

Stellungnahme

zehn Eckpunkte des BDEW für die Umsetzung der RED II im Verkehrssektor

Berlin, 25. März 2020

Die Richtlinie (EU) 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus Erneuerbaren Quellen (Erneuerbare Energien Richtlinie – RED II) ist bis zum 30. Juni 2021 in deutsches Recht umzusetzen. Für den Verkehrssektor sind insbesondere die Artikel 25 bis 28 relevant, in denen die verstärkte Einbeziehung Erneuerbarer Energie im Verkehrssektor, besondere Kriterien für aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen produzierte Biokraftstoffe und die Berechnungsregeln und weitere Bestimmungen in Hinblick auf Mindestanteile Erneuerbarer Energie im Verkehrssektor getroffen werden.

Das Schlüsselinstrument für die Erreichung von Mindestanteilen an Erneuerbarer Energie im Verkehrssektor ist in Deutschland die Treibhausgasminderungsquote. Für die Umsetzung der europäischen Anforderungen im Verkehrssektor und die damit verbundene Fortschreibung des Quotenhandels werden absehbar Änderungen im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) sowie in den untergeordneten Bundes-Immissionsschutzverordnungen (37. BImSchV und 38. BImSchV) erforderlich werden.

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 sowie Biomethan und zukünftig auch verflüssigtes Biomethan (Bio-LNG) und SNG für Erdgasfahrzeuge erzeugen und für den Endverbrauch bereitstellen. Mitgliedsunternehmen des BDEW nehmen als Dritte und in einigen Fällen auch als Verpflichtete am Treibhausgasquotenhandel teil. Im Bereich der Elektromobilität vertritt der BDEW über 80 Prozent der öffentlichen Ladeinfrastruktur sowie zahlreiche Elektromobilitätsdienstleister und sorgt mit dem Ladesäulenregister für Transparenz im Markt. Darüber hinaus betreiben die Mitgliedsunternehmen über 80 Prozent der CNG-/Biomethan-Tankstellen und treiben die Entwicklung von grünem Wasserstoff und synthetischem Methan voran.

Die Energiewirtschaft forciert den konsequenten Ausbau klimaschonender Mobilität.

Der BDEW spricht sich für einen technologieoffenen Ansatz bei der Nutzung alternativer Fahrzeugantriebe und Kraftstoffe aus, da jede alternative Antriebsform spezifische Vorteile aufweist und alle Alternativen zur Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor erforderlich sein werden.

Der Verkehrssektor hat den größten Nachholbedarf beim Klimaschutz. Die Treibhausgasreduktionen stagnieren auf dem Niveau des Jahres 1990. Ohne entschlossenes Nachsteuern ist trotz Klimaschutzprogramm 2030 in den kommenden Jahren eine deutliche Verfehlung der sektoralen Jahresemissionsmengen des Bundes-Klimaschutzgesetzes absehbar. Bei Verfehlen der Vorgaben der europäischen Klimaschutzverordnung drohen zudem hohe Belastungen

für den Bundeshaushalt durch Zukauf von Emissionszuweisungen aus anderen Mitgliedstaaten und ggf. Strafzahlungen aus Vertragsverletzungsverfahren. Vor diesem Hintergrund sollte sich die **Umsetzung der RED II im Verkehrssektor nicht auf das europäische Mindestmaß beschränken**. Stattdessen sollte im Rahmen einer ambitionierten technologieoffenen und marktbasierten Fortschreibung des Quotenhandels ein zusätzlicher Treibhausgasminde-rungsbeitrag aus dem Kraftstoffbereich erreicht werden, der im Zusammenwirken mit europä-ischen Vorgaben an die Fahrzeughersteller, Fördermaßnahmen des Klimaschutzprogramms für die Kunden und dem neuen Brennstoffemissionshandel die Zielerreichung gewährleistet.

Im vorliegenden Eckpunktepapier werden die wesentlichen Leitplanken für die Umset-zung der RED II im Verkehrssektor aus Sicht der Energiewirtschaft formuliert.

