

## **Klimaziele erreichen, nicht-fossile Energiepotenziale heben – Hin zu einer sachgerechten Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff**

Mit dem Gasmarktpaket und der Revision der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED) hat die erste Europäische Kommission unter Ursula von der Leyen entscheidende Fortschritte bei der Umsetzung der Rahmenbedingungen für die Wasserstoffwirtschaft in Europa gemacht. Das „Fit-for-55“-Paket konnte fast in Gänze verabschiedet werden und so den Weg geebnet für die Erreichung der Klimaziele. Die Rolle von grünem Wasserstoff für die Erreichung der Klimaziele wurde dabei insbesondere in der RED III gewürdigt. Sie enthält verbindliche Nachfrageziele für die Industrie sowie starke Anreize für den Einsatz von grünem Wasserstoff im Verkehrssektor. Hier geht es nun um die Umsetzung in nationales Recht.

Durch die delegierten Rechtsakte EU 2023/1184 und EU 2023/1185 ist nun von europäischer Seite seit 2023 definiert, wann produzierte strombasierte Kraftstoffe als grün gelten. Die Ergänzung durch den delegierten Rechtsakt EU 2024/1408 stellt klar, dass diese Definition nicht mehr nur für den Verkehrs-, sondern für alle Sektoren anwendbar ist. Damit ist ein entscheidendes Puzzleteil für die Nutzung von grünem Wasserstoff eingefügt worden.

Wasserstoff kann grundsätzlich mit Elektrizität elektrolytisch hergestellt werden. Strom, der nicht den Anforderungen an die Herstellung von *Renewable fuels of non-biological origin* (RFNBO) genügt, aber dennoch die entscheidenden Emissionsgrenzwerte einhält, kann dabei zur Herstellung von *Low-carbon fuels* (LCF) verwendet werden. Das gilt grundsätzlich auch für andere Energiequellen wie Abwärme für Hochtemperaturelektrolyse, aber auch für die Herstellung von Wasserstoff durch Dampfpreformierung mittels Erdgas. Die Grenzwerte für die Emissionen sind dabei im Sinne der Klimaziele streng einzuhalten und in der Theorie nur unter Hinzunahme noch nicht in der Breite verfügbarer Techniken zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> möglich.

So hergestellter blauer Wasserstoff auf fossiler Basis fällt ebenfalls unter die LCF-Definition der EU-Kommission. Entscheidend ist dabei, dass die Emissionsgrenzwerte gesichert eingehalten und konsequente Zertifizierungssysteme geschaffen werden sowie der Hochlauf von RFNBO nicht leidet. Auch wenn einigen Akteuren blauer Wasserstoff als Brückentechnologie gilt, muss beachtet werden, dass nur RFNBO einen Vorteil mit Blick auf ein Energiesystem aufweist, welches auf Erneuerbaren basiert. Denn Netzengpässe können durch die Herstellung von blauem Wasserstoff nicht vermindert und erneuerbare Energien nicht gasförmig transportiert werden.

Es ist aus Sicht des DWV also opportun, die EU-Definition von „low carbon hydrogen“ in die Betrachtung von fossil und nicht-fossil (elektrolytisch) hergestelltem Wasserstoff aufzuteilen. Nur strombasierter Wasserstoff wird in einem vollständig erneuerbaren Energiesystem die Nachteile schwankender Stromerzeugung ausgleichen. Hinzu kommt, dass das Risiko für fossile „lock-in“-Effekte sinkt und bestehende Unsicherheiten über tatsächliche CO<sub>2</sub>-Abscheidungsraten vermieden werden. Kapazitäten zur Einspeicherung von CO<sub>2</sub> bleiben damit unvermeidbaren Restemissionen in industriellen Prozessen vorbehalten.

Der DWV stellt daher eine Reihe von Forderungen auf, die die Europäische Kommission bei der Vorlage ihres delegierten Rechtsaktes berücksichtigen sollte. Dies folgt der Leitlinie, dass einerseits Potenziale zur Produktion von elektrochemisch hergestelltem Wasserstoff gehoben werden sollten, wo dies nicht durchgängig mit erneuerbaren Energien möglich ist, und andererseits sichergestellt wird, dass keine unnötigen CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen.

