ortner et al. (2020): Berichtspflicht gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 zum Potenzial der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen; im https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/de_ca_2020_de_a01_art_157_red_ii_report_germany.pdf

2.2 Weitere deutsche Regelwerke mit Wechselbeziehung zur RED II-Umsetzung

2.2.1 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021)

Das EEG ist die zentrale Gesetzesregelung für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der Stromerzeugung in Deutschland. Das Gesetz dient der Zielerfüllung in 2030 mit einem Anteil von 65 % erneuerbaren Stroms in der Bruttostromerzeugung.

Die letzte Änderung vom 20.12.2020 zielt u.a. auf die stromintensive Wasserstoffproduktion. Gemäß dem neuen § 64a EEG 2021 wird die EEG-Umlage für die Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen begrenzt. Die Anforderungen an *Grünen Wasserstoff* sollen gemäß § 93 EEG 2021 per Verordnungsermächtigung konkretisiert werden.

Hierfür liegt ein Entwurf einer **Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften**[1] vor, in welchem definiert wird, wann Wasserstoff als „Grüner Wasserstoff" für die Zwecke der EEG-Umlagebefreiung anzusehen ist und in welchem per Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) in einem neuen Paragraphen 12 Buchstabe i) umgesetzt werden soll. Die Bedingungen hier sind:

- Die Herstellung durch Strom auf elektrochemischem Wege, wobei der Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinn des § 3 Nummer 21 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes stammt (beinhaltet den biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie).
- Produktion überwiegend in Deutschland.
- Keine EEG-Förderung
- Eine direkte zeitgleiche Nutzung des erneuerbaren Stroms erfolgt oder
- Herkunftsnachweise für erneuerbare Energien nach der *Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung* liegen vor.

Eine Einschränkung besteht hier weder für Strom aus Biomasse generell noch speziell für Strom aus der thermischen Behandlung des biologisch abbaubaren Anteils von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

2.2.2 Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Der Zweck des EnWG ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche, leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

[1] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/referentenentwurf-verordnung-zur-umsetzung-des-erneuerbare-energien-gesetzes-2021-und-zur-aenderung-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Die Definition des EnWG für Biogas (§ 3 Nr. 10 Buchstabe f) schließt im Übrigen auch Wasserstoff ein, *wenn dieser durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammen*. Bei der Definition erneuerbarer Energiequellen bezieht sich das EnWG auf die RED II, was, wie in Kapitel 2.1.4 erläutert, auch den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen einbezieht.

Mit dem Entwurf des *Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht*[1] werden erste regulierungsrechtliche Grundlagen für eine Wasserstoffnetzinfrastruktur geschaffen. Bisher umfasst der Energiebegriff des EnWG Wasserstoff nicht. Der Gesetzesentwurf wird daher als notwendiger Teilschritt für die Umsetzung der deutschen Wasserstoffstrategie erachtet, um eine reinstoffliche Versorgung mit Wasserstoff zu ermöglichen.

Nicht geregelt werden darin jedoch Art, Herkunft und Verwendung des Wasserstoffs. Einschränkungen ergeben sich durch die Nachweispflicht der Betreiber von Wasserstoffnetzen bezüglich der Bedarfsgerechtigkeit (nach § 28 Buchstabe p) EnWG der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorzulegen). Dabei wird Bedarfsgerechtigkeit als gegeben erachtet, wenn für die Wasserstoffnetzinfrastruktur, ein positiver Förderbescheid nach den Förderkriterien der nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung vorliegt. Dieser setzt im Grundsätzlichen als Energiequelle erneuerbaren Strom voraus – also „grünen Wasserstoff".[2] Jedoch soll übergangsweise auch sogenannter „blauer" und „türkiser" Wasserstoff[3] akzeptiert werden, mit der Erwartung damit den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien anwendungsseitig zu beschleunigen.

Fazit: aus diesen Regelungen ergibt sich gleichfalls keine Einschränkung für Wasserstoff aus Biomassestrom und damit auch nicht für Strom aus der thermischen Behandlung des biologisch abbaubaren Anteils von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

2.2.3 Das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz (SaubFahrzeugBeschG)

Das am 5. Mai 2021 vom Deutschen Bundestag verabschiedete SaubFahrzeugBeschG soll die Richtlinie 009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeug (Clean Vehicles Directive, geändert durch Richtlinie (EU) 2019/1161) umsetzen. Der Entwurf zu diesem Gesetz[4] liegt seit Anfang 2021 vor und seit 05.03.2021 dazu auch die Stellungnahme des Bundesrats. Es regelt Mindestziele bei der Beschaffung bestimmter

---

[1] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzentwurf-enwg-novelle.pdf?__blob=publicationFile&v=4

[2] *Grüner Wasserstoff* gilt gemäß der Definition in der Nationalen Wasserstoffstrategie als auf Basis von erneuerbarem Strom per Elektrolyse erzeugt, wobei es keine Einschränkung bzgl. der Art erneuerbaren Stroms gibt (d.h. kein Ausschluss von Biomasse)

[3] *Blauer Wasserstoff*: Aus Basis Dampfreformierung von Erdgas (Methan) erzeugt und mit einem CO_2-Abscheidungs- und -Speicherungsverfahren gekoppelt.
Türkiser Wasserstoff: wird über die thermische Spaltung von Erdgas (Methanpyrolyse) hergestellt, dabei entsteht fester Kohlenstoff anstelle von CO_2.

[4] Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/1161 vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge sowie zur Änderung vergaberechtlicher Vorschriften"
https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/K/gesetzesentwurf-foerderung-sauberer-energieeffizienter-strassenfahrzeuge.pdf?__blob=publicationFile

Straßenfahrzeuge und Dienstleistungen, für die diese Straßenfahrzeuge eingesetzt werden, durch öffentliche Auftraggeber und Sektorenauftraggeber.[1]

Die Umsetzung soll bereits ab dem 2. August 2021 gelten und zwar mit folgenden Regelungen:

- „Saubere leichte Nutzfahrzeuge“:
  Dürfen bis 31.12.2025 noch max. 50 g CO_2/km emittieren, danach 0 g CO_2/km
- „Saubere schwere Nutzfahrzeuge“:
  Müssen mit alternativen Kraftstoffen[2] betrieben werden; davon ausgenommen sind
  - Kraftstoffe, die aus Rohstoffen mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen erzeugt wurden (gemäß RED II, siehe auch Kapitel 2.1.1)
  - Mit fossilen Kraftstoffen vermischte Bio- oder synthetische Kraftstoffe

  Müssen ohne Verbrennungsmotor sein oder

  müssen, wenn mit Verbrennungsmotor, weniger als 1 g CO_2/kWh ausstoßen.

