

**ITE**

Institut für die Transformation  
des Energiesystems

## **Wann ist Wasserstoff grün?**

**Die Strombezugskriterien für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff im delegierten Rechtsakt der Europäischen Kommission nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II**

Christoph Kisker, LL.M., Prof. Dr. Christian Buchmüller, Maître en droit

Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE

Heft Nr. 9

## Wann ist Wasserstoff grün?

### Die Strombezugskriterien für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff im delegierten Rechtsakt der Europäischen Kommission nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II

#### Abstract

Mit der Verabschiedung des finalen Entwurfs des delegierten Rechtsakts zu Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II am 10. Februar 2023 hat die Europäische Kommission einen entscheidenden Grundstein für die Wasserstoffwirtschaft gelegt. Der delegierte Rechtsakt enthält die Strombezugskriterien, die bei der Erzeugung von Wasserstoff einzuhalten sind, damit dieser als erneuerbar im Sinne der RED II gilt. Der vorliegende Beitrag stellt die Anforderungen detailliert dar und diskutiert ausgewählte Praxisfragen.

#### Impressum

Fachhochschule Westküste  
Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE)  
Markt 18 | 25746 Heide | + 49 481 123769-0 | [ite@fh-westkueste.de](mailto:ite@fh-westkueste.de)

Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE  
ISSN 2748-0070 (Online) | ISSN 2748-0062 (Print)  
Heft Nr. 9 | 05 - 2023 | DOI <https://doi.org//10.48591/12v4-0d63>

Verfasser: Christoph Kisker, LL.M. ([kisker@fh-westkueste.de](mailto:kisker@fh-westkueste.de)),  
Prof. Dr. Christian Buchmüller, Maître en droit ([buchmueller@fh-westkueste.de](mailto:buchmueller@fh-westkueste.de))

Gestaltung: Karsten Neumann, Marlies Wiegand

Publikationen als pdf: [www.fh-westkueste.de/ite](http://www.fh-westkueste.de/ite)

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

Im Rahmen des Projekts:



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

<b>A. Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>B. Hintergrund Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)</b>	<b>2</b>
I. Erneuerbare Energien im Verkehrssektor	2
II. Berechnungsregeln für die Anrechenbarkeit erneuerbarer Elektrizität	3
1. Mindestanforderungen für die Anrechenbarkeit	4
2. Anrechenbarer Anteil erneuerbarer Elektrizität	5
a) Anteilige Anrechenbarkeit	5
b) Vollständige Anrechenbarkeit	5
c) Systemgrenze und Nebenanlagen	6
3. Anrechenbarkeit des Energiegehalts der RFNBO	7
4. Bedeutung der Anrechenbarkeit für die deutsche Gesetzgebung	9
<b>C. Delegierter Rechtsakt nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II</b>	<b>10</b>
I. Aufbau	10
II. Inhalt	10
1. Direktleitung	11
a) Direktleitung / Innerhalb derselben Anlage	11
aa) Direktleitung	11
bb) Innerhalb derselben Anlage	12
b) Zusätzlichkeit	13
c) (Kein) Bezug von Netzstrom	14
d) Ausgewählte Praxisfragen	14
aa) Mischbezug der RFNBO-Anlage	14
bb) Strombezug aus einem Speicher	16
cc) Netzeinspeisung der Stromerzeugungsanlage	17
dd) Keine Übergangsphase	17
2. Netzbezug	17
a) Gebotszonenbetrachtung mit einem Anteil an erneuerbarem Strom > 90 %	18
aa) Gebotszone mit durchschnittlichem Anteil an erneuerbarem Strom > 90 %	19
bb) Umfang der vollständigen Anrechenbarkeit	20
(1) Ermittlung des EE-Anteils in der Gebotszone	20
(2) Ermittlung der maximalen Jahresstundenzahl	22
b) Gebotszonenbetrachtung mit geringer Emissionsintensität	22
aa) Voraussetzungen im Überblick	22
bb) Praktische Bedeutung der Regelung für Deutschland	23
c) Redispatch	25
aa) Voraussetzungen im Überblick	25
bb) Ausgewählte Praxisfragen	25
(1) Ex post-Betrachtung oder Steuersignal des Netzbetreibers	25
(2) Kombination mit einem Stromspeicher	27
cc) Praktische Bedeutung der Regelung für Deutschland	28
d) Sonstiger Netzbezug	28

aa) Zusätzlichkeitskriterium	29
(1) Power Purchase Agreement (PPA)	29
(2) Inbetriebnahmezeitpunkt der Stromerzeugungsanlage	29
(3) Förderfreiheit	30
(4) Übergangsphase	31
bb) Zeitliche Korrelation	32
(1) Bilanzierungszeitraum und Übergangsphase	34
(2) Strombezug aus einem Stromspeicher	34
(3) Strombezug während hoher Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom	35
(4) Ausgewählte Praxisfragen	36
cc) Geografische Korrelation	37
(1) Eine Gebotszone	37
(2) Verbundene Gebotszonen	37
(3) Offshore Gebotszone	39
(4) Nationale Standortvorgaben	39
(5) Bedeutung der Regelung für Deutschland	39
e) Berichterstattung	39
f) Inkrafttreten	40
<b>D. Ausblick</b>	<b>40</b>
I. Europäische Ebene	40
II. Nationale Umsetzung	41
1. Treibhausgasminderungsquote	41
a) Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)	41
b) 37. Verordnung zur Durchführung des BImSchG (BImSchV)	42
2. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	42
3. Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)	43
4. Gebäudeenergiegesetz (GEG)	43

## A. | Einleitung

Nach den Plänen der Europäischen Union soll erneuerbarer Wasserstoff eine Schlüsselrolle beim Gelingen der Energiewende und dem Erreichen der Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen insbesondere aus Russland spielen. Daher stellt der REPowerEU-Plan das Ziel auf, im Jahr 2030 10 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff innerhalb der Europäischen Union zu produzieren und zusätzlich weitere 10 Millionen Tonnen zu importieren.<sup>1</sup> Bisher **fehlte** jedoch der rechtliche Rahmen für erneuerbaren Wasserstoff und damit die für den **Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft** notwendige **Rechts- und Investitionssicherheit**.<sup>2</sup> Stück für Stück bildet sich der erforderliche Rechtsrahmen nun heraus.

Am 10.02.2023 hat die Europäische Kommission mit über einem Jahr Verzögerung zwei delegierte Rechtsakte zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)<sup>3</sup> veröffentlicht. Mit dem **delegierten Rechtsakt zu Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II (im Folgenden DA 27)** definiert die Europäische Kommission **Anforderungen an den Strombezug für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff**.<sup>4</sup> Gleichzeitig bestimmt die Kommission mit einem delegierten Rechtsakt zu den Art. 25 Abs. 2 und Art. 28 Abs. 5 RED II<sup>5</sup> (im Folgenden DA 28) unter anderem die Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff anstelle von fossilen Alternativen.

Der Veröffentlichung gingen ein erheblich verspäteter offizieller Entwurf vom 20.05.2022<sup>6</sup> mit anschließender Konsultationsphase, unzählige inoffizielle Entwürfe (sog. Leaks) und ein teilweise öffentlich ausgetragener Streit zwischen Europäischer Kommission und Europäischem Parlament voraus. Wesentliche Ursache des politischen Zwists rund um die Definition von grünem Wasserstoff ist das **Spannungsfeld**, in dem der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft stattfindet<sup>7</sup>: Im Ausgangspunkt dient die Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff dem **Klimaschutz**. Eine

<sup>1</sup> *Europäische Kommission*, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, REPowerEU-Plan, COM(2022) 230 final, 18.05.2022.

<sup>2</sup> Für einen Überblick vgl. etwa *Buchmüller*, ZUR 2021, S. 195, 195 ff.; *Hoffmann et al.*, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 21 vom 12.07.2021.

<sup>3</sup> Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82).

<sup>4</sup> *Europäische Kommission*, Delegierte Verordnung der Kommission vom 10.02.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, C(2023) 1087 final.

<sup>5</sup> *Europäische Kommission*, Delegierte Verordnung der Kommission vom 10.02.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe, C(2023) 1086 final.

<sup>6</sup> *Europäische Kommission*, Commission Delegated Regulation supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin, Ref. Ares(2022)3836651 – 20.05.2022.

<sup>7</sup> Zu diesem Spannungsfeld vgl. *Buchmüller*, in: Rodi (Hrsg.), Handbuch Klimaschutzrecht, 2022, § 22 Rn. 5.

klimaschützende Wirkung tritt bei der Produktion von Wasserstoff im Wege der Wasserelektrolyse jedoch nur ein, wenn dabei erneuerbarer Strom zum Einsatz kommt. Dieser ist derzeit jedoch noch nicht in ausreichendem Maße verfügbar. Würde man allerdings den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abwarten, drohten den Mitgliedstaaten der EU erhebliche Marktpotenziale zu entgehen, die sich global aus dem Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ergeben. Im Ergebnis geht es daher um den Versuch der Europäischen Kommission, aus **industriepolitischen Gründen** einen schnellen Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Europa zu ermöglichen, ohne dabei das Ziel des Klimaschutzes aus dem Blick zu verlieren. In diesem Licht sind auch die beiden von der Europäischen Kommission vorgelegten delegierten Rechtsakte zu sehen. Mit ihnen soll sichergestellt werden, dass der Einsatz von grünem Wasserstoff – im ersten Schritt im Verkehrssektor – einen größtmöglichen Beitrag zum Klimaschutz leistet und gleichzeitig ein Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft beginnen kann.

Der vorliegende Beitrag stellt nach einer grundlegenden Einführung in die zugrunde liegende Erneuerbare-Energien-Richtlinie die Inhalte des delegierten Rechtsakts zu Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II detailliert vor und diskutiert offene Praxisfragen.

## B. | Hintergrund Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) legt fest, dass der Gesamtanteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch der Europäischen Union im Jahr 2030 mindestens 32 % betragen muss.<sup>8</sup> Damit soll insbesondere die mit dem Pariser Klimaschutzabkommen ursprünglich eingegangene Verpflichtung der Union erfüllt werden, die Emissionen bis 2030 um mindestens 40 % gegenüber 1990 zu senken.<sup>9</sup>

### I. | Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

Für den **Verkehrssektor** sieht Art. 25 Abs. 1 S. 1 RED II ein **verbindliches Unterziel** für alle Mitgliedstaaten vor. Danach soll die Nutzung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor dadurch erhöht werden, dass die Mitgliedstaaten die Kraftstoffanbieter verpflichten, dafür zu sorgen, dass der **Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch** des Verkehrssektors **bis 2030 mindestens 14 %** beträgt.

Die **Wahl der notwendigen Maßnahmen** zur Erreichung des Ziels überlässt die RED II weitgehend den **Mitgliedstaaten**. So können diese sowohl einen eigenen Zielpfad zur Erreichung ihres jeweiligen 14 %-Anteils festlegen als auch die Wahl der eingesetzten erneuerbaren Energien bzw. Kraftstoffe grundsätzlich selbst vornehmen. In Deutschland stellt die Treibhausgas-Minderungsquote

---

<sup>8</sup> Art. 3 Abs. 1 S. 1 RED II.

<sup>9</sup> Erwägungsgrund 2 RED II; ursprünglich hatten sich die EU und ihre Mitgliedstaaten am 06.03.2015 zu einer Nationally Determined Contribution (NDC) von 40 % gegenüber dem Basisjahr 1990 verpflichtet, abrufbar unter: <https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published~%20Documents/Latvia/1/LV-03-06-EU~%20INDC.pdf>, S. 1. Am 17.12.2020 wurde dieser NDC auf 55 % erhöht, abrufbar unter: [https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/EU\\_NDC\\_Submission\\_December~%202020.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/EU_NDC_Submission_December~%202020.pdf), S. 6.

(THG-Quote) nach § 37a BImSchG das entsprechende nationale Instrument dar.<sup>10</sup>

Die RED II gibt lediglich als Rahmen vor, welche Kraftstoffe bei der Ermittlung des 14 %-Anteils als erneuerbare Energien anrechenbar sind. Für die **Mitgliedstaaten** ergibt sich aufgrund der Verpflichtung des Art. 25 Abs. 1 RED II die **Notwendigkeit**, ihre **nationalen Regelungen so zu schaffen bzw. auszugestalten**, dass das Verhalten der Marktteilnehmer zu einem hinreichenden und auf das 14 %-Ziel anrechenbaren Einsatz von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor führt. Zum besseren Verständnis werden im Folgenden die **Regelungen der RED II zur Anrechenbarkeit von im Verkehrssektor eingesetzter erneuerbarer Elektrizität im Verhältnis zwischen den Mitgliedstaaten und der EU** dargestellt. Für die einzelnen Marktakteure sind diese Regelungen in der Praxis nicht unmittelbar relevant, sondern nur die von den Mitgliedstaaten erlassenen nationalen Vorschriften. Da die Anrechenbarkeit gegenüber der EU für die Ausgestaltung der nationalen Regelungen jedoch entscheidend ist, sollen die Regelungen zunächst zusammengefasst werden.

## II. | Berechnungsregeln für die Anrechenbarkeit erneuerbarer Elektrizität

Die RED II enthält in Art. 27 Berechnungsregeln zur Ermittlung des Mindestanteils von 14 % gemäß Art. 25 Abs. 1 RED II. Nach Art. 27 Abs. 1 lit. b) RED II wird bei der Berechnung der Menge der im Verkehrssektor verbrauchten erneuerbaren Energie der Energiegehalt aller Arten erneuerbarer Energie berücksichtigt, die für den gesamten Verkehrssektor bereitgestellt werden, einschließlich für den Bereich Straßen- und Schienenverkehr bereitgestellter erneuerbarer Elektrizität.

Hinsichtlich der Anrechenbarkeit von im Verkehrssektor eingesetzter erneuerbarer Elektrizität unterscheidet Art. 27 Abs. 3 RED II zwischen dem **direkten Einsatz** der Elektrizität (z. B. Elektromobilität) und der **indirekten Nutzung** durch den Einsatz zur Produktion flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs (im Folgenden entsprechend dem englischen Akronym **RFNBO**<sup>11</sup>). Diese sind in Art. 2 Nr. 36 RED II definiert als „*flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt*“. Von besonderem Interesse im Rahmen dieses Beitrags sind RFNBO in Form von **grünem bzw. erneuerbarem Wasserstoff und seinen Derivaten**.<sup>12</sup>

Werden in einem Mitgliedstaat RFNBO für den Verkehrssektor bereitgestellt, kann sich der Mitgliedstaat die für die Produktion der RFNBO eingesetzte erneuerbare Elektrizität unter bestimmten Voraussetzungen auf sein 14 %-Ziel anrechnen lassen. Im Folgenden wird darauf eingegangen,

- welche **Mindestanforderung** für die Anrechenbarkeit von Strom gilt (dazu [1.](#)),
- mit welchem **Erneuerbare Energien-Anteil** der zur Kraftstofferzeugung eingesetzte Strom an-

<sup>10</sup> Siehe dazu [B. II. 4.](#) und [D. II. 1.](#)

<sup>11</sup> Renewable fuels of non-biological origin.

<sup>12</sup> Zu den RFNBO zählen auch flüssige Brenn- bzw. Kraftstoffe wie Ammoniak, Methanol oder E-Fuels, wenn sie aus erneuerbarem Wasserstoff hergestellt werden, siehe dazu *Europäische Kommission*, Fragen und Antworten zu den delegierten Rechtsakten der EU über erneuerbaren Wasserstoff, 13.02.2023, Nr. 2.

zusetzen ist (dazu 2.) und

- in welchem **Umfang** die zur RFNBO-Erzeugung eingesetzte erneuerbare Elektrizität auf das 14 %-Ziel **anrechenbar** ist (dazu 3.).

Anschließend wird beleuchtet, welche **Bedeutung** die Einzelheiten der Anrechenbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien **für die Ausgestaltung des nationalen Rechts** – in Deutschland konkret die THG-Quote nach § 37a BImSchG und der 37. BImSchV – haben (dazu 4.).

## 1. | Mindestanforderungen für die Anrechenbarkeit

Nach Art. 25 Abs. 2 RED II müssen „[d]ie Treibhausgaseinsparungen durch Nutzung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs (...) ab dem 1. Januar 2021 mindestens 70 %“ betragen. Durch diese Mindestanforderung wird sichergestellt, dass der Einsatz von RFNBO tatsächlich mit einer relevanten Treibhausgasreduzierung einhergeht und es nicht – im Gegenteil – zu einer Steigerung des Treibhausgasausstoßes durch die Produktion unter Nutzung fossiler Energieträger kommt.<sup>13</sup>

Konkretisiert wird die Berechnung der Treibhausgasreduzierung durch Nutzung von RFNBO durch den delegierten Rechtsakt zu Art. 25 Abs. 2 und Art. 28 Abs. 5 RED II (DA 28), nach dem eine konkrete Reduktion in CO<sub>2</sub>-Äq/MJ Kraftstoff zu ermitteln ist.<sup>14</sup> Die Methode zur Bestimmung der Treibhausgaseinsparungen bei der Ermittlung der Gesamtemissionen aus der Nutzung eines Kraftstoffes bezieht sämtliche bei Erzeugung, Verarbeitung sowie Transport und Verteilung anfallende Emissionen mit ein.<sup>15</sup> Nicht berücksichtigt werden bei den „Gesamtemissionen“ der Nutzung von RFNBO allerdings die „mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen“.<sup>16</sup> Eine **vollständige Lebenszyklusanalyse** erfolgt somit **nicht**.<sup>17</sup>

Von besonderer Bedeutung ist im Rahmen dieses Beitrags, welche **Treibhausgasemissionen für den Einsatzstoff „Strom“ zur Herstellung von RFNBO** (v.a. von grünem Wasserstoff im Wege der Elektrolyse) angesetzt werden. Eine wichtige Klarstellung des DA 28 besteht insoweit darin, dass bei erneuerbarem Strom, der gemäß Art. 27 Abs. 3 RED II als vollständig anrechenbar gilt, die Treibhausgasemissionen null betragen. Entsprechend sind für eingesetzten **Strom aus erneuerbaren Energien, der den Anforderungen des Art. 27 Abs. 3 RED II iVm DA 27 genügt** (dazu ausführlich unter C.), keine Treibhausgasemissionen anzusetzen. In der Folge dürfte in diesem

<sup>13</sup> Vgl. dazu instruktiv *Guidehouse et al.*, Technical assistance to assess the potential of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin (RFNBOs) and recycled carbon fuels (RCFs) to establish a methodology to determine the share of renewable energy from RFNBOs and to develop a framework on additionality in the transport sector Final report, Task 2, Methodology to determine the share of renewable energy (Technical Assistance Report), 2022, S. 6.

<sup>14</sup> Siehe dazu ausführlich *Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.)*, „STUDIE: Geschäftsmodelle für dezentrale Wasserstoffkonzepte – Zeit zum Nachsteuern“, 2023, S. 30.

<sup>15</sup> A. Nr. 1 Anhang DA 28.

<sup>16</sup> A. Nr. 1 Anhang DA 28.

<sup>17</sup> Dies unterscheidet die Methodik des DA 28 von derjenigen der EU-Taxonomie. Vgl. dazu *Forschungsstelle für Energiewirtschaft*, Emissionsbilanzierung: Wann zählt Wasserstoff als „grün“?, 10.10.2022, abrufbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/emissionsbilanzierung-wann-zaehlt-wasserstoff-als-gruen/>.

Fall die erforderliche **70 %ige Treibhausgaseinsparung regelmäßig erreicht** sein, selbst wenn für Transport und Verteilung des RFNBO noch gewisse Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen sind. Beim Bezug von Strom unbekannter Herkunft in Form des **allgemeinen Strommix** aus dem öffentlichen Netz wird es dagegen – je nach Strommix im jeweiligen Mitgliedstaat – regelmäßig an der **erforderlichen Treibhausgaseinsparung fehlen**. Nur in Mitgliedstaaten mit einem hohen Anteil an Atomstrom oder Strom aus erneuerbaren Energien, wie etwa in Frankreich oder Schweden, kann die Mindestanforderung des Art. 25 Abs. 2 RED II derzeit erfüllt werden.<sup>18</sup>

## 2. | Anrechenbarer Anteil erneuerbarer Elektrizität

In Bezug auf die zugunsten eines Mitgliedstaats anzurechnende erneuerbare Elektrizität ist zwischen einer anteiligen und einer vollständigen Anrechenbarkeit zu unterscheiden.

### a) | Anteilige Anrechenbarkeit

Im Grundsatz wird der Anteil der für den Verkehrssektor bereitgestellten erneuerbaren Elektrizität anhand des **Anteils der Elektrizität aus erneuerbaren Energien im jeweiligen Mitgliedstaat** ermittelt.<sup>19</sup> Für den Fall, dass Elektrizität direkt oder über die Produktion von Zwischenprodukten zur Produktion von RFNBO genutzt wird, wird gemäß Art. 27 Abs. 3 UAbs. 4 RED II „*der zwei Jahre vor dem fraglichen Jahr ermittelte durchschnittliche Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, in dem Produktionsmitgliedstaat zur Bestimmung des Anteils erneuerbarer Energie verwendet.*“

Ein Mitgliedstaat kann sich somit auf sein 14 %-Ziel nach Art. 25 Abs. 1 RED II den Einsatz von Strom im Verkehrssektor (etwa zur Erzeugung von RFNBO) mit dem erneuerbaren Anteil seines Strommix zwei Jahre zuvor anrechnen lassen. Dies gilt allerdings **nur, wenn** beim Netzstrombezug in Form des allgemeinen Strommix die **Mindestanforderung einer Treibhausgaseinsparung von mindestens 70 %** erreicht wird. Dies ist – wie dargestellt – derzeit nur in den wenigsten Mitgliedstaaten der Fall.<sup>20</sup> In Deutschland wird die erforderliche Treibhausgaseinsparung nicht erreicht.<sup>21</sup> Entsprechend kommt eine (anteilige) Anrechnung des im allgemeinen Strommix enthaltenen Anteils erneuerbarer Energien auf das 14 %-Ziel des Art. 25 Abs. 1 RED II derzeit nicht in Betracht.

### b) | Vollständige Anrechenbarkeit

Bei Einhaltung der Voraussetzungen von Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 und 6 RED II ist auch eine **vollständige Anrechnung** der zur Erzeugung von RFNBO eingesetzten Elektrizität als erneuerbar möglich. Dabei ist zwischen dem Strombezug aus einer direkten Verbindung mit einer erneuerbaren

<sup>18</sup> Tabelle A, Anhang DA 28; vgl. dazu auch *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 24.

<sup>19</sup> *Hoffmann*, ZNER 2020, 300, 301.

<sup>20</sup> Vgl. dazu oben [B.II.1.](#)

<sup>21</sup> Gemäß A. 2. Anhang DA 28 ist zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparung durch den Einsatz von RFNBO für die fossilen Alternativen ein Vergleichswert von 94 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ heranzuziehen. Zur Erfüllung der 70%igen Einsparung dürften durch die RFNBO-Nutzung also maximal 28,2 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ (94 x 0,3) anfallen. Laut Tabelle A, Anhang DA 28 beträgt bereits die Emissionsintensität des Strommix in Deutschland 99,3 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ. Hinzu kommen Emissionen für Transport und Verteilung.

Stromerzeugungsanlage und dem Strombezug aus dem Netz zu unterscheiden.

Einzelheiten für die vollständige Anrechnung der eingesetzten Elektrizität als erneuerbar hat die Europäische Kommission entsprechend Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II nun durch einen delegierten Rechtsakt (DA 27) ergänzt, der festlegt, wie die Anforderungen von Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 und 6 RED II zu erfüllen sind (zu den Einzelheiten unten C.). Da – wie dargestellt – die im allgemeinen Strommix enthaltenen Anteile erneuerbarer Energien in Deutschland derzeit nicht auf das 14 %-Ziel im Verkehrssektor angerechnet werden können, kommt eine Anrechnung der zur RFNBO-Erzeugung eingesetzten erneuerbaren Elektrizität für Deutschland aktuell nur im Wege einer vollständigen Anrechnung unter Einhaltung der Anforderungen des DA 27 in Betracht. Entsprechend groß ist die **Bedeutung der im DA 27 aufgestellten Anforderungen** an den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien für die **RFNBO-Erzeugung in Deutschland**.

### c) | Systemgrenze und Nebenanlagen

Eine offene und weder durch die RED II noch durch den DA 27 geklärte Frage ist, **für welche Komponenten einer RFNBO-Erzeugungsanlage<sup>22</sup> erneuerbarer Strom im Sinne des DA 27** bezogen werden muss, damit es zu einer Anrechnung des im RFNBO enthaltenen erneuerbaren Energiegehalts auf das 14 %-Ziel kommen darf.<sup>23</sup> Offen ist damit etwa in Bezug auf die Erzeugung von Wasserstoff, ob nur für den Kernprozess der Wasserstofferzeugung (Elektrolyse) Strom im Sinne des DA 27 eingesetzt werden muss, oder ob dies auch für die sogenannten **Nebenanlagen** (Verdichter etc.) gilt. Bei der Herstellung von Derivaten stellen sich entsprechende Fragen.<sup>24</sup> Die Frage ist für die Wirtschaftlichkeit der RFNBO-Erzeugung von erheblicher Bedeutung, da der Bezug von DA 27-konformen Strommengen teurer ist als von Strom unbekannter Herkunft. Muss auch für den Betrieb der Nebenanlagen, der etwa bei der Wasserstofferzeugung durchaus eine relevante Größenordnung des Gesamtstrombezugs erreichen kann, DA 27-konformer Strom eingesetzt werden, verteuert dies die Produktion. Aus klimapolitischer Sicht erschiene es konsequent, wenn der gesamte RFNBO-Erzeugungsprozess mit DA 27-konformem Strom gespeist werden müsste.<sup>25</sup> Die Europäische Kommission hat jedoch entgegen zahlreicher Forderungen aus dem Kreis der Stakeholder im Rahmen der Konsultation des Entwurfs des DA 27<sup>26</sup> auf eine klarstellende Regelung verzichtet. Letztlich stehen die Mitgliedstaaten nun vor dem Problem, dass sie nationale Anreizsysteme zur

<sup>22</sup> Während die „Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom“ in Art. 2 Nr. 3 DA 27 definiert ist, fehlt im DA 27 eine Definition für die „Anlage zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr“.

<sup>23</sup> Eine weitere offene Frage, die sich insbesondere bei der Wasserstofferzeugung im Wege der Hochtemperaturelektrolyse stellt, ist, ob und wie der Input von Wärme in den Elektrolyseprozess bei der Ermittlung der anrechenbaren erneuerbaren Energie Berücksichtigung findet. Vgl. dazu *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 10 f.

<sup>24</sup> Für eine anschauliche Darstellung vgl. *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 9 ff.

<sup>25</sup> So auch die Empfehlung von *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 13.

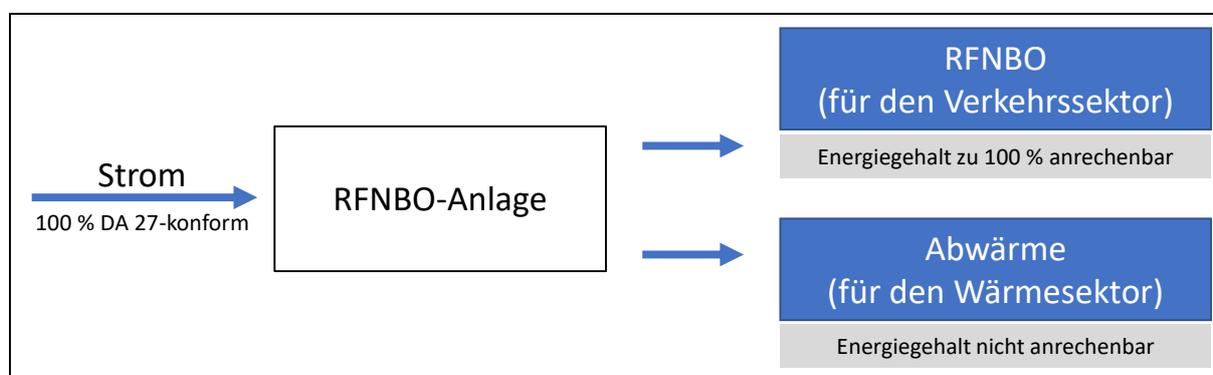
<sup>26</sup> Siehe dazu etwa *Hydrogen Europe*, Consultation Response, Draft Delegated Regulation on the methodology setting out the rules for RFNBOs production, Juni 2022, 2.1. B; Wirtschaftsverband Fuels und Energie (en2x) e.V., Feedback on Delegated Act on Article 27(3) RED II (Draft of 20 May 2022), 15.06.2022, S. 1; *WESTKÜSTE100*, Response of WESTKÜSTE100 to the Public Consultation on the Delegated Act, Art. 27 (3) of the Renewable Energy Directive II (EU) 2018/2001, S. 2.

Erzeugung von RFNBO ausgestalten müssen, ohne zu wissen, welche Anforderungen das europäische Recht für die vollständige Anrechenbarkeit des eingesetzten erneuerbaren Stroms stellt. Es bleibt abzuwarten, welchen Weg der deutsche Gesetzgeber bei der anstehenden Novellierung der 37. BImSchV wählen wird.

### 3. | Anrechenbarkeit des Energiegehalts der RFNBO

Für die Mitgliedstaaten ist entscheidend, in welchem Umfang sie sich für die Kraftstofferzeugung eingesetzte Elektrizität auf ihre Verpflichtung aus Art. 25 Abs. 1 RED II anrechnen lassen können. Anrechenbar ist nur die zur Kraftstofferzeugung eingesetzte Elektrizität, die **die Anforderungen des Art. 27 Abs. 3 RED II iVm den Kriterien des DA 27 erfüllt**.<sup>27</sup> Nur bei der damit erzeugten Kraftstoffmenge handelt es sich um RFNBO. Mit weiterer zur Kraftstofferzeugung eingesetzter Elektrizität, die die **Anforderungen nicht erfüllt**, wurden hingegen Kraftstoffe erzeugt, die **keine RFNBO** sind. Entsprechend sind diese Mengen auch nicht anrechenbar.

Jedoch wird auch die Elektrizitätsmenge, die die Anforderungen erfüllt, nicht vollständig angerechnet. Vielmehr erfolgt dies nach Art. 27 Abs. 1 lit. b) RED II **im Umfang des Energiegehalts des RFNBO**, sofern der RFNBO im Verkehrssektor genutzt wird.<sup>28</sup> **Nicht anrechenbar** ist somit erneuerbare Elektrizität in dem Umfang, wie diese zwar zur RFNBO-Erzeugung genutzt wird, sich aber **nicht im Energiegehalt des RFNBO** wiederfindet (z.B. aufgrund von „Umwandlungsverlusten“ in Form von Abwärme bei der Produktion von Wasserstoff im Wege der Elektrolyse, siehe Abb. 1).<sup>29</sup>



**Abb. 1:** Anrechenbarkeit des Energiegehalts bei der RFNBO-Erzeugung.

Von besonderer Bedeutung für den Markthochlauf von Wasserstoff ist zudem, wie im Fall der **Mitverarbeitung von RFNBO** zur Erzeugung konventioneller Kraftstoffe im Sinne des Art. 25 Abs. 1 UAbs. 3 lit. a) RED II die **Ermittlung des anrechenbaren, erneuerbaren Energiegehalts** erfolgt. Nach Art. 25 Abs. 1 UAbs. 3 lit. a) RED II müssen die Mitgliedstaaten im Rahmen ihrer nationalen Re-

<sup>27</sup> So auch *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 23; *Hoffmann*, ZNER 2020, 300, 303.

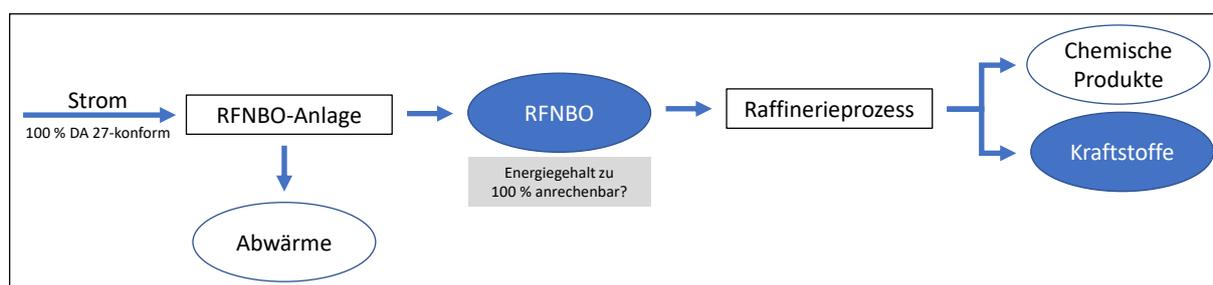
<sup>28</sup> Auch Art. 27 Abs. 2 RED II stellt in Bezug auf eine mögliche Mehrfachanrechnung durchgängig auf den Energiegehalt des jeweiligen Kraftstoffs ab.

<sup>29</sup> So im Ergebnis auch *Hoffmann*, ZNER 2020, 300, 303.

gelingen auch „flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs, sofern diese als Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe verwendet werden,“ berücksichtigen. In der Folge wird etwa der **Einsatz von grünem Wasserstoff bei der Herstellung konventioneller Kraftstoffe in Raffinerien** in den Mitgliedstaaten zukünftig unterstützt und zugleich auf das 14 %-Ziel der RED II für den Verkehrssektor anerkannt.<sup>30</sup>

Offen ist, ob im Fall der Mitverarbeitung von RFNBO auch dann der gesamte erneuerbare Energiegehalt des RFNBO auf das 14 %-Ziel im Verkehrssektor anrechenbar ist, wenn im Rahmen des Prozesses zur Produktion konventioneller Kraftstoffe auch Produkte für andere Sektoren hergestellt werden. Die Problematik soll am Beispiel eines Raffinerieprozesses verdeutlicht werden:

Im herkömmlichen **Raffinerieprozess** wird grauer Wasserstoff verarbeitet (u.a. im Hydrocracker), der zukünftig durch grünen Wasserstoff ersetzt wird. Nach Art. 25 Abs. 1 UAbs. 3 lit. a) RED II soll diese Mitverarbeitung von grünem Wasserstoff grundsätzlich auf das 14 %-Ziel im Verkehrssektor anrechenbar sein. Im Rahmen eines Raffinerieprozesses werden allerdings regelmäßig nicht nur Kraftstoffprodukte (für den Verkehrssektor), sondern auch weitere Endprodukte wie chemische Produkte (nicht für den Verkehrssektor) hergestellt (siehe Abb. 2). **Offen** ist, ob die Mitgliedstaaten die **gesamte zur Mitverarbeitung im Raffinerieprozess eingesetzte Wasserstoffmenge** auf ihr 14 %-Ziel **angerechnet** bekommen. Dagegen könnte sprechen, dass gemäß Art. 27 Abs. 1 lit. b) RED II grundsätzlich (nur) der Energiegehalt der erneuerbaren Energie heranzuziehen ist, die für den Verkehrssektor bereitgestellt werden. Entsprechend könnte der Energiegehalt der mitverarbeiteten RFNBO nur zu dem Anteil anrechenbar sein, zu dem die Endprodukte Kraftstoffe sind, die im Verkehrssektor eingesetzt werden. Allerdings differenziert Art. 25 Abs. 1 UAbs. 3 lit. a) RED II bei der Mitverarbeitung nicht nach dem Verwendungssektor der erzeugten Kraftstoffprodukte. Vielmehr gelten RFNBO, die als Zwischenprodukt im Rahmen der Mitverarbeitung eingesetzt werden, durch die Fiktion des Art. 25 Abs. 1 UAbs. 3 lit. a) RED II bereits als für den Verkehrssektor bereitgestellt. Entsprechend dürfte ihr Energiegehalt bei der Berechnung des Mindestanteils wohl vollständig anrechenbar sein.



**Abb. 2:** Anrechenbarkeit bei der Mitverarbeitung im Raffinerieprozess.

<sup>30</sup> In Deutschland wurde eine entsprechende Option zur Erfüllung der THG-Quote bereits in § 37a Abs. 5 Nrn. 7 und 8 BImSchG aufgenommen.

#### 4. | Bedeutung der Anrechenbarkeit für die deutsche Gesetzgebung

Der deutsche Gesetzgeber muss die gesetzlichen Rahmenbedingungen in Deutschland so ausgestalten, dass Deutschland es schafft, bis zum Jahr 2030 das Ziel eines Anteils von 14 % erneuerbarer Energie im Verkehrssektor zu erreichen.<sup>31</sup> Der deutsche Gesetzgeber wird zu diesem Zweck das **Instrument der THG-Quote weiterentwickeln**. Ein erster Schritt wurde mit einer Anpassung des § 37a BImSchG an die Vorgaben der RED II bereits getan. Der zweite Schritt steht mit einer Anpassung der 37. BImSchV an die Vorgaben der RED II und des DA 27 noch aus.<sup>32</sup>

Eine **wichtige Frage** wird dabei sein, ob der **deutsche Gesetzgeber** sich darauf **beschränken** wird, im nationalen Recht nur diejenige RFNBO-Erzeugung durch eine Anrechenbarkeit auf die nationale THG-Quote zu belohnen und anzureizen, die sich Deutschland als Mitgliedstaat der EU sicher auf sein 14 %-Ziel anrechnen lassen kann. Dies betrifft insbesondere die Komplexe

- einer möglichen Beschränkung der Anrechenbarkeit der eingesetzten Elektrizität auf die THG-Quote auf nur den im Verkehrssektor eingesetzten Energiegehalt der RFNBO (ohne Berücksichtigung der – erheblichen – Umwandlungsverluste etwa bei der Wasserstoffherzeugung) sowie
- des Umfangs der Anrechenbarkeit von RFNBO im Fall der Mitverarbeitung in Raffinerieprozessen (vollständige Anrechenbarkeit oder nur anteilig im Umfang der für den Verkehrssektor durch den Raffinerieprozess hergestellten Kraftstoffprodukte).

Von besonderer Bedeutung ist zudem, ob der deutsche Gesetzgeber in der 37. BImSchV auch für den **Strombezug von Nebenanlagen** zur RFNBO-Produktion den Einsatz von DA 27-konformem Strom zur Voraussetzung für eine Anrechnung auf die THG-Quote machen wird (damit Deutschland sich die erzeugten RFNBO sicher auf das 14 %-Ziel der RED II anrechnen lassen kann). Dann bräuchte es neben einer entsprechenden Klarstellung im Rahmen der 37. BImSchV zur eindeutigen Abgrenzung der einzelnen Anlagenteile auch entsprechende Definitionen.

Erfolgt eine Anrechenbarkeit der RFNBO-Nutzung bzw. Mitverarbeitung auf die nationale THG-Quote nur zu einem vergleichsweise geringen Grad und/oder macht der Gesetzgeber den Bezug von DA 27-konformem erneuerbarem Strom auch für Nebenanlagen der RFNBO-Produktion zur Voraussetzung, verschlechtert dies die Wirtschaftlichkeit von Geschäftsmodellen zur RFNBO-Erzeugung in

<sup>31</sup> Durch die RED III werden die Zielvorgaben absehbar noch verschärft, siehe dazu *Europäische Kommission, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates COM/2021/557 final*, 14.7.2021.

<sup>32</sup> Das Bundesumweltministerium hat bereits angekündigt, die delegierten Rechtsakte sehr zeitnah durch eine Novellierung der 37. BImSchV umzusetzen, vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, Gemeinsame Pressemitteilung, Wichtiger Schritt für Markthochlauf von grünem Wasserstoff - Europäische Kommission legt neuen Entwurf zu Kriterien für Erzeugung von grünem Wasserstoff vor*, 13.02.2023, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/02/20230213-wichtiger-schritt-fur-markthochlauf-von-grunem-wasserstoff.html>.

Deutschland und beeinträchtigt insbesondere den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Gegebenenfalls könnte der Gesetzgeber zumindest für sog. **First Mover**, die zeitnah die RFNBO-Erzeugung oder Mitverarbeitung aufnehmen, großzügigere Regelungen etwa hinsichtlich der Anrechnung auf die THG-Quote vorsehen.<sup>33</sup> Allerdings könnte sich Deutschland in diesem Fall gegenüber der EU dann nicht den gesamten in Deutschland zur Erzeugung von grünem Wasserstoff eingesetzten erneuerbaren Strom auf sein 14 %-Ziel anrechnen lassen.

## C. | Delegierter Rechtsakt nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II

Die Europäische Kommission hat am 10.02.2023 den delegierten Rechtsakt zur Konkretisierung der Regelungen des Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 und 6 RED II nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II verabschiedet.

### I. | Aufbau

**Gegenstand** des delegierten Rechtsakts sind laut Art. 1 UAbs. 1 DA 27 detaillierte Vorschriften für die Feststellung, wann Strom, der für die Erzeugung von RFNBO verwendet wird, als **vollständig erneuerbar** betrachtet werden kann (zur Bedeutung dieser Frage vgl. oben B. II. 2.). Dabei sollen die Vorschriften sowohl für die Erzeugung von RFNBO durch Elektrolyse als auch analog für weniger verbreitete Erzeugungswege gelten, Art. 1 UAbs. 1 S. 2 DA 27.

Die Vorgaben des DA 27 gelten sowohl bei der Erzeugung innerhalb als auch außerhalb der Europäischen Union. Die **Nutzung importierter RFNBO** ist somit nur dann vollständig auf das 14 %-Ziel eines EU-Mitgliedstaats nach Art. 25 Abs. 1 RED II anrechenbar, wenn diese im Erzeugungsstaat unter Beachtung der Vorgaben des DA 27 hergestellt wurden.<sup>34</sup>

Die relevanten Begriffsbestimmungen werden in Art. 2 DA 27 definiert. Art. 3 DA 27 beinhaltet Vorschriften für die Anrechnung von Strom, der über einen Direktanschluss an eine Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom bezogen wird. Die allgemeinen Bestimmungen für die Anrechnung von Strom, der aus dem Netz bezogen wird, finden sich in Art. 4 DA 27. Diese werden durch die Anforderungen an die Zusätzlichkeit (Art. 5 DA 27) sowie die zeitliche (Art. 6 DA 27) und geografische Korrelation (Art. 7 DA 27) ergänzt. Abschließend finden sich in den Art. 8 – 12 DA 27 Bestimmungen zur Nachweisführung, Konformitätsbescheinigung, Berichterstattung, Übergangsphase und zum Inkrafttreten.

### II. | Inhalt

Der grundlegenden Systematik des Art. 27 Abs. 3 RED II entsprechend **unterscheidet** auch der DA 27 zwischen dem Fall des Strombezugs aus einer erneuerbaren Stromerzeugungsanlage über

<sup>33</sup> Nach Art. 4 Abs. 1, 2 und 4 DA 27 „können die Kraftstofferzeuger Strom aus dem Netz als vollständig erneuerbar anrechnen“. Die explizite Bezugnahme auf die Kraftstofferzeuger (im Gegensatz zu den Mitgliedstaaten) könnte bedeuten, dass es bezüglich dieser Regelungen des DA 27 keinen Umsetzungsspielraum geben soll und der nationale Gesetzgeber daher keine großzügigeren Regelungen z. B. im Rahmen der THG-Quote treffen kann.

<sup>34</sup> Art. 1 UAbs. 2 DA 27.

eine **Direktleitung** auf der einen (dazu im Folgenden 1.) und dem Fall des **Strombezugs aus dem Netz** auf der anderen Seite (dazu im Folgenden 2.).

## 1. | Direktleitung

### Grundsätzliche Voraussetzungen gem. Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 RED II iVm Art. 3 DA 27

- **Direktleitung** zwischen RFNBO-Anlage und Stromerzeugungsanlage
- **Zusätzlichkeit:** Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage max. 36 Monate vor der RFNBO-Anlage
- **Kein Netzanschluss der Stromerzeugungsanlage** oder **Nachweis durch Smart Meter**, dass kein Netzstrom bei RFNBO-Erzeugung genutzt wurde

Nach dem Wortlaut des Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 RED II kommt eine Anrechnung in vollem Umfang in Frage, wenn die Elektrizität aus einer **direkten Verbindung** mit einer erneuerbaren Stromerzeugungsanlage stammt. Dabei muss die verbundene Stromerzeugungsanlage nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 lit. a) RED II das **Zusätzlichkeitskriterium** erfüllen: Die Anlage muss grundsätzlich nach oder gleichzeitig mit der Anlage zur Erzeugung von RFNBO (im Folgenden RFNBO-Anlage) in Betrieb gegangen sein. Um den Einsatz von Netzstrom bei der Kraftstoffproduktion auszuschließen, muss es sich bei der Stromerzeugungsanlage gemäß Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 lit. b) RED II außerdem um eine **Inselanlage** handeln **oder** bei einem vorhandenen Netzanschluss der **Nachweis** erbracht werden, dass kein Netzstrom entnommen wird. Diese bereits sehr detaillierten Vorgaben der RED II werden **durch Art. 3 DA 27 konkretisiert**.

### a) | Direktleitung / Innerhalb derselben Anlage

Nach Art. 3 UAbs. 1 lit. a) DA 27 muss der Kraftstoffhersteller für eine vollständige Anrechenbarkeit der eingesetzten erneuerbaren Elektrizität nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 RED II zunächst nachweisen, dass die Stromerzeugungsanlage und die Anlage zur Erzeugung von RFNBO (z. B. Elektrolyseur) durch eine **Direktleitung** verbunden sind. Dem ist die Erzeugung der erneuerbaren Elektrizität und der RFNBO **innerhalb derselben Anlage** laut Art. 3 UAbs. 1 lit. a) DA 27 gleichgestellt.

### aa) | Direktleitung

Art. 2 Nr. 2 DA 27 definiert „*Direktleitung*“ als **Direktleitung im Sinne von Art. 2 Nr. 41 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (ElRL)**<sup>35</sup>.<sup>36</sup> Danach handelt es sich „*entweder eine Leitung, die*

<sup>35</sup> Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. L 158/125, 14.06.2019.

<sup>36</sup> Abweichend davon spricht der Wortlaut von Art. 3 DA 27 stellenweise auch von „*Direktanschluss*“. Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 RED II hingegen von einer „*direkten Verbindung*“. Aus dem Zusammenhang ergibt sich jedoch, dass alle Vorschriften denselben Sachverhalt beschreiben und damit immer von einer Direktleitung im Sinne von Art. 2 Nr. 41 der Richtlinie (EU) 2019/944 auszugehen sein dürfte. Vgl. dazu auch die englischen Fassungen von Art. 27 Abs. 3

*einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Erzeuger und einen Versorger zur direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, ihren Tochterunternehmen und ihren Kunden verbindet“.*

Vor dem Hintergrund dieser Definition stellt sich die Frage, welche konkreten Konstellationen als Fall der Direktleitung einzustufen sind. **Eindeutig** sind Fälle, in denen es (lediglich) eine **Verbindungsleitung** zwischen Stromerzeugungsanlage (z. B. Windenergieanlage) und RFNBO-Anlage (z. B. Elektrolyseur) gibt.

**Schwieriger** zu beurteilen sind hingegen etwa Fälle, in denen die erneuerbare Stromerzeugungsanlage und die RFNBO-Anlage über ein **gemeinsames Umspannwerk** verbunden sind. Dieses kann lediglich der Durchleitung des Stroms dienen<sup>37</sup> oder aber auch technisch notwendig sein, um den in der Stromerzeugungsanlage erzeugten Strom in der für die RFNBO-Erzeugung benötigten Spannung bereitstellen zu können. Hier stellt sich die Frage, ob noch ein Fall der Direktleitung vorliegt oder das zwischengeschaltete Umspannwerk einer solchen Einstufung der Leitungsinfrastruktur entgegensteht. Eine Direktleitung ist nicht Teil des Stromnetzes und von diesem abzugrenzen.<sup>38</sup> Daher dürfte zumindest ein zwischengeschaltetes Umspannwerk, das nicht an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist, dem Vorliegen einer Direktleitung regelmäßig nicht entgegenstehen. Anderenfalls dürfte entscheidend sein, ob das Umspannwerk bereits als Teil des vorgelagerten Netzes anzusehen ist oder (noch) als Teil der von diesem abgegrenzten Leitungsinfrastruktur des Betreibers der RFNBO- bzw. Stromerzeugungsanlage.<sup>39</sup>

## bb) | Innerhalb derselben Anlage

**Nicht näher definiert** wird im DA 27, wann eine Erzeugung **innerhalb derselben Anlage** erfolgt. Technisch gesehen wird es sich bei Stromerzeugungsanlage und RFNBO-Anlage regelmäßig um zwei verschiedene, voneinander getrennte Anlagen handeln. Möglicherweise soll hier etwa die RFNBO-Erzeugung in Form von Wasserstoff in integrierten Systemen aus Windenergieanlage und Elektrolyseur erfasst sein.<sup>40</sup> Denkbar wäre es zwar wohl auch, den Begriff der Anlage weiter zu verstehen, etwa im Sinne der Gesamtheit von Produktionsanlagen auf einem Werksgelände. Dies dürfte aber zu einem zu weit gefassten Anlagenbegriff führen. Außerdem dürfte hier regelmäßig der grundlegende Fall der Direktleitung als Auffangtatbestand greifen. Es ist daher davon auszugehen, dass es sich auch um einen Fall des Art. 3 DA 27 handeln soll, wenn es – wie etwa bei integrierten Systemen – mangels technischer Notwendigkeit keine Direktleitung im Sinne des Art. 2 Nr. 2 DA 27 gibt.<sup>41</sup>

---

UAbs. 5 RED II und Art. 3 DA 27. Dort werden nur die Begriffe „direct line“ und „direct connection“ verwendet.

<sup>37</sup> Hauser et al., Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2022, 18, 19.

<sup>38</sup> Schex, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019, EnWG § 3 Rn. 21.

<sup>39</sup> Siehe dazu ausführlich Birkner/Schwintowski, EWeRK 2022, 123.

<sup>40</sup> Siehe dazu u.a. Wasserstoff-Leitprojekt H<sub>2</sub>Mare des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF): <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2mare>.

<sup>41</sup> Dafür dürfte auch der Wortlaut der englischen Fassung („within the same installation“) von DA 27 sprechen.

## b) | Zusätzlichkeit

Nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 lit. a) RED II muss die Stromerzeugungsanlage grundsätzlich nach oder gleichzeitig mit der RFNBO-Anlage in Betrieb gegangen sein. Mit Art. 3 UAbs. 1 lit. b) DA 27 erweitert die Kommission die Möglichkeiten zur Erfüllung des Zusätzlichkeitskriteriums über den Wortlaut der Richtlinie hinaus.<sup>42</sup> So soll dieses nicht nur erfüllt sein, wenn die **Stromerzeugungsanlage** nach oder gleichzeitig mit der **RFNBO-Anlage** in Betrieb geht, sondern auch, wenn sie bereits **bis zu 36 Monate vorher** den Betrieb aufgenommen hat. Damit will die Europäische Kommission dem Umstand Rechnung tragen, dass Planung und Bau von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen und RFNBO-Anlagen regelmäßig von Verzögerungen im Genehmigungsprozess betroffen sind und die gleichzeitige Inbetriebnahme beider Anlagen dadurch erschwert wird.<sup>43</sup>

In den Stellungnahmen zum ersten Entwurfs des delegierten Rechtsakts hatte die Branche Kritik am in der Richtlinie selbst angelegten Zusätzlichkeitskriterium geübt und darauf hingewiesen, dass diese Vorgaben kaum zu erfüllen seien bzw. eine deutliche Verzögerung des Aufbaus von RFNBO-Erzeugungskapazitäten bedeuten würden.<sup>44</sup> Dies scheint die Kommission zur Kenntnis genommen und entsprechend berücksichtigt zu haben. Gleichzeitig überrascht die Begründung der Kommission. Eine Verzögerung der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage hätte schließlich keinen Einfluss auf die Erfüllbarkeit des Zusätzlichkeitskriteriums. Dieses wäre immer auch dann erfüllt, wenn die Stromerzeugungsanlage nach der RFNBO-Anlage in Betrieb geht. Dasselbe soll nun aber gelten, wenn die Stromerzeugungsanlage bis zu 36 Monate vor der RFNBO-Anlage in Betrieb geht. Damit wird also vielmehr sichergestellt, dass der Strombezug aus der Stromerzeugungsanlage auch dann noch möglich ist, wenn es bei Bau und Planung der RFNBO-Anlage zu Verzögerungen kommt und diese anders als geplant erst nach der Stromerzeugungsanlage in Betrieb geht.<sup>45</sup>

Darüber hinaus verlängert Art. 3 UAbs. 1 lit. b) S. 2 DA 27 den möglichen Zeitraum um weitere 36 Monate. Wird die **Produktionskapazität der RFNBO-Anlage innerhalb von 36 Monaten nach der Inbetriebnahme erweitert**, hat dies keinen Einfluss auf das Inbetriebnahmedatum. Die erweiterte Anlage behält das ursprüngliche Inbetriebnahmedatum. Damit vergrößert sich der **maximale Zeitraum** zwischen der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage und der endgültig fertiggestellten RFNBO-Anlage auf **72 Monate**. Auch diese Ausweitung der fraglichen Zeitspanne scheint also vorrangig auf Verzögerungen bei der Fertigstellung der RFNBO-Anlage abzielen. **Voraussetzung** ist dabei, dass sich die **zusätzliche Kapazität am selben Standort** befindet. Eine Definition des „Standorts“ findet sich im DA 27 nicht. Für eine praxistaugliche Übernahme der Kri-

<sup>42</sup> Offen ist, ob diese Lockerung des Zusätzlichkeitskriteriums überhaupt von der Kompetenz der Europäischen Kommission zum Erlass eines delegierten Rechtsakts umfasst ist. Denn nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 6 RED II darf die Europäische Kommission die Richtlinie „ergänzen“, nicht aber deren Vorgaben ändern. Mit ähnlichen Zweifeln auch *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 82.

<sup>43</sup> Erwägungsgrund 4 DA 27.

<sup>44</sup> Siehe dazu u.a. *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)* e. V.; Stellungnahme zum Entwurf des delegierten Rechtsakts zu den Strombezugs-kriterien für erneuerbaren Wasserstoff (Artikel 27 Absatz 3 (RED II)), 17.06.2022, S. 4 f.

<sup>45</sup> Gleichzeitig wird so jedoch auch sichergestellt, dass die RFNBO-Anlage bei einer verspäteten Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage mangels Stromversorgung den Betrieb nicht aufnehmen kann, sondern bereits andere, seit maximal 36 Monaten bestehende Stromerzeugungsanlagen nutzen kann. Dies scheint jedoch insbesondere im Fall des Strombezugs über eine Direktleitung eher eine sehr theoretische Möglichkeit zu sein.

terien in nationales Recht werden die **Mitgliedstaaten** daher **eigene Definitionen des „Standorts“** entwickeln müssen.<sup>46</sup> Im Rahmen des deutschen Rechts (37. BImSchV, EEG, EnFG) könnte dabei etwa auf Elemente (z. B. Betriebsgelände) der Definition der „Abnahmestelle“ nach § 35 Abs. 1 Nr. 1 EnFG zurückgegriffen werden.

### c) | (Kein) Bezug von Netzstrom

Entsprechend der Ausgangsregelung in Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 RED II bestimmt Art. 3 Abs. 1 lit. c) DA 27, dass die **Stromerzeugungsanlage grundsätzlich nicht mit dem Netz verbunden** sein darf. Für den Fall, dass ein Netzanschluss besteht, wird Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 RED II dahingehend konkretisiert, dass der **Nachweis, dass kein Netzstrom für die Erzeugung der RFNBO** bezogen wird, mit einem intelligenten Messsystem erfolgen muss.<sup>47</sup> Wie Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 RED II stellt auch der DA 27 an dieser Stelle darauf ab, dass nachgewiesen werden muss, dass kein Netzstrom für die RFNBO-Produktion eingesetzt wurde. Ein Bezug von Netzstrom für andere Prozesse oder Anlagen scheint demnach also grundsätzlich möglich zu sein.<sup>48</sup>

### d) | Ausgewählte Praxisfragen

#### aa) | Mischbezug der RFNBO-Anlage

Nach Art. 3 UAbs. 2 DA 27 soll es möglich sein, dass der Kraftstoffherzeuger zusätzlich auch Strom aus dem Netz verwendet (**Mischbezug**). Dieser kann unter den Voraussetzungen des Art. 4 DA 27 ebenfalls als vollständig erneuerbar angerechnet werden (dazu unten C. II. 2.). Der Kraftstoffherzeuger hat also grundsätzlich die Wahl, ob zur Produktion (abwechselnd) ausschließlich Strom über die Direktleitung oder ausschließlich aus dem Netz bezogen wird.

Darüber hinaus scheint der Wortlaut des Art. 3 UAbs. 2 DA 27 aber auch einen **zeitgleichen Mischbezug** zuzulassen.<sup>49</sup> In diesem Fall sind nach Art. 3 UAbs. 2 DA 27 für eine vollständige Anrechenbarkeit des eingesetzten Stroms die Vorgaben des Art. 3 DA 27 einzuhalten, soweit ein Strombezug der RFNBO-Anlage über die Direktleitung erfolgt, und die Vorgaben des Art. 4 DA 27, soweit der Strombezug aus dem öffentlichen Netz erfolgt. Diese Option ist für Zeiträume zu begründen, in denen die über die Direktleitung angeschlossene Stromerzeugungsanlage nicht genügend Strom erzeugt, um die RFNBO-Anlage voll auszulasten, die zusätzlich benötigten (erneuerbaren) Strommengen aber in ausreichenden Mengen aus dem Netz abgerufen werden können. In dieser Situation wäre es insbesondere auch aus technischen Gründen nicht sinnvoll, einen Mischbezug

<sup>46</sup> Für die Mitgliedstaaten ergibt sich dabei die Unsicherheit, ob die nationalen Definitionen von der Europäischen Kommission im Rahmen der Anrechenbarkeit der zur RFNBO-Erzeugung eingesetzten erneuerbaren Elektrizität anerkannt werden. Vgl. dazu oben B. II. 4.

<sup>47</sup> Art. 2 Nr. 6 DA 27 definiert intelligentes Messsystem als intelligentes Messsystem im Sinne von Art. 2 Nr. 23 der Richtlinie (EU) 2019/944. Danach handelt es sich um ein elektronisches System, das in der Lage ist, die in das Netz eingespeiste oder die daraus verbrauchte Elektrizität zu messen, das mehr Informationen als ein konventioneller Zähler liefert und mittels elektronischer Kommunikation Daten zu Informations-, Kontroll- und Steuerungszwecken übertragen und empfangen kann.

<sup>48</sup> Siehe zur Frage der Nebenanlagen B. II. 2. c).

<sup>49</sup> A.A. wohl *Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.)*, Stellungnahme zur Definition von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten: Delegierte Rechtsakte der Europäischen Kommission zu Artikel 27 (3) und Artikel 28 RED II, 14.02.2023, S. 2.

zu untersagen. Für eine optimierte Fahrweise mit Auswirkungen auf Wirkungsgrad, Langlