



Director External Affairs

14. Oktober 2020

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit
IG I 6
Postfach 12 06 29
53048 Bonn

BP Europa SE
External Affairs Deutschland
Postfach 08 01 16
10001 Berlin
Charlottenstraße 59
10117 Berlin

Telefon direkt: [REDACTED]
Telefon Zentrale: +49 30 224870-0
Fax: +49 30 206 53 740
Mail: [REDACTED]

Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote und Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote
Aktenzeichen: IG I 6 – 5012/010-2020.0001

Sehr geehrte Damen und Herren,

beigefügt erhalten Sie die Stellungnahme der BP Europa SE zum o. g. Entwurf.

Für weitere Auskünfte und ergänzende Gespräche stehen wir gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Besuchen Sie uns im Internet:
www.bp.de
www.bp-se.eu

Vorstand:
Wolfgang Langhoff, Vorsitzender
Dr. Hildegard Bison Claudia Joost
Helen McCabe Bernhard Niemeyer-Pilgrim
Andreas Osbar Anke Tannhäuser
Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Peter Mather

Sitz der Gesellschaft:
Hamburg
Registergericht:
AG Hamburg HRB 113611
Steuernummer 27/151/00447

Die Marken der BP Group in Deutschland





Stellungnahme der BP Europa SE zum Vorschlag des BMU betreffend die Umsetzung der RED II durch Novellierungen des BImSchG sowie der 36. und der 38. BImSchV

Kurz-Zusammenfassung der BP-Stellungnahme

- BP ist für eine Treibhausgasemissions(THG)-Quote von mindestens 14 %, wenn nicht mehr für das Jahr 2030, vorausgesetzt es wird genügend Flexibilität und Offenheit für geeignete Technologien im Quotenhochlauf bis 2030 geschaffen.
- Entscheidend für das Erreichen einer THG-Quote von mindestens 14 % in 2030 sind vor allem grüner Wasserstoff und das Coprocessing (= gemeinsame Verarbeitung von Rohöl und biogenen Ölen in Raffinerien).
- Es fehlt der Vorschlag für eine dringend erforderliche Änderung der 37. BImSchV, um die THG-Quotenanrechnung des Coprocessing über das Jahr 2020 hinaus zu ermöglichen.
- BP unterstützt den Vorschlag einer Quote für synthetischen Jet Fuel.
- Allen anderen Vorschlägen des BMU können wir im Großen und Ganzen folgen, bei bestimmten Einzelheiten schlagen wir jedoch Korrekturen oder Ergänzungen an, wie folgend ausgeführt wird.



1. Generell

Die BP Europa SE begrüßt die Vorlage der BMU-Vorschläge zur Umsetzung der europäischen Erneuerbaren Energien-Richtlinie II (Renewable Energy Directive II = RED II) in deutsches Recht. Durch zügige Beratung und Entscheidung dieser Vorschläge könnte die RED II noch vor Ablauf der Umsetzungsfrist im Juni 2021 umgesetzt sein. Je früher das geschieht, umso besser für alle Beteiligte.

Überraschenderweise bleiben die Vorschläge jedoch hinter den eigenen politischen Selbstverpflichtungen der Bundesregierung zurück, wie sie insbesondere in der Nationalen Wasserstoffstrategie vom 10. Juni 2020 beschlossen wurden. Bei deren Verkündung erklärten die zuständigen Bundesministerinnen und Bundesminister (zitiert nach der gemeinsamen Pressemitteilung, abzurufen auf der BMWi-Homepage – abzurufen unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200610-globale-fuehrungsrolle-bei-wasserstofftechnologien-sichern.html>):

„Der Bundesminister für Wirtschaft und Energie, Peter Altmaier: „Mit der Wasserstoffstrategie stellen wir die Weichen dafür, dass Deutschland bei Wasserstofftechnologien die Nummer 1 in der Welt wird. Die Zeit für Wasserstoff und die dafür nötigen Technologien ist reif. Wir müssen daher jetzt die Potenziale für Wertschöpfung, Beschäftigung und den Klimaschutz erschließen und nutzen. Denn Wasserstoff wird ein Schlüsselrohstoff für eine erfolgreiche Energiewende sein. Er wird als Energieträger der Zukunft sowohl in Deutschland als auch weltweit einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. Dabei wird Deutschland eine Vorreiterrolle einnehmen, wie wir es vor 20 Jahren bereits mit der Förderung der Erneuerbaren Energien getan haben.“

