

## en2x-Stellungnahme zum Entwurf eines zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote des BMUKN vom 19.06.2025

### Präambel

Die THG-Quote ist ein wichtiges Instrument für den Hochlauf erneuerbarer Kraftstoffe, dessen Fortschreibung für en2x und die Mitgliedsfirmen nachvollziehbar ist. Durch die ambitionierten Vorgaben für den Hochlaufpfad der RFNBOs einerseits und die im europäischen Vergleich restriktive Ausgestaltung der Regelungen für die Anrechnung von Biokraftstoffen auf die THG-Minderungsverpflichtung andererseits entsteht jedoch eine Schieflage, die die verpflichteten Unternehmen – im Wesentlichen Produzenten, Importeure und Großhändler – gegenüber dem EU-Ausland substantiell benachteiligt. Mit den geplanten Änderungen steigt das Ambitionsniveau der THG-Minderungsquote deutlich, was zusätzlich durch die geplanten Einschränkungen der möglichen Erfüllungsoptionen insbesondere für Biokraftstoffe, verschärft wird.

Damit Investitionen in die Transformation der deutschen Mineralölbranche sowie die Defossilisierung des deutschen Verkehrssektors angeregt bzw. ermöglicht werden, müssen aus Sicht von Investoren bessere „Business Cases“ als bei Investitionen in Nachbarländern oder sogar außerhalb Europas geschaffen werden. Aus Sicht des en2x und seiner Mitgliedsunternehmen muss die Kernfrage stärker adressiert werden, wie die Ausgestaltung der RED III Umsetzung den Wirtschaftsstandort Deutschland stärken kann. Dazu braucht es vor allem mehr Flexibilität und zusätzliche Optionen bei der Erfüllung der Vorgaben. Dringend erforderlich ist eine möglichst große Flexibilisierung beim Einsatz biogener Einsatzstoffe und deren Verarbeitung zu Biokraftstoffen.

Für CAPEX-lastige Investitionen, wie z.B. in Anlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff, e-Methanol oder strombasierte Kraftstoffe für alle Verkehrssektoren entsteht durch die geplante Unterquote (Mindestanteil) für RFNBOs eine Nachfrage nach diesen Produkten. Diese ist eine notwendige Voraussetzung für den Hochlauf entsprechender Technologien, reicht jedoch nicht aus, die Finanzierung dieser großen Projekte abzusichern. Gleiches gilt auch für Investitionen in innovative Produktionsverfahren zur Herstellung fortschrittliche Biokraftstoffe z.B. in BtL-Anlagen. In Analogie zum Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor entspricht die RFNBO-Quote dem „Einspeisevorrang“, d. h.: wenn es diese Produkte gibt, kommen sie in den Markt. Was fehlt ist das zweite Element des EEG, die „Einspeisevergütung“ über 20 Jahre, die erst dafür gesorgt hat, dass die Investitionen wirklich getätigt werden. Daher sind ergänzende Instrumente erforderlich, die einen ausreichenden Abnahmepreis für die Produkte über mindestens 15 Jahre gewährleisten.

Darüber hinaus ist entscheidend, dass die europäische Regelsetzung verlässlich bleibt und frühzeitig fortgeschrieben wird. Eine zügige Weiterentwicklung der RED III auf EU-Ebene ist notwendig, um Investitionsentscheidungen in Anlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff, e-Methanol oder E-SAF bzw. strombasierte Kraftstoffe für alle Anwendungen nicht zu verzögern.

Bezogen auf den vorliegenden Referentenentwurf sind verlässliche Übergangsregelungen notwendig, um Investitionen in erneuerbare Kraftstoffe abzusichern. Neue Einschränkungen bei der Anrechenbarkeit von Erfüllungsoptionen im Rahmen der THG-Quote dürfen nicht rückwirkend gelten. Zudem sollten angemessene Übergangsfristen zur Einführung neuer Einschränkungen vorgesehen werden. Für bereits vor Inkrafttreten der neuen Regelungen produzierte Mengen muss ein Bestandsschutz gewährleistet sein. Erheblichen Risiken einer Marktverzerrung würden durch die geplante Anwendung der RED und der ReFuelEU für die Unternehmen entstehen, die Flugkraftstoffe und Kraftstoffe für Straßen- und/ oder Wasserfahrzeuge in Verkehr bringen. Zu diesen Marktteilnehmern im Wettbewerb stehende Unternehmen, die ausschließlich Flugkraftstoffe in Verkehr bringen, sind hingegen von den Anforderungen der RED ausgenommen. Diese Unterscheidung ist dringend zu vermeiden.

Ein Inkrafttreten des Gesetzes zur Weiterentwicklung der THG-Quote zum 1. Januar 2026 ist aus Sicht der Industrie zwingend erforderlich, um Investitions- und Planungssicherheit sowie eine kontinuierliche Dekarbonisierung des Verkehrssektors für das Verpflichtungsjahr 2026 zu gewährleisten. Dafür braucht die Branche frühzeitig Klarheit über die künftigen Anforderungen. Voraussetzung dafür ist, dass die Politik schnell Transparenz über die zukünftigen Regelungen schafft. Nur so bleibt ausreichend Zeit, um notwendige Investitionen, Anpassungen und Planungen für das Verpflichtungsjahr 2026 verlässlich vorzubereiten.

en2x bringt sich gerne mit den nachfolgenden Vorschlägen ein und steht jederzeit als Ansprechpartner zur Verfügung.

## en2x Kernforderungen

1. Eine **schnelle und rechtssichere Umsetzung der RED III Vorgaben** muss nun erfolgen, damit diese Anforderungen verbindlich und planbar für alle Marktteilnehmer ab dem 01.01.2026 gelten können. Zudem sollte sich die Bundesregierung für eine **kurzfristige Fortschreibung der RED** auf europäischer Ebene einsetzen, damit größtmögliche Rechtssicherheit und Planungssicherheit hinsichtlich der Anforderungen und der Fortschreibung der Quoten resultieren und EU-weit möglichst vergleichbare Anforderungen gestellt werden.
2. Für den **Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit** der Kraftstoffproduktion in Deutschland und um Investitionen in den Standort wieder attraktiv zu machen, muss ein **Level-Playing-Field zum europäischen Ausland** hergestellt werden. Daher sollen die gemäß RED III vorgesehenen Flexibilitätspotenziale auch in Deutschland nutzbar sein, d.h. I) Ermöglichung der vollumfänglichen **Mitverarbeitung biogener Einsatzstoffe** in Raffinerien und deren Anrechnung auf die THG-Quote, II) uneingeschränkte Anrechenbarkeit aller gemäß **RED III** einsetzbaren **Rohstoffoptionen** und III) Nutzung von **Recycled Carbon Fuels** als zusätzliche Erfüllungsoptionen.
3. Der Hochlauf erneuerbarer Flugkraftstoffe ist bereits in der ReFuelEU Aviation einheitlich für alle europäischen Marktteilnehmer geregelt. Die geplante Einbeziehung der Luftfahrt in die THG-Quote würde zu massiven Wettbewerbsverzerrungen führen, da unterschiedliche Verpflichtungen für die verschiedenen Marktteilnehmer entstünden. Die **Luftfahrt muss daher aus dem Regime der THG-Minderungsverpflichtung ausgenommen werden**. Zudem ist ein Instrument zur Anrechnung von SAF auf die THG-Quote bis zu einem bestimmten Beitrag einzuführen, da die ReFuelEU Aviation aktuell nicht die notwendige Flexibilität bietet, die es für Anlageninvestitionen braucht.
4. Mit der Einführung einer RFNBO-Unterquote werden verbindliche Vorgaben für das Inverkehrbringen von grünem Wasserstoff, E-Methanol und anderen strombasierten Kraftstoffen geschaffen. Damit diese CAPEX-lastigen Investitionen in Produktionsanlagen zum Hochlauf erneuerbarer Kraftstoffe im benötigten Umfang mit privatwirtschaftlichem Kapital auch erfolgen können, muss darüber hinaus **jetzt und parallel zur Umsetzung der RED III eine Strategie zur Risikominderung dieser Investitionen entwickelt werden**. Diese Investitionen sind auch auf Infrastrukturen angewiesen: Netzanschlüsse an Hochspannungsleitungen, Wasserstoff-Kernnetz, CO<sub>2</sub>-Pipelines sind Voraussetzungen für den Hochlauf. Deutschland muss sich in der EU für die Flexibilisierung von Grünstromkriterien und Anforderungen an Kohlenstoffquellen einsetzen.
5. Es braucht **verlässliche Übergangsregelungen** für das Phase-out der **Zweifachanrechnung** von fortschrittlichen Biokraftstoffen auf die THG-Quote und **eindeutige, pragmatische Vorgaben** zur Einführung zusätzlicher Anforderungen, wie die Möglichkeit von **Vor-Ort-Kontrollen**.
6. Die Transformation der flüssigen und gasförmigen Energieträger ist auch ein industriepolitisches Projekt mit großen Chancen z.B. für mögliche Technologieführerschaften, aber auch Risiken für die Resilienz in der Energieversorgung. Daher ist eine **zentrale Koordinierung** der verschiedenen Regulierungsvorhaben und von Maßnahmen zur Risikominderung **durch die Bundesregierung** erforderlich.