Nach § 6 (1) SaubFahrzeugBeschG gilt als Mindestziel für den Anteil *sauberer leichter Nutzfahrzeuge* ein Anteil von 38,5 Prozent an der Gesamtzahl der beschafften leichten Nutzfahrzeuge. Für den Anteil *sauberer schwerer Nutzfahrzeuge* gelten § 6 (2) im Zeitraum vom 2. 8. 2021 bis zum 31. 12. 2025 für LKW 10 % und für Busse 45 %. Im Zeitraum vom 1. 1. 2026 bis zum 31. 12. 2030 gelten für LKW 15 % und für Busse 65 %.

Der Anteil der betroffenen Flotte ist somit keinesfalls vernachlässigbar. Nach Umweltbundeamt (UBA) hat der öffentliche Straßenpersonenverkehr etwa einen Anteil von knapp 10 % im Bundesdurchschnitt an der Gesamtverkehrsleistung im Personenverkehr, in Metropolen sogar 20 %.[3] Dazu zählen jedoch auch Straßenbahnen. Auf der anderen Seite fallen hier die kommunalen Flotten wie z.B. Abfallsammelfahrzeuge darunter.

Insgesamt können die Anforderungen teilweise durch den Einsatz von Biokraftstoffen erfüllt werden, deren biogene CO_2-Emission nicht angerechnet wird. Die scheidet jedoch bei den *sauberen schweren Nutzfahrzeugen* nahezu aus, da gemischte Kraftstoffe wie B7 oder E10 ausgeschlossen sind. Unvermischte Biokraftstoffe (reiner Biodiesel) dürfte jedoch kaum eine Rolle spielen. Somit dürfte dieses Gesetz einen relevanten Anstieg von Nutzfahrzeugen bewirken, die

- entweder elektrisch betrieben werden
- oder mit Wasserstoff (Brennstoffzelle)
- oder mit anderen „sauberen“ alternativen Kraftstoffe, jedoch unvermischt mit fossil (z.B. Bio-CNG oder Bio-LNG oder synthetische Kraftstoffe)

[1] Sektorenauftraggeber sind öffentliche sowie privatrechtliche Auftraggeber und Unternehmen, die für bestimmte Gebiete (Sektoren) zuständig sind, wie z.B. Trinkwasserversorgung, Energieversorgung oder Verkehr.
[2] Nach Richtlinie 2014/94/EU, Artikel 2 (1,2) sind das Elektrizität, Wasserstoff, Biokraftstoffe gemäß RED, synthetische und paraffinhaltige Kraftstoffe, Erdgas, einschließlich Biomethan, gasförmig (komprimiertes Erdgas (CNG)) und flüssig (Flüssigerdgas (LNG)), und Flüssiggas (LPG)
[3] https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/fahrleistungen-verkehrsaufwand-modal-split#personenverkehr

Eine Einschränkung der Herkunft des Wasserstoffs oder der synthetischen Kraftstoffe sieht dieser Gesetzesentwurf nicht. Somit ist Strom aus der thermischen Behandlung des biologisch abbaubaren Anteils von Abfällen aus Haushalten und Industrie hier nicht ausgeschlossen. Es ist jedoch noch unklar, wie die CO_2-Emissionen von synthetischen nicht biogenen Kraftstoffen (sprich PtX) zu berechnen sind, da die Kohlenstoffquelle nicht notwendigerweise erneuerbar ist (Bsp. CO_2-Quelle für PtX aus Kohlekraftwerksabgas mit CCU).

2.2.4 Das Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Das am 1.11.2020 in Kraft getretene Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (GEG) trägt seine Ziele im Wesentlichen bereits im Namen.[1] Neben den Anforderungen an einen möglichst geringen Energiebedarf von Gebäuden beinhaltet das Gesetz auch die Umrechnung des Bedarfs anhand von Primärenergiefaktoren (PEF) in den Primärenergiebedarf. Für einzelne Energieträger weist das GEG in Anlage 4 spezifische PEF aus. Zusätzlich ist der Primärenergiebedarf in Treibhausgasemissionen anhand der Emissionsfaktoren in Anlage 9 umzurechnen. Diese Angaben sind in den Energieausweisen für neu errichtete Gebäude auszuführen.

Bezüglich der Primärenergiefaktoren und Emissionsfaktoren weisen Siedlungsabfälle bzw. die Wärme aus der Verbrennung von Siedlungsabfällen die niedrigsten Werte auf, insbesondere im Vergleich mit allen anderen biogenen Brennstoffen. Damit zählt Wärme aus der Verbrennung von Siedlungsabfällen zu den klimafreundlichsten Optionen der Wärmeversorgung.

2.2.5 Weitere Regelsetzungen

Die **Qualität von Kraft- und Brennstoffen** wird im deutschen Recht insbesondere über die Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen - **10. BImSchV** in der mit Änderung am 20.12.2019 geltenden Fassung geregelt.[2] Neu hinzukommen sind dabei u.a.

- Eine Definition für alternative Kraftstoffe (§ 1 (18)), wozu gezählt werden:
  - Elektrizität
  - Wasserstoff
  - Biokraftstoffe (nach RED)
  - synthetische und paraffinhaltige Kraftstoffe,
  - Erdgas, einschließlich Biogas, gasförmig (komprimiertes Erdgas (CNG)) und flüssig (verflüssigtes Erdgas (LNG)), und
  - Autogas (LPG)
- Anforderungen an Wasserstoff als Kraftstoff (§ 9a), wobei sich diese darauf beschränken, den Anforderungen der DIN EN17124, Ausgabe Juli 2019 für die Nutzung

[1] http://www.gesetze-im-internet.de/geg/GEG.pdf
[2] https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_10_2010/10._BImSchV.pdf

in Brennstoffstoffzellen in Straßenfahrzeugen,[1] zu genügen. Hierbei geht es ausschließlich um Qualitätsfragen des Produkts Wasserstoff. Die Frage nach Art und Herkunft stellt sich hier nicht. Damit auch nicht, ob über Strom oder auf anderen Wegen hergestellt, ob auf fossiler, biogener oder anderer erneuerbarer Basis.

Keine Erwähnung finden bislang die strombasierten Kraftstoffe (PtX) – sieht von Wasserstoff ab.

Die **Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote** erfolgt im deutschen Recht über die Verordnung zur Durchführung der Regelung der Biokraftstoffquote - **36. BImSchV** in der mit Änderung am 4.4.2016 geltenden Fassung.[2] Diese begrenzt sich gänzlich auf die Erfassung und den Nachweis der Biokraftstoffmengen sowie deren Eigenschaften. Zusammenhänge aus der aktuellen Fassung ergeben sich nicht für strombasierte Kraftstoffe.

Ähnliches gilt auch für die Neufassung der **Verordnung zur Neufassung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)** [3]. Nachhaltigkeitskriterien für strombasierte Kraftstoffe (PtX) liegen derzeit noch nicht vor. Sie werden, wie bereits erwähnt für Mitte des Jahres per delegierten Rechtsakt der EU-Kommission erwartet.