Für den DWV ist klar, dass der für RFNBO maximal zulässige Emissionsgrenzwert von **28,2g CO<sub>2</sub>äq/MJ** ebenso für fossile wie nicht-fossile LCF gelten muss. Nur so lässt sich die Einhaltung der Klimaziele verlässlich garantieren und die Potenziale von kohlenstoffarmen Wasserstoff gehoben werden, ohne dass Abstriche bei der Transformation gemacht werden.

Entscheidend bei den Änderungen am LCF-DA ist die Vermeidung von Sonderregimen für LCF. Das bedeutet, dass jegliche methodischen Anpassungen und Verbesserungen der Produktionsbedingungen 1:1 auf den RFNBO-DA übertragen werden müssen. Dies wird nachfolgend in den einzelnen Forderungen so dargestellt und erläutert.

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft darf in der EU nicht als Risiko empfunden, sondern muss als Lösung für die Erreichung der Klimaziele wahrgenommen werden.

### **Fossilen kohlenstoffarmen Wasserstoff einer umfassenden Einbeziehung aller Emissionen unterziehen**

Voraussetzung für die Zulassung von kohlenstoffarmem Wasserstoff muss sein, dass ein diskriminierungsfreier und fairer Wettbewerb für elektrochemisch hergestellten Wasserstoff aus erneuerbaren Energien gewährleistet ist.

Für die Herstellung von Wasserstoff mittels Dampfreformierung oder anderen Verfahren, in denen Erdgas zum Einsatz kommt, muss daher, wie schon im delegierten Rechtsakt für RFNBO festgelegt, eine **umfassende Einbeziehung aller Emissionen** entlang der gesamten Produktionskette erfolgen.

Dies umfasst unter anderem:

- Upstream-Emissionen bei der Förderung des Erdgases sowie sonstige Leckagen
- Emissionen aus der Umwidmung von Einsatzstoffen mit festem Angebot (rigid inputs)

- Emissionen aus der Nutzung von Einsatzstoffen mit variablem Angebot (elastic inputs; wie beispielsweise Erdgas)
- Emissionen aus Transport, Verdichtung und sonstiger Verarbeitung
- Emissionen aus der Verbrennung der Einsatzstoffe
- Emissionen im Zuge der Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS).

Entscheidend ist, dass die **Vorgaben der europäischen Methan-Verordnung** auch uneingeschränkt für die Produktion von fossil hergestelltem Wasserstoff gelten. Der delegierte Rechtsakt ist entsprechend darauf auszurichten.

Der DWV begrüßt grundsätzlich, dass, im delegierten Rechtsakt auf Artikel 12 der Methan-VO verwiesen wird, der die Erbringung projektspezifischer Werte ermöglicht. Es wird ebenso begrüßt, dass dort, wo diese Berechnungen noch nicht vorliegen, Standardwerte gelten sollen. Allerdings wird ein einziger pauschaler **Standardwert den regionalen Disparitäten der Förderung von Erdgas nicht gerecht**. Es ist daher angebracht, lokal gefördertes Erdgas, das nur geringe Transportwege zurücklegt und mit bester Technik gefördert wird, anders einzustufen als beispielsweise Erdgas, das auf hoher See außerhalb von Europa gewonnen und verflüssigt bzw. regasifiziert wird. Es ist daher angebracht, hier nach Herkunft und Transportweg bzw. -strecke zu differenzieren. Idealerweise erbringen die Unternehmen die Messwerte im Rahmen ihrer Berichtspflichten aus der Methan-Verordnung selbst (Projektspezifische Werte). Diese sind extern zu zertifizieren. Dabei ist ein engmaschiges Kontrollsystem zu implementieren, das Missbrauchsmöglichkeiten ausschließt.

Anschließend sollte die Europäische Kommission ihre delegierten Rechtsakte vorlegen, um die Kriterien der Methan-Verordnung zu spezifizieren. Dies betrifft sowohl das Berichtswesen und den Informationsumfang, das Schließen von Bohrlöchern und Verhindern von Leckagen sowie gegebenenfalls auch das Festlegen von maximal zulässigen Emissionen für Erdgas in Europa.