## Stellungnahme im Detail

|  |    |
|--|----|
| Es braucht ein Level-Playing-Field zu den europäischen Nachbarländern .....  | 4  |
| 1. Uneingeschränkte Anrechenbarkeit aller RED III-konformen Rohstoffoptionen (POME, Sojaöl, Tierische Fette Kat. 3) für nachhaltige Biokraftstoffe .....       | 4  |
| 2. Anhebung der Caps für abfallbasierte Kraftstoffe gemäß Annex IX B und für konventionelle Biokraftstoffe .....   | 4  |
| 3. Recycled Carbon Fuels (RCF) als zusätzliche Erfüllungsoption zulassen .....   | 5  |
| Co-Processing umfassend ermöglichen .....  | 7  |
| 1. Vollumfängliche Anrechenbarkeit von Co-Processing auf die THG-Quote (analog zur Mitverarbeitung von RFNBOs) ...   | 7  |
| 2. RFNBOs auch anerkennen bei der Mitverarbeitung mit biogenen Ölen und nicht nur mineralstämmigen Ölen (neue Nummer 6).....                                   | 8  |
| Einsatz von biogenem Wasserstoff als Zwischenprodukt ermöglichen .....   | 9  |
| 1. Der Einsatz von biogenem Wasserstoff als Zwischenprodukt in Verbindung mit der Anrechnung auf die THG-Quote (§ 13 37. BImSchV) muss ermöglicht werden. .... | 9  |
| Luftverkehr im THG-Quotenregime: SAF fördern, ohne Wettbewerbsverzerrungen zu erzeugen.....  | 10 |
| 1. Doppelregulierung von Flugkraftstoffen vermeiden .....  | 10 |
| 2. Opt-in-Regelung für SAF-Mengen über ReFuelEU Aviation-Ziel hinaus – Mit Cap zur Begrenzung .....  | 11 |
| 3. Lieferung von SAF blends via Pipeline im BImSchG explizit nennen .....  | 12 |
| Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs): Realistisch ausgestalten und marktfähig machen.....   | 13 |
| 1. Vereinfachte energetische Bilanzierung in Raffinerien .....   | 13 |
| 2. Zu Artikel 2 Nr. 10: Unwirksamkeit von Nachweisen (§ 23 der 37. BImSchV) .....  | 14 |
| Übergangsregelungen rechtssicher und praxisnah ausgestalten, Vertrauen in Zertifizierungssysteme stärken .....   | 16 |
| 1. Bestandschutz & Ausgestaltung - Zulassung Witness Audits § 4b 38. BImSchV -Entwurf und § 37b Absatz 8 Nr. 5 BImSchG Entwurf .....                           | 16 |
| 2. Wegfall Doppelanrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe .....   | 17 |
| Verpflichteter im Sinne des Gesetzes: § 37a Absätze 1 bis 4 präzisieren .....  | 19 |
| Anpassungsmechanismus der THG-Quote praxismäßig ausgestalten .....   | 21 |
| 1. Anpassungsmechanismus nach § 37h BImSchG-Entwurf .....  | 21 |
| Keine Erweiterung des Anwendungsbereichs der THG-Quotenverpflichtung auf strategische Reserven und den Einsatz bei Streitkräften.....                          | 22 |
| 1. Rolle des Erdölbevorratungsverbands .....   | 22 |
| 2. Bundeswehr und ausländische Streitkräfte .....  | 22 |
| Weitere Schwerpunkte .....   | 23 |
| 1. Digitalisierung und Reform des Quotensystems .....  | 23 |
| 2. THG-Quote im Schiffsverkehr muss Besonderheiten dieses Marktes berücksichtigen .....  | 23 |
| Technische und redaktionelle Änderungsvorschläge, Anmerkungen mit der Bitte um Klarstellung .....  | 25 |

## Es braucht ein Level-Playing-Field zu den europäischen Nachbarländern

### 1. Uneingeschränkte Anrechenbarkeit aller RED III-konformen Rohstoffoptionen (POME, Sojaöl, Tierische Fette Kat. 3) für nachhaltige Biokraftstoffe

**Stellungnahme:** Alle Biokraftstoffe, die aus RED III konformen Rohstoffen hergestellt sind, müssen uneingeschränkt auf die THG-Quote anrechenbar sein – darunter POME, Sojaöl, tierische Fette der Kategorie 3. Die in § 37b Abs. 8 Nr. 2 und 3 BImSchG vorgesehenen Ausschlüsse sollten gestrichen werden.

**Ref-E:** § 37b Abs. 8 Nr. 2, 3 BImSchG

„Nicht auf die Erfüllung von Verpflichtungen [...] angerechnet werden können [...] 2. Biokraftstoffe aus Sojaöl, 3. Biokraftstoffe aus Reststoffen, Abfallstoffen und Nebenprodukten des Anbaus von Ölpalmen und der Palmölproduktion [...]“

Vorschlag zu 3.c) des Entwurfs - § 37a Abs. 8

Streichung von § 37b Abs. 8 Satz 1 Nr. 2 und 3 und Streichung von Satz 2

**Bewertung:** Der nationale Ausschluss einzelner Rohstoffe widerspricht dem technologieoffenen Ansatz der RED III. Eine fehlende Anrechnung von nachhaltigen Biokraftstoffen, die aus Sojaöl, Rest- und Abfallstoffe der Palmölproduktion (z.B. POME), tierischen Fetten der Kategorie 3 hergestellt sind, führt zu Wettbewerbsverzerrungen im EU-Binnenmarkt und verhindert eine Harmonisierung der Anforderungen. Die Streichung der nationalen Einschränkungen wäre ein wichtiger Schritt für ein europäisches Level Playing Field. Die fehlenden Rohstoffoptionen erschweren die flexible Erfüllung der nationalen Quote.

### 2. Anhebung der Caps für abfallbasierte Kraftstoffe gemäß Annex IX B und für konventionelle Biokraftstoffe

**Stellungnahme:** Es braucht bereits 2030 erwartbar sehr große Mengen fortschrittlicher Biokraftstoffe, um die Vorgaben zu erfüllen, falls nur die Minimumverpflichtung für RFNBOs erfüllt werden. Daher müssen neben fortschrittlichen Biokraftstoffen zusätzliche Flexibilitäten durch die Anhebung der Caps für abfallbasierte Kraftstoffe gemäß Annex IX B und die Beibehaltung des Caps für konventionelle Biokraftstoffe geschaffen werden. Die im Referentenentwurf vorgesehene schrittweise Anhebung der Cap für abfallbasierte Biokraftstoffe (Annex IX Teil B) wird grundsätzlich begrüßt.

Allerdings ist zu kritisieren, dass sich die Bemessungsgrundlage des Caps ausschließlich auf Otto- und Dieselmotoren für den Straßenverkehr beschränkt. Dies führt zu einer Benachteiligung von Inverkehrbringern, die ausschließlich Schiffskraftstoffe vertreiben, da für sie rechnerisch kein Cap greift – sie können konventionelle oder abfallbasierte Biokraftstoffe somit faktisch

nicht anrechnen.

Die Caps sollten für alle Verkehrssektoren einheitlich gelten, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Es muss sichergestellt sein, dass diese Anhebung auch marktgerecht erfolgt – d. h. in einer Höhe, die mit der real verfügbaren Rohstoffmenge und den steigenden Quotenanforderungen Schritt hält. Die Anhebung sollte daher in den Anlagen konkretisiert oder durch eine dynamische Anpassungsregel ergänzt werden.

**Vorschlag Ref-E:** § 13a 38. BImSchV: „Übersteigt in einem Verpflichtungsjahr der energetische Anteil der Biokraftstoffe, die aus den in Anlage 4 genannten Rohstoffen hergestellt wurden, 1,9 Prozent, so wird [...] der Basiswert zugrunde gelegt.“

Begründung im Ref-E zu § 13a (Ref-E): „[...] wird die Obergrenze schrittweise angehoben.“  
Vorschlag Ref-E: Das bestehende Cap von 4,4 % für konventionelle Biokraftstoffe sollte beibehalten werden.

**Bewertung:** Abfallbasierte Biokraftstoffe wie Altspeiseöle oder tierische Fette bieten kurzfristig verfügbar hohe THG-Minderungspotenziale. Die im Ref-E vorgesehene Cap-Erhöhung bleibt jedoch vage und könnte zu einem Flaschenhals beim Markthochlauf werden. Eine zu geringe oder unklare Anhebung wirkt investitionshemmend und signalisiert keine ausreichende Marktaufnahmefähigkeit – obwohl die Gesamtquote steigt.

Auch das Cap für konventionelle Biokraftstoffe soll laut Ref-E abgesenkt werden. Das reduziert die Flexibilität zur Quotenerfüllung deutlich. Das bestehende Cap von 4,4 % sollte beibehalten werden.

### 3. Recycled Carbon Fuels (RCF) als zusätzliche Erfüllungsoption zulassen

**Stellungnahme:** Die Anrechnung von Recycled Carbon Fuels (RCF) auf das Ziel für erneuerbare Kraftstoffe wird in der RED III ausdrücklich genannt. Sie sind keine Biokraftstoffe und keine RFNBOs, sondern stellen eine eigene Kraftstoffkategorie dar. Für ihre Anrechnung auf die THG-Quote ist eine ausdrückliche Aufnahme als Erfüllungsoption erforderlich. Dies kann auf Basis von § 37a Abs. 5 Nr. 9 BImSchG in Verbindung mit § 37d Abs. 2 Satz 1 Nr. 13 BImSchG durch eine entsprechende Regelung in der 37. BImSchV erfolgen.

