

Berlin, 1. September 2023

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Stellungnahme

# Stellungnahme zum Referen- tentwurf zur Neufassung der Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstof- fen und mitverarbeiteten bio- genen Ölen auf die Treibhaus- gasquote (37. BImSchV)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Einführung.....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Zusammenfassung der Kernforderungen des BDEW .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Änderungsvorschläge des BDEW im Einzelnen.....</b>	<b>5</b>
3.1	Zu § 2 – Begriffsbestimmungen.....	5
3.2	Zu § 3 - Anrechnung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs .....	6
3.3	Zu § 3 Absatz 4 – Mehrfachanrechnung.....	6
3.4	Zu § 6 – Zusätzlichkeit .....	8
3.5	Zu § 6 – Zusätzliche Stromerzeugung: redaktionelle Anmerkung .....	9
3.6	Zu § 7 – zeitliche Korrelation .....	9
3.7	Zu § 8 – geografische Korrelation.....	10
3.8	Zu § 9 – Anerkennung von Strom aus dem Netz in Sonderfällen .....	10
3.9	Zu § 11 - Anrechnung von mitverarbeiteten biogenen Ölen .....	11
3.10	Zu § 13 – Anrechnung von biogenem Wasserstoff .....	12
3.11	Zu Abschnitt 2 - Nachweise für die Anrechenbarkeit von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs.....	12
3.12	Zu Teil 5 – Zentrales Register .....	13
3.13	Zu Artikel 2 – Inkrafttreten, Außerkrafttreten .....	14
<b>4</b>	<b>Zur Gewährleistung einer verlässlichen Zertifizierung von importierten fortschrittlichen Biokraftstoffen.....</b>	<b>14</b>

## 1 Einführung

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) hat am 14. August 2023 den **Referentenentwurf zur Neufassung der 37. Bundes-Immissionsschutzverordnung** (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote – 37. BImSchV) vorgelegt.

Die Verordnung dient der Umsetzung verschiedener delegierter Rechtsakte der Richtlinie (EU) 2018/2001 (Erneuerbare-Energie-Richtlinie – RED II) im Hinblick auf die Anrechenbarkeit von flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs im Treibhausgasquotenhandel für den Verkehr. Insbesondere werden Anforderungen an den bezogenen Strom, der für die Herstellung von strombasierten Kraftstoffen für den Verkehr verwendet wird, sowie die Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparung dieser Kraftstoffe im Vergleich mit fossilen Brennstoffen festgelegt.

Eine weitere notwendige Änderung des nationalen Rechts umfasst die Einführung eines Systems zur Nachweisführung über die Erfüllung der Anforderungen bei der Herstellung strombasierter Kraftstoffe. Außerdem soll das nationale Recht so geändert werden, dass künftig auch Wasserstoff aus biogenen Quellen auf die Treibhausgasquote anrechenbar ist.

Der **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – BDEW e.V.** vertritt die Interessen einer Vielzahl von Unternehmen der Energiewirtschaft, die Fahrstrom für den Straßenverkehr, klimaneutrale Kraftstoffe, Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge und den Einsatz in Raffinerien sowie Biomethan und Bio-LNG für Erdgasfahrzeuge erzeugen und für den Endverbrauch bereitstellen. Die vom BDEW vertretenen Unternehmen nehmen regelmäßig als Dritte und in einigen Fällen auch als Verpflichtete am Treibhausgasquotenhandel teil und erbringen weitere Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Treibhausgasquotenhandel.

- Der BDEW unterstützt nachdrücklich das im Entwurf der 37. BImSchV zum Ausdruck gebrachte Ziel der Verbesserung der Anrechenbarkeit von strombasierten Kraftstoffen und biogenen Wasserstoff auf die Treibhausgasquote und schlägt im Folgenden eine Reihe von Änderungen vor, die darauf abzielen, die **Wirksamkeit und Praxistauglichkeit der Regelungen** auch vor dem Hintergrund der gewünschten Eins-zu-eins-Umsetzung noch weiter zu erhöhen.
- Über den Verordnungsentwurf hinaus weist der BDEW darauf hin, dass es vor dem Hintergrund der anstehenden **Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III)** erforderlich ist, zügige Klarheit über die Pläne der Bundesregierung hinsichtlich der künftigen Ausgestaltung des THG-Quotenhandels und der möglichen Ausweitung des Anwendungsbereiches (insbesondere auf Flug- und Schiffsverkehr) sowie der

Ausdehnung der Strombezugskriterien für Wasserstoff und seiner Derivate auf weitere Sektoren und Anwendungen zu bekommen.

Der THG-Quotenhandel ist ein wichtiges Element für den Hochlauf von Wasserstoff und seiner Derivate. Darüber hinaus müssen auch die zentralen Bausteine für Erzeugung (beschleunigte Genehmigungsverfahren, Förderprogramme), Verteilung (Wasserstoffkernnetz, Importstrategie) und Verbrauch (Klimaschutzverträge, EEG-Ausschreibungen, Kraftwerksstrategie) in eine konsistente Zeitschiene überführt und die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen unter dem Dach der Nationalen Wasserstoffstrategie zügig umgesetzt werden.