Bundesumweltministerin Svenja Schulze: „Die Nationale Wasserstoffstrategie wird Deutschland doppelten Schub verleihen - für den Klimaschutz und für die nachhaltige Erholung unserer Wirtschaft nach der Corona-Krise. Grüner Wasserstoff bietet uns die Chance, Klimaschutz in den Bereichen voranzubringen, wo wir bisher noch keine Lösungen hatten, zum Beispiel in der Stahlindustrie oder im Flugverkehr. Das funktioniert, weil die Strategie vor allem auf die Förderung von „grünem Wasserstoff“ ausgerichtet ist. Dafür habe ich mich stark gemacht, denn gut fürs Klima ist auf Dauer nur Wasserstoff aus 100 Prozent erneuerbaren Energien. Klar ist damit auch: Wer Ja sagt zu Wasserstoff, muss auch Ja sagen zu Windenergie. Für grünen Wasserstoff brauchen wir zusätzlichen grünen Strom. Deswegen müssen und werden wir die erneuerbaren Energien konsequent ausbauen. Grüner Wasserstoff bietet die Chance, Klimaschutz



mit nachhaltiger Industrie zu verbinden, also zukunftsfeste und krisenfeste Jobs zu schaffen.“

Der Bundesminister für Verkehr und digitale Infrastruktur, Andreas Scheuer: „Wir brauchen Wasserstoff auch im Verkehrsbereich! Mit unserer Wasserstoffstrategie geben wir den Unternehmen jetzt einen klaren Rahmen vor und machen Investitionsentscheidungen planbar. Mein Ministerium beschäftigt sich seit mehr als einem Jahrzehnt mit der Wasserstofftechnologie und hat über 700 Millionen Euro vor allem in die Forschung und Entwicklung investiert. Jetzt brauchen wir wirtschaftliche Projekte auf dem Markt. Wasserstoff muss für die Menschen erlebbar werden. Genau an dieser Stelle setzt die Strategie jetzt an und nimmt die gesamte Wertschöpfungskette in den Blick – Technologie, Erzeugung, Speicherung, Infrastruktur und Anwendung in Fahrzeugen. Mit den HyLand-Projekten sind wir bereits dabei, in einzelnen Regionen die Wasserstofftechnologie von der Erzeugung bis zur Nutzung vor Ort aufzubauen. Das muss im nächsten Schritt jetzt bundesweit geschehen. Zusätzlich werden wir ein Wasserstoff-Anwendungs- und Technologie-Zentrum für die Zulieferindustrie sowie eine eigene Brennstoffzellproduktion in Deutschland unterstützen und aufbauen. Das bietet eine Zukunftsperspektive für die deutsche Fahrzeugindustrie und sichert viele Arbeitsplätze.“

Die Bundesministerin für Bildung und Forschung, Anja Karliczek: „Zu einem Innovationsland gehört auch, ambitionierte Ziele für eine international wettbewerbsfähige Wasserstoffwirtschaft zu formulieren. Das ist uns mit der Nationalen Wasserstoffstrategie gelungen. Die langen Verhandlungen haben zu einem guten Ergebnis geführt. Grüner Wasserstoff ist der Energieträger der Zukunft. Wir wollen bei dieser Zukunftstechnologie vorne in der Welt dabei sein. Je früher und beherzter wir einsteigen, desto größer ist unsere Chance, dass der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu einem neuen Jobmotor in Deutschland wird. Mit der Verabschiedung der Strategie fällt nun der Startschuss für eine ebenso ambitionierte Umsetzung. Wir brauchen eine nachhaltige Energieversorgung aus erneuerbaren Energien, wenn wir bis 2050 klimaneutral sein wollen. Wir werden die Förderung von Forschung und Innovation zum Grünen Wasserstoff weiter intensivieren: von der Erzeugung, über Speicherung, Transport und Verteilung bis hin zur Anwendung. Bis 2023 stellen wir dafür zusätzlich 310 Millionen Euro zur Verfügung. Das wird uns Rückenwind geben, damit Deutschland um den Weltmeistertitel beim Grünen Wasserstoff erfolgreich mitspielen kann.“