Zehn Eckpunkte des BDEW für die Umsetzung der RED II im Verkehrssektor

- 1. *Festsetzung der nationalen Zielsetzung der Bundesregierung für den Erneuerbare-Energien-Anteil im Verkehrssektor bei mindestens 35 Prozent bis zum Jahr 2030, um die Zielsetzungen des Klimapakets zu erfüllen.***

Um einen signifikanten Beitrag durch emissionsarme Kraftstoffe und Antriebe auf Basis Erneuerbarer Energien zum Erreichen der Sektorziele nach dem Bundes-Klimaschutzge-setz für den Verkehr zu erreichen, ist eine wesentlich höhere Zielsetzung als das Min-destziel der RED II von mind. 14 Prozent EE-Anteil erforderlich. Dieser Wert ist für Deutschland zu wenig ambitioniert, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Die Multiplikatoren von Fahrstrom und Kraftstoffen für den Luft- und Seeverkehr sind hierbei als Soll-Bestimmungen der RED II bei der Berichterstattung des EE-Anteils durch die Bundesregierung im Rahmen der EU-Governance-Verordnung zu berücksichtigen, um die Vergleichbarkeit mit anderen Mitgliedstaaten zu gewährleisten.

Fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogase gemäß Art. 27 Abs. 2a RED II sind eine ent-scheidende Erfüllungsoption für die Steigerung des EE-Anteils im Verkehr. Anstelle eines Multiplikators für einzelne Optionen sollte zur Förderung des Hochlaufs für alle fortschritt-lichen Kraftstoffe einschließlich Wasserstoff und synthetisches Erdgas ein ambitionierter Mindestanteil, der über die europäischen Mindestanforderungen hinaus geht, gesetzt werden (siehe Eckpunkt Nr. 5). Falls die Bundesregierung beabsichtigt im Rahmen der Nachweisführung andere oder weitere Multiplikatoren zu verwenden, muss der oben vor-geschlagene Zielwert für 2030 entsprechend angepasst werden, um das Ambitionsni-veau zu halten.

Im Übrigen ist davon auszugehen, dass das Ambitionsniveau im Rahmen der Diskussion um den EU Green Deal noch einmal mittelfristig deutlich angehoben werden muss. Dies sollte bei der Anpassung der gesetzlichen Grundlage durch eine entsprechende Ermächtigung oder einen Prüfauftrag für die Bundesregierung im BImSchG angelegt werden.

**2. Fortschreibung des technologieoffenen und marktbasierten Treibhausgasminde-
rungsquotenhandels als Schlüsselinstrument zur Steigerung des EE-Anteils im
Verkehrssektor und Sicherstellung der europäischen Zielvorgaben der RED II.**

Das System aus verpflichteten Inverkehrbringern fossiler Diesel- und Benzinkraftstoffe und freiwilligen Dritten sollte in Verbindung mit einer Ausweitung um weitere Erfüllungsoptionen (erneuerbare Kraftstoffe für den Luft- und Seeverkehr, Wasserstoff als Zwischenprodukt) beibehalten werden.

Die Verwendung der Begrifflichkeit „Stromanbieter“ im Rahmen der 38. BImSchV ist missverständlich und bedarf der Klarstellung im Hinblick auf die Marktteilnehmer.¹ Zur Vereinfachung der Abrechnungsprozesse sollte der Stromanbieter die Befähigung zur Teilnahme am Quotenhandel als Dritter im Sinne des 37a Abs. 6 BImSchG an den Lade-
stellenbetreiber (CPO) einvernehmlich übertragen dürfen.

Für Biokraftstoffe besteht bereits ein grundsätzlich funktionstüchtiger bilateral organisierter Quotenhandel. Das bestehende System ist jedoch vornehmlich auf flüssige energie-
steuerpflichtige Kraftstoffe zugeschnitten. Für leitungsgebundene gasförmige Biokraft-
stoffe, Wasserstoff und andere gasförmige strombasierte Kraftstoffe sollten die Mecha-
nismen zur Erzeugung, Übertragung und Vermarktung von THG-Quoten (einschließlich
der Nachweisführung und Massenbilanzanforderungen) grundlegend überarbeitet wer-
den, um den administrativen Aufwand zu verringern und insbesondere energetische Bi-
lanzierungen und einen effizienten Quotenhandel zu ermöglichen.