Erwähnt sei hier nur, dass auch unter der Biomasse-Definition dieser Verordnung (Artikel 1, § 2 Nr. 5) der biogene Anteil von Haus- und Industriebabfällen erfasst ist.[4] Damit fällt Strom aus TAB für den biogenen Anteil – wie bereits zuvor - unter die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV).

[1] DIN EN 17124:2019-07: Wasserstoff als Kraftstoff - Produktfestlegung und Qualitätssicherung – Protonenaustauschmembran (PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge; Deutsche Fassung EN 17124:2018

[2] https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_36/36._BImSchV.pdf

[3] https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=%2F%2F%2A%5B%40attr_id=%27bgbl121s5126.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl121s5126.pdf%27%5D__1639594827044

[4] Wenngleich die Biomasseverordnung in § 3 Nr. 3 gemischte Siedlungsabfälle aus privaten Haushaltungen usw. nicht als Biomasse anerkennt, so kommen diese Stoffe über das EEG §3 Nr. 21e wieder in den Definitionsbereich.

3 Gesamtschau der verschiedenen Regelwerke und ihre Wechselbeziehungen

Die in Kapitel 0 analysierten Gesetze und Verordnungen bzw. deren Entwürfe werden im Folgenden in eine systematische Gesamtschau gebracht und dabei die Wechselbeziehungen, bzw. deren Fehlen veranschaulicht.

Zunächst erfolgt in der tabellarischen Matrix in Tabelle 4 eine Gesamtschau der analysierten Regelwerke mit Blick auf die jeweiligen Regelungsrahmen und –inhalte sowie die jeweilige Relevanz zum einen bezgl. Wasserstoff und PtX, zum anderen bzgl. der TAB.

Tabelle 4: Gesamtschau der der analysierten Regelwerke nach Relevanz bezgl. Wasserstoff-, PtX und speziell für die TAB

Regelwerk	**Übergeordneter Rahmen/ Kontext /Inhalt**	**Wasserstoff-, PtX-Relevanz**	**Relevanz für TAB**
RED II	EU-weiter Rahmen zur Förderung von erneuerbaren Energien mit verbindlichen Zielen	Schließt als Energiequelle Biomasse aus	Schließt damit auch biogener Anteil des Abfalls bei energetischer Verwertung in einer TAB aus.
Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Quote	Nationale Umsetzung RED II; Änderung BImSchG §37a-g	Übernimmt Biomasseausschluss aus RED II, wird dies jedoch ab dem 1.7.2023 durch eine Rechtsverordnung für bestimme Biomassearten aufheben.	Dies wird sich durch die zu erstellende Rechtsverordnung ergeben; ansonsten gilt das Gleiche wie nach RED II.
10. BImSchV	Regelung der Kraft- und Brennstoffqualitäten	Qualitätsstandard für Wasserstoff nach DIN EN17124; keine für PtX	Keine
Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Weiterentwicklung der THG-Quote	Nationale Umsetzung RED II: - Änderung 38. BImSchV: Begrenzung von Biokraftstoffen; Quoten fortschrittliche Biokraftstoffe; Anforderungen an Strom für Direktantrieb - Änderung: 36. BImSchV: Biodiesel aus Tierfette anrechenbar - Änderung UERV	keine, nur Bezug zu Biokraftstoffen, E-Mobilität und UER	keine

Regelwerk	Übergeordneter Rahmen/ Kontext /Inhalt	Wasserstoff-, PtX-Relevanz	Relevanz für TAB
37. BImSchV	Nationale Umsetzung RED II, zu PtX; ÄnderungsVO hierzu liegt noch nicht vor	Hohe Relevanz, maßgebliche Verordnung	Voraussichtlich hoch; setzt voraussichtlich den Ausschluss von TAB-Biomassestrom fort.
Neufassung Biomassestrom-NachV und Biokraftstoff-NachV	Nationale Umsetzung RED II, Nachweis der Nachhaltigkeit von Biomasse für Strom und Kraftstoffe	Keine, nur Bezug zu Biomassestrom und Biokraftstoffen	keine bzw. nur in Bezug auf von der TAB produzierten Biomassestrom als solchem
EEG 2021	Erneuerbarer Strom; Ziel Anteil von 65 % am Bruttostrom im Jahr 2030 erreichen	Befreiung der stromintensiven Wasserstofferzeugung von der EEG-Umlage	nur in Bezug auf die TAB als Anlage zur Erzeugung erneuerbaren Stroms auf der Basis des biogenen Anteils in Abfall
Verordnung zur Umsetzung des EEG 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (Entwurf)	Gemäß Verordnungsermächtigung nach EEG 2021 §93	Kriterien für die Befreiung der stromintensiven Wasserstofferzeugung von der EEG-Umlage; Biomassestrom nicht ausgeschlossen	Kein Ausschluss von TAB-Strom von der EEG-Umlage-Befreiung für Wasserstofferzeugung.
EnWG	Sichere Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, zunehmend auf Basis erneuerbarer Energien	Wasserstoff gilt als Biogas	nur indirekt
Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (Entwurf)	Änderung des EnWG; Ergänzung mit Wasserstoffnetzen Teilschritt für die Umsetzung der deutschen Wasserstoffstrategie	Wasserstoff als Energieträger und reine Wasserstoffnetze im EnWG eingeführt; primär Fokus auf „grünen Wasserstoff“, aber übergangsweise „blauer und türkiser Wasserstoff zulässig. Für PtX keine Relevanz.	Kein Ausschluss von TAB-Strom von der Anrechenbarkeit als „Grüner Wasserstoff“
SaubFahrzeugBeschG	Umsetzung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge	Förderung von Nutzfahrzeugen mit Null-Emission, d.h. auch Wasserstoff mit Brennstoffzelle, PtX als alternativer Kraftstoff (synthetischer Kraftstoff) einbezogen.	Kein Ausschluss von TAB-Strom für die Erzeugung von Wasserstoff oder synthetischer Kraftstoff

In Abbildung 1Abbildung 2 wird grafisch dargestellt, wie die analysierten Regelwerke über die Thematiken „Wasserstoff“ und „PtX“ verflochten sind. Dabei zeigt sich einerseits, dass der Komplex RED II mit der nationalen Umsetzung und die Regelwerke zu EEG, EnWG und SaubFahrzeugBeschG andererseits im Grund entkoppelt sind und dass andererseits keinesfalls homologe Anforderungen an die Art und Herkunft des Stroms für die Wasserstoff- bzw. PtX-Produktion stellen. Abbildung 3 veranschaulicht in welchem Zusammenhang die analysierten Regelwerke konkret mit TAB bzw. für mit TAB-Strom erzeugter Wasserstoff und PtX stehen.