Der Bundesminister für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, Dr. Gerd Müller: „Der Klimawandel ist längst die Überlebensfrage der gesamten Menschheit. Mit der Wasserstoffstrategie machen wir einen Quantensprung hin zu CO₂-neutralen, Kraftstoffen und damit zu einer globalen Energiewende. „Grüner“ Wasserstoff und seine Folgeprodukte wie



Methanol können das saubere Öl von morgen werden. Vor allem Länder in Nordafrika sind geeignete Produktionsstandorte, da hier die Sonne nahezu unbegrenzt scheint. Gemeinsam mit Marokko entwickeln wir jetzt die erste industrielle Anlage für „Grünen Wasserstoff“ in Afrika. Damit schaffen wir dort Arbeitsplätze für die vielen jungen Menschen, stärken die Technologieführerschaft in Deutschland und helfen, die internationalen Klimaziele wirksam zu erreichen.“ “

Dementsprechend heißt es in der Nationalen Wasserstoffstrategie selbst zu den geplanten Maßnahmen im Verkehrsbereich auf S. 19:

„Maßnahme 5

Eine zeitnahe und ambitionierte Umsetzung der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) soll den Einsatz von grünem Wasserstoff bei der Kraftstoffherstellung und als Alternative zu konventionellen Kraftstoffen verankern (Umsetzung 2020). Wesentliche Hebel sind hier:

Eine ambitionierte THG-Quote steigert den Anteil für erneuerbare Energien im Verkehr und kann in Kombination mit spezifischen Maßnahmen Anreize für Wasserstoff oder dessen Folgeprodukte als Kraftstoffalternativen im Verkehr schaffen. Die Bundesregierung setzt sich daher zum Ziel, den Mindestanteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors im Jahr 2030 signifikant über die EU-Vorgaben hinaus zu erhöhen. Eine Festlegung erfolgt im Rahmen der im Koalitionsvertrag festgeschriebenen Weiterentwicklung der THG-Quote des BImSchG.

Der Einsatz von grünem Wasserstoff bei der Herstellung von konventionellen Kraftstoffen stellt einen sinnvollen Einsatz von Wasserstoff dar, der einen realen Beitrag zur Reduktion der vom Verkehr verursachten THG-Emissionen leisten kann. Wir werden daher die nationale Umsetzung der RED II nutzen, um die Anrechnung des Einsatzes von grünem Wasserstoff bei der Produktion von Kraftstoffen auf die Treibhausgasreduzierungsquote zu ermöglichen. Zudem werden wir die Anreize bei der RED II-Umsetzung nach Möglichkeit so setzen, dass grüner Wasserstoff bei der Produktion von Kraftstoffen schnellstmöglich zum Einsatz kommt. Damit wollen wir konkrete Anreize für Investitionen in Elektrolyseanlagen setzen, damit der Markthochlauf zügig erfolgen kann. Ziel ist, dass eine Elektrolyseleistung in einer Größenordnung von 2 GW aufgebaut wird. Ergänzend werden wir gegebenenfalls begleitende Fördermaßnahmen ergreifen.“

Die Vorschläge des BMU genügen diesem Anspruch der Bundesregierung in Kernpunkten allerdings nicht. Dies betrifft zum einen das Ziel einer



anspruchsvollen Treibhausgasminderungs-(THG)-Quote für 2030 und zum anderen die Nutzung von grünem Wasserstoff im Verkehrsbereich.

Hinzu kommt – unabhängig von der Nationalen Wasserstoffstrategie - aus Sicht der BP Europa SE die Vernachlässigung des sog. „Coproprocessing“, d.h. der gemeinsamen Verarbeitung von Rohöl und Ölen biogenen Ursprungs in Raffinerien. Diese Technologie ist neben anderen weiterhin unentbehrlich, um ein anspruchsvolles Treibhausgasminderungsziel in 2030 zu erreichen.

2. Entwicklung / Hochlauf der THG-Quote bis 2030

Der Vorschlag für eine gleichbleibende jährliche THG-Quote von 6,0 % bis 2025 und einer Erhöhung auf 7,25 % (Entwurf § 37 a Abs. 4 bb) BImSchG neu) zusammen mit der ab 2026 vorgesehenen Quote für synthetisches Kerosin (von 0,5 % ab 2026 auf energetischer Basis bis 2 % ab 2030- Entwurf 37 a Abs. 4a BImSchG neu) entspricht in etwa dem Ziel der RED II, den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr bis 2030 auf 14% (gerechnet auf energetischer Basis) zu erhöhen.