¹ Der Stromanbieter ist nicht der Betreiber eines Ladepunktes ist, sondern das den Ladepunkt belie-
fernde Energieversorgungsunternehmen. Der Stromlieferant beliefert die Station mit der vertraglich
vereinbarten Strommenge. Der E-Mobilität-Provider (EMP) macht die Ladeinfrastruktur zugänglich und
ist insbesondere Ansprechpartner der Kunden, wenn es um Tarifstrukturen oder um abzuwickelnde La-
devorgänge geht. Der Ladesäulenbetreiber (CPO) ist für Installation, Service und Wartung der La-
destation verantwortlich und ist Letztverbraucher im Sinne des EnWG.

Vor dem Hintergrund der zu erwartenden großen Anzahl von Anrechnungspartnern, die künftig am Quotenhandel teilnehmen werden, sollten zukünftig Handlungsoptionen aus Fahrstromlieferungen an einem noch zu schaffenden Markt zwischen Verpflichteten und Dritten frei gehandelt werden können.

3. Festlegung eines ambitionierten Zielpfads für die Treibhausgasminderungsquote, der die Erreichung eines EE-Anteils von mindestens 35 Prozent im Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 sicherstellt.

Der BDEW schlägt für § 37a Abs. 4 BImSchG eine lineare Erhöhung der Treibhausgasminderungsquote von derzeit 6 Prozent in 2020 auf mindestens 20 Prozent im Jahr 2030 vor. In diesem Prozentwert sind auch die möglichen Beiträge nicht-erneuerbarer emissionsarmer Energieträger zur THG-Reduktion enthalten. Dieser Prozentwert erscheint für das Erreichen des THG-Sektorziels nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz ausreichend, wenn sichergestellt ist, dass durch die CO₂-Bepreisung im Rahmen des Brennstoffemissionshandels eine zusätzliche Senkung des fossilen Kraftstoffverbrauchs durch Verhaltensänderung in der Größenordnung von 10 – 15 Prozent bzw. von 15 – 20 Mio. t CO_{2eq} bis 2030 erreicht wird. Andernfalls müsste die THG-Quote auf bis zu 25 Prozent angehoben werden.

4. Verzicht auf Mehrfachanrechnungen im Quotenhandel und bei den Anforderungen an die Inverkehrbringer hinsichtlich energetischer Obergrenzen für konventionelle und Mindestanteile für fortschrittliche Kraftstoffe, um ein Level-Playing-Field beim Quotenhandel über alle Erfüllungsoptionen zu gewährleisten.

Die derzeit angewendeten Anpassungsfaktoren für die Antriebseffizienz der 37. und 38. BImSchV für batterie- oder wasserstoffzellengestützten Elektroantrieb müssen beibehalten werden. Andererseits sollte der Multiplikator für Biokraftstoffe und Biogase gem. Art. 27 Abs. 2 a RED II nicht umgesetzt werden, sofern ein ausreichend ambitionierter Mindestanteil für fortschrittliche Kraftstoffe gesetzt wird (siehe Eckpunkt Nr. 5).

5. Festlegung von Mindestanteilen für fortschrittliche Kraftstoffe von 0,3 Prozent ab 2021, 0,5 Prozent ab 2022, 1,5 Prozent ab 2025 und 5,0 Prozent ab 2030.

Der BDEW spricht sich für eine Beibehaltung der bestehenden Definition für fortschrittlichen Kraftstoffe im Sinne von § 2 Abs. 6 38. BImSchV und die Einführung einer technologieoffenen Mindestquote für alle fortschrittlichen Kraftstoffe aus. Die bereits heute zulässige Anrechenbarkeit strombasierter Kraftstoffe auf den Mindestanteil sollte beibehalten werden.

Um den Anforderungen der RED II zu genügen, sind hierbei jeweils mindestens 0,2 Prozent ab 2022, 1,0 Prozent ab 2025 und 3,5 Prozent ab 2030 durch fortschrittliche Biokraftstoffe im Sinne von Anhang IX Teil A RED II zu erbringen. Die Differenz zum über die europäischen Anforderungen hinausgehenden Mindestanteil sollte technologieoffen entweder durch fortschrittliche Biokraftstoffe im Sinne von Anhang IX Teil A RED II oder durch andere fortschrittliche Kraftstoffe im Sinne von § 2 Abs. 6 38. BImSchV oder durch nachhaltige erneuerbare Kraftstoffe für den Flug- und Seeverkehr erfüllt werden dürfen.

