Berlin und Leuna, 22.09.2025

Deutschland

Nationale Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie – RED III – im Verkehrsbereich in Deutschland

Bezugnehmend auf den Referentenentwurf eines zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote

Alle Positionen auf einen Blick:

A. Wasserstoffbasierte Erfüllungsoptionen zur Reduzierung der THG-Emissionen im Verkehr

1. Separate RFNBO-Pönale in Höhe von 115 €/GJ statt 70 €/GJ notwendig
2. Einsatz eines eingeschränkten und zeitlich befristeten Book & Claim-Mechanismus für RFNBO-Lieferungen bei Vorlage eines langfristigen Liefervertrags
3. Anrechnung des gesamten grünen Wasserstoffs, sobald er Eingang in die Raffinerie und die mit ihr verbundenen Anlagen findet, auf die THG-Minderungsquote

B. Biobasierte Erfüllungsoptionen zur Reduzierung der THG-Emissionen im Verkehr

1. Begrüßung des geplanten Wegfalls der Doppelanrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe
2. Biokraftstoffe, die in einem RED-konformen Co-Processing-Verfahren hergestellt wurden, sollten auf die THG-Minderungsquote anrechenbar sein
3. Alle RED-konformen Rohstoffe zur Herstellung von Biokraftstoffen – insbesondere von SAF – sollten im Rahmen der THG-Minderungsquote anerkannt werden
4. Begrüßung der verschärften Regeln zur Betrugsprävention – Sicherstellung des Bestandsschutzes in der Übergangszeit

C. Sustainable Aviation Fuels im Flugverkehr

Sicherstellung eines *level playing field* für die Inverkehrbringer von Flugkraftstoffen durch Ausgliederung des Luftverkehrs aus dem Geltungsbereich des BImSchG

A. Wasserstoffbasierte Erfüllungsoptionen zur Reduzierung der THG-Emissionen im Verkehr

Raffinerien können eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung und beim Hochlauf des Marktes für grünen Wasserstoff (H_2) sowie RFNBO[1] im Allgemeinen in Deutschland spielen. Insbesondere die nationale Umsetzung der RED III für den Transportsektor eignet sich als Anreizinstrument für Raffinerien (einschließlich der damit verbundenen Anlagen), grünen Wasserstoff als Zwischenprodukt für die Herstellung von Verkehrskraftstoffen oder Biokraftstoffen (z. B. RFNBO-Methanol zur Herstellung von FAME, MTBE und ETBE[2]) zu verwenden. Dabei sollten die Ziele und die Höhe der Anreize so festgelegt

[1] Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO): Gemäß der Delegierten Rechtsakte 2023/1184 und 2023/1185 der EU-Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001.

[2] FAME: Fettsäuremethylester; MTBE: Methyl-tert-butylether; ETBE: Ethyl-tert-butylether.

werden, dass ein tragfähiges wirtschaftliches Modell für den Hochlauf des Einsatzes von grünem H_2 in Raffinerien gewährleistet ist.

Die Einführung einer nationalen RFNBO-Unterquote für Verkehrskraftstoffe ist ein geeignetes Mittel, um dieses Ziel zu erreichen und die für den Hochlauf notwendigen Investitionsentscheidungen anzustoßen. Folgende gesetzliche Regelungen werden maßgeblich dabei helfen, den Wasserstoffhochlauf zu beschleunigen:

1. Separate RFNBO-Pönale in Höhe von 115 €/GJ statt 70 €/GJ notwendig

Um die physische Erfüllung der RFNBO-Unterquote für den Transport und die damit verbundene Unterstützung des Hochlaufs von grünem H_2 sicherzustellen, ist eine separate RFNBO-Pönale in Höhe von 115 €/GJ (dies entspräche der derzeit geltenden Pönale von 600€/t CO_2äq mit Dreifachanrechnung) notwendig. Pönalen unter diesem Level werden die Nicht-Erfüllung wirtschaftlicher machen als die Erfüllung.

2. Einsatz eines eingeschränkten und zeitlich befristeten Book & Claim-Mechanismus für RFNBO-Lieferungen bei Vorlage eines langfristigen Liefervertrags

Für den Fall, dass Leitungen im H_2-Kernnetz später als heute geplant bzw. später als die Elektrolyse-Projekte in Betrieb genommen werden, muss es als Übergangslösung die Möglichkeit zur bilanziellen Anrechnung des produzierten RFNBO auf nationaler Ebene in einem deutschlandweit vom physischen Fluss losgelösten Rahmen geben. Dies sollte befristet, nur für RFNBOs und nur für Akteure gelten, die einen langfristigen Liefer- bzw. Abnahmevertrag für RFNBO abgeschlossen haben und entsprechende Nutzungsabsichten des H_2-Kernnetzes vorlegen können. Eine solche Regelung würde es Raffinerien auch ermöglichen, den grünen Wasserstoff schon zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Elektrolyseurs abzunehmen. Netzbetreibern wäre von Beginn an auch in einem solchen Book & Claim-Mechanismus Anschlussgebühren und Netzentgelte zu zahlen.