Zwar ist es grundsätzlich zu begrüßen, dass das BMU insoweit den Vorschlag einer 1:1-Umsetzung der maßgeblichen europäischen Richtlinie macht. Im Fall der RED II-Umsetzung sollte jedoch aus zwei Gründen ausnahmsweise von dem 1:1-Grundsatz abgewichen werden.

Zum einen verlangt das Klimaschutzgesetz (KSG), dass der Transportsektor von 2020 bis 2030 die Treibhausgas(THG)-Emissionen, d.h. vor allem die CO₂-Emissionen, um 42 % von 165 auf 95 Mio. t reduziert. Dem muss bei der RED II-Umsetzung eine ehrgeizige THG-Quotenentwicklung bis 2030 entsprechen.

Zum anderen ist absehbar, dass die EU in den kommenden Wochen eine Erhöhung des gegenwärtigen europäischen Klimaziels für 2030 von 40 % weniger THG-Emissionen gegenüber 1990 auf 55 % oder sogar 60 % (wie vom EU-Parlament entschieden) beschließen dürfte. Eine solche Steigerung würde die Überarbeitung klimapolitisch maßgeblicher EU-Richtlinien erforderlich machen, damit auch der RED II. Eine Erhöhung der RED II-Ziele in den nächsten Jahren scheint durch die aktuelle Klimadiskussion angelegt und im Ergebnis nahezu sicher zu sein.



Dem sollte bei der RED II-Umsetzung bereits jetzt Rechnung getragen werden, um ein Höchstmaß an Verlässlichkeit und Planungssicherheit im Quotenhochlauf bis 2030 zu schaffen.

Der vom BMU vorgesehene THG-Quotenverlauf genügt diesem Ziel nicht. Nach dem Vorschlag des BMU soll die THG-Quote bis 2025 nur auf dem heutigen Niveau stagnieren, um dann bis 2030 nur sehr moderat anzusteigen. Das ist zu wenig und nicht zielführend.

Die BP Europa SE fordert stattdessen, dass die THG-Quote bis 2030 auf mindestens 14 %, potentiell sogar auf ein noch höheres Niveau ansteigen sollte.

Zum einen sollte dies jedoch nicht linear, sondern in der ersten Hälfte des Jahrzehnts bis 2025 moderat und in der zweiten Hälfte mit einem erhöhten Ambitionsniveau geschehen. Dadurch wird einerseits genügend Zeit für den Hochlauf neuer Technologien und andererseits ein Anreiz gegeben, diese Technologien nach Entwicklung zur Marktreife ehrgeizig voran zu treiben.

Zum anderen sollte ein solch ambitionierter Quotenhochlauf verbunden werden mit einer größeren Offenheit für klimafreundliche Technologien. Einem ehrgeizigen Quotenziel für 2030 sollte ein Höchstmaß an Flexibilität und regulatorischer Unterstützung von Technologien entsprechen, mit denen sich eine solche deutlich erhöhte THG-Quote erreichen lässt.

Außerdem sollte der Quotenverlauf über den gesamten Zeitraum bis 2030 so verbindlich geregelt werden, dass eine fast zehnjährige Planungs- und Rechtssicherheit besteht. Überprüfungsklauseln für die Mitte des Jahrzehnts, die zu einer umfänglichen Revision des Quotenverlaufs einladen, sollten vermieden werden; insbesondere sollte eine Revision „nach unten“ ausgeschlossen werden.

3. Vorschläge betr. „Grünen Wasserstoff“

Soweit es um die Behandlung von „grünem Wasserstoff“ (Wasserstoff, der aus einer mit erneuerbarem Strom betriebenen Elektrolyse-Anlage gewonnen wird – Entwurf neu § 37 Abs. 5 Nr. 7 neu) und insbesondere seiner in den Gesetzes- und Ordnungsänderungen nicht vorgesehenen „Doppel-Anrechnung“ auf die THG-Quote geht, greift der BMU-Vorschlag zu kurz und wird der Ambition der Nationalen Wasserstoffstrategie nicht



gerecht. Die dafür maßgebliche Erwägung scheint zu sein, dass erst die Verabschiedung des „EU Delegated Acts“ zu verschiedenen Aspekten bei der Erzeugung grünen Wasserstoffs abgewartet werden sollte, um sodann den grünen Wasserstoff im BImSchG und in den maßgeblichen BImSchVerordnungen abschließend regeln zu können.