Beim Import von Wasserstoff ist auf **Kohärenz** zum europäischen Grenzausgleichsmechanismus **CBAM** zu achten, der Stand heute die direkten Emissionen bei der Produktion von Wasserstoff umfasst, nicht jedoch indirekte Emissionen durch den Verbrauch von Elektrizität an verschiedenen Stellen des Produktionsprozesses.

### **Einspeisevorrang für RFNBO gegenüber kohlenstoffarmem Wasserstoff**

Es muss gesetzlich sichergestellt werden, dass RFNBO zu jedem Zeitpunkt Vorrang vor kohlenstoffarmem Wasserstoff hat, wie zum Beispiel bei begrenzten Konzentrationen von Wasserstoff im Erdgasnetz, bei verfügbaren Speicherkapazitäten oder mengenmäßig limitierten Nachfragekontingenten. Ein solcher Einspeisevorrang wäre im Sinne der Klimaziele sowie im Sinne der Erreichung der gesetzlich vorgeschriebenen Nutzung von RFNBO im Industrie und Mobilitätsbereich. Das ist insbesondere mit Blick auf eine erste Übergangszeit wichtig, in der es infrastrukturell begrenzte Kapazitäten für die Einspeisung, Entnahme und den Transport sowie Speicherung von Wasserstoff zur Verfügung stehen.

## **CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Nutzung für unvermeidbare Restemissionen ermöglichen, Umgehungsmöglichkeiten schließen**

Grundsätzlich sollte CCS zur Herstellung von blauem Wasserstoff in vollem Umfang in die Berechnung des Emissionsgehalts des Wasserstoffs mit einbezogen werden. Das bedeutet, dass hohe CO<sub>2</sub>-Abscheidungsraten für einen geringeren Fußabdruck sorgen. Das soll für die **Anwendung bester Technik** sorgen. Grundsätzlich soll für CO<sub>2</sub>, das im Zuge der Herstellung von blauem Wasserstoff abgeschieden wird, die Regelungen gelten, die in der Carbon Removal Verordnung festgelegt sind.

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass sich diese Technologie, ebenso wie grüne Wasserstofftechnologien, noch in der Skalierung befindet. Andere Verfahren wie DAC (Direct Air Capture) stehen ebenfalls noch am Anfang ihrer Anwendung. Damit ist klar, dass es noch einige Zeit dauern kann, bis die Wasserstoffbedarfe durch die Abscheidung von CO<sub>2</sub> „kohlenstoffarm“ gemacht werden können.

Deutschland wird wohl insbesondere CO<sub>2</sub> Offshore einlagern. Für eine Onshore-Einspeicherung gibt es Vorbehalte mit Blick auf die Sicherheit des Grundwassers. Für den Transport des CO<sub>2</sub> ist ein Netz erforderlich, das beispielsweise Industriestandorte anbindet, welche aufgrund ihrer Produktionsprozesse unvermeidbare Restemissionen produzieren. Hier sind entsprechende Nutzungskonkurrenzen zum Wasserstoffnetz zu vermeiden. Im Rahmen des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes sollen die Errichtung und der Betrieb von Wasserstoffleitungen im überragenden öffentlichen Interesse verankert werden. Dies ist bei der Errichtung eines CO<sub>2</sub>-Netzes zu beachten.

Voraussichtlich wird in Deutschland nicht nur gasförmiger Wasserstoff Verwendung finden, sondern auch Derivate. Für die Herstellung von Methanol oder auch E-Fuels braucht es Planungssicherheit über die Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub> als Rohstoff. Im Sinne der Klimaziele ist aber entscheidend, dass hier lediglich solche Emissionen verwendet werden, die nicht vermeidbar sind. Das bedeutet, dass **unvermeidbare Industrieemissionen auch dauerhaft, über 2040 hinaus, für die Produktion von grünen und kohlenstoffarmen Wasserstoffderivaten** in Frage kommen müssen. Unabhängig davon muss die mit DAC-Verfahren, geologisch emittiertem CO<sub>2</sub> sowie biogenem CO<sub>2</sub> möglich sein. Das Nutzen solcher CO<sub>2</sub>-Quellen schafft zudem einen Beitrag dazu, dass Deutschland zumindest in geringerem Maße auf CO<sub>2</sub>-Importe angewiesen sein wird. Dies muss zwingend in beiden delegierten Rechtsakten (RFNBO und LCF) festgehalten werden, um Ungleichgewichte zu verhindern.