Raffinerien sind wichtige Ankerkunden für den H_2-Hochlauf. Solange die physische Verbindung für den RFNBO-Transport fehlt, werden ohne Möglichkeit zur bilanziellen Anrechnung in vielen Fällen H_2-Produktionsprojekte nicht oder nicht im geplanten Umfang umgesetzt werden können.

3. Anrechnung des gesamten grünen Wasserstoffs, sobald er Eingang in die Raffinerie und die mit ihr verbundenen Anlagen findet, auf die THG-Quote (vereinfachte energetische Bilanzierung von RFNBO in Raffinerien)

Die vollständige Anrechnung des Einsatzes von RFNBO in Raffinerien auf die THG-Quote ist in absehbarer Zeit die einzige Option, die Nutzung von RFNBO in Raffinerien wirtschaftlich anzureizen. Raffinerien nehmen gerade beim Hochlauf der grünen Wasserstoffwirtschaft eine gewichtige Rolle ein, indem sie als eine der ersten Kundinnen grünen Wasserstoff über einen längeren Zeitraum von den Erzeugern abnehmen und so nicht nur für die Herstellung des grünen Wasserstoffs einen Business Case ermöglichen, sondern auch die Befüllung des Wasserstoffkernnetzes vorantreiben.

Darüber hinaus ist eine Raffinerie aus Sicht des europäischen RFNBO-Zertifizierungssystems[3] ein geschlossener Kreislauf, in dem RFNBO-Zertifikate am Eingang einer Raffinerie generiert werden. Für Raffinerien, die lediglich einen Nachhaltigkeitsnachweis (Proof of Sustainability, PoS) vom H2-RFNBO-

[3] Vgl. „Leitlinien zu den Zielen für den Verbrauch von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs in der Industrie und im Verkehrssektor gemäß Artikel 22a, 22b und 25 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung

Produzenten benötigen, ist keine Zertifizierung erforderlich. Daher sollten auch die Vorgaben aus der BImSchG und 37. BImschV mit dem von der EU-Kommission genehmigten RFNBO-Zertifizierungsregeln kongruent sein[4].

B. Biobasierte Erfüllungsoptionen zur Reduzierung der THG-Emissionen im Verkehr

Der aktuelle Referentenentwurf zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote („THG-Quote“) enthält Einschränkungen zur Nutzung von biogenen Rohstoffen, die weder der Umwelt noch dem Klimaschutz dienen. Sie führen zudem zu einem systemischen Nachteil von Unternehmen in Deutschland gegenüber Unternehmen im europäischen Ausland. Die im Entwurf enthaltenen Vorhaben werden dazu führen, dass die Herstellung dieser Biokraftstoffe mitsamt ihrer Wertschöpfung nicht in Deutschland stattfinden wird.

Dabei bietet die Umsetzung der RED III dem deutschen Gesetzgeber eine Gelegenheit, europäische Wertschöpfung bei gleichzeitiger Stärkung des deutschen Wirtschaftsstandortes zu vereinen, indem europäisches Sourcing biogener Rohstoffe angereizt wird. Im Folgenden sind Änderungsvorschläge aufgeführt, wie sowohl der Wirtschaftsstandort als auch der Umwelt- und Klimaschutz gefördert werden können.

1. Begrüßung des geplanten Wegfalls der Doppelanrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe

Der geplante Wegfall der Doppelanrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe ist der richtige Schritt für den Hochlauf biobasierter klimafreundlicher Kraftstoffe. Sollte es, trotz der verschärften Maßnahmen, zur Verhinderung von Betrug bei den Nachhaltigkeitsnachweisen kommen, hätte dies durch die Einfachanrechnung der fortschrittlichen Biokraftstoffe zudem nicht mehr dieselbe Hebelwirkung wie in der Vergangenheit.