Raffinerien gehören heute zu den größten Wasserstoff-Verbrauchern Deutschlands. Sie sind der geeignete Hebel, den kostengünstigen industriellen Markthochlauf in die grüne Wasserstoff-Wirtschaft zu ermöglichen. Das hat die Nationale Wasserstoffstrategie erkannt und das Ziel vorgegeben, dass 40% der Elektrolyseleistung bis 2030 allein im Raffineriesektor entstehen soll (2GW).

Die REDII sieht vor, dass grüner Wasserstoff, der für die Herstellung konventioneller Kraftstoffe genutzt wird, anrechnungsfähig ist auf die THG-Reduktionsziele des Verkehrssektors. Grüner Wasserstoff landet im Tank der Fahrzeuge und erhält somit einen ‚Compliance-Gegenwert‘ in Höhe der Opportunitätskosten von Biokraftstoffen, etwa um 2€/kg Wasserstoff. Das ist unter allen bekannten grünen Wasserstoffprojekten in Deutschland eine einmalige Situation und bietet die Chance auf einen volkswirtschaftlich kostengünstigen Markthochlauf von Elektrolysekapazitäten.

Der noch fehlende „EU Delegated Act“ sollte kein Hindernis sein, schon jetzt rechtsverbindlich die „Doppel-Anrechnung“ von grünem Wasserstoff auf die THG-Quote zu regeln. Wegen der besonderen Förderungswürdigkeit von grünem Wasserstoff ist diese Zweifach-Anrechnung geboten, in prinzipiell ähnlicher Weise, wie die Elektromobilität durch eine Vierfach-Anrechnung auf die THG-Quote in besonderer Weise unterstützt werden soll. Grüner Wasserstoff ist genauso zukunftsweisend wie Elektromobilität. Dies gilt nicht nur für die Verarbeitung im Raffinerie-Prozess bei der Herstellung von Kraftstoffen, sondern auch für die Nutzung von grünem Wasserstoff als Kraftstoff im Straßenverkehr, z.B. beim Betrieb von Brennstoffzellen-Fahrzeugen.

Zudem ist eine zweifache Quoten-Anrechnung von grünem Wasserstoff in EU-Nachbar- und Partnerstaaten wie den Niederlanden und Frankreich vorgesehen oder in Vorbereitung. Deutschland muss hier wettbewerbsfähig sein. Die volle Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff wird nur durch die Doppel-Anrechnung auf die THG-Quote sichergestellt. Ein Multiplikator in Deutschland, der unterhalb des in diesen Partnerländern angewandten Faktors läge, würde jedwede Investition in Deutschland de facto



unwirtschaftlich machen. Die industriepolitischen Auswirkungen für den Hochlauf in Deutschland wären fatal.

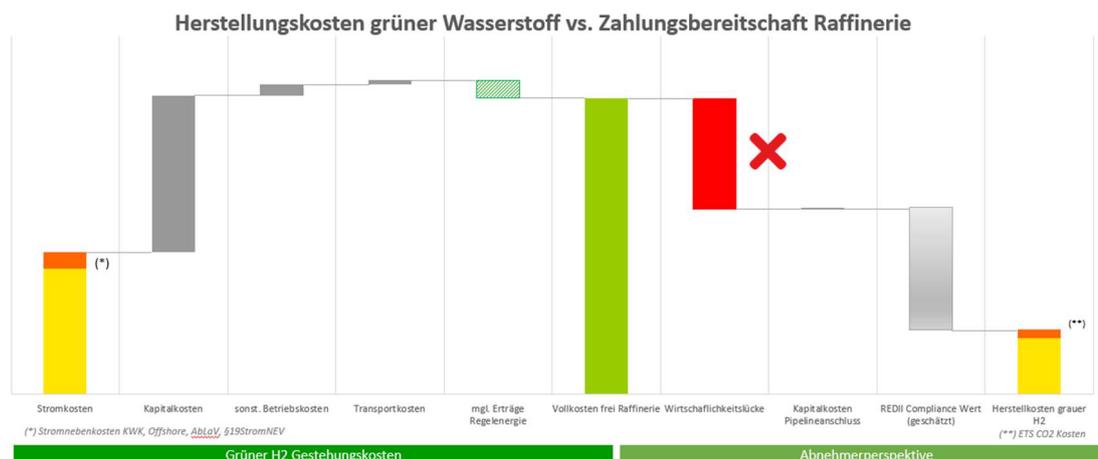
Vorstehende Argumente werden durch diese beiden Schaubilder illustriert:

Grüner H₂ und REDII: Wirtschaftlichkeitslücke für Erstanlagen



Szenario 1: 100MW Elektrolyse; EEG-Umlagebefreiung, aber volle netzseitige Umlagen, anteilig stromsteuerpflichtig.