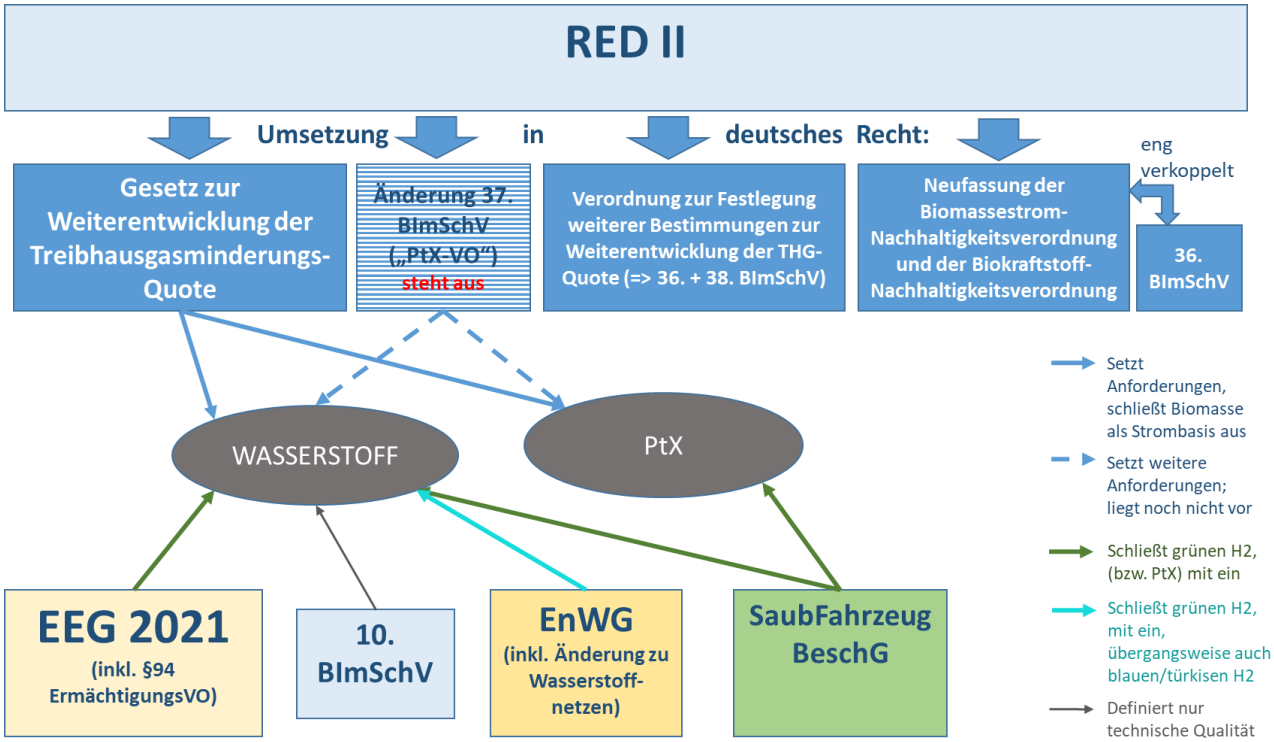

Abbildung 2: Verflechtung der analysierten Regelwerke über die Thematiken „Wasserstoff“ und „PtX“

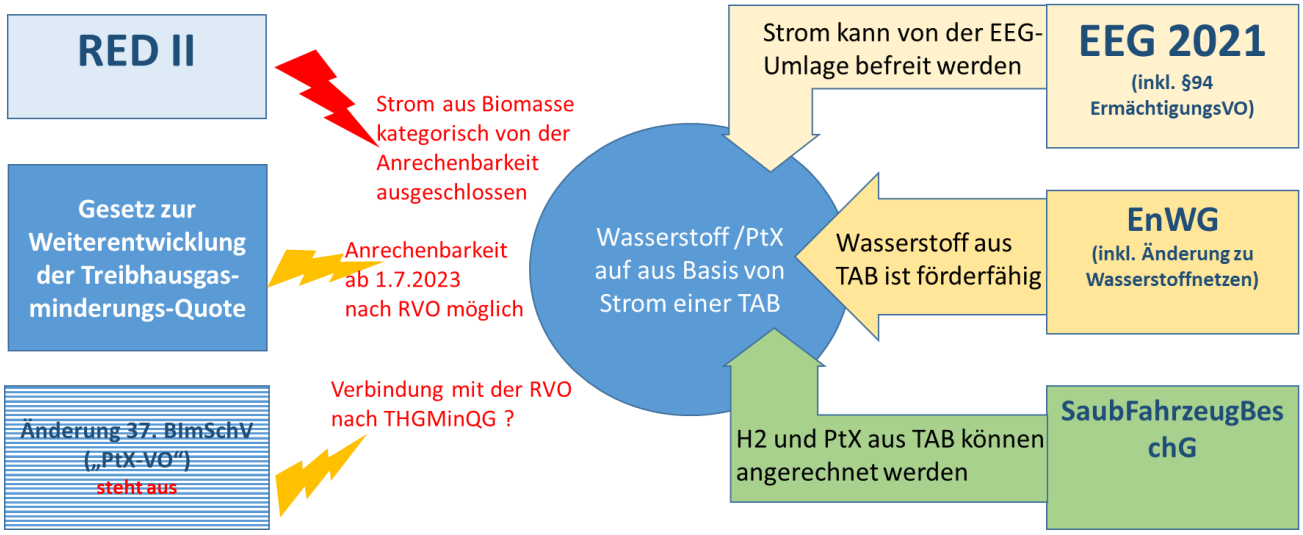

Abbildung 3: Die Relevanz der analysierten Regelwerke bezgl. TAB bzw. für mit TAB-Strom erzeugter Wasserstoff und PtX

Aus der Gesamtschau der Regelungen mit Blick auf die Förderung der Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff und strombasierten Kraftstoffen lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

- Die Technologie ist hochgradig innovativ und bisher noch nicht in nennenswertem Umfang realisiert, doch ihr wird im Kontext der Klimaschutz eine große Bedeutung beigemessen; daher findet sie Niederschlag in verschiedenen z.T. unabhängig voneinander wirkenden Regelwerken.
- Ganz grob lassen sich drei Regelungskomplexe unterscheiden:
  1. Die RED II und die mir ihr gekoppelten Regelungen bzw. Umsetzungen;
     sie zeichnen sich dadurch aus, dass sie Anforderungen an die Eigenschaften von anrechnungsfähigem Wasserstoff und PtX vergleichsweise scharf definieren,[1] insbesondere den eindeutig erneuerbaren Charakter des verwendeten Stroms, wobei Strom aus der Nutzung von Biomasse nach RED II explizit ausgeschlossen wird. Die verabschiedete Fassung des Gesetzes zur Weiterentwicklung der THG-Quote sieht jedoch eine Aufhebung dieses Ausschlusses vor nach den weiteren Bestimmungen einer noch zu erlassenden Rechtsverordnung.
  2. Nicht mit der RED II gekoppelte Regelungen, die anrechnungsfähigen Wasserstoff oder PtX ebenfalls eindeutig an die Erzeugung aus erneuerbarer Energie binden, jedoch Biomasse dabei nicht ausschließen.
  3. Regelungen, die (bislang) keine scharfe Definition für Wasserstoff bzw. dessen erneuerbaren Charakter aufweisen.