Über die vorliegende Stellungnahme zur Neufassung der 37. BImSchV hinaus nimmt der BDEW das laufende Verfahren noch zum Anlass, um auf ein aktuelles **Problem der mutmaßlichen Falschdeklaration von importierten fortschrittlichen Biokraftstoffen** zur Anrechnung im THG-Quotenhandel hinzuweisen. Dieses drängende Thema bedroht aktuell die Funktionstüchtigkeit der etablierten Zertifizierungs- und Nachweissysteme und sollte schnellstmöglich adressiert werden.

## 2 Zusammenfassung der Kernforderungen des BDEW

- › Die Neufassung der 37. BImSchV sollte frühzeitig die Weichen für die neuen **Vorgaben der RED III** stellen und die Einhaltung der nach Artikel 25 RED III geforderten Mindestanteile für strombasierte Kraftstoffe sicherstellen. Der BDEW hat sich bereits im Jahr 2020 in einem [Eckpunktepapier zur Umsetzung der RED II im Verkehrssektor](#) für eine **kombinierte Mindestquote** für strombasierte Kraftstoffe und fortschrittliche Biokraftstoffe ausgesprochen.
- › Die **Mehrfachanrechnung** mit Faktor 3 für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs) im Rahmen des Treibhausgasquotenhandels wird begrüßt. Durch die Mehrfachanrechnung kann zusätzlicher Einsatz von grünem Wasserstoff und anderen strombasierten Kraftstoffen angereizt werden. Dementsprechend sollte aber auch das übergeordnete Ambitionsniveau der THG-Quote durch eine Änderung des BImSchG angepasst werden.
- › Die **geografische Korrelation** sollte im Sinne einer Eins-zu-eins-Umsetzung der europäischen Regelungen einheitlich immer auf den Elektrolyseur (vorgelagerte Schnittstelle) und nicht auf die Anlage zur Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprung (letzte Schnittstelle) abstellen (betrifft §§ 8 und 9 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe c)).
- › Auch die **Regelungen zur Zusätzlichkeit** sollten im Sinne einer Eins-zu-eins-Umsetzung der europäischen Regelungen die Förderkriterien nicht strikter auslegen als die europäischen Vorgaben. Dies bezieht sich insbesondere auf die Umsetzung des „Net-Support“ Kriteriums in § 6 Absatz 3, Nummer 1.

- › Es bedarf regulatorischer Klarstellung zur **Anrechenbarkeit von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs**, welche gemäß § 37a Absatz 5 Satz 1 Nummer 7 BImSchG in der Raffinerie als Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe verwendet werden.
- › Die **Anrechenbarkeit von biogenem Wasserstoff** nach § 13 sollte nicht nur für den Einsatz in Straßenfahrzeugen, sondern auch im Schienenverkehr sowie in der Luftfahrt eingeräumt werden. Auch für strombasierte Kraftstoffe sollte grundsätzlich eine Anrechenbarkeit sowohl im Straßen- und Schienenverkehr als auch in der Luftfahrt erfolgen dürfen.
- › Es besteht dringende Notwendigkeit für eine **Übergangsregelung bei der Nachweisführung** der Einhaltung der Kriterien bei Wasserstoff und anderen strombasierten Kraftstoffen aufgrund der erheblichen Vorlaufzeit für die Einrichtung der elektronischen Datenbank und die zu erwartende nicht ausreichende Verfügbarkeit von Zertifizierern.
- › Eine **Übergangsregelung für das laufende Berichtsjahr 2023** im Hinblick auf Wasserstoff und strombasierte Kraftstoffe aus bereits in Betrieb befindlichen Wasserstoff-Erzeugungsanlagen ist erforderlich. Hier sollte wahlweise entweder die 37. BImSchV alt oder die neue 37. BImSchV herangezogen werden dürfen.

### 3 Änderungsvorschläge des BDEW im Einzelnen

#### 3.1 Zu § 2 – Begriffsbestimmungen

Es sollte klargestellt werden, dass sich die Begriffsbestimmung des Elektrolyseurs (Absatz 14) – wie im delegierten Rechtsakt angelegt - nur auf die technische Einheit des Elektrolyseurs im engeren Sinne bezieht und Nebenanlagen wie Wasseraufbereitung, Pumpen, Trockner, Verdichter oder Gasspeicher oder nachgelagerte Prozessschritte wie die Methanolsynthese nicht umfasst. Eine klare Regelung ist für sämtliche Genehmigungsverfahren wesentlich, denn die Praxis zeigt, dass Genehmigungsbehörden unterschiedliche Maßstäbe für den Anlagenbegriff anlegen.