Wir setzen uns daher für die nationale Zulassung zur Anrechnung von RCF als eigenständige Erfüllungsoption in die 37. BImSchV ein.

**Ref-E:** § 37a Abs. 5 Nr. 9 BImSchG i. V. m. § 37d Abs. 2 Satz 1 Nr. 13 BImSchG: RCF können auf dieser Grundlage durch Rechtsverordnung in die 37. BImSchV aufgenommen werden.

§ 37a Abs. 5 Nr. 9 BImSchG: „(5) Die Verpflichtung nach Absatz 1 kann auch durch folgende Maßnahmen erfüllt werden:

[...] “9. andere erneuerbare Kraftstoffe, deren Anrechnung auf die Verpflichtung nach Absatz 1 durch Rechtsverordnung nach § 37d Absatz 2 Satz 1 Nummer 13 zugelassen wird.“

**Bewertung:** Die Möglichkeit zur Anrechnung von Recycled Carbon Fuels ist im RED-III-Rechtsrahmen vorgesehen, wurde aber im Referentenentwurf noch nicht umgesetzt. Die Zulassung zur Anrechnung in die 37. BImSchV ist rechtlich möglich und aus systematischer Sicht sinnvoll.

Zur Umsetzung schlagen wir eine Ergänzung in § 37a Abs. 5 Nr. 9 BImSchG vor, mit einer klaren Zuordnung zur Kraftstoffkategorie.

RCFs sind keine Biokraftstoffe und keine RFNBOs, sondern eine eigenständige, durch Art. 2 Nr. 35 RED III definierte Kraftstoffgruppe.

Die Anrechnungsfähigkeit sollte deshalb über eine eigenständige Nummer in der 37. BImSchV erfolgen, um eine rechtssichere und systematisch korrekte Umsetzung zu gewährleisten.

## Co-Processing umfassend ermöglichen

### Präambel

---

Raffinerien spielen eine zentrale Rolle für die Transformation des Verkehrssektors. Raffinerien verfügen über bestehende Infrastruktur, die es ermöglicht, in erheblichem Umfang THG-mindernde Kraftstoffe bereitzustellen. Durch Co-Processing können biogene Einsatzstoffe effizient in bestehende Raffinerieprozesse integriert werden. Um kurzfristig zusätzliche Mengen an THG-mindernden Kraftstoffen bereitzustellen und vorhandene Infrastruktur effektiv zu nutzen, ist es erforderlich, die regulatorischen Rahmenbedingungen auf Co-Processing zu erweitern. Die gemeinsame Verarbeitung von biogenen Ölen im Raffinerieprozess leistet einen wichtigen Beitrag zur Zielerreichung der THG-Quote. Entscheidend ist, dass diese Verfahren im Verhältnis zu erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs) technologieneutral ausgestaltet und gleichberechtigt anrechenbar sind.

Um dieses Potenzial voll zu nutzen, müssen die rechtlichen Rahmenbedingungen technologieoffen und verlässlich ausgestaltet sein. Die derzeit im Referentenentwurf enthaltenen Einschränkungen führen hingegen zu einer Ungleichbehandlung und behindern Investitionen.

Für den gezielten Hochlauf von E-SAF im Luftverkehr sollte es ermöglicht werden, RFNBOs, die im Raffinerieprozess mitverarbeitet werden, flexibel vollständig dem Kerosinstrom zuzuordnen. Damit kann der erneuerbare Anteil gezielt für die Erfüllung der ReFuelEU Aviation-Quote eingesetzt werden. Die Bundesregierung sollte sich auf nationaler und europäischer Ebene für eine solche flexible Allokation einsetzen.

---

#### 1. Vollumfängliche Anrechenbarkeit von Co-Processing auf die THG-Quote (analog zur Mitverarbeitung von RFNBOs)

**Stellungnahme:** Die Mitverarbeitung biogener Einsatzstoffen in Raffinerien (Co-Processing) gemeinsam mit fossilen Komponenten muss auf die THG-Quote anrechenbar sein – analog zu RFNBOs. Analog zu den Bestimmungen der RED III sollte die Mitverarbeitung von biogenen Einsatzstoffen nicht auf die Hydrierung und bestimmte Rohstoffe eingeschränkt werden. Eine generelle Zulassung der Mitverarbeitung von biogenen Einsatzstoffen in raffinerietechnischen Verfahren sowie mindestens eine Erweiterung der Rohstoffe um Annex 9 Teil B bietet den Raffinerien weitere Alternativen fossile Rohöl durch biogenen Rest- und Abfallstoffe zur Herstellung nachhaltiger Kraftstoffe zu ersetzen und diese am Markt anzubieten. Eine vollumfängliche Regelung im Gesetz ist notwendig. Co-Processing biogener Einsatzstoffe muss im BImSchG anstelle einer Ausnahmeregelung in der 37. BImSchV geregelt werden:

**Ref-E:** § 37b Abs. 8 Nr. 6 BImSchG (Ref-E): „Nicht [...] angerechnet werden können [...] Biogene Öle, die in einem raffinerietechnischen Verfahren gemeinsam mit mineralölstämmigen Ölen hydriert wurden.“

#### Vorschlag:

1. § 37a Abs. 8 Satz 1 Nr. 6,8 und 9 und Satz 2 BImSchG ersatzlos streichen.
2. Anpassung der Ermächtigungsgrundlage für Co-Processing nach § 37d Abs. 2 Nr. 1c BImSchG: die Anrechenbarkeit von biogenen Einsatzstoffe aus Rohstoffen des Anhangs IX Teil A und Teil B der Richtlinie (EU) 2018/2001 auf die Erfüllung von Verpflichtungen nach § 37a

Absatz 1 und Absatz 2 in Verbindung mit § 37a Absatz 4 zu regeln, wenn sie in einem raffinerietechnischen Verfahren gemeinsam mit mineralölstämmigen verarbeitet werden.

3. Anpassung der Regelungen zur Mitverarbeitung von biogenen Einsatzstoffen nach § 12 der 37. BImSchV:

- Absatz 1: Ersatzlos streichen
- Absatz 2: Biogene Einsatzstoffe, die in einem raffinerietechnischen Verfahren gemeinsam mit mineralölstämmigen Ölen verarbeitet worden sind, können auf die Erfüllung der Verpflichtungen nach § 37a Absatz 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit Absatz 4 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes angerechnet werden, wenn die Rohstoffe, Abfälle oder Reststoffe, die bei der Herstellung der biogenen Öle verwendet werden, im Anhang IX Teil A und Teil B zu der Richtlinie (EU) 2018/2001 aufgeführt und nachhaltig erzeugt worden sind. Anrechenbar ist ausschließlich der Anteil der biogenen Einsatzstoffe, der als Bestandteil des Kraftstoffs in Verkehr gebracht wird.
- Absatz 4: Die Bestimmung der Höhe des Anteils der biogenen Einsatzstoffe im Kraftstoff muss durch Wirtschaftsteilnehmer, die biogene Einsatzstoffe nach Absatz 1 gleichzeitig mit mineralölstämmigen Ölen verarbeiten [...].
- Absatz 5: Ersatzlos streichen

**Bewertung:** Der Ausschluss hydrierter biogener Öle und von biogenem Wasserstoff steht im Widerspruch zum technologieoffenen Ansatz der RED III. Das Verfahren ist technisch bewährt, nachweisfähig und klimawirksam. Die Differenzierung gegenüber RFNBOs ist sachlich nicht gerechtfertigt und hemmt Investitionen in bestehende Raffineriestandorte. Eine Gleichstellung schafft Flexibilität und nutzt vorhandene Infrastruktur zur Treibhausgasminderung effizient.

## 2. RFNBOs auch anerkennen bei der Mitverarbeitung mit biogenen Ölen und nicht nur mineralölstämmigen Ölen (neue Nummer 6)

**Stellungnahme:** Die Koproduktion von E-SAF und Biokraftstoffen, insbesondere in HVO-Anlagen, würde die gesamte Wertschöpfungskette für grünen Wasserstoff ankurbeln und zur Verfügbarkeit von RFNBOs zur Erfüllung nationaler und EU-Mandate beitragen. Die Koproduktion würde die Möglichkeit bieten, die Verfügbarkeit der ersten Mengen dieser Produkte zu unterstützen und so das Investitionsrisiko zur Erfüllung von Mandaten in diesem Bereich zu verringern. Daher ist das Co-Processing von RFNBOs und biogenen Ölen auch in bestehenden Biokraftstoffanlagen, wie z.B. in der HVO-Produktion unter Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff dringend zu ermöglichen.