Der Prozess der Anerkennung eines Stoffstroms (aktuell durch Aufnahme auf der Liste der Biomasse-Codes der BLE mit entsprechenden Attributen) ist so zu definieren, dass eine kurzfristige, eindeutige und langfristig gültige Klärung der Anerkennung eines Stoffes als fortschrittlicher Kraftstoff möglich ist. Dies gilt insbesondere für „zellulosehaltiges Non-Food-Material“ als nach RED II zulässigen Ausgangsstoff für die Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe.

6. 1:1-Umsetzung der Anforderungen der RED II im Hinblick auf die Obergrenzen für konventionelle Biokraftstoffe sowie Altspeiseöl und Tierfett.

Die Nutzung von aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnenen Biokraftstoffen mit einem hohen Risiko indirekter Landnutzungsänderungen sollte sukzessive auslaufen. Für den Einsatz von Altspeiseöl und Tierfett sollte keine Mehrfachanrechnung erfolgen, aber eine Abschwächung des nationalen Vermischungsverbots bei Einsatz tierischer Fette und Öle vorgesehen werden.

7. Ermöglichung der Abrechnung der tatsächlich verwendeten energetischen Mengen an Fahrstrom im Quotenhandel.

Diese Energiemengen sollten dem regulären Quotenhandel von Strommengen aus öffentlichen Ladepunkten gleichgestellt werden, sofern die Anforderungen an die Nachweisführung in analoger Weise erfüllt und an andere Erfüllungsoptionen angeglichen werden (Level-Playing-Field). Es ist davon auszugehen, dass im ÖPNV, bei gewerblichen Fahrzeugflotten und in zunehmendem Maße auch bei Einzelfahrzeugen eine entsprechende Abrechnung oder Auslesung mit verhältnismäßigem Aufwand erfolgen kann. Auch bei privaten Ladepunkten sollte die exakte Abrechnung zugelassen werden, sofern die Strommengen eindeutig dem Fahrstrom zugeordnet werden können und die Ladepunkte eichrechtskonform abgerechnet werden.

Für die Umrechnung der Strommengen in Treibhausgaseinsparung sollte ein Online-Tool vom Hauptzollamt zur Verfügung gestellt werden.

8. Ermöglichung der Anrechnung eines gesonderten THG-Emissionsfaktors für nachweislich verwendeten EE-Strom im Quotenhandel.

Das Umweltbundesamt sollte hierfür auf jährlicher Basis einen gesonderten THG-Emissionsfaktor für EE-Strom bestimmen. Bei Verwendung des THG-Emissionsfaktor für EE-Strom ist die Doppelanrechnung im Zertifikatehandel für Ökostrom zu vermeiden.

9. Ermöglichung der Anrechenbarkeit für weitere strombasierte Kraftstoffe und Verfahren, die über vollständig durch nicht-biogene Erneuerbare Energien gespeiste Elektrolyse oder biologische Methanisierung hergestellt wurden.

Anlage 1 der 37. BImSchV ist um Methanol, emissionsarmen Wasserstoff als Zwischenprodukt und emissionsarmen Wasserstoff bei Einspeisung ins Erdgasnetz sowie synthetisches Methan aus biologischer Methanisierung zu erweitern.

Zudem muss die Anrechenbarkeit auf die THG-Quote der direkten Verwendung von Wasserstoff und synthetischem Methan (SNG) im Verkehr bei Einspeisung in und Entnahme aus dem Gasnetz über eine energetische Bilanzierung ermöglicht werden (analog Strom und Biomethan).

10. Die Anrechnungsvoraussetzungen der 37. BImSchV für erneuerbaren Wasserstoff und andere strombasierte Kraftstoffe müssen an den in der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung erwarteten Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft und dem einhergehenden Anstieg der Nachfrage praxistauglich angepasst werden.

Die derzeitigen Regelungen der 37. BImSchV für **netzentkoppelte Elektrolyseanlagen** mit einer direkten Verbindung mit einer EE-Stromerzeugungsanlage sollten für Anlagen innerhalb und außerhalb des Netzausbaugesbietes gleichermaßen beibehalten werden.