2. Biokraftstoffe, die in einem RED-konformen Co-Processing-Verfahren hergestellt wurden, sollten auf die THG-Quote anrechenbar sein

Die gemeinsame Verarbeitung von nachhaltigen biogenen Rest- und Abfallstoffen sowie nachwachsenden Rohstoffen (RED-konforme Rohstoffe) mit fossilen Energieträgern („Co-Processing“) ermöglicht eine THG-Minderung von bis zu 95 Prozent gegenüber rein fossilen Kraftstoffen. Ihre Anerkennung auf die THG-Quote würde es Unternehmen ermöglichen, weiterhin einen Beitrag zur Reduzierung der Emissionen im Verkehr zu leisten – dort, wo entweder eine Elektrifizierung nicht möglich ist oder die Emissionen der bestehenden Flotte reduziert werden müssen – und gleichzeitig Anreize für die Produktion in Deutschland schaffen, ohne dass bestehende Anlagen angepasst werden müssen.

Aktuell erkennt der deutsche Gesetzgeber Co-Processing nicht an – auch der aktuelle Referentenentwurf zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote nicht. Lediglich die Co-Hydrierung von Biokraftstoffen, also die Mitverarbeitung biogener Öle in der Entschwefelungsanlage (HDS), ist derzeit für die Herstellung von Biokraftstoffen auf die THG-Quote anrechenbar (§ 12 37. BImSchV). Co-Processing umfasst jedoch nicht nur die Co-Hydrierung, sondern die gemeinsame Verarbeitung von

der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in der durch die Richtlinie (EU) 2023/2413 geänderten Fassung“ vom 2. September 2024.

[4] § 37a Absatz 5 Satz 1 Nr. 6 und Nr. 7 bilden die Komplexität von raffinerieinternen H2-Leitungsnetzen nicht ausreichend ab. Dort ist eine produktscharfe Zuordnung technisch nicht möglich, da eingesetzte Stoffe wie grüner Wasserstoff über mehrere Stufen vermischt verarbeitet werden. Für den Einsatz von RFNBO in Raffinerien ist es essenziell, dass das bestehende H2-Leitungssystem der Raffinerie genutzt werden kann.

biogenen mit fossilen Rohstoffen in allen Teilen einer Raffinerieanlage (z. B. bei der Destillation, in der POX-Methanolanlage und in den Cracking-Anlagen).

3. Alle RED-konformen Rohstoffe zur Herstellung von Biokraftstoffen – insbesondere von SAF – sollten im Rahmen der THG-Quote anerkannt werden

Die aktuelle deutsche Gesetzgebung beschränkt die Anerkennung von biogenen Rohstoffen zur Herstellung von Biokraftstoffen im Rahmen der THG-Quote auf Rohstoffe nach Anhang IX-A der RED II. Begrüßenswert ist, dass der aktuelle Referentenentwurf die Anrechnung weiterer Biokraftstoffe aus biogenen Rohstoffen nach Anhang IX-B ermöglicht. Die in Anhang IX-B gelisteten Rohstoffe sollten jedoch auch für die Herstellung von Biokraftstoffen aus Co-Processing anerkannt werden.

Gerade für Unternehmen wie TotalEnergies, mit dem Ziel, ihre biogenen Rohstoffe aus dem europäischen Raum zu beziehen[5], sollte ein nachhaltiges Sourcing nicht durch unnötige Auflagen erschwert werden. Um eine größere Auswahl, mehr Flexibilität und damit auch kürzere Transportwege der Beschaffung zu haben, sollten auch Biokraftstoffe aus tierischen Fetten der Kategorie 3, wie es in Frankreich und Belgien der Fall ist, auf die THG-Quote anrechenbar sein.

4. Begrüßung der verschärften Regeln zur Betrugsprävention – Sicherstellung des Bestandsschutzes in der Übergangszeit

TotalEnergies begrüßt ausdrücklich Maßnahmen zur Sicherstellung einer effektiven und rigorosen Betrugsprävention bei der Zertifizierung. Die entsprechenden Maßnahmen müssen rechtssicher und praxisnah ausgestaltet werden. Vor diesem Hintergrund sollte die Regelung zum Bestandsschutz (§ 4b 38. BImSchV-Entwurf und § 37b Absatz 8 Nr. 5 BImSchG-Entwurf) nicht auf das Inverkehrbringen der fortschrittlichen Biokraftstoffe, sondern auf den Zeitpunkt der Erstellung der Nachhaltigkeitsnachweise durch den Hersteller abstellen. Es würde dann für alle Biokraftstoffe, die bereits hergestellt und für die der Hersteller einen Nachhaltigkeitsnachweis ausgestellt hat, Bestandsschutz gelten. Für alle noch zu erstellenden Nachweise gelten die neuen Regelungen, wonach Vor-Ort Kontrollen gestattet werden müssen.