Die **Herstellung von kohlenstoffarmen Wasserstoffderivaten** durch die Nutzung von CO<sub>2</sub>, das aufgrund fossiler elastic inputs in der Produktionskette abgeschieden wurde, sollte explizit ausgeschlossen sein. Lediglich grüner und nicht-fossiler kohlenstoffarmer Wasserstoff sollte hierfür in Frage kommen. Entsprechende Schlupflöcher, wie etwa die Möglichkeit, blauen Wasserstoff in Kombination mit CO<sub>2</sub> zu synthetischem Methan zu verarbeiten, müssen geschlossen werden.

### **Wasserstoff-Leakage sorgsam und evidenzbasiert bewerten**

Die Europäische Kommission ist von Rat und Parlament im Zuge des Gasmarktpakets damit beauftragt worden, im zu erarbeitenden delegierten Rechtsakt auch Bewertungen über den Austritt von Wasserstoff vorzunehmen und gegebenenfalls Grenzwerte vorzuschlagen, sofern von den Austritten umweltgefährdende Risiken ausgehen könnten.

Bis zum Vorliegen wissenschaftlich fundierter Kenntnisse über ein gefährdendes Treibhausgaspotenzial von Wasserstoff (etwa durch den IPCC) sollte von einem Erlass scharfer Grenzwerte durch die Kommission abgesehen werden. Dies gilt selbstverständlich mit Blick auf den Hochlauf von kohlenstoffarmem Wasserstoff wie auch für RFNBO. In jedem Fall ist sicherzustellen, dass mögliche Regeln in der Zukunft einheitlich auf Wasserstoff angewandt werden, unabhängig vom Produktionsprozess.

### **Flexible Bilanzierung des Wasserstoffs auf freie in Verkehr gebrachte Produkte ermöglichen**

Für die Inverkehrbringung von wasserstoffbasierten Derivaten und -Produkten, welche die Anforderungen an Nachhaltigkeit erfüllen sollen, ist ein günstiges regulatorisches Umfeld von entscheidender Bedeutung.

Daher muss sichergestellt werden, dass die **vollständige Bilanzierung des grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoffs auf frei wählbare in den Verkehr gebrachte Produkte** erfolgen kann. Das Maximum der Bilanzierung auf das gewählte Produkt ist dabei durch den stofflich maximal enthaltenen Wasserstoffanteil im gewählten Produkt zu begrenzen. Dafür muss nicht nur der delegierte Rechtsakt für kohlenstoffarmen Wasserstoff entsprechend ausgestaltet werden, sondern dies muss unmittelbar und gleichzeitig im bestehenden delegierten Rechtsakt für RFNBO (EU 2023/1184 und EU 2023/1185) nachvollzogen werden.

Eine solche zielgerichtete Bilanzierung des in Raffinerien genutzten Wasserstoffs auf die Anrechnung der Verpflichtung zur Treibhausgasminderung für in den Verkehr gebrachte Produkte schafft einen klaren Pfad für die Herstellung erster Mengen an erneuerbaren und kohlenstoffarmen Produkte. Das kann einerseits für in Raffinerien erzeugte Kraftstoffe, aber auch für Industrieprodukte wie grüner Stahl der Fall sein.