Es fehlt zudem eine Begriffsbestimmung, die Anlagen zur Herstellung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (letzte Schnittstelle) in Abgrenzung zum Elektrolyseur (vorgelagerte Schnittstelle) definiert. Diese ist insbesondere für die sachgerechte Anwendung der Kriterien an die geografische Korrelation (siehe § 7) erforderlich.

In diesem Zusammenhang ist insbesondere auch zu klären, welche Strombedarfe innerhalb der jeweiligen Anlagen unter die Strombezugskriterien nach Art. 27 (3) der RED II fallen. Zu beachten ist hierbei, dass es sehr unterschiedliche Konstellationen von Prozessschritten sowie unterschiedliche Standorte geben wird, in denen die (Weiter-) Verarbeitung zu strombasierten

Kraftstoffen erfolgt. Vor diesem Hintergrund ist ein praxisorientierter Spielraum bei der Nachweisführung im Hinblick auf die sachgerechte Anwendung der Strombezugskriterien für Nebenanlagen und nachgelagerte Prozessschritte erforderlich.

Für die Begriffsbestimmung der Inbetriebnahme einer Anlage zur Herstellung eines strombasierten Kraftstoffes (Absatz 7) ist ebenfalls eine Klarstellung erforderlich. Es sollte festgelegt werden, dass die erstmalige Aufnahme der Produktion eines strombasierten Kraftstoffes, beispielsweise im Probetrieb, für die zeitliche Korrelation ausreicht. In Absatz 7 Nr. 3 sollte demzufolge auf die „erstmalige Aufnahme“ der Produktion abgestellt werden.

Im Gegenzug dazu, sollte die „erstmalige Aufnahme der Produktion von Strom“ dahingehend spezifiziert werden, dass auf die Inbetriebnahme der gesamten Stromerzeugungsanlagen (z. B. eines Offshore Windparks und nicht der Probetrieb einzelner Turbinen) abgestellt wird. Der erste Probetrieb liegt meist weit vor der Inbetriebnahme eines gesamten Windparks, wobei dieser noch nicht einmal voll errichtet sein muss. Dies sollte präzisiert werden.

### **3.2 Zu § 3 - Anrechnung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs**

Es bedarf regulatorischer Klarstellung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen, welche gemäß § 37a Absatz 5 Satz 1 Nummer 7 BImSchG in der Raffinerie als Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe verwendet werden. Für sog. „first-mover“-Projekte, die Teile des grauen Wasserstoffs in Raffinerien mit grünem Wasserstoff ersetzen werden, ist es essenziell, dass deren Abnehmer diesen grünen Anteil auf die Treibhausgasminderungsquote anrechnen lassen können. Dabei werten wir § 3 Absatz 7 bereits als positives Signal, es bedarf allerdings weiterer regulatorischer Sicherheit.

### **3.3 Zu § 3 Absatz 4 – Mehrfachanrechnung**

§ 3 Absatz 4 und 5 begründen eine Mehrfachanrechnung mit Faktor 3 für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs im Rahmen des Treibhausgasquotenhandels.

Mehrfachanrechnung auf die THG-Quote stellt ein wichtiges Instrument für die Unterstützung des Hochlaufs von nachhaltigen Erfüllungsoptionen dar. Aufgrund der hohen Bedeutung der Mehrfachanrechnung für nationale Zielerreichung, Erlöse, Investitionen und Verträge bedarf es für den deutschen THG-Quotenhandel klarer Perspektiven und verlässlicher Festlegungen, die mit dem europäischen Beihilferecht vereinbar sind.

Durch die Mehrfachanrechnung kann ein zusätzlicher Einsatz von Wasserstoff und anderen strombasierten Kraftstoffen angereizt werden. Kurzfristig unterstützt diese vor allem den

Einsatz von grünem Wasserstoff als Zwischenprodukt im Raffineriesektor und das Inverkehrbringen von grünem Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge, langfristig auch die Herstellung synthetischer Kraftstoffe.

Eine Mehrfachanrechnung, allerdings mit Faktor 2, ist auch in der überarbeiteten Erneuerbare Energien Richtlinie (RED III) für strombasierte Kraftstoffe und fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas aus Substraten nach Anlage IX Teil A vorgesehen. Darüber hinaus führt die RED III für diese zwei Kraftstoffarten eine kombinierte Mindestquote von mindestens 5,5 Prozent bis 2030 ein, wobei strombasierte Kraftstoffe mindestens einen Prozentpunkt beitragen sollen. Den Mitgliedstaaten steht es dabei frei, auf nationaler Ebene höhere Mindestanteile festzulegen, um den Hochlauf der beiden Erfüllungsoptionen gezielt zu unterstützen. Außerdem sieht die RED III eine Mindestquote von 1,2 Prozent für strombasierte Kraftstoffe für den Kraftstoffabsatz im Seeverkehr vor. Die RED III ist voraussichtlich bis spätestens Ende 2024 umzusetzen.