**Vorschlag:** Begriff biogene Öle ergänzt werden im §37a (5) Nr. 6 (neu): „flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs, auch wenn sie in einem raffinerietechnischen Verfahren gemeinsam mit mineralölstämmigen oder biogenen Ölen hergestellt werden, soweit eine Rechtsverordnung der Bundesregierung nach § 37d Absatz 2 Satz 1 Nummer 13 dies zulässt.“

## Einsatz von biogenem Wasserstoff als Zwischenprodukt ermöglichen

1. Der Einsatz von biogenem Wasserstoff als Zwischenprodukt in Verbindung mit der Anrechnung auf die THG-Quote (§ 13 Abs. 37. BImSchV) muss ermöglicht werden.

**Stellungnahme:** Die vollumfängliche Ermöglichung des Einsatzes von biogenem Wasserstoff in Raffinerien fördert kurzfristig skalierbare Klimaschutzmaßnahmen und bietet einen geeigneten Anreizpunkt für die Transformation.

**Vorschlag:** Ergänzend schlagen wir folgende gesetzliche Anpassung vor:

§ 13 Abs. 1 Abs. 37. BImSchV: „Biogener Wasserstoff, der in Straßenfahrzeugen oder in Raffinerien zur Produktion konventioneller Kraftstoffe oder Biokraftstoffe eingesetzt wird, ist zusätzlich anrechenbar.“

§ 13 Abs. 4 neu: „Wird biogener Wasserstoff zur Produktion konventioneller Kraftstoffe oder Biokraftstoffe gemäß Absatz 1 eingesetzt, gelten § 3 Abs. 4 und 8 entsprechend.“

**Bewertung:** Die Möglichkeit zum Einsatz von biogenem Wasserstoff zu erweitern stärkt den Klimaschutz, ist leicht in bestehende Prozesse integrierbar und ermöglicht nach dem Prinzip der Technologieneutralität einen geeigneten Ausgangspunkt für eine Transformation. Die pauschale Nichtanrechenbarkeit benachteiligt biogene Optionen gegenüber RFNBOs, obwohl beide gleiche THG-Minderungswirkung entfalten. Das behindert Investitionen und schwächt die Defossilierung bestehender Raffineriekapazitäten.

## Luftverkehr im THG-Quotenregime: SAF fördern, ohne Wettbewerbsverzerrungen zu erzeugen

### Präambel

Der nationale Referentenentwurf zur RED III Umsetzung sieht vor, Flugkraftstoffe, die über ReFuelEU Aviation in Verkehr gebracht werden, auch in das THG-Quotenregime einzubeziehen, insofern das verpflichtete Unternehmen sowohl Kraftstoffe für Verwendung in Land- als auch in Luftfahrzeugen in den Verkehr bringt. Reine Flugkraftstoffanbieter fallen hingegen nicht unter die Verpflichtung der THG-Minderungsquote.

Diese Ausgestaltung führt zu einer Diskriminierung und zu strukturellen Wettbewerbsnachteilen für gemischt tätige Unternehmen, da das gesamte Kerosin in die Berechnung der THG-Minderungsverpflichtung einfließt und entsprechende THG-Minderungsverpflichtungen für diese Menge umgesetzt werden müssen. Zudem unterliegen sie unter dem BImSchG Einschränkungen bezüglich der anerkannten Biorohstoffe zur Produktion des Bio-SAF, während für reine Flugkraftstoffanbieter die Regelung der ReFuelEU Aviation gelten und somit einen größeren Pool von biogenen Rohstoffen zur Verfügung haben.

Der en2x spricht sich nachdrücklich für eine Vermeidung von Doppelverpflichtungen und gegen eine Diskriminierung von Kraftstoff-Inverkehrbringern aus. Um eine Defossilisierung in der Luftfahrt bei Mengen anzureizen, die über die ReFuelEU Aviation vorgegebenen Mengen hinausgehen, spricht sich en2x für eine (nach oben begrenzte) Opt-in-Regelung aus. SAF-Mengen oberhalb der ReFuelEU-Zielwerte sollten demnach bis zu einer festgelegten Obergrenze auf die THG-Quote anrechenbar sein. Entscheidend ist, dass gleichwertige regulatorische Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer geschaffen werden - im Sinne eines europäischen Level-Playing-Fields.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich aus Sicht des en2x zentrale Anpassungsbedarfe für die nationale Umsetzung der RED III bzw. ReFuelEU Aviation im Luftverkehrsbereich.

#### 1. Doppelregulierung von Flugkraftstoffen vermeiden

**Stellungnahme:** Unternehmen, die sowohl Flug- als auch Straßenkraftstoffe in Verkehr bringen, dürfen durch die THG-Minderungsverpflichtung nicht zusätzlich zu den Anforderungen der ReFuelEU Aviation verpflichtet werden. Diese zusätzliche Verpflichtung würde sie gegenüber den Wettbewerbern benachteiligen, die ausschließlich Flugkraftstoffe in Verkehr bringen. Die Benachteiligung der gemischten Inverkehrbringer entsteht auch gegenüber solchen Wettbewerbern, die ausschließlich Straßenkraftstoffe in Verkehr bringen.

**Ref-E:** Begründung zu § 37a Abs. 1 BImSchG: „Da ihre Kraftstoffmengen jedoch eine THG-Quotenpflicht erzeugen und vollständig in den Referenzwert hineinfließen, sind auch die erneuerbaren Flugkraftstoffe zur Erfüllung der ReFuelEU-Aviation-Verordnung auf die THG-Quote anrechenbar.“

**Vorschlag:** Der Luftverkehr sollte aus der THG-Quotenerfüllung herausgenommen werden, um gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen Luftkraftstofflieferanten und Lieferanten mit gemischtem Portfolio zu gewährleisten und zusätzliche Beschränkungen für Feedstocks und Produktionsverfahren zu vermeiden.

**Bewertung:** Die vorgesehene Koppelung der THG-Quote und ReFuelEU-Regulierung führt zu einer faktischen Doppelverpflichtung für gemischte Anbieter. Zudem unterliegen sie unter dem Regelungsregime des BImSchG Einschränkungen bezüglich der anerkannten Biorohstoffe zur

---

Produktion des Bio-SAF, während für reine Flugkraftstoffanbieter die Regelungen der ReFuelEU Aviation gelten und nicht die der BImSchG/THG-Quote. Sie haben somit einen größeren Pool aus Bio-Feedstocks zur Verfügung. Im Gegensatz zu reinen Flugkraftstoffinverkehrbringern sind sie für alle Kerosinmengen quotenpflichtig.

## 2. Opt-in-Regelung für SAF-Mengen über ReFuelEU Aviation-Ziel hinaus – Mit Cap zur Begrenzung

**Stellungnahme:** Erneuerbare Flugkraftstoffe, die über die verpflichtenden Mindestvorgaben der ReFuelEU-Aviation-Verordnung hinausgehen<sup>1</sup>, sollten auf freiwilliger Basis auf die THG-Quote anrechenbar sein. Zugleich sollte ein angemessenes Cap eingeführt werden, um eine strukturelle Verzerrung des THG-Quotenregimes zu vermeiden und ein Gleichgewicht zwischen den Verkehrssektoren zu gewährleisten. Die überwiegende Defossilisierung des Straßenverkehrs über einen Opt-In Mechanismus für den Luftverkehrssektor gilt es zu vermeiden.

**Ref-E:** § 37a BImSchG Begründung zu Artikel 1 – Änderung des BImSchG:

„[...] sind auch die erneuerbaren Flugkraftstoffe zur Erfüllung der ReFuelEU-Aviation Verordnung auf die THG-Quote anrechenbar, entweder zur Erfüllung ihrer eigenen Quotenpflicht oder die eines anderen Verpflichteten.“

**Bewertung:** Eine freiwillige Anrechnung oberhalb der ReFuelEU-Verpflichtung bietet einen pragmatischen Weg, um zusätzliche Investitionen in SAF zu ermöglichen, ohne zugleich eine strukturelle Überlastung des THG-Quotenregimes zu riskieren. Mit einer freiwilligen Anrechnung müsste jedoch sichergestellt sein, dass die eingesetzten Rohstoffe dem Gesetz entsprechen und diese bei Importen streng kontrolliert werden. Dies verhindert marktverzerrende Effekte, insbesondere bei stark geförderten SAF-Projekten in der Luftfahrt, und schützt zugleich das

---

<sup>1</sup> Ein Mitgliedsunternehmen des en2x trägt die Forderung zur Ausgestaltung eines Opt-In nicht mit, wonach nur Erneuerbare Flugkraftstoffe, die über die verpflichtenden Mindestvorgaben der ReFuelEU-Aviation-Verordnung hinausgehen, auf freiwilliger Basis auf die THG-Quote anrechenbar sein sollten. Hingegen ist es aus Sicht dieses Mitglieds notwendig, dass alle Mengen an erneuerbaren Flugkraftstoffen – einschließlich derjenigen, die zur Einhaltung der ReFuelEU-Verordnung beigemischt werden, über einen „Opt-In“-Mechanismus für die Anrechnung auf die Treibhausgasquote im Rahmen des BImSchG in Frage kommen. Dies würde die Markteinführung von SAF mit geringen Treibhausgasemissionen im notwendigen Maß fördern.

Ambitionsniveau der THG-Quote im Straßenverkehr. Eine solche freiwillige Anrechnung von SAF-Mengen auf die THG-Quote bedarf gleichzeitig einer Obergrenze, um auszuschließen, dass hierdurch die Dekarbonisierung an Land übermäßig ersetzt wird.