Die im Entwurf vorgesehene Stichtagsregelung knüpft an das Inverkehrbringen der Kraftstoffe an. In der Praxis ist dieses Kriterium jedoch weder eindeutig noch vollzugstauglich: Die Erstellung des Nachhaltigkeitsnachweises und der physische Import erfolgen oft zeitlich getrennt. Dadurch besteht das Risiko, dass bereits produzierte und korrekt zertifizierte Mengen nach dem 1. Januar 2026 nicht mehr auf die THG-Quote anrechenbar wären – obwohl sie unter den bisherigen Regeln rechtskonform erzeugt wurden.

Zur Gewährleistung von Planungs- und Rechtssicherheit muss daher nicht das Inverkehrbringen, sondern das Datum der Ausstellung des Nachhaltigkeitsnachweises ausschlaggebend sein. Für alle Nachweise, die vor dem 1. Januar 2026 erstellt wurden, sollte Bestandsschutz gelten. Nur so lassen sich

[5] TotalEnergies und Quatra, ein europäisches Unternehmen für die Sammlung und das Recycling von gebrauchtem Speiseöl, haben einen Vertrag über 15 Jahre ab 2026 unterzeichnet, der die Lieferung von 60.000 Tonnen gebrauchtem Speiseöl pro Jahr aus Europa an die Bioraffinerien von TotalEnergies vorsieht. Seit 2022 haben TotalEnergies und SARIA, ebenfalls ein europäisches Unternehmen für die Sammlung und Verwertung von organischen Materialien, die hauptsächlich aus Europa stammen, eine Vereinbarung zur Entwicklung der Produktion von nachhaltigem Flugkraftstoff (SAF) auf der Null-Rohöl-Plattform Grandpuits (Seine-et-Marne). Bereits 2016 ist TotalEnergies eine 10-jährige Partnerschaft mit SUEZ zur Lieferung von jährlich 20.000 Tonnen gebrauchtes Speiseöl aus Frankreich.

Rückwirkungen auf bestehende Lieferverträge, Lagerbestände und die Erfüllung der Quote vermeiden.

C. Sustainable Aviation Fuels im Flugverkehr

Sicherstellung eines *level playing field* für die Inverkehrbringer von Flugkraftstoffen durch Ausgliederung des Luftverkehrs aus dem Geltungsbereich des BImSchG

Um ein *level playing field* für die Inverkehrbringer von Flugkraftstoffen sicherzustellen, unabhängig davon, ob sie nur Flugkraftstoffe oder auch andere Kraftstoffe in Verkehr bringen, muss die THG-Minderung im Luftverkehr aus der THG-Quotenerfüllung herausgelöst werden, wie es in den Niederlanden und in Belgien bereits der Fall ist und perspektivisch auch in Frankreich, bei gleichzeitiger Reduzierung der RFNBO-Unterquote um diese e-SAF-Mengen.

Der aktuelle Referentenentwurf sieht vor, dass Inverkehrbringer von Flugkraftstoffen, die nur Flugkraftstoffe in Verkehr bringen, lediglich den Regelungen der ReFuelEU Aviation unterliegen, während Inverkehrbringer von Flugkraftstoffe, die auch Kraftstoffe für den Straßen- und/oder Schifftransport in Verkehr bringen, der BImSchG/Regulierung zur THG-Quote unterliegen, zusätzlich zu den Auflagen der ReFuelEU Aviation. Dies wirkt an zweierlei Stellen als marktverzerrend:

- Das Ambitionsniveau der BImSchG ist höher als das der ReFuelEU Aviation.
- Die ReFuelEU Aviation bzw. RED erkennt mehr Arten von biogenen Rohstoffen zur Produktion von SAF zur Erfüllung des Mandats an, als es unter der BImSchG der Fall ist.

Inverkehrbringer von Flugkraftstoffen, die auch andere Kraftstoffe in Verkehr bringen, wären somit verpflichtet, ein höheres Mandat mit schlechteren Erfüllungsoptionen zu erfüllen, als es für die reinen Inverkehrbringer von Flugkraftstoffen der Fall ist. Die ReFuelEU Aviation alleine bietet Rechtssicherheit für Investitionen in die Zukunft des Luftverkehrs. Im Sinne des Strebens nach einem Abbau von Bürokratie sollte kein Rechtsrahmen geschaffen werden, der nicht notwendig ist.

In diesem Zuge müsste das Ambitionsniveau der RFNBO-Unterquote in der BImSchG reduziert werden, da die entsprechenden e-SAF-Mengen lediglich über die ReFuelEU Aviation erfüllt und nicht zusätzlich über die BImSchG national gemeldet werden.

Ihre Ansprechpartner zum Thema:

Thomas Behrends | Geschäftsführer, TotalEnergies Raffinerie Mitteldeutschland GmbH – [redacted]

Burkhard Reuss | Direktor Kommunikation & Public Affairs, TotalEnergies Marketing Deutschland GmbH – [redacted]