Es bedarf in diesem Zusammenhang noch mehr Klarheit bezüglich der beihilferechtskonformen Anwendung von Mehrfachanrechnungen sowie dem Zusammenspiel und den Anrechnungsmöglichkeiten zwischen den diversen Quoten und Sub-Quoten, welche durch das BImSchG und die 38. BImSchV auf nationaler Ebene sowie die RED III, ReFuelEU Aviation und FuelEU Maritime auf europäischer Ebene eingeführt werden und inwiefern der Anwendungsbereich der THG-Quote auf die weiteren Transportsektoren (Flug-, Seeverkehr) künftig erweitert werden soll.

Der BDEW hat sich bereits im Jahr 2020 in einem [Eckpunktepapier zur Umsetzung der RED II im Verkehrssektor](#) für eine solche kombinierte Mindestquote für strombasierte Kraftstoffe und fortschrittliche Biokraftstoffe ausgesprochen.

Die Neufassung der 37. BImSchV sollte bereits jetzt frühzeitig die Weichen für die Vorgaben der RED III stellen und so mit einem zeitlichen Vorlauf die energetischen Mindestanteile und zugehörige Berechnungsvorgaben festlegen, damit sich die Marktteilnehmer hierauf einstellen können und so entsprechende Investitionen vorausschauend zu ermöglichen.

Die kombinierten Mindestanteile über den Zeitraum 2024 – 2030 dürfen nicht hinter die derzeitigen Vorgaben nach § 14 der 38. BImSchV zurückfallen, sondern sollten unter Berücksichtigung der bereits verfügbaren und kurzfristig erschließbaren Potenziale beider Erfüllungsoptionen einen über die europäischen Mindestanforderungen<sup>1</sup> hinausgehenden ambitionierten

---

<sup>1</sup> Art. 25 (1) Nr. 1 b): “the combined share of advanced biofuels and biogas produced from the feedstock listed in Part A of Annex IX and of renewable fuels of non-biological origin in the energy supplied to the transport sector is

Hochlaufpfad setzen. Außerdem sollte das übergeordnete Ambitionsniveau der THG-Quote durch eine Änderung des BImSchG angepasst werden.

### 3.4 Zu § 6 – Zusätzlichkeit

§ 6 Absatz 3, Nummer 1 implementiert striktere Vorgaben als von europäischer Seite vorgesehen und behindert so den zügigen Hochlauf von Wasserstoffprojekten.

Artikel 5b) des delegierten Rechtsaktes nach Art. 27 der REDII sieht Folgendes vor:

*„Die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom hat keine Förderung in Form von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen erhalten, mit Ausnahme von Förderung, die die Anlagen vor ihrem Repowering erhalten haben, finanzieller Förderung für Land oder für Netzanschlüsse, Förderung, die keine Nettoförderung darstellt, wie z. B. Förderung, die vollständig zurückgezahlt wurde, und Förderung für Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom, die Anlagen zur Erzeugung von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr versorgen, die für Forschung, Erprobung und Demonstration genutzt werden.“*

Im ergänzenden Dokument (verfügbar [hier](#)) zu den Delegierten Rechtsakten, in dem die Europäische Kommission auf einige Fragen zur Anwendung dieser Rechtsakte eingeht, wird dies weiter spezifiziert (siehe Antwort auf Frage 19):

*„(...) Article 5(b) also sets out that support received by installations before their repowering, financial support for land or for grid connections, support that does not constitute net support and incentives provided via the renewables PPA are not considered. Whether e.g., a contract for difference constitutes net support should be assessed ex-ante and verified ex-post. For the ex-ante assessment, fuel producers should demonstrate based on the terms of the contract for difference that the contract is unlikely to result in net support for the contracted installation generating renewable electricity. In the ex-post verification, fuel producers should demonstrate that the contracted installations generating renewable electricity did not receive net support.“*

---

at least 1 % in 2025 and 5,5 % in 2030, of which a share of at least 1 percentage point renewable fuels of non-biological origin in 2030.”



Sollte sich der Ordnungsgeber entscheiden, sog. Contracts for Difference (CfDs) in Deutschland im Rahmen der Überarbeitung des Strommarktdesigns einzuführen, ist diese Regelung essenziell, um es Elektrolyseuren zu ermöglichen, Strom aus solchen Anlagen zu beziehen, sollten die genannten Bedingungen erfüllt sein. Die Formulierung in § 6 Absatz 3 Nummer 1, schließt allerdings alle Anlagen direkt aus, die ihre Förderung noch nicht vollständig zurückgezahlt haben. Sollte ein 15-jähriger CfD also in den ersten Jahren Förderung erhalten, wobei bereits absehbar ist, dass dies nicht für die gesamte Laufzeit der Fall sein wird und sich das Verhältnis später umdrehen wird, kann diese Anlage nach § 6 Absatz 3 Nummer 1 nicht genutzt werden, bis nicht der Gesamtbetrag vollständig kompensiert wurde. Unserer Einschätzung nach ist dies eine strikere Umsetzung als von der Europäischen Kommission vorgesehen.