### 3. Lieferung von SAF blends via Pipeline im BImSchG explizit nennen

**Stellungnahme:** Rohrleitungsnetze sind für die Kerosinversorgung von Flughäfen von großer Bedeutung, da sie eine effiziente und zuverlässige Verteilung des Treibstoffs zu den Flugzeugen ermöglichen. Diesen Vorteil gilt es auch für ein effizientes Handling der SAF-Beimischung zu nutzen.

**Vorschlag:** Ergänzung von §37b (5) HVO and (8) 1. Co-Processing (special for jet) in Verbindung mit der HEFA-SPK/Co-Processing SAF Compliance Option ist zu ergänzen:

Für die Anrechnung auf die Erfüllung von Verpflichtungen nach § 37a Absatz 1 Satz 1 und 2 und Absatz 2 in Verbindung mit § 37a Absatz 4 sowie § 37j gilt: Aus Rohrleitungen entnommener Fluggasturbinenkraftstoff (anteilig – max. % blending limit) als erneuerbarer Flugkraftstoff (SAF), soweit die Menge des entnommenen SAF der Menge von an anderer Stelle im Verbrauchsteuergebiet der Europäischen Union in das Rohrleitungssystem eingespeisten SAF entspricht.

## Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs): Realistisch ausgestalten und marktfähig machen

### Präambel

Die Einführung einer verbindlichen RFNBO-Unterquote ist ein ambitioniertes Vorhaben, das nur Wirkung entfalten kann, wenn es praxisgerecht und planungssicher ausgestaltet ist. Damit ein Markthochlauf gelingt, braucht es frühzeitig verlässliche Rahmenbedingungen – insbesondere den Zugang zu grünem Wasserstoff in ausreichender Menge, den zügigen Auf- und Ausbau der Import- und Verteilungsinfrastruktur sowie einfache, technologieoffene Nachweiswege.

Die Bundesregierung sollte sich aktiv auf europäischer Ebene für eine Überarbeitung der Stromherkunftskriterien bei RFNBOs einsetzen. Die aktuell gültigen Anforderungen bremsen Investitionen, sind in der Praxis kaum umsetzbar und gefährden den Markthochlauf. Monats- bzw. stundengenaue Anforderungen und die Einschränkungen auf Gebotszonen erschweren die Umsetzung erheblich und schaffen unnötige Bürokratie. Eine flexiblere, praxisnähere Ausgestaltung ist insbesondere in der Hochlaufphase dringend erforderlich, um Investitionen in Elektrolyseure und RFNBO-Produktion zumindest nicht auszubremsen oder sogar erst wirtschaftlich zu ermöglichen.

Für die Herstellung strombasierter Kohlenwasserstoffe, wie etwa Flugkraftstoffe oder e-Methanol wird neben einer Wasserstoffinfrastruktur auch eine Lösung für den Bezug von Kohlenstoff, wie z.B. der Aufbau einer europäischen CO<sub>2</sub>-Infrastruktur benötigt. Für die Herstellung und das Inverkehrbringen von strombasierten Kraftstoffen müssen auch Importe von Rohstoffen, Halbfertig- und Fertigprodukten aus Ländern ermöglicht werden, die heute kein dem EU-ETS vergleichbares CO<sub>2</sub>-Bepreisungssystem verwenden und das CO<sub>2</sub> z.B. aus einem Zementwerk stammt. Deutschland sollte sich auf EU-Ebene dafür einsetzen, die delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 zu ändern. Darüber hinaus ist CO aus der Gasifizierung von Biomasse als zulässige Kohlenstoffquelle für die RFNBO Produktion zu berücksichtigen, um Kohärenz zur Gas Directive (DIRECTIVE (EU) 2024/1788) zu schaffen.

Da kurz- bis mittelfristig ein RFNBO-Hochlauf in allen EU-Märkten notwendig wird, sollte sich die Bundesregierung im Rahmen der RED IV-Regulierung zur Hebung von Flexibilisierungspotenzialen für den internationalen Handel von RFNBO-Zertifikaten (länderübergreifender Handel von RFNBO-Quotenübererfüllung) und eine entsprechende länderübergreifende Anerkennung von GHG-Minderung einsetzen.

#### 1. Vereinfachte energetische Bilanzierung in Raffinerien

**Stellungnahme:** Für die Anrechenbarkeit von RFNBOs aus Raffinerien ist eine vereinfachte, produktspezifikationsunabhängige energetische Bilanzierung notwendig. Dies betrifft insbesondere die stoffliche und energetische Vermischung in integrierten Raffinerieprozessen. Die rechtssichere Anrechenbarkeit sollte daher auch ohne exakte Produktzuordnung möglich sein.

**Ref-E:** § 19 Abs. 5 der 37. BImSchV in der Fassung des Ref-E:

„Die Anforderungen an das Massenbilanzsystem und die Dokumentationspflicht richten sich nach den allgemein anerkannten Grundsätzen ordnungsgemäßer Buchführung.“

**Vorschlag:** Um einen möglichst hohen Anreiz durch die Ermöglichung des RFNBO-Hochlaufs über die Nutzung von RFNBOs in Raffinerien zu erreichen, sollten die in Raffinerien verwendeten RFNBOs, sobald sie Eingang in die Raffinerie gefunden haben, zu 100 % auf das Verkehrsmandat der RED III angerechnet werden können.

**Bewertung:** Die Massenbilanzierung im Ref-E ist ein wichtiger Schritt, bleibt aber für Raffinerien zu unpräzise. Dort ist eine produktscharfe Zuordnung technisch nicht möglich, da

eingesetzte Stoffe wie grüner Wasserstoff über mehrere Stufen vermischt verarbeitet werden. Ohne eine ausdrückliche Zulassung der energetischen Bilanzierung auf Anlagenebene droht der Ausschluss dieser Option – eine Klarstellung ist notwendig. Zusätzlich ist für die Nachverfolgbarkeit und den Handel von RFNBOs eine digitale Nachweisplattform analog Nabisy erforderlich.

Die Nachweisführung darf nicht ausschließlich auf Buchführungspflichten der Unternehmen abstellen, sondern muss ein zentrales System vorsehen, das den RFNBO-Handel überhaupt erst ermöglicht. Andernfalls bleibt die rechtliche Anrechenbarkeit theoretisch möglich, aber praktisch nicht umsetzbar. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, eine zentrale, digitale Datenbank zur Nachverfolgbarkeit aller anrechenbaren Erfüllungsoptionen rechtzeitig bereitzustellen, um die Anforderungen der RED III und der THG-Quote vollzugstauglich und prüfbar umsetzen zu können.

## 2. Zu Artikel 2 Nr. 10: Unwirksamkeit von Nachweisen (§ 23 der 37. BImSchV)

**Stellungnahme:** Vorgesehen ist die Streichung des Absatzes 2. Nach der Begründung zum Referentenentwurf erfolgt dies, „[...] da der Vertrauensschutz durch die allgemeinen verwaltungsrechtlichen Grundsätze (§ 48 Absatz 2 des Verwaltungsverfahrensgesetzes) hinreichend gewährleistet ist.“

### **Eine Streichung des § 23 Abs. 2 auf der o.g. Grundlage begegnet erheblichen rechtlichen Zweifeln:**

§ 48 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) betrifft einen rechtswidrigen Verwaltungsakt. Ob ein Nachweis (§ 16 der 37. BImSchV) einen Verwaltungsakt darstellt, ist äußerst zweifelhaft. Schon die Anforderungen an einen Verwaltungsakt gem. § 35 ff VwVfG sind nicht erfüllt. Ferner sind nur letzte Schnittstellen nach § 2 Absatz 12 der 37. BImSchV und vorgelagerte Schnittstellen nach § 2 Absatz 11 der 37 BImSchV unter den Voraussetzungen des § 16 Absatz 5 der 37. BImSchV zur Ausstellung von Nachweisen berechtigt. In beiden Fällen sind und bleiben es privatwirtschaftliche Betriebe. Keinesfalls sind es Behörden, denen Verwaltungshandeln obliegt. Auch die notwendige EU-rechtliche Anerkennung eines Zertifizierungssystems durch die Europäische Kommission macht letzte und vorgelagerte Schnittstellen nicht zu einer Behörde. Darüber hinaus haben die Nachweise einen rein deklaratorischen Charakter und werden nicht in einem förmlichen Verwaltungsverfahren erlassen.

**Bewertung:** Mangels eines Verwaltungsaktes bleibt § 48 VwVfG nicht anwendbar. Eine Streichung des aktuellen § 23 Abs. 2 würde im Ergebnis dazu führen, dass der Vertrauensschutz entfällt. Weiterhin gilt, dass § 48 Abs. 2 VwVfG keine gleichwertige Ersatzregelung zum § 23 Abs. 2 darstellt. § 48 Abs. 2 VwVfG stellt eine Generalklausel dar und betrifft grundsätzlich Fälle, in denen vom Staat eine Geld- oder Sachleistung (z.B. eine Subvention) erhalten wird. Der Begünstigte eines solchen Verwaltungsaktes darf auf den Bestand der gewährten Leistung vertrauen, es sei denn die durch § 48 Abs. 2 VwVfG genannten Ausnahmefälle (z. B. arglistige

## POSITION

Stand: 18.07.2025

Täuschung) das Aufheben des Vertrauensschutzes begründen. Dies muss in jedem Einzelfall abgewogen werden. § 23 Abs. 2 der 37. BImSchV bietet dagegen eine klare und spezifische Schutzregelung für die erstellten Nachweise und hebt diesen Schutz nur in klar definierten Fällen auf, ohne dass eine Einzelfallabwägung erforderlich wäre. Das gibt den Marktakteuren die erforderliche Planungssicherheit. Eine Streichung des konkreten und auf spezifische Fälle beschränkten Vertrauensschutzes würde die Investitionsbereitschaft der Marktteilnehmer gefährden und im Widerspruch zu den Zielen der RED III stehen, die in jedem Einzelfall abgewogen werden muss.