Anrechnungsfaktor = 1x für gH2 innerhalb REDII



Grüner H₂ und REDII: ohne Förderbedarf bei 2x Anrechnung



Szenario 2: wie zuvor, aber Anrechnungsfaktor = 2x für grünen H₂ innerhalb REDII



4. Behandlung des Coprocessing

Bedauerlicherweise enthält der Vorschlag nichts zum Thema Coprocessing. Dabei ist die Aufhebung der in der 37. BImSchV enthaltenen Befristung der Quotenanrechnung von Coprocessing bis Ende 2020 dringend geboten und



lässt sich sehr einfach bewerkstelligen. Die gemeinsame Verarbeitung von Roh- und biogenen Ölen in Raffinerien in Form des sog. Coprocessing muss unbedingt dauerhaft zugelassen werden. Dies sollte nicht nur durch die Entfristung der 37. BImSchV erfolgen, sondern auch durch eine Änderung von § 37 b Abs. 8 Nr. 1 Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG). Das Coprocessing sollte nicht wie bisher durch eine Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) geregelt sein, die von der grundsätzlichen Nicht-Zulassung gemäß § 37 b Abs. 8 Nr. 1 BImSchG eine Ausnahme macht. Stattdessen sollten Gesetzes- und Verordnungsregelungen vorgenommen werden, die das Coprocessing vorbehaltlos ermöglichen.

Eine ehrgeizige THG-Quote für 2030, wie sie die BP Europa SE mit mindestens 14 % fordert, erfordert neben der Diversifizierung von Feedstocks möglichst viele Technologien, um in der Herstellung von Kraft- und Treibstoffen und durch Beimischung von neuen Biokomponenten CO₂-Emissionen zu senken. Das Coprocessing ist eine solche Technologie. Sie wird europaweit genutzt, auch von der BP in ihren Raffinerien in Deutschland, Spanien und den Niederlanden. In diesen Ländern ist das Coprocessing auch in 2021 und den Folgejahren zugelassen. Deutschland darf hier nicht zurückbleiben.

Coprocessing ist ein wichtiger Schritt auf dem kontinuierlichen Weg zu klimaneutraleren Kraftstoffen und eine attraktive, schnell umsetzbare Maßnahme für effektive und dauerhafte CO₂-Einsparungen. Durch Nutzung bestehender Assets und der vorhandenen Infrastruktur ist das Coprocessing eine relativ zeitnah umzusetzende Maßnahme.

Durch den zu begrüßenden BMU-Vorschlag betr. die Zulassung der Anrechnungsfähigkeit von Tierfetten (Tallow der Kategorien 1 und 2) wird ja gerade eine Verbreiterung der Technologie-Optionen für Coprocessing geschaffen. Das würde Coprocessing erleichtern, so dass es keinen Sinn macht, eine zumindest vorübergehende Nicht-Anrechnungsfähigkeit des Coprocessing geschehen zu lassen.

Zudem ergibt sich weiteres Potential zur THG-Einsparung durch das Coprocessing von alternativen, fortschrittlichen Feedstocks wie Pyrolyseölen, Abfällen, Algen oder synthetisches Material.



Ein etwaig ausstehender „EU Delegated Act“ zur weiteren technischen Regelung des Coprocessing darf dem nicht entgegenstehen. Das absurde Ergebnis wäre sonst, dass die Befristung des Coprocessing bis Ende 2020 bleibt, es eine Neuregelung erst ab 2022 gibt und Coprocessing im Jahr 2021 vorübergehend nicht angerechnet werden kann. Für die BP in Deutschland würde das einem technologischem Stopp gleichkommen und die Lernkurve hinsichtlich der Nutzung von alternativen Feedstocks würde jäh unterbrochen werden.