### **3.5 Zu § 6 – Zusätzliche Stromerzeugung: redaktionelle Anmerkung**

Absatz 5 weist einen Bezugsfehler auf:

Die Worte "Absatz 2" sind zu streichen, da es im Absatz 2 keine "Nummer 2 Buchstabe a und b" gibt, sondern nur in Absatz 1. Auch sachlich ist diese Streichung richtig, da die Übergangsregelung, die Gegenstand von Absatz 5 ist, in der delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 ausdrücklich die in Nummer 2 genannten Aspekte umfasst.

### **3.6 Zu § 7 – zeitliche Korrelation**

Im Sinne einer Eins-zu-eins-Umsetzung von Artikel 6 Absatz 2 der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 ist in § 7 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 Buchstabe b die zeitliche Korrelation auf die Stromspeicheranlage und den zur Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs eingesetzten Elektrolyseur (vorgelagerte Schnittstelle) und nicht auf die Anlage zur Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprung (letzte Schnittstelle) abzustellen (siehe hierzu auch die Anmerkungen zu § 8).

Absatz 2 enthält die Anforderung, dass zwischenschaltbare Stromspeicheranlagen nicht früher als 36 Monate vor der Anlage zur Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs in Betrieb genommen wurden. Diese zusätzliche Anforderung ist im delegierten Rechtsakt zu den Strombezugskriterien so nicht vorgesehen. Stromspeicheranlagen sollten entsprechend der in der Begründung zum Ausdruck gebrachten Absicht einer Eins-zu-eins-Umsetzung nicht mit weiteren Anforderungen, die über die Vorgaben des delegierten Rechtsaktes hinausgehen, versehen werden, um europarechtlich nicht geforderten Erfüllungsaufwand zu vermeiden.

### **3.7 Zu § 8 – geografische Korrelation**

Artikel 7 der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 definiert die Anforderungen an die geografische Korrelation und bezieht sich hierbei immer ausdrücklich auf den für die Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs eingesetzten Elektrolyseur (vorgelagerte Schnittstelle) und nicht auf den Standort der Anlage zur Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs (letzte Schnittstelle). In der Praxis werden Konstellationen anzutreffen sein, in denen die Wasserstoff-Elektrolyse und die weitere Umwandlung in strombasierte Kraftstoffe entweder in einer integrierten Anlage oder örtlich getrennt in unterschiedlichen Gebotszonen erfolgen. Denkbar ist zum Beispiel eine dezentrale Wasserstoffherzeugung in Nähe eines Windparks an Land oder auf See hinter demselben Netzanschlusspunkt, wobei diese über eine Pipeline oder ein anderes Transportsystem mit oder ohne Zwischenspeicherung mit einem Betrieb zur Herstellung eines strombasierten Kraftstoffes in einer anderen Gebotszone verbunden ist.

Im Sinne einer sachgerechten Eins-zu-eins-Umsetzung der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 muss für die Erfüllung der geografischen Korrelation immer konkret auf den Standort des Elektrolyseurs und nicht auf den Standort der Anlage zur Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs im weiteren Sinne Bezug genommen werden. Dies ist insbesondere für Geschäftsmodelle, bei denen die Erzeugung von Wasserstoff und die anschließende Weiterverarbeitung zu strombasierten Kraftstoffen an unterschiedlichen Standorten erfolgen, von erheblicher Relevanz.

Zudem sollte im Sinne einer Eins-zu-eins-Umsetzung des Artikel 7 (1) Buchstabe c der Delegierten Verordnung 2023/1184 der Strombezug aus verbundenen Offshore-Gebotszonen ermöglicht werden, ohne dass in diesem Fall die Clearingpreise für Strom zu berücksichtigen sind. Die Bestimmung des Art. 7 Absatz 1 Buchstabe c der delegierten Verordnung 2023/1184 sollte als eigenständiger Absatz mit identischem Wortlaut des Delegierten Rechtsakts in der BImSchV umgesetzt werden. Auch wenn es derzeit noch keine verbundenen Offshore-Gebotszonen gibt, werden diese doch zeitnah in sowohl Nord- als auch Ostsee im Rahmen der „Energy Islands“-Initiativen entstehen.

### **3.8 Zu § 9 – Anerkennung von Strom aus dem Netz in Sonderfällen**

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Nutzung von sog. Überschuss-Strom weiter spezifiziert wird. Allerdings ist der aktuelle §13 Absatz 6 und 6b des EnWG zu restriktiv, um ihn für Elektrolyseure nutzbar zu machen. U. a. macht das Verbot des vorherigen Strombezugs über die Strommärkte diese Regelung für Elektrolyseure unbrauchbar. Um Elektrolyseure zur

Verringerung von stromseitigen Abregelungen einsetzen zu können, müssen praktikablere und umsetzbare Regelungen getroffen werden, die einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen.