**Forderung: Von der Streichung des § 23 Absatz 2 der 37. BImSchV absehen**

## Übergangsregelungen rechtssicher und praxisnah ausgestalten, Vertrauen in Zertifizierungssysteme stärken

1. Bestandschutz & Ausgestaltung - Zulassung Witness Audits § 4b 38. BImSchV -Entwurf und § 37b Absatz 8 Nr. 5 BImSchG Entwurf
  - a. Bestandschutz

**Stellungnahme:** Die Regelung des Absatz 2 des § 4b sollte 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, Bestandschutz gelten. Für alle noch zu erstellenden Nachweise gelten die neuen Regelungen, wonach Vor-Ort Kontrollen gestattet werden müssen. Die Angabe zur Gestattung von Vor-Ort-Kontrollen nach § 4b ist nach §12 Abs. 1. Nr. 12 Biokraftstoff-NachV-Entwurf auf den Nachhaltigkeitsnachweis auszuweisen.

Das betrifft gleichermaßen die Anwendung des § 37b Abs. 8 Nr. 5 des Entwurfs, der die Anrechnung von Biokraftstoffen auf die THG-Quote ausschließt, wenn keine Vor-Ort-Kontrollen ermöglicht werden.

**Vorschlag zur Änderung des § 4b Absatz 2 Satz 2 38.BImSchV:** Satz 1 gilt für Kraftstoffe, für die der Nachhaltigkeitsnachweis vom Hersteller ab 1. Januar 2026 ausgestellt und dadurch die Gestattung von Vor-Ort-Kontrollen gemäß Satz 1 vom Verpflichteten nachgewiesen werden kann.

Vorschlag zur Ergänzung des Artikel 6 des Entwurfs (Inkrafttreten): Artikel 1 Nr. 3 c Absatz 8 Nr. 5 findet erst Anwendung auf Biokraftstoffe, für die der Nachhaltigkeitsnachweis vom Hersteller ab 1. Januar 2026 gemäß Artikel 5 (§ 12 Abs. 1 Nr. 12 Biokraftstoff-NachV) ausgestellt und keine Vor-Ort-Kontrollen ermöglicht werden

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

### b. Ausgestaltung

**Stellungnahme:** Zusätzlich sollte die Pflicht zu behördlichen Vor-Ort-Kontrollen („Witness Audits“) in Drittstaaten praxistauglich ausgestaltet und europäisch abgestimmt werden. Die zuständigen deutschen Behörden müssen die Möglichkeit erhalten, unabhängige Dritte mit der Durchführung dieser Kontrollen zu beauftragen. Zudem ist im Gesetz klarzustellen, was unter der „Ermöglichung von Vor-Ort-Kontrollen“ zu verstehen ist. Eine nationale Alleinregelung ist abzulehnen.

**Ref-E:** § 4b 38.BimSchV

**Bewertung:** Die im Entwurf vorgesehene Verpflichtung zu Vor-Ort-Kontrollen durch Behördenmitarbeiter birgt das Risiko massiver Handelshemmnisse und einseitiger Wettbewerbsnachteile für den deutschen Markt. In Drittstaaten ist die Durchführung solcher Kontrollen durch ausländische Behörden häufig nicht zulässig oder politisch nicht gewollt – unabhängig vom Kooperationswillen der Betreiber vor Ort. Ein nationaler Alleingang würde zudem zu einem regulatorischen Flickenteppich innerhalb der EU führen. Eine einheitliche europäische Lösung ist daher zwingend erforderlich.

Um Planungs- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sollte vor Inkrafttreten der Verordnung eine Liste jener Länder veröffentlicht werden, in denen behördliche Vor-Ort-Kontrollen rechtlich möglich sind. Für alle übrigen Staaten muss die zuständige Behörde die Möglichkeit erhalten, unabhängige Prüfgesellschaften oder akkreditierte Auditoren mit dieser Aufgabe zu betrauen. Dies ist erforderlich, um den Vollzug sicherzustellen, ohne den Import zertifizierter nachhaltiger Kraftstoffe zu gefährden.

Vor-Ort-Kontrollen sind ein geeignetes Mittel zur Qualitätssicherung im Zertifizierungssystem, müssen aber praktikabel umgesetzt werden können. Es bedarf einer klaren Definition, welche Anforderungen an die „Ermöglichung von Vor-Ort-Kontrollen“ zu stellen sind – insbesondere im Hinblick auf Sicherheitslage, politische Rahmenbedingungen und Nachvollziehbarkeit im Nachweisverfahren.

### 2. Wegfall Doppelanrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe

**Stellungnahme:** En2x kann den Wegfall der Doppelanrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe nachvollziehen. Allerdings muss der Zeitpunkt des Wegfalls der Doppelanrechnung in der Verordnung geregelt werden, damit die Doppelanrechnung für die ausgesetzten Übertragungen der Übererfüllungsmengen für die Jahre 2024 und 2025 von Dritten (Nichtverpflichtete) sowie für die vom Verpflichteten 2025 in den Verkehr gebrachten Mengen fortschrittlicher Biokraftstoffe geltend gemacht werden kann.

**Vorschlag zur Ergänzung des Artikel 6 des Entwurfs (Inkrafttreten):** Artikel 3 Nr. 9 c und d finden Anwendung auf fortschrittliche Biokraftstoffe, die ab den 1.1.2026 in den Verkehr gebracht werden.

**Bewertung:** Der Gesetzgeber hat im Rahmen der Verbändeanhörung zur 3. Verordnung zur Änderung der 38. BImSchV im Oktober 2024 erläutert, dass die ausgesetzten Übertragungen der Übererfüllungen der Verpflichtungsjahre 2024 und 2025 unverändert im Verpflichtungsjahr 2027 geltend gemacht werden können. Dementsprechend hat er es explizit in § 4a Absatz 3 und Absatz 6 der 38. BImSchV geregelt. Das bedeutet für Verträge nach § 37a Absatz 6 BImSchG des Verpflichtungsjahrs 2027, dass für die Mengen an fortschrittlichen Biokraftstoffen, die bereits im Jahr 2024 und 2025 in den Verkehr gebracht worden sind, die Möglichkeit der doppelten Anrechnung noch in Anspruch genommen werden kann. Andernfalls würde nicht nur eine Ungleichbehandlung zu einem Verpflichteten entstehen, sondern auch die zweijährige Aussetzung der Übertragungen der Übererfüllungen beim Dritten (Nichtverpflichteten) zu einem wirtschaftlichen Schaden führen.

Gleichermaßen sollte für fortschrittliche Biokraftstoffe, die ein Verpflichteter in 2025 in den Verkehr gebracht hat bzw. noch bringt, die Möglichkeit der Inanspruchnahme der doppelten Anrechnung noch gegeben sein. Er kann diese jedoch erst mit der Erstellung der Jahresquotenanmeldung im Folgejahr, d.h. in 2026, geltend machen. Deshalb führt ein ersatzloses Streichen der Option im § 14 Absatz 2 und des Absatzes 5 im Entwurf der 38. BImSchV zu einer rückwirkend nachteiligen Verordnungsänderungen zu Lasten des Verpflichteten. Der Schutz des Vertrauens in den Bestand des Rechts sollte unbedingt gewahrt werden.

## Verpflichteter im Sinne des Gesetzes: § 37a Absätze 1 bis 4 präzisieren

**Stellungnahme:** Folgende Änderungen sind erforderlich:

(3) Verpflichteter nach Absatz 1 Satz 1 und 2 ~~und Absatz 2~~ ist der jeweilige Steuerschuldner im Sinne des Energiesteuergesetzes. Abweichend von Satz 1 ist in den Fällen des § 7 Absatz 4 Satz 1 des Energiesteuergesetzes der Dritte (Einlagerer) Verpflichteter. ~~In den Fällen des § 22 Absatz 1 des Energiesteuergesetzes gilt allein derjenige als Verpflichteter im Sinne von Satz 1, der eine der dort jeweils genannten Handlungen zuerst vornimmt.~~ Verpflichteter nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 ~~oder Absatz 2~~ ist der jeweilige Steuerschuldner im Sinne des Energiesteuergesetzes oder der Steuerlagerinhaber, der Kraftstoff zu steuerfreien Zwecken nach § 27 Abs. 2 und Abs. 3 des Energiesteuergesetzes abgibt. Verpflichteter ist abweichend von Satz 4

1. in den Fällen des § 7 Absatz 4 Satz 1 des Energiesteuergesetzes der Einlagerer,
2. in den Fällen des § 7 Absatz 6 des Energiesteuergesetzes derjenige, der die Betankung kaufmännisch veranlasst hat.