### **Nicht-fossile PPAs ermöglichen**

Der derzeitige Entwurf des delegierten Rechtsaktes zu kohlenstoffarmem Wasserstoff sieht noch keine Möglichkeit vor, direkte Lieferverträge über „kohlenstoffarmen“ Strom mit Elektrolyseuren zu schließen. Das umfasst sämtliche nicht fossil erzeugte Elektrizität, welche nicht den Anforderungen an RFNBO-Erzeugung genügt. Davon umfasst ist etwa Kernenergie, aber auch Netzstrom aus einer Gebotszone, welcher einen höheren CO<sub>2</sub>-

Footprint als 18g CO<sub>2</sub>äq/MJ aufweist. Unterhalb dieser Schwelle gilt ein Bezug von Netzstrom in einer entsprechenden Gebotszone als Möglichkeit, RFNBO zu produzieren.

Der DWV spricht sich dafür aus, dass der Bezug von Netzstrom für die Produktion von kohlenstoffarmem nicht zu einer Mehrbelastung des Stromsystems führen soll. Dabei ist abzuwägen zwischen einer wirtschaftlichen Auslastung der Elektrolyseure sowie einem netzdienlichen Verhalten. Dabei ist sicherzustellen, dass es Regelungen gibt, die die Bestimmungen des RFNBO-DA nicht unterlaufen.

Derzeit sieht die Europäische Kommission in ihrem ersten Entwurf für den delegierten Rechtsakt keine Möglichkeit für den Abschluss von PPAs für den Bezug von flexibel verfügbarem, nicht-fossilem Strom vor. Das verschlechtert die Aussichten auf die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren. Nicht-fossile PPAs, die außerhalb der RFNBO-Kriterien liegen, sind hier ein grundsätzlich sinnvolles Instrument. **Diese Option sollte daher explizit ermöglicht werden.** Außerdem kann auch der Bezug von kohlenstoffarmem Strom per PPA zur Durchführung von Prozessen, welche nicht direkt zum Energiegehalt des Wasserstoffs beitragen (bspw. Verdichtung, Transport oder CO<sub>2</sub>-Abscheidung), die THG-Bilanz des kohlenstoffarmen Wasserstoffs verbessern.

Auch ohne PPAs würde durch den Bezug von kohlenstoffarmem Netzstrom, beispielsweise in Regionen mit viel Kernenergie wie Frankreich, LCF hergestellt werden können, der die Grenzwerte einhält. Daher erscheint es sinnvoll, vorerst auch für die LCF-Produktion den Abschluss von PPAs mit Bestandsanlagen zu erlauben, ohne ein Zusätzlichkeitskriterium vorzusehen, um diese Anlagen explizit besser auslasten zu können.

Es darf allerdings nicht dazu kommen, dass etwa Betreiber von Kernkraftwerken ihren Strom dann dem Strommarkt zugunsten der LCF-Produktion vorenthalten und flexible fossile Kapazität in den Strommarkt aktiviert wird. Daher sollte die EU-Kommission die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Footprints aufgrund dieser Regelung alle zwei Jahre laufend evaluieren. Kommt sie zu dem Schluss, dass das Fehlen eines Zusätzlichkeitskriteriums für LCF-Produktion zu einem höheren THG-Ausstoß kommt, sollte sie:

- a) ein Kriterium der Zusätzlichkeit für LCF analog zu RFNBO einführen, und/oder
- b) die Ausnahme von der Zusätzlichkeit für RFNBO über 2028 hinaus verlängern und/oder
- c) den angenommenen Wert für den THG-Ausstoß der EE-Produktion (ca. 9g CO<sub>2</sub>äq/MJ) pauschal absenken und somit die Bedingungen für RFNBO relativ zu LCF verbessern.

### **Netzstrombezug differenziert angehen**

Der derzeitige Entwurf für den delegierten Rechtsakt sieht drei Möglichkeiten vor, den Netzstrom, der zur kohlenstoffarmen Wasserstoffherzeugung genutzt wird, zu bewerten:

- a) Hinzunahme von Standardwerten

- b) Hinzunahme des Emissionswerts des preissetzenden Kraftwerks zum Zeitpunkt der LCF-Produktion.
- c) Evaluation, ob die Anzahl der Stunden im Kalenderjahr mit preissetzendem EE-Kraftwerk höher oder niedriger ist als die Auslastung der LCF-Produktionsanlage. In ersterem Fall wird dann der Netzstrom mit einem Gehalt von 0g CO<sub>2</sub>äq/MJ bemessen, andernfalls mit 183g CO<sub>2</sub>äq/MJ.