[1] Wobei der Delegierte Rechtsakt zur Festlegung der Methode für die Bewertung der Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs noch nicht vorliegt und somit auch die 37. BImSchV nicht entsprechend geändert worden ist.

4 Schlussfolgerungen bezüglich der TAB

4.1 Argumente zur Anpassung der RED II-Umsetzung mit Bezug auf die TAB

Die Analyse führt zurück zur Schlüsselfrage, des Ausschlusses von Biomasse als energetische Basis für die Erzeugung von Wasserstoff oder PtX unter dem Regime der RED II und damit der Regelwerke zur Umsetzung in nationales Recht.

Die dahinterstehenden Argumente sind unter folgenden Prämissen nachvollziehbar und werden auch von Seiten des Autors vollumfänglich geteilt:

- Biomasse ist eine begrenzt verfügbare Ressource. Wird sie gezielt produziert, steht sie in Flächenkonkurrenz zu Nahrungs- und Futtermittelerzeugung oder anderen Produkten aus Land- oder Forstwirtschaft. Biogene Abfälle oder Reststoffe sind ebenfalls nur begrenzt verfügbar, zumal ihre Erzeugung nicht gezielt erfolgt und nach bester Möglichkeit vermieden werden sollte.
- Unter dem Aspekt der Energieeffizienz ist die Erzeugung von Kraftstoffen aus Biomasse um ein Erhebliches vorteilhafter als der „Umweg“ über die Verstromung von Biomasse, um damit per Elektrolyse Wasserstoff und damit per Synthese zu Kraftstoffen gelangen.
- Ein weiteres Argument seitens der BReg für den generellen Ausschluss von Biomasse als Basis für Wasserstoff und strombasierte Kraftstoffe beruht auf dem Ziel des Gesetzes, Anreiz für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zum Ausbau von Elektrolysekapazitäten zu schaffen[1]. Biomasse kann über den Weg Biomethan auch durch konventionelle Dampfreformationstechnik in Wasserstoff umgewandelt werden, was in Konkurrenz zum Ausbau von Elektrolysekapazitäten stehen würde.

Wie verhält es sich nun mit diesen Argumenten gegenüber der Verwendung von Strom aus TAB? Grundsätzlich ist der biogene Anteil in Siedlungs- und Gewerbeabfällen, die den wesentlichen Input von TAB ausmachen, ein Abfall bzw. Reststoff, der wie oben argumentiert, knapp verfügbar ist[2]. Er ist durch getrennte Sammlung von Bioabfall, Altpapier und anderen Wertstofffraktionen im Wesentlichen reduziert auf den Restabfall. Und dennoch ist er im Kontext der oben dargelegten Argumentation anders zu bewerten:

1. Für Restabfall stehen nach Stand der Technik und Status quo der Entsorgungspraxis nur zwei technische Optionen zur Verfügung: die thermische Abfallbehandlung (TAB) mit ca. 22 Mio. Tonnen pro Jahr in Deutschland oder die mechanisch-biologische Abfallbehandlung (MBA) mit knapp 3 Mio. Tonnen pro Jahr die im Übrigen überwiegend Fraktionen zur energetischen Verwertung abtrennt.

[1] Siehe Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote; Teil B Besonderer Teil, Begründung zu Artikel 1, Nr. 3 b, aa, bbb

[2] Ob ein Stoff als knapp oder übermäßig verfügbar bezeichnet wird, ist eine Frage der Perspektive; aus Sicht von Entsorgungspflichtigen stellt sich Abfall kaum als „knappes Gut“ dar, aus Sicht einer abfallbasierten Produktion muss man zur Kenntnis nehmen, dass dieser Rohstoff nicht „vermehrbar“ ist.

2. Die TAB dient insbesondere der Behandlung fester Siedlungs- und Gewerbeabfälle (inkl. Sortierreste aus der mechanischen Vorbehandlung) unter der Maßgabe einer ordnungsgemäßen und schadlosen Verwertung oder gemeinwohlverträglichen Beseitigung und ist eine tragende Säule der Abfallentsorgung in Deutschland.[1] Sie stellt somit keine Wahloption für die auf diesem Weg zu entsorgenden Abfällen dar.
3. Alle TAB-Anlagen in Deutschland erzeugen Strom und/oder nutzbare Wärme (Fernwärme, Prozesswärme) und erfüllen dabei nahezu alle die Effizienzkriterien um nach EU-Abfallrahmen-Richtlinie, d. h. sie gelten als energetische Verwertungsanlagen.
4. Somit sticht die „Begrenztheit" des Brennstoffs hier nicht als Argument, denn die thermische Behandlung der Restabfälle ist eine Notwendigkeit und die dabei nach allen technischen Möglichkeiten effizient erzeugte Energie stellt einen Zusatznutzen dar. Eine effizientere Alternative liegt nach Stand der Technik nicht vor.

Die Argumente, die nachvollziehbarerweise gegen Biomasse als Energiequelle für strombasierte Kraftstoffe gerichtet sind, treffen somit auf die TAB nicht zu. Vielmehr sprechen weitere Argumente für die TAB zu diesem Zweck:

- Da die Rolle und Funktion der TAB auch längerfristig nicht durch Alternativen abgelöst werden wird, zählt sie zu den (wenigen) industriellen Prozessen, die auf Dauer als CO_2-Quellen erhalten bleiben. Daher befassen sich viele TAB-Betreiber mit der Einrichtung einer CO_2-Abscheidung (Carbon Capture). Da die Produktion von strombasierten Kraftstoffen auf eine CO_2-Quelle angewiesen ist, ist eine direkte Kopplung von TAB und PtX-Produktion in hohem Maße sinnvoll und effizient.
  Im Rahmen einer noch unveröffentlichten Studie des ifeu für die atmosfair gGmbH zu Kriterien für die Herstellung von nachhaltigem PtL für den Flugverkehr, wurden alle in Frage kommenden CO_2-Quellen nach ebendiesen sehr anspruchsvollen Kriterien bewertet. In die höchste Kategorie („insgesamt positiv") wurde neben wenigen anderen das abgeschiedene CO_2 aus einer TAB eingestuft[2] (siehe auch Anlage 1).
- Die TAB ist Teil der Entsorgungssystems für Siedlungs- und Gewerbeabfälle, welches u.a. auch den Bereich der Abfallsammlung beinhaltet. Ob öffentlich, privatrechtlich oder im Verbund, in den meisten Fällen ist die kommunale Entsorgung in Deutschland im Rahmen eines Unternehmens organisiert. Die Schließung interner Versorgungskreisläufe liegt daher nahe, wie z.B. die eigene Herstellung Kraftstoffe für den eigenen Fuhrpark.
  Hierbei sei nochmals auf die Argumente der Bundesratsentgegnung[3] verwiesen, wonach solche Ansätze eine Schlüsselrolle spielen können, um dezentrale Wasserstoff-Erzeugung mit kontinuierlicher Versorgung innerstädtischer Infrastrukturen aufzubauen (siehe Kapitel 2.1.2).
- Aufgrund der Verpflichtungen durch das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz werden die Akteure in jedem Fall verstärkt auf alternative Kraftstoffe setzen müssen. Es wäre daher sinnvoll, auch für strombasierte Kraftstoffe als Ergänzung zur möglichen Elektrifizierung und als sinnvolle Alternative zu Biokraftstoffen einen Anreiz zu setzen.