Kaufmännische Veranlasser, ist derjenige der die rechtliche Befugnis hat, den steuerlichen Erlaubnisinhaber mit der Betankung zu beauftragen.

(3a) Verpflichteter nach Absatz 2 ist der jeweilige Steuerschuldner im Sinne des Energiesteuergesetzes. Abweichend von Satz 1 ist in den Fällen des § 7 Absatz 4 Satz 1 des Energiesteuergesetzes der Dritte (Einlagerer) Verpflichteter.

In den Fällen, in denen der Kraftstoff zu steuerfreien Zwecken nach § 27 Abs. 1 abgegeben wird, ist der Verpflichtete, der Steuerlagerinhaber oder Verteiler der den Kraftstoff aufgrund der allgemeinen Erlaubnis oder förmlicher Einzelerlaubnis steuerfrei an den Verwender abgibt. Sollte der Verteiler oder Steuerlagerinhaber lediglich als Dienstleister seine Erlaubnis verwenden, ist Verpflichteter derjenige, der die Betankung kaufmännisch veranlasst hat.

Absatz 3 Satz 4 gilt entsprechend.

### **Begründung:**

Die operativen Abläufe der Kraftstoffabgaben in der Luftfahrt als auch in der Schifffahrt unterscheiden sich erheblich im Vergleich zum Straßenverkehr. Beim Straßenverkehr findet das Inverkehrbringen regelmäßig mit Abholung des Kraftstoffs von der Raffinerie oder vom Tanklager statt, der dann direkt zur Tankstelle befördert wird. Steuerschuldner ist der Steuerlagerinhaber, in der Praxis ist es oftmals der Einlagerer (Kraftstofflieferant) als sogenannter zugelassener Einlagerer des Tanklagers. In allen anderen Fällen benennt das Tanklager als Steuerlagerinhaber den Einlagerer als Verpflichteten im Sinne des BImSchG, damit es als Dienstleistungsunternehmen nicht zum THG-Quotenverpflichteten wird.

Bei der Luftfahrt und Schifffahrt übernimmt der Kraftstofflieferant, oftmals jedoch auch ein Dienstleister die Betankung des Luft- und Wasserfahrzeugs. Sie sind dann der energiesteuerrechtlicher Erlaubnisinhaber und somit Steuerschuldner, obwohl sie nicht der Lieferant des Kraftstoffs sind. Anders als beim Tanklager gibt es für Flugfeldtankwagen und Bunkerboote jedoch keinen Einlagerer und sie würden als Steuerlagerinhaber oder sogenannter Verteiler zum THG-Quotenverpflichteten werden. Deshalb wird in diesen Fällen - analog zum kaufmännischen Einlagerer beim Tanklager - der Kaufmännische Veranlasser zum Verpflichteten. Er ist der Lieferant, der befugt ist, den Dienstleister als Steuerlagerinhaber oder Verteiler mit der Betankung des Luft- oder Wasserfahrzeugs zu beauftragen. Der Steuerlagerinhaber oder Verteiler kann diesen ebenfalls benennen. Das bereits für das Tanklager existierende Formular (Vordruck 1102) und Verfahren zur Benennung des kaufmännischen Einlagerers kann für die Luft- und Schifffahrt entsprechend übernommen werden.

Aus Gründen der Lesbarkeit und Nachvollziehbarkeit des Gesetzes wurde der Verpflichtete für die Schifffahrt in einem neuen Absatz 3a definiert. Dementsprechend wurde Absatz 3 angepasst, der den Verpflichteten für die Luftfahrt – und den Straßenverkehr definiert.

Außerdem wurde der Satz 2 des Absatzes 3 gestrichen, da § 22 EnergieStG bereits in § 37a Absatz 1 enthalten ist und somit der Steuerschuldner in diesen Fällen zum Verpflichteten wird. Es ist nicht erforderlich ihn explizit nochmals im Absatz 3 aufzuführen.

## Anpassungsmechanismus der THG-Quote praxisgerecht ausgestalten

### 1. Anpassungsmechanismus nach § 37h BImSchG-Entwurf

**Stellungnahme:** en2x begrüßt ausdrücklich einen Anpassungsmechanismus, um die festgeschriebenen THG-Ziele im Falle geänderter Marktbedingungen nach bekannten Kriterien anpassen zu können. Die Regelung im Entwurf sollte wie folgt angepasst werden:

#### **Vorschlag:**

1. Das Erfordernis einer Anpassung der THG-Quotenziele nach § 37h sollte jedoch für die Schifffahrt getrennt ermittelt und durchgeführt werden, um Verzerrungen zwischen den Sektoren zu verhindern.
2. Ferner sollte die Möglichkeit geschaffen werden, dass gemäß § 37h vorgenommene Erhöhungen auch in Folgejahren korrigiert werden können. Ein zu § 37h analoges Berechnungsverfahren für Untererfüllungen, würde sicherstellen, dass Erhöhungen berichtigt werden, die z.B. aufgrund besonderer Umstände beruhen, aber nicht dauerhaft sind. Die Berichtigung dürfte dann maximal nur bis auf das ursprünglich festgelegte THG-Einsparungsziel gemäß § 37a Abs.4 BImSchG erfolgen, so dass der vom Gesetzgeber festgelegte THG-Zielpfad nicht verlassen wird.

Zudem ist § 37h dahingehend zu konkretisieren, dass der erwartete Einmaleffekt aus der ausgesetzten Quotenübertragung aus den Jahren 2024 und 2025 im Jahr 2027 („Carry-over Effekt“) nicht als Bemessungsgrundlage für eine Anpassung der THG-Quote dient.

## Keine Erweiterung des Anwendungsbereichs der THG-Quotenverpflichtung auf strategische Reserven und den Einsatz bei Streitkräften

### 1. Rolle des Erdölbevorratungsverbands

**Stellungnahme:** Durch die Neufassung des § 37 a BImSchG sind auch die Sonderregelung für den Erdölbevorratungsverband (EBV) in Hinblick auf die THG-Quote entfallen. Die Aufgabe des EBV ist es, Vorräte an Erdöl und Erdölerzeugnissen im Umfang von mindestens 90 Tagen der entsprechenden Nettoimporte von Rohöl und Mineralölprodukten, bezogen auf das vorangegangene Jahr und ausgedrückt in Rohöläquivalenten, zu halten. Das sind Stand 31.05.2025 7 Mio. Tonnen Ottokraftstoff, Dieselmotorkraftstoff und Flugturbinenkraftstoff, die dann ebenfalls unter die THG-Regulation fallen würden. Die Folge wäre eine Marktbeeinträchtigung aufgrund der erheblichen Mengen. Der EBV könnte somit nicht mehr marktneutral agieren, um seine Aufgabe der Krisenbevorratung wahrzunehmen. Außerdem würde die Einbeziehung in die Quotenpflicht mit zusätzlichen Kosten einhergehen, ohne die Qualität der Bevorratung und die Krisenresilienz der Bundesrepublik Deutschland zu verbessern.

### 2. Bundeswehr und ausländische Streitkräfte

**Stellungnahme:** Die seit Einführung der Biokraftstoffquote im Jahr 2007 bestehende und bei Übergang in die THG-Quote ab 2015 fortgeführte Befreiung für Lieferungen von fossilen Kraftstoffmengen an die Bundeswehr und ausländische Streitkräfte nach § 37a Satz 3 bis 5 BImSchG sollte beibehalten werden. Der Hintergrund der Regelung, dass die Bundeswehr und Streitkräfte zum Teil aus Qualitäts- und Haltbarkeitsgründen rein fossile Kraftstoffe benötigen und insoweit von der allgemein verpflichtenden Biokraftstoffversorgung ausgenommen werden sollten, ist nach wie vor gültig. Daran ändert auch nichts, dass der Lieferant mittlerweile die Möglichkeit hat, die THG-Minderungsquote für diese Liefermengen anderweit zu erfüllen.

## Weitere Schwerpunkte

### 1. Digitalisierung und Reform des Quotensystems

**Stellungnahme:** Die Digitalisierung des THG-Quotensystems ist aus unserer Sicht eine zentrale Voraussetzung, um die künftige Skalierung des Systems angesichts steigender Quotenverpflichtungen, neuer Unterquoten, zusätzlicher Sektoren (z. B. Luftfahrt, Schifffahrt) sowie gestiegener regulatorischer und finanzieller Risiken erfolgreich zu bewältigen.