Die zuständige Behörde muss laut § 9 Absatz 5 erst zum 31. Oktober des Folgejahres den Anteil der Erneuerbaren im Netz veröffentlichen. Dies ist jedoch viel zu spät, um von der „90-Prozent-Regel“ im laufenden Jahr Gebrauch machen zu können. Um die maximalen Volllaststunden für das Jahr berechnen und darauf aufbauend den Betrieb der Erzeugungsanlagen planen zu können, muss diese Zahl früher bekannt sein. Sonst werden Elektrolyseure 10 Monate lang unter großer Unsicherheit betrieben, ob man nun 90 Prozent oder 99 Prozent des Jahres den Elektrolyseur voll auslasten darf.

### **3.6 Zu § 10 – THG-Einsparung**

Im Anwendungsbereich der delegierten Verordnung 2023/1185, auf die in § 10 pauschal verwiesen wird, stellt sich die Frage nach der Zuordnung der durch den Einsatz erneuerbaren Wasserstoffs erfolgten Treibhausgasemissionseinsparungen an den Endprodukten von gemeinsamen Herstellungsprozessen (Co-Processing). Erneuerbare Ausgangsstoffe bei den Co-Processing-Verfahren machen bislang nur einen sehr geringen Anteil im Verhältnis zu den fossilen Einsatzstoffen aus. Es bedarf regulatorischer Klarstellung, nach welcher Methode die Treibhausgaseinsparungen den fertigen Endprodukten zugeordnet werden.

Die gegenüber dem fossilen Vergleichskraftstoff erzielte Treibhausgasminderung sollte dabei bestimmten Endprodukten frei zugeordnet werden können (full flexible Allocation – „flexible attributional Life Cycle Assessment (LCA) approach“), soweit die Mengen an verarbeitetem Wasserstoff bzw. Syncrude in einer entsprechenden Verarbeitungscharge nachweisbar sind. Dies ist erforderlich, um die schrittweise Umstellung bestehender Anlagen auf erneuerbare Einsatzstoffe unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu ermöglichen. Ohne einen flexiblen Zuordnungsansatz lassen sich keine vermarktbaren Endprodukte herstellen, sodass für die Transformation bestehender Anlagen kein Anreiz besteht.

Gegenwärtig lässt die Delegierte Verordnung 2023/1185, auf die in § 10 pauschal verwiesen wird, keine eindeutige Interpretation der Zuordnungsmethodik zu. Die Bundesregierung sollte dies im Sinne der „Flexible Allocation“ in § 10 klarstellen.

### **3.9 Zu § 11 - Anrechnung von mitverarbeiteten biogenen Ölen**

Die derzeitigen Regelungen nach den §§ 11 und 12 betreffen nur mitverarbeitete biogene Öle. Dies betrifft beispielsweise die Anforderungen an die Nachweisführung und Bestimmung der

Treibhausgaseinsparung bei unterschiedlichen Produktströmen und Prozessen sowie mögliche Zuordnungen zum Anwendungssektor (Verkehrs- oder Industriesektor).

Im Hinblick auf § 11 Abs. 2 besteht Klärungsbedarf, ob neben den in Anhang IX Teil A der Richtlinie (EU) 2018/2001 genannten Rohstoffen bei der Herstellung von biogenen Ölen auch die zusätzlich in der ReFuelEU Aviation genannten abfallbasierten Einsatzstoffe und wiederverwerteten Kohlenstoffverbindungen künftig angerechnet werden dürfen, insbesondere dann, wenn eine Ausweitung des Anwendungsbereiches des THG-Quotenhandels auf den Flugverkehr erfolgen sollte. Eine entsprechende Klarstellung würde Rechtssicherheit für Importeure, Hersteller und THG-Quoten-verpflichtete Inverkehrbringer herstellen und den frühzeitigen Aufbau entsprechender Geschäftsmodelle und Produktionsketten ermöglichen.

### **3.10 Zu § 13 – Anrechnung von biogenem Wasserstoff**

Die Anrechenbarkeit von biogenem Wasserstoff sollte aus Gründen der Gleichbehandlung nicht nur für den Einsatz in Straßenfahrzeugen, sondern auch für die Verwendung im Schienenverkehr sowie in der Luftfahrt eingeräumt werden.

Auch für strombasierte Kraftstoffe sollte eine Anrechenbarkeit auf die Treibhausgasquote sowohl im Straßen- und Schienenverkehr als auch in der Luftfahrt erfolgen dürfen.