---

[1] https://www.bmu.de/themen/wasser-abfall-boden/abfallwirtschaft/abfallbehandlung-abfalltechnik/muellverbrennung/

[2] Fehrenbach, H., Pehnt, M., Lambrecht, U., Fröhlich, T., Liebich, A., Münter, D.: Kriterien für die Herstellung von nachhaltigem PtL für den Flugverkehr Ableitung und Definition von Durchführungskriterien für die Erzeugung oder Beschaffung von nachhaltigem Strom und CO2 als Rohstoff für die PtL-Erzeugung für den Flugverkehr. https://www.ifeu.de/projekt/kriterien-fuer-die-herstellung-von-nachhaltigem-ptl-fuer-den-flugverkehr/

[3] https://dserver.bundestag.de/btd/19/281/1928183.pdf

4.2 Empfehlungen

Mit dem Vorschlag der EU-Kommission zur Änderung der RED II in Richtung RED III steht eine Anpassung der derzeit im Prozess befindlichen Umsetzung der RED II in deutsches Recht in den nächsten Jahren an. Mit der RED III ist auch der Anspruch verbunden, regulatorische Gegensätze zwischen verschiedenen Gesetzen und Verordnungen aufzulösen. Diese Aufgabe ist von entscheidender Bedeutung, da, wie in dieser Analyse und der Gesamtschau gezeigt wird, deutliche Diskrepanzen bezüglich der Definitionsräume und Förderkulissen für strombasierte Kraftstoffe bestehen.

Es sei abschließend daher nochmals zusammengefasst, welche Anpassung der RED II aus den in dieser Kurzstudie zusammenstellten Argumenten sinnvoll und angemessen ist. Es wird daher empfohlen, die Anrechenbarkeit von Wasserstoff erzeugt auf Basis von Strom aus der energetischen Nutzung von Biomasse sofern es sich um die *thermische Behandlung des biogenen Anteils von Siedlungsabfällen und siedlungsabfallähnlichen Gewerbeabfällen und Klärschlamm handelt.* Dies müsste bei der Formulierung der Rechtsverordnung gemäß Artikel 1 Nr. 3b des Gesetzes zur Weiterentwicklung der THG-Minderungsquote und ggf. auch der ausstehenden Erneuerung der 37. BImSchV entsprechend umgesetzt werden.

Anlage 1: Bewertung der Nachhaltigkeit von CO_2-Quellen für die Erzeugung von PtL

Tabelle 5: Ergebnis einer Nachhaltigkeit von CO_2-Quellen für die Erzeugung von PtL im Rahmen einer Studie für atmosfair[1]

Quelle / Prinzip / Kriterium		**Fossiles CO_2** P1 K1	Resttoffcharakter P2 K1 + K2	Schwere der Umweltlasten des CO_2-Herstellungsprozesses P3 K1	P3 K2	P3 K3	Risiko von Lock-in-Effekten P4 K1	P4 K2	Gesamtwertung
Direkte Abscheidung aus der Luft		1	1	1	1	2	1	1	1
Biomethananlage	, nachwachsende Rohstoffe (konv.)	1	1	1	3	1	2	1	3
	nachwachsende Rohstoffe (Bioanbau)	1	1	1	2	1	2	1	1
	Gülle/Mist	1	1	1	3	2	2	1	3
	Bioabfall	1	1	1	1	1	1	1	1
	andere organische Reststoffe	1	1	1	1	siehe Anhang A	1	1	1 2
Bioethanolanlage,	nachwachsende Rohstoffe (konv.)	1	1	1	3	1	2	1	3
,	nachwachsende Rohstoffe (Bioanbau)	1	1	1	2	1	2	1	1
	Agrarische Reststoffe	1	1	1	1	1	2	1	1
BECCU Anlage	Anbaubiomasse	1	2	2	1 2 3	1	2	1	2 3
BECCU Anlage	biogene Reststoffe	1	1	1	1	siehe Anhang B	1	1	1 2

[1] Fehrenbach, H., Pehnt, M., Lambrecht, U., Fröhlich, T., Liebich, A., Münter, D. (2021): Kriterien für die Herstellung von nachhaltigem PtL für den Flugverkehr; https://www.ifeu.de/projekt/kriterien-fuer-die-herstellung-von-nachhaltigem-ptl-fuer-den-flugverkehr/

	Fossiles CO_2	Resttsoffcharak-ter	Schwere der Umweltlasten des CO_2-Herstel-lungsprozesses			Risiko von Lock-in-Effekten		Gesamtwertung
Müllverbrennungsanlage mit CCU	2	1	1	1	1	1	1	1
EBS-(Heiz-)Kraftwerk mit CCU	3	2	2	1	1	1	1	2 (3)
Kommunale Klärschlammverbren-nung mit CCU	1	2	2	1	1	1	1	1
industrielle Klärschlammverbrennung mit CCU	2	2	2	1	1	1	1	1 (2)
fossile Kraft-, Heizkraft- Heizwerke mit CCU	3	2	2	1	3	3	3	3
Abgas aus Zement-, Kalk-, Keramik-, Glaswerken	3	2	2	1	1	1	1	2
Stahl, Aluminium	3	2	2	1	1	1	3	3
Chemische Industrie (Wasserstoff zur Ammoniakproduktion)	3	2	2	1	3	2	3	3
Mineralölsektor (Wasserstoff zur Hydrierung)	3	2	2	1	3	3	3	3

Wertungslogik:

1 insgesamt positiv bewertet, d.h. uneingeschränkt für eine Nutzung des CO_2 als nachhaltig zertifiziert werden kann.

2 Überwiegend positiv bewertet, jedoch wegen einzelner nachteiliger Aspekte nur vorläufig, d.h. für eine begrenzte Zeitphase als nachhaltig zertifiziert werden kann.