- Die Nachhaltigkeitsnachweise, die in Nabisy in digitaler Form vorliegen, müssen von den verpflichteten Unternehmen zur Quotenanmeldung ausgedruckt und per Post an die zuständige Stelle (die Quotenstelle) gesendet werden. Dies stellt einen unnötigen bürokratischen Aufwand dar, die durch eine fortschreitende Digitalisierung der Prozesse nun dringend zu vermeiden ist. Beispiele für etablierte digitale Lösungen:
  - Andere europäische Mitgliedstaaten (z. B. die Niederlande mit dem HBE-System oder das Vereinigte Königreich mit dem RTFC-Register) setzen bereits auf digitale Online-Register, die eine sichere Nachverfolgung von Transaktionen, Echtzeit-Übertragung von Quoten und eine zeitnahe behördliche Validierung ermöglichen. Diese Systeme tragen wesentlich zur Markttransparenz und Risikominde- rung bei.
  - Deutschland verfügt mit dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) – verwaltet durch die DEHSt – bereits über ein modernes und funktionsfähiges digita- les Registersystem, das als Blaupause für die Weiterentwicklung des THG-Quo- tensystems dienen kann.
- Für neue Erfüllungsoptionen wie RFNBOs, RCFs, Co-Processing oder biogenen Was- serstoff braucht es frühzeitig ein verlässliches Nachweis- und IT-System, vergleichbar mit Nabisy. Nur so ist sichergestellt, dass Handel und Anrechnung überhaupt praktikabel möglich sind. Bestehende Plattformen sollten, wo möglich, modular erweitert werden – etwa durch eigene RFNBO- oder RCF-Register. Andernfalls besteht das Risiko, dass formal zugelassene Optionen faktisch nicht anrechenbar sind.
- Eine zeitnahe und bidirektionale Anbindung der Nabisydatenbank an die Unionsdaten- bank (UDB) wird unterstützt. Damit einhergehend, sollte dringend eine Harmonisierung der Produktbezeichnungen zwischen Nabisy und der UDB angestrebt werden.

### 2. THG-Quote im Schiffsverkehr muss Besonderheiten dieses Marktes berücksichtigen

**Stellungnahme:** Die Inverkehrbringer von Schiffskraftstoffen werden zur Erfüllung der THG-Quote und der Mindestanteile verpflichtet, wobei die vorgesehene Quotenhöhe identisch zu dem THG-Minderungspfad für Inverkehrbringer von Straßenkraftstoffen ausgelegt ist. Die nationale THG-Quote ist zugleich deutlich ambitionierter als das Verpflichtungsniveau der FuelEU Maritime und vor allem das Ambitionsniveau der Nachbarländer wie den Niederlanden, Belgien und auch Dänemark.

Bleibt das deutsche THG-Quotenniveau für die Schifffahrt in der vorgeschlagenen Höhe unverändert bestehen, ist es erwartbar, dass Betankungen in deutschen Häfen sehr wahrscheinlich nicht mehr konkurrenzfähig zu den Häfen der Nachbarstaaten sein werden und somit eine direkte Wettbewerbsverzerrung resultiert. Ohne ein Level-Playing-Field zu den Anrainerstaaten ist eine Verlagerung von Betankungen in die Nachbarländer naheliegend, sodass I) die deutschen Häfen nachhaltig geschwächt und II) die deutschen Inverkehrbringer von Schiffskraftstoffen ihre Geschäftsgrundlage verlieren könnten.

Durch den alleinigen Bezug der Bemessungsgrundlage für die Berechnung der Obergrenzen für konventionelle Kraftstoffe und abfallbasierte Kraftstoffe (Annex 9B) auf die in Verkehr gebrachten Kraftstoffmengen für den Landverkehr, werden die Mengen an Kraftstoffen für die Schifffahrt nicht berücksichtigt. Ein Unternehmen, das nur Schiffskraftstoffe in Verkehr bringt, hätte nach dieser Berechnung eine Obergrenze von Null, könnte also keine konventionellen oder abfallbasierten Biokraftstoffe zur Anrechnung auf die THG-Quote in Verkehr bringen. Dies stellt eine direkte Benachteiligung gegenüber einem Unternehmen dar, das sowohl Straßenkraftstoffe als auch Schiffskraftstoffe in Verkehr bringen kann. Letzteres kann so viele konventionelle und abfallbasierte Kraftstoff in Verkehr bringen, wie es die Bemessungsgrundlage für die Straßenkraftstoffe zulässt, doch könnte in diesem Fall auch der Einsatz im Schifffahrtbereich angerechnet werden. Dieses führt zu einer Wettbewerbsverzerrung zwischen Unternehmen, die nur Schiffskraftstoffe in Verkehr bringen und denen, die sowohl Straßen- als auch Schiffskraftstoffe in Verkehr bringen. Gleichzeitig resultiert auch ein Nachteil für Multi-Fuel-Unternehmen gegenüber Unternehmen, die nur Straßenkraftstoffe in Verkehr bringen, da letztere die konventionellen und abfallbasierten Kraftstoffe in voller Höhe im Straßenverkehr geltend machen.

**Vorschlag:** Die Anpassung des THG Quotenpfads an die FuelEU Maritime bzw. an die Regelungen der Nachbarstaaten ist notwendig. Zudem müssen auch die in der Schifffahrt in Verkehr gebrachten Mengen in die Bemessungsgrundlage zur Berechnung der Mengen für die Obergrenzen einbezogen werden.

## Technische und redaktionelle Änderungsvorschläge, Anmerkungen mit der Bitte um Klarstellung

### 1. Klarstellung der Formulierung von § 37a (1) Punkt 3 BImSchG

**Stellungnahme:** In der aktuellen Ausgestaltung des Referentenentwurfs wird ein Unternehmen, das ausschließlich fortschrittliche Biokraftstoffe in Verkehr bringt, die in Summe zu 100 Prozent oder mehr THG-Minderung beitragen, wie es z.B. bei Bio-CNG möglich ist, zur Erfüllung eines RFNBO-Mindestanteils verpflichtet. Diese Forderung könnte im ungünstigen Fall also zu weniger Klimaschutz und mehr fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen und kann daher nicht im Sinne des Gesetzgebers sein. Wir bitten daher um Klarstellung, dass ein solches Unternehmen von der Verpflichtung zur Erfüllung eines RFNBO-Mindestanteils ausgenommen ist.

### 2. Änderung des Basiswertes

**Stellungnahme:** Die Formulierung lässt unklar, ob die Änderung des Basiswertes bereits für das Verpflichtungsjahr 2025 gilt und in der entsprechenden Quotenanmeldung umgesetzt werden soll. Es braucht eine klare gesetzliche Regelung, für welches Verpflichtungsjahr die Änderung der Basiswerte gilt. Zudem werden mit dem RefE nicht die Referenzwerte für OK und DK geändert, die in sich aus §10 der 38. BImSchV ergeben. Hier ist eine Klarstellung bzw. weitere Streichung von §10 der 38. BImSchV notwendig.

**Ref-E:** § 3 38.BImSchV: „Der Basiswert nach § 37a Absatz 4 Satz 4 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes wird auf 94 Kilogramm Kohlenstoffdioxid-Äquivalent pro Gigajoule festgelegt. Die Treibhausgasemissionen fossiler Kraftstoffe berechnen sich durch Multiplikation der vom Verpflichteten in Verkehr gebrachten energetischen Menge fossiler Kraftstoffe mit dem Wert 94 Kilogramm Kohlenstoffdioxid-Äquivalent pro Gigajoule.“

#### **Vorschlag:**

„Der Basiswert nach § 37a Absatz 4 Satz 4 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes wird ab Verpflichtungsjahr 2026 auf 94 Kilogramm Kohlenstoffdioxid-Äquivalent pro Gigajoule festgelegt. Die Treibhausgasemissionen fossiler Kraftstoffe berechnen sich durch Multiplikation der vom Verpflichteten in Verkehr gebrachten energetischen Menge fossiler Kraftstoffe mit dem Wert 94 Kilogramm Kohlenstoffdioxid-Äquivalent pro Gigajoule.“

### 3. Präzisierung der Dokumentationspflicht zur Angabe von Förderungen bei RFNBOs

**Stellungnahme:** Im Referentenentwurf ist vorgesehen, dass bei der Dokumentation in der Unionsdatenbank auch Angaben darüber erfolgen müssen, ob „eine Förderung für die Produktion dieser Lieferung gewährt wurde, und falls ja, die Art der Förderregelung“.

Zur Schärfung dieser Anforderung sollte der Passus präzisiert werden. Denn gemäß Delegierter Verordnung (EU) 2023/1184, Artikel 5 Buchstabe b, sind die Förderregelungen ausschließlich im Hinblick auf die Stromerzeugungsanlage relevant, deren erneuerbarer Strom für die Herstellung

---

von RFNBOs eingesetzt wird. Eine pauschale Erfassung von Förderungen entlang der gesamten Produktions- oder Lieferkette würde hingegen über die europarechtliche Vorgabe hinausgehen und wäre weder erforderlich noch praktikabel.

**Ref-E:** Artikel 2, Nummer 8, Buchstabe c (§ 19 Absatz 5 Nummer 3 der 37. BImSchV): „Angaben dazu, ob eine Förderung für die Produktion dieser Lieferung gewährt wurde, und falls ja, die Art der Förderregelung.“

**Vorschlag:** „Angaben dazu, ob die Anlage zur Erzeugung des für die Herstellung des erneuerbaren Kraftstoffs verwendeten erneuerbaren Stroms eine Förderung gewährt wurde, und falls ja, die Art der Förderregelung.“

**Bewertung:** Diese Präzisierung stellt sicher, dass die Dokumentationspflicht europarechtskonform auf die Stromerzeugung begrenzt wird, wie es auch Art. 5 lit. b der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 vorsieht. Dadurch wird eine praxisnahe, rechtssichere und zielgerichtete Umsetzung gewährleistet und eine überzogene Ausweitung administrativer Pflichten vermieden.