Das absurde Ergebnis wäre sonst, dass die Befristung des Coprocessing bis Ende 2020 bleibt, es eine Neuregelung frühestens erst ab 2022 gibt und Coprocessing im Jahr 2021 vorübergehend nicht angerechnet werden kann. Wir fordern, dass die Entfristung der 37. BImSchV jetzt auf den Weg gebracht und bis Jahresende verabschiedet wird. Das Risiko des noch fehlenden entsprechenden „EU Delegated Acts“ nehmen wir in Kauf. Sobald dieser vorliegt, müsste die 37. BImSchV eben noch einmal geändert werden.

5. Vorschlag für Quotenverlauf betr. Beimischung Biokraftstoffe erster Generation (Entwurf § 13 Abs. 1 der 38. BImSchV neu)

Die BP Europa SE meint, dass der Grundansatz richtig ist, die Beimischungsquote für die Biokraftstoffe der ersten Generation deutlich zu begrenzen und diese Quote im Zeitablauf zurück zu fahren. Jedoch werden die typischen Biokraftstoffe der ersten Generation wie Bioethanol und Biodiesel noch für eine gewisse Übergangsphase in größerem Umfang gebraucht als der BMU-Vorschlag zulässt. Diese Übergangsphase muss freundlicher für die Biokraftstoffe der ersten Generation ausfallen, um mehr Zeit und Spielraum für die Entwicklung neuer Technologien zu gewinnen, die dann zunehmend die Rolle der Biokraftstoffe der ersten Generation übernehmen können. Der vorgesehene Beginn der Kappungsgrenze für die Beimischung von Biokraftstoffen der ersten Generation sollte daher von 2022 auf ein späteres Jahr verschoben werden, beispielsweise 2024.



6. Vorschläge für die Behandlung

- **der fortschrittlichen Biokraftstoffe (advanced biofuels)**
- **die Behandlung von High ILUC-Biokraftstoffen**
- **von abfallbasierten Kraftstoffen (Used Cooking Oil = UCO + Tierfette = Tallow)**
- **der sogenannten „Upstream Emissions Reduction“ (UER)**

Die BP Europa SE unterstützt diese Vorschläge.

Fortschrittliche Kraftstoffe sollten generell eine Doppelanrechnung erhalten und auch als Zwischenprodukt eingesetzt bzw. als Coprocessing-Komponente genutzt werden können. Beispielsweise bietet die Nutzung von Biomethan aus Biogas ein Potential für eine kontinuierliche nachhaltige Quelle für die Erzeugung von grünem Wasserstoff, die sich ideal mit grünem Wasserstoff aus Elektrolyseanlagen ergänzt und Volatilitäten bei der Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom abfangen kann. Dieses kann zur Defossilisierung der Raffinerien beitragen. Zusätzlich wird auch durch die Nutzung des dabei anfallenden, biogenem CO₂ für synthetische Kraftstoffe im Luftverkehrssektor eine nachhaltige Rohstoffquelle erschlossen.

Mit Blick auf „marine fuels“ wenden wir uns grundsätzlich gegen Multiplikatoren für „sustainable marine fuels“, weil das dazu führen kann, dass insgesamt weniger Biokraftstoffe zum Einsatz kommen – Das Gesamtvolumen an Biokraftstoffen zum Einsatz im Straßenverkehr reduziert sich um 0,2 Tonnen pro Tonne für jede Tonne „marine fuel“, die mit einem Multiplikator von 1,2 versehen wird. Auch wegen der höheren Kosten der Biokraftstoffe, die im Straßenverkehr zum Einsatz kommen, gibt es keinen Grund, „marine fuels“ mit einem zusätzlichen Unterstützungsfaktor zu bedenken.

Sollten die EU-Mitgliedstaaten jedoch keine eigenen Quoten- oder sonstigen Verpflichtungsvorgaben für „marine fuels“ einführen, ist die Umsetzung des RED II-Multiplikators besser als gar keinen Unterstützungsfaktor zu Gunsten von „marine fuels“ einzuführen.

7. Elektromobilität: Anrechnung von Ladestrom aus öffentlichen und privaten Ladepunkten

BP begrüßt den Ansatz, dass im Fall von öffentlich zugänglichen E-Ladepunkten der Ladesäulenbetreiber („CPO“) die Möglichkeit bekommt, THG-Quote zu generieren. Dies verbessert die gegenwärtig noch unsichere Wirtschaftlichkeit von „CPOs“, die jedoch entscheidend ist, um zügig ein zuverlässiges bundesweites Ladesäulen-Netzwerk zu schaffen.