3 weist zu große Nachteile auf, um als nachhaltig zertifiziert werden zu können.

Bei der Zusammenführung wird wie folgt vorgegangen:

- *insgesamt positiv* bedeutet:
  in maximal zwei Kriterien lautet die Wertung 2, alle übrigen sind mit 1 bewertet.
- *überwiegend positiv* bedeutet:
  - in maximal einem Kriterium lautet die Wertung 3 und alle übrigen sind mit 1 bewertet oder
  - In keinem der Kriterien lautet die Wertung 3, mehr als zwei Kriterien sind mit 2 bewertet.

- Alle übrigen Wertungsergebnisse bedeuten: *zu große Nachteile*.

Anlage 2: Auszug aus dem UBA-Bericht: Umweltschädliche Subventionen in Deutschland

Das Umweltbundesamt hat im Okt. 2021 eine aktualisierte Ausgabe zu „Umweltschädliche Subventionen in Deutschland“[1] veröffentlicht. Obwohl der Sektor Abfallwirtschaft nicht explizit betrachtet wird, können aus den anderen Sektoren vereinzelte Rückschlüsse gezogen werden, die im Rahmen dieser Studie die Aussagen untermauern. In der Abbildung 4 sind die Umweltkosten der Stromerzeugung in Deutschland einschließlich Vorketten für 2018 dargestellt.

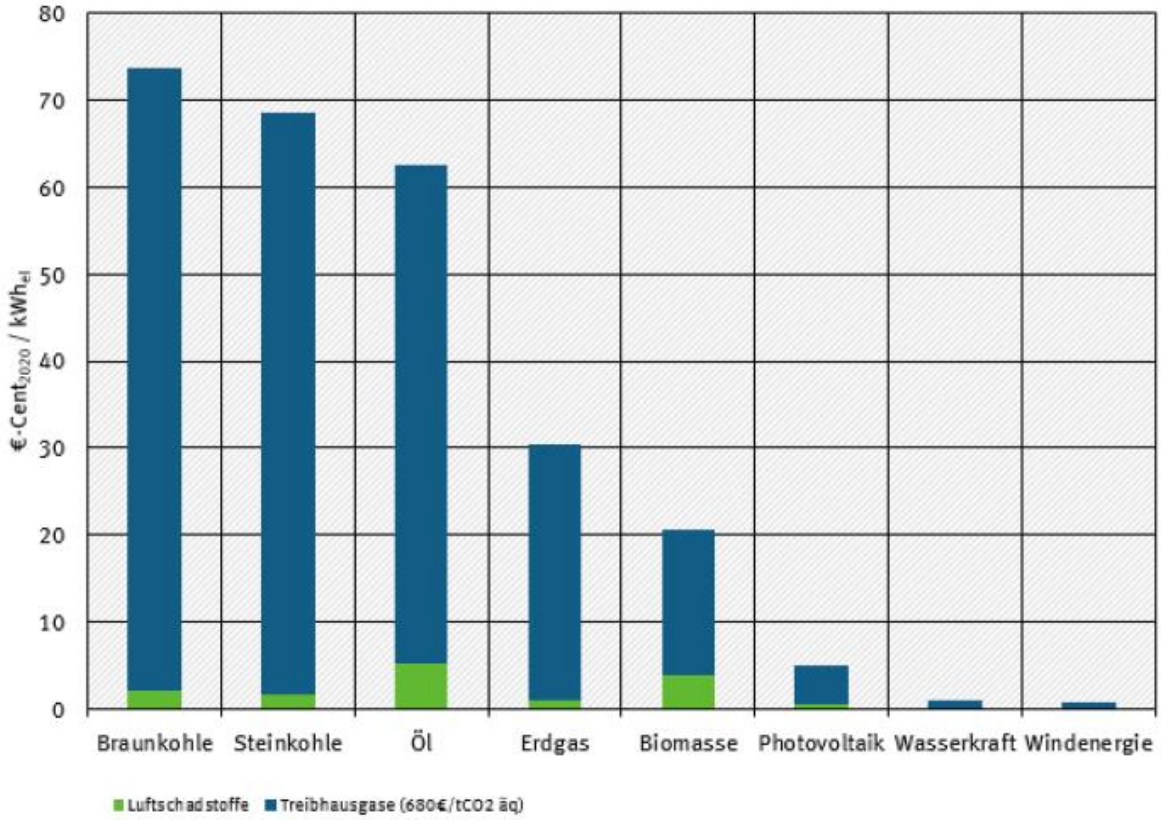

Abbildung 4: Umweltkosten der Stromerzeugung in Deutschland einschließlich Vorketten für 2018; aus UBA-Texte 143/2021

Die tatsächlichen Wirkungen von der energetischen Biomassenutzung auf Klima und Umwelt sind oft negativ. Die Nutzung von Biomasse für die Stromerzeugung verursacht beispielsweise noch höhere Luftschadstoffkosten als Kohle (Kohle 2 ct/kWh – Biomasse 4 ct/kWh), jedoch erheblich niedrigere Treibhausgasbelastungen. Welche Wirkungen im Einzelnen entstehen, hängt stark von der verwendeten Biomasse, deren Anbaubedingungen sowie den weiteren Prozessschritten ab.

[1] UBA TEXTE 143/2021: Umweltschädliche Subventionen in Deutschland, Okt. 2021

Das UBA stellt in diesem Zusammenhang fest (S. 68): „Positiver zu bewerten sind Biokraftstoffe, die aus biogenen Rest- und Abfallstoffen hergestellt werden und für sie keine höherwertigen Verwendungsmöglichkeiten bestehen.“ Und weiter heißt es: „In den letzten Jahren hat der Anteil der Biokraftstoffe auf Grundlage biogener Rest- und Abfallstoffe zugenommen“ (siehe Abbildung 5). „Dies ist grundsätzlich zu begrüßen.“