Die oben aufgeführten Kriterien für die Bemessung des Emissionsgehalts für den Netzstrombezug müssen so ausgestaltet sein, dass sie den Netzstrombezug vor allem dann attraktiv machen, wenn viel erneuerbare Leistung im Netz ist. Das steht auch im Einklang mit den Bestimmungen des RFNBO-DA, welcher davon ausgeht, dass eine RFNBO-Produktion dann gesichert ist, wenn mindestens 90 Prozent Erneuerbare im Netz sind.

a) Hinzunahme von Standardwerten

Das Abstellen auf kalenderjährliche Messmethoden wird der Dynamik im Stromnetz nicht gerecht. Daher sollte nur eine Methode akzeptiert werden: Die Hinzunahme von **stündlich bilanzierten Emissionswerten** des CO<sub>2</sub>-Footprints in der jeweiligen Stromgebotszone. Dies bietet Kohärenz mit dem Erfordernis, für die RFNBO-Produktion ab 2030 eine stündliche Korrelation von erneuerbarem Strom und Wasserstoffproduktion nachzuweisen. Wichtig ist dabei eine Bilanzierung und keine Hinzunahme des CO<sub>2</sub>-Footprints des preissetzenden Kraftwerks. Ebenso muss dann im RFNBO-DA ermöglicht werden, bei entsprechendem CO<sub>2</sub>-Footprint (beispielsweise die in Artikel 4 erwähnten 18g CO<sub>2</sub>-äq/MJ) keinen PPA mehr nachweisen zu müssen, um RFNBO zu produzieren, sondern in einem solchen Fall Netzstrom beziehen zu können. Faktisch würde dies auf eine RFNBO-Produktion bei einem Netzstrom CO<sub>2</sub>-Footprint bei <18g CO<sub>2</sub>äq/MJ sowie von LCF bei einem Footprint zwischen 18g und 28,2g CO<sub>2</sub>äq/MJ hinauslaufen.

b) Hinzunahme des Emissionswerts des preissetzenden Kraftwerks zum Zeitpunkt der LCF-Produktion.

Verweist man auf preissetzende Kraftwerke, wäre es denkbar, dass etwa Wasserstoff-Spitzenlastkraftwerke in der Merit Order preissetzend wirken und damit der Strom durchlaufender fossiler Kraftwerke zur Herstellung von kohlenstoffarmem Wasserstoff verwendet werden könnte. Das ist zwingend abzulehnen und **diese Messmethode damit zu streichen.**

c) Abgleich der VLS der LCF-Produktion vs. EE-VLS

Auch diese Messmethode bietet Umgehungstatbestände und würde zudem die 90 Prozent-Regelung im RFNBO-DA aushebeln. Auch hier führt die Retrospektive auf das vergangene Kalenderjahr zu Problemen beim Netzstrombezug bzw. zu einer Mehrbelastung des

Stromnetzes, weil nicht auf die Dynamik der flexiblen EE-Einspeisung eingegangen wird. Schließlich besteht die Gefahr einer Doppelallokation für die Eigenschaft des erneuerbaren Stroms sowie für die Möglichkeit, aus dieser Tatsache dann viele Monate später kohlenstoffarmen Wasserstoff herzustellen. Anders als bei PPAs findet hier eine Verzerrung statt. **Auch diese Methode ist daher aus dem delegierten Rechtsakt zu streichen.**

Sinnvoll erscheint aus Sicht des DWV, wenn in Anlehnung an die 90-Prozent-Regelung festgelegt würde, dass ein Elektrolyseur in einer Gebotszone mit >90 % EE-Anteil den gleichen Anteil an RFNBO produziert, und der produzierte Rest als kohlenstoffarm eingestuft und vermarktet wird.