Allerdings sollte die Zulassung der Stromentnahme aus dem Netz bei Herunterfahren der Elektrolyseanlage im Notfall nach § 3 Abs. 2 Satz 4 der 37. BImSchV aus Praktikabilitätsgründen auf den Stand-by-Modus ausgedehnt werden.

Zudem muss möglich sein, dass die EE-Stromerzeugungsanlage neben der Direktleitung an die netzentkoppelte Elektrolyseanlage auch über einen Netzanschluss verfügen kann. Damit wird ermöglicht, dass die EE-Stromerzeugungsanlage alternierend sowohl in das Stromnetz einspeisen als auch an die netzentkoppelte Elektrolyseanlage liefern kann.

Die Regelungen der 37. BImSchV für **netzgekoppelte Anlagen** sollten vor dem Hintergrund der Regelungen der RED II angepasst werden, um den aktuellen energie- und klimapolitischen Entwicklungen Rechnung zu tragen (Wasserstoffstrategie, Kohleausstieg, EU-EHS-Reform etc.), eine für den wirtschaftlichen Betrieb gebotene Auslastung der

Elektrolyseanlagen zu ermöglichen und für mehr Wettbewerbsgleichheit gegenüber anderen EU-Mitgliedstaaten zu sorgen. Der BDEW spricht sich dafür aus, dass im Sinne einer technologieoffenen, wettbewerblichen und innovationsfreundlichen Ausgestaltung die Entwicklung von Vor-Ort-Lösungen, netzgekoppelten B2B-Lösungen und anderen Konzepten zur Netzstabilisierung für alle erneuerbaren Energieträger nicht-biogenen Ursprungs ermöglicht wird.

Aus Sicht des BDEW sollte die Standortwahl von Anlagen zur Herstellung strombasierter Kraftstoffe nicht von den Anrechnungsvoraussetzungen unverhältnismäßig eingengt werden. Insbesondere stellen die Verfügbarkeit von CO₂-Quellen für die ggf. geplante Methanisierung, eine Einspeisemöglichkeit in das Gasnetz, die Nutzung von anderer Infrastruktur für den Transport der Energieprodukte, die Nähe zu möglichen Abnehmern und Kunden sowie eine der Entlastung des Stromnetzes dienliche Positionierung wichtige Einflussgrößen auf die Standortwahl dar, die von den Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit auf die Treibhausgasquote unberührt bleiben müssen.

Für den Strombezug einer netzgebundenen Elektrolyse sollte die Bestimmung der Treibhausgasemission durch Verwenden eines gesonderten THG-Emissionsfaktors für EE-Strom nicht nur unter den in § 3 Abs. 2 37 BImSchV genannten engen Voraussetzungen, sondern auch bei **Vorlage eines Herkunftsnachweises** für den EE-Strombezug ermöglicht werden, sofern nachgewiesen wird, dass für den anrechnungsrelevanten Zeitraum der Entnahme von Strom aus einem öffentlichen Netz technisch oder betrieblich sichergestellt war, dass die Entnahme des EE-Stroms nicht zu einer zusätzlichen Verschärfung von Netzengpässen geführt hat und keine besonderen Netzausbaumaßnahmen für die Anlage erforderlich waren.

Die Systematik der Stromnebenkosten, insbesondere die EEG-Umlage, für den Strom der zur Erzeugung strombasierter Kraftstoffe bezogen wird, muss unter Berücksichtigung dieser Voraussetzungen grundlegend überarbeitet werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseanlagen zu ermöglichen.

Die Europäische Kommission plant, bis zum 31. Dezember 2021 einen delegierten Rechtsakt zu erlassen, um insbesondere die Anforderungen an Herkunftsnachweise, Zusätzlichkeit und Anrechenbarkeit von EE-Strom für die Herstellung strombasierter Kraftstoffe durch die Einführung einer gemeinsamen europäischen Methode zu konkretisieren. Die Bundesregierung sollte sich aktiv in diesen Prozess einbringen, um sicherzustellen, dass die deutschen Anrechnungsvoraussetzungen der überarbeiteten 37. BImSchV fortbestehen können und andernfalls ausreichende Bestandschutzregelungen und Übergangsfristen vorgesehen werden.