Um die Übertragung von Quoten, die von Flotten-Betreibern an nicht öffentlich zugänglichen Ladepunkten erzeugt werden, auf Quotenverpflichtete zu erleichtern, schlagen wir folgende Änderung oder Ergänzung von § 7 der 38. BImSchV durch folgende Formulierung vor:

„Um den Vollzugaufwand bei der Anrechnung von Strom an nicht öffentlichen Ladepunkten zu reduzieren, kann die Abrechnung für größere Flotten (z.B. beim Arbeitgeber) analog zu öffentlichen Ladepunkten über einen geeichten Zähler erfolgen.“

8. Vorschläge für die Einführung einer Quote ab 2026 für PtL-Kerosin (synthetisches Jet Fuel) – (Entwurf § 37a Abs. 4a BImSchG neu)

Die BP Europa SE unterstützt diese Vorschläge. Ergänzend sollten synthetische Kraftstoffkomponenten, die in der Herstellung von synthetischem Kerosin in Raffinerien unvermeidlich anfallen, auf die THG-Quote für den Inverkehrbringung von Kraftstoffen für den Straßenverkehr angerechnet werden können. Anderenfalls bliebe die positive Klimaschutz-Wirkung dieser synthetischen Nebenprodukte regulatorisch unberücksichtigt.

Ferner sollten Regelungen zu den möglichen CO₂-Quellen getroffen und biogene Quellen bevorzugt werden, insbesondere wird hier auf die bereits existierenden Vorschläge der RED II verwiesen, welche beispielweise einen Bonus bei der Verwendung von Biogas basierend auf Gülle vorsehen (45 g CO₂eq/MJ Gülle) aufgrund der verbesserten landwirtschaftlichen Güllebewirtschaftung.

9. Anrechnung von fossilem LNG und Kraftstoffprodukten aus Altkunststoff

Die Abschaffung der THG-Quotenanrechnung von fossilen gasförmigen Kraftstoffen wie CNG, LPG und LNG ist zwar im Grundsatz nachvollziehbar, geht aber zu weit. Denn das auch ihnen gegenüber konventionellen fossilen Kraftstoffen liegende THG-Reduzierungspotenzial sollte zur Erreichung einer ehrgeizigen THG-Quote genutzt werden können.

Das gilt insbesondere für LNG in seiner fossilen Form, das sich seit einigen Jahren zu einem immer wichtigeren alternativen Kraftstoff im LKW-Bereich entwickelt. Erste Tankstellen wurden eröffnet, und die BP plant in ihrem Aral-Tankstellennetz die Schaffung weiterer LNG-Tankstellen. Fossiles LNG erzeugt bei Nutzung als LKW-Kraftstoff nach den meisten Studien gegenüber konventionellem Diesel weniger CO₂-Emissionen. Es ist eine unentbehrliche Komponente, den LKW-Verkehr kurzfristig und



kosteneffizient CO₂-ärmer zu machen, und sollte daher auf die THG-Quote angerechnet werden können.

Eine solche Quoten-Anrechnung sollte auch für Kraftstoffkomponenten aus Altkunststoff, Altreifen und Bioabfällen (z.B. Forstwirtschaft) ermöglicht werden. Die möglichst rückstandsfreie Verarbeitung dieser Produkte trägt dem Gedanken der Kreislaufwirtschaft in besonderer Weise Rechnung.

Insbesondere Plastikabfälle gelangen sonst u.a. in die Weltmeere und könnten dort ein großes Problem für die Tier- und Pflanzenwelt in den Ozeanen darstellen. Durch die Nutzung von Altkunststoff bei der Herstellung von Kraftstoff-Komponenten wird eine weitere Möglichkeit geschaffen, dies zu verhindern.

Diese genannten Recycling-Produkte haben bei Nutzung CO₂-freier Elektrizität zu ihrer Herstellung keinen zusätzlichen CO₂-Fußabdruck und stellen somit eine klimafreundliche Kraftstoffoption dar. Kraftstoffe aus Recycling-Produkten sollten daher auf die THG-Quote angerechnet werden können.