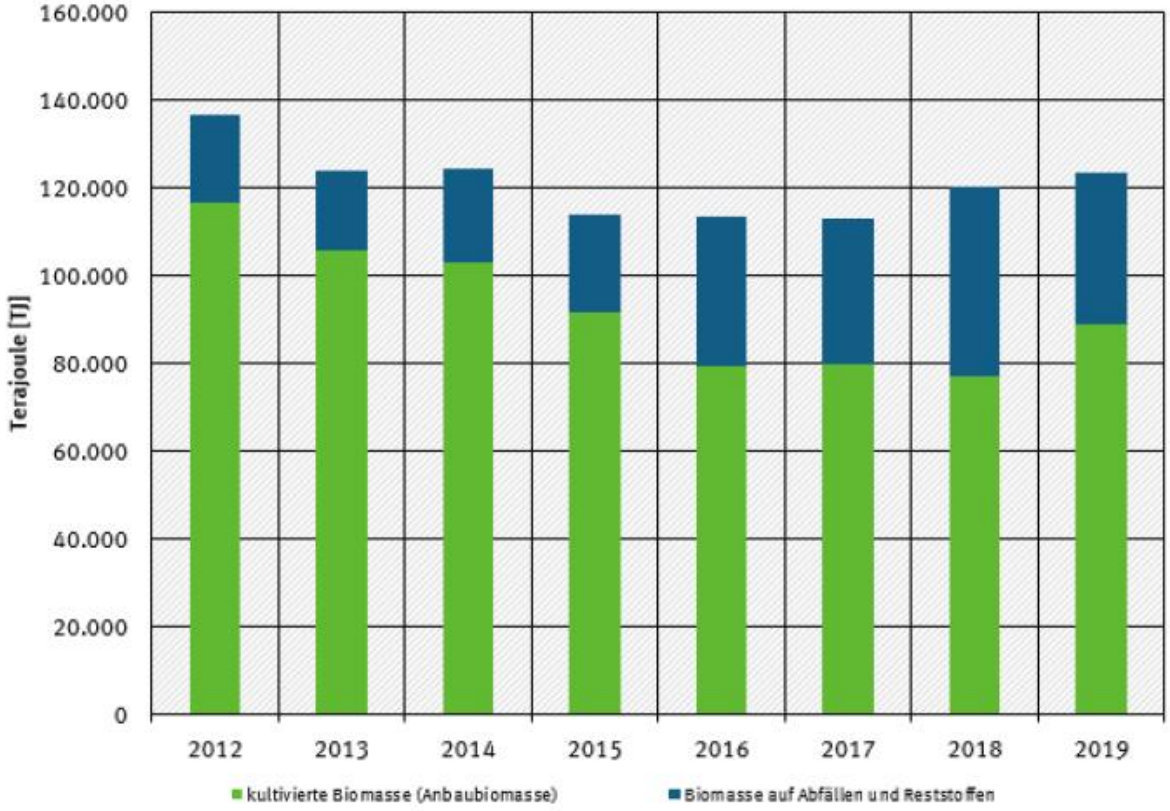

Abbildung 5: Energetische Mengen der in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe, aufgeteilt nach Nutzung kultivierter Biomasse (Anbaubiomasse) und Biomasse aus Abfällen und Reststoffen; aus: UBA-Texte 143/2021

Anlage 3: Bedeutung der energetischen Nutzung von biogenen Abfällen

Die Bedeutung der energetischen Nutzung von biogenen Abfällen wird in den i.d.R. jährlich erscheinenden Erhebungen dargestellt:

- AGEE-Stat: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Sept. 2021)[1]
- UBA: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger 2020; Climate Change 71/2021 (Nov. 2021)[2]

In der folgenden Tabelle (AGEE-Stat) wird die erzeugte Strom- und Wärmemenge aus biogenen Materialien sowie die dadurch vermiedenen Treibhausgas- (THG) Emissionen dargestellt. Der biogene Anteil des Abfalls ist grün hinterlegt.

Tabelle 6: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (aus AGEE-Stat 2021)

Energie	EE 2020	vermiedene THG-Emissionen	spez. THG-Vermeidung
	[GWh]	[1.000 tCO_{2eq}]	t/MWh
Strom			
Deponiegas	247	204	0,826
biogener Anteil des Abfalls	5.829	4.726	0,811
biogene Festbrennstoffe & Klärschlamm	11.228	8.431	0,751
Klärgas	1.578	1.130	0,716
Biomethan	2.914	1.580	0,542
Biogas	28.757	14.270	0,496
biogene flüssige Brennstoffe	308	105	0,341
Wärme			
Deponiegas	89	36	0,404
Klärgas	2.381	757	0,318
biogene Festbrennstoffe & Klärschlamm (Industrie)	24.029	6.855	0,285
biogene Festbrennstoffe & Holzkohle (GHD)	18.953	5.048	0,266
Biogas	13.549	3.316	0,245
Biomethan	4.045	985	0,244
biogene Festbrennstoffe & Klärschlamm (HW/HKW)	6.267	1.486	0,237
biogener Anteil des Abfalls	15.160	3.489	0,230
biogene flüssige Brennstoffe	3.207	691	0,215
biogene Festbrennstoffe & Holzkohle (Haushalte)	67.897	12.222	0,180

[1] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020.pdf;jsessionid=8A69DDFC856B2C01D7102BE05F257040?__blob=publicationFile&v=33

[2] https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger-2020

Die Spalte „spez. THG-Vermeidung“ ist zusätzlich berechnet worden (nicht in der Original-Literatur – s. hierzu auch M. Treder[1]) und entspricht dem Substitutionsfaktor des jeweiligen Energieträgers.

In der folgenden Tabelle aus der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger werden die THG-Emissionen aus biogenstämmigen Materialien für 2020 angegeben. Die Netto-Emissionen entsprechen ebenfalls den Substitutionsfaktoren der jeweiligen Energieträger und entsprechen den Angaben der AGEE-Stat. Der zusätzlich berechnete/eingeführte Effizienzfaktor entspricht dem Verhältnis von vermiedenen zu verursachten Emissionen (s. auch M. Treder[4]).

Tabelle 7: THG-Emissionen aus biogenstämmigen Materialien für 2020 (aus UBA Climate Change 71/2021)

Energie	Emissionen 2020 [kg CO_{2eq}/MWh]			"Effizienz-faktor"
	verursacht	vermieden	netto	
Strom				
biog. Abfall	4	815	811	204
feste Biomasse	64	815	751	13
Klärgas	98	815	716	8
Deponiegas	101	815	714	8
fl. Biomasse	476	815	340	2
Biomethan	271	815	544	3
Biogas	319	815	496	3
Wärme				
biog. Abfall	1	232	230	232
fl. Biomasse	4	254	250	64
feste Biomasse (Pellets)	20	315	295	16
feste Biomasse (Industrie)	21	306	285	15
feste Biomasse (Kessel)	19	275	255	14
Deponiegas	35	440	404	13
feste Biomasse (Fernwärme)	22	259	237	12
Klärgas	34	352	318	10
feste Biomasse (Einzelfeuerung)	23	166	143	7
fl. Biomasse (Biodiesel)	63	301	239	5
Biogas	148	393	245	3
Biomethan	153	398	244	3
fl. Biomasse (Pflanzenöl)	131	242	111	2

[1] M. Treder: Die Herkunft, die Zusammensetzung und die Verwertung der Abfälle – was machen wir zukünftig daraus? In Breer/Mlodoch: „Schutz der Gesundheit und der Umwelt durch Hygienisierung und Neutralisierung von Krankheitserregern und Schadstoffen“ / „Die geschlossene Systemkette thermische Abfallverwertung: Thermische Abfallbehandlung – Schlackenaufbereitung – Deponierung“, Mai 2021