### **Abwärmenutzung unkompliziert ermöglichen**

Im Rahmen der **Hochtemperaturelektrolyse** kann gerade die Nutzung von Abwärme eine sinnvolle Energiequelle zur Herstellung von Wasserstoff sein. Hierbei ist entscheidend, dass nicht die Energiequelle der Abwärme als Maß für die Berechnung der Emissionen hinzugezogen wird, sondern allein der Emissionsgrad der verwendeten Elektrizität. Das darf jedoch ausdrücklich nur für Abwärme aus Industrieprozessen gelten. So lassen sich mit Hilfe der Abwärme im Rahmen von Hochtemperaturprozessen höhere Wirkungsgrade erzielen als bei herkömmlicher Elektrolyse bei Raumtemperatur.

Das bedeutet, dass bei Nutzung von Abwärme die Produktion von RFNBO bei Bezug von entsprechender Elektrizität möglich sein muss; sowie die Produktion von LCF bei Bezug von kohlenstoffarmer Elektrizität. Hierfür sind ebenfalls parallele Anpassungen der beiden delegierten Rechtsakte für RFNBO und LCF erforderlich.

### **Weitere notwendige Änderungen im RFNBO-DA**

Der delegierte Rechtsakt für RFNBO sieht in Artikel 11 eine Ausnahme für RFNBO-Produktionsanlagen vom Zusätzlichkeitskriterium in Artikel 5 vor, sofern diese Anlagen vor 2028 in Betrieb genommen werden. Diese Befreiung gilt dabei bis zum 1. Januar 2038.

Der DWV spricht sich dafür aus, dieses **Ausnahmekriterium** nicht auf 10 Jahre zu befristen, sondern **auf die Lebensdauer der in Betrieb genommenen Anlagen auszuweiten**. Zudem sollten auch Anlagen, welche nach Artikel 3 über eine Direktleitung mit erneuerbarem Strom versorgt werden, von dieser Ausnahme erfasst werden. Andernfalls besteht die Ungleichbehandlung von Anlagen, welche Netzstrom über PPA beziehen, weiter.

Der Erlass des LCF-DA in Verbindung mit der gleichzeitigen Anpassung des RFNBO-DA sollte zum Anlass genommen werden, diese Änderungen vorzunehmen.



Der DWV und seine Mitglieder stehen für den kontinuierlichen Austausch und die Diskussion der hier angeführten Thesen mit den Entscheidungsträgern in der Europäischen Kommission, im Europäischen Parlament sowie auf Ebene der nationalen Regierungen und Parlament bereit.

Berlin, 10. September 2024

Kontakt: Werner Diwald  
Vorstandsvorsitzender DWV  
Tel. +49 172 3974410  
politik@dwv-info.de

Der **Deutsche Wasserstoff-Verband e.V. (DWV)** vertritt seit 1996 die Interessen seiner Mitglieder für die Förderung eines schnellen Markthochlaufs des Energieträgers Wasserstoff und der Brennstoffzellentechnologie. Das Ziel ist, die grüne Wasserstoff-Marktwirtschaft als Bestandteil einer nachhaltigen, wirtschaftlichen und versorgungssicheren Energiewirtschaft voranzutreiben. So können die Klimaziele effizient erreicht und gleichzeitig der Erhalt der Versorgungssicherheit und des Industriestandorts Deutschland sowie der EU gewährleistet werden. Wasserstoff, der mit erneuerbaren Energien erzeugt wird, nimmt dabei eine entscheidende zentrale Rolle ein.

Im Mittelpunkt der Verbandsaktivitäten stehen die Implementierung und Optimierung der erforderlichen marktwirtschaftlichen, technologischen und ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen für die Wasserstoffwirtschaft in den Bereichen Anlagenbau, Erzeugung, Transportinfrastruktur und Anwendungstechnologien. Um diese Herausforderungen global zu lösen, setzt sich der DWV auch für eine internationale nachhaltige Zusammenarbeit ein. Unsere 400 persönlichen Mitglieder und über 180 Mitgliedsinstitutionen und -unternehmen stehen für bundesweit mehr als 1,5 Millionen Arbeitsplätze. Der Verband repräsentiert somit einen bedeutenden Teil der deutschen Wirtschaft.