### **3.11 Zu Abschnitt 2 - Nachweise für die Anrechenbarkeit von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs**

Die Delegierten Rechtsakte sind 20 Tage nach Veröffentlichung im offiziellen Journal der EU in allen Mitgliedstaaten unmittelbar anzuwenden. Demnach sollten die Erfüllungsoptionen nach § 37a Absatz 5 Satz 1 Nummer 6 und Nummer 7 BImSchG bereits für das Verpflichtungsjahr 2023 gelten. Diesbezüglich sollte in der Verordnung festgelegt werden, wie eine Anrechnung für strombasierte Kraftstoffe erfolgen kann, solange die notwendigen anerkannten Zertifizierungssysteme fehlen.

Es besteht die dringende Notwendigkeit für eine Übergangsregelung bei der Nachweisführung aufgrund der Vorlaufzeit für die Einrichtung der elektronischen Datenbank der zuständigen Behörde und die zu erwartende nicht ausreichende Verfügbarkeit von Zertifizierern, insbesondere auch aufgrund paralleler Nachweisführungen für nachhaltige Biomasse bzw. biogene Anteile im Rahmen von BioSt-NachV, Biokraft-NachV, BEHG/EBEV 2030 und TEHG/EHV 2030.

Für einen Übergangszeitraum sollte, analog der vergleichbaren Regelung nach § 3 Absatz 1 Satz 2 der BioSt-NachV, ein vereinfachtes Verfahren (z. B. über eine Eigenerklärung) zugelassen werden.

Abweichend von den Regelungen des Abschnitts 2 muss den Wirtschaftsakteuren auch ohne das Vorliegen eines Nachhaltigkeitsnachweises eine Anrechenbarkeit im Treibhausgasquotenhandel ermöglicht werden, sofern und solange der Nachweis für die Anrechenbarkeit von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs ausschließlich deshalb nicht erbracht werden kann, weil der Verantwortliche mangels anerkannter Zertifizierungssysteme oder mangels Verfügbarkeit zugelassener Auditoren anerkannter Zertifizierungsstellen daran gehindert war, für den Zeitpunkt des Bezugs von Strom oder Wasserstoff einen Nachweis für die Anrechenbarkeit von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs vorzulegen, längstens jedoch bis zum Ablauf des 31. Dezember 2024. In diesem Fall könnte der Verantwortliche – analog zum bereits etablierten Prozess beim Nachweis der Nachhaltigkeit von Biomasse – eine Eigenerklärung über das Vorliegen der Hinderungsgründe bei der zuständigen Behörde vorlegen. Die zuständige Behörde könnte dann die Eigenerklärung für die Jahre 2023 und 2024 auf Plausibilität prüfen und die Anrechenbarkeit ermöglichen.

Der BDEW begrüßt die Möglichkeit, erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs zu importieren und in Deutschland anrechnen zu können. Aufgrund der national eingeschränkten Produktionsmöglichkeiten ist dies nötig. Es sollte in Hinblick auf § 37a Absatz 5 Satz 1 Nummer 7 BImSchG i. V. m. § 3 Abs. 6 und 7 RefE klargestellt werden, dass auch solche Zertifikate unter § 21 RefE Anwendung finden. Zur Sicherstellung der einheitlichen Vorgaben muss die Bundesregierung auf die zeitnahe Einführung der Union Database hinwirken und sicherstellen, dass die nationalen Zertifizierungssysteme mit dieser kompatibel sind.

### **3.12 Zu Teil 5 – Zentrales Register**

Im Hinblick auf die auf EU-Ebene geplante Einführung der Union Database muss sichergestellt werden, dass das vorgesehene nationale Register mit dieser ohne zusätzlichen Verwaltungsaufwand für die Nutzer harmonisiert werden kann. Über solch ein Register müssen auch Im- und Exporte ermöglicht werden. Es sollte zudem zu keiner Dopplung der Nabisy-Datenbank kommen, sondern Synergien genutzt werden. Solange das neue Register nicht zur Verfügung steht, muss die Nachweisführung weiterhin über die Nabisy-Datenbank möglich sein.

### **3.13 Zu Artikel 2 – Inkrafttreten, Außerkrafttreten**

Die Ergänzung einer Übergangsregelung für das laufende Berichtsjahr 2023 ist im Hinblick auf das Inverkehrbringen von Wasserstoff und strombasierten Kraftstoffen aus bereits in Betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen unbedingt erforderlich. Die Übergangsregelung sollte den Wirtschaftsbeteiligten für vor dem 1. Januar 2024 in Verkehr gebrachte strombasierte Kraftstoffe eine Wahlmöglichkeit zwischen altem und neuem Nachweissystem ermöglichen. Der Betreiber der letzten Schnittstelle sollte demzufolge im Berichtsjahr 2023 wahlweise entweder die 37. BImSchV vom 15. Mai 2017 (BGBl. I S. 1195), die durch Artikel 20 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist, oder die neue 37. BImSchV heranziehen dürfen. Damit würde den Wirtschaftsbeteiligten eine angemessene Übergangszeit eingeräumt, um komplexe und kostenintensive unterjährige Abrechnungs- und Verifizierungsprozesse zu vermeiden.

## **4 Zur Gewährleistung einer verlässlichen Zertifizierung von importierten fortschrittlichen Biokraftstoffen**

In den letzten Wochen haben mehrere Zeitungen über einen möglichen großangelegten Betrugsskandal im Biokraftstoffsektor berichtet.<sup>2</sup> Konkret geht es um möglicherweise von Importeuren falsch deklariertes Palmöl – einen Rohstoff, der seit 2023 in Deutschland wegen seiner hohen Klimaschädlichkeit nicht mehr in Biodiesel für Fahrzeuge gemischt werden darf. Das Palmöl soll mutmaßlich als fortschrittlicher Biokraftstoff deklariert und zertifiziert worden sein und könnte so ungerechtfertigterweise von verschiedenen Privilegien, insbesondere einer Mehrfachanrechnung im deutschen Treibhausgasquotenhandel für den Verkehr, profitieren.

Die Importmengen haben aufgrund der Anreizwirkung des THG-Quotenhandels dem Vernehmen nach seit Anfang des Jahres ein so großes Ausmaß angenommen, dass die deutsche Biokraftstoffbranche sich in ihren Geschäftsmodellen und Investitionen massiv bedroht sieht. Ein Kernpunkt sei der Umstand, dass die Biokraftstoffimporte zwar ordnungsgemäß zertifiziert und von der Vollzugsbehörde (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung – BLE) geprüft

---

<sup>2</sup> Zeit-Online: „Biodiesel aus China: Ist unser Biodiesel mit verbotenem Palmöl gepanscht?“ Welt: „Teile der deutschen Biokraftstoff-Industrie stehen vor dem Kollaps. Denn China flutet den Markt mit Ware zu Dumpingpreisen – offenbar mit gefälschten Herkunftsnachweisen.“ Stern: „China soll Biodiesel mit gefälschtem Zertifikat in Deutschland in Umlauf gebracht haben“

wurden, aber die Zertifizierer offensichtlich keinen ausreichenden Zugang zu den chinesischen Produktionsstätten hatten und die entsprechenden Mengen an sehr günstigen Biokraftstoffen aus abfallbasierten Rohstoffen in ihrer Herkunft von den anderen Marktteilnehmern nicht nachvollzogen werden können.

Die Mitgliedschaft des BDEW umfasst eine Vielzahl von Unternehmen, die als Verantwortliche oder Dritte am Treibhausgasquotenhandel teilnehmen, indem sie Biokraftstoffe beimischen oder THG-Quoten über alternative Kraftstoffe generieren. Als Dritte sind insbesondere Betreiber von Gas- und LNG-Tankstellen, die Biomethan oder Bio-LNG in Verkehr bringen, Wasserstofflieferanten für Brennstoffzellenfahrzeuge sowie Ladesäulenbetreiber und Dienstleister, die für Fahrstromlieferungen vermarktungsfähige THG-Quoten ausgestellt bekommen, zu nennen.

Sollte der THG-Quotenhandel durch falsch deklarierte Biokraftstoffmengen beeinträchtigt und Erfüllungsoptionen anderer Unternehmen verdrängt werden, droht diesen wegen möglicher verfallender THG-Quotenerlöse der Entfall der Geschäftsgrundlage für diese Geschäftsprozesse.

Eine mögliche Beschädigung der Akzeptanz und Glaubwürdigkeit von internationalen Zertifizierungssystemen kann mittel- bis langfristig auch den Import von erneuerbarem Wasserstoff und seinen Derivaten einschließlich strombasierter Kraftstoffe gefährden.

Der BDEW schlägt zur Abhilfe vor, das laufende Verfahren zur Neufassung der 37. BImSchV zum Anlass zu nehmen, **zusätzliche Kontrollmaßnahmen einzuführen**, die dazu dienen sollen, das Vertrauen in die internationalen Nachweis- und Zertifizierungssysteme zu stärken. Damit soll gewährleistet werden, dass Biokraftstoffe und andere Erfüllungsoptionen auch weiterhin ihren wichtigen und notwendigen Beitrag zur Einsparung von Treibhausgasen im Verkehrssektor leisten können.

**Konkret schlägt der BDEW vor**, dass die Anrechnung von fortschrittlichen Biokraftstoffen auf die Mindestquote sowie die Doppelanrechnung bei Übererfüllung des Mindestanteils auf die THG-Quote nach § 14 der 38. BImSchV zukünftig ausschließlich dann gewährt werden sollten, wenn im Herkunftsland des Biokraftstoffes bei Bedarf gezielte ad-hoc Kontrollen durch eine von der BLE anerkannte Zertifizierungsstelle durchgeführt werden können.

Außerdem bietet die ohnehin geplante Einführung eines europäischen Zertifikateregisters (Union Database) einen Ansatzpunkt, um mittelfristig europaweit einheitliche und vertrauenswürdige Zertifizierungsregeln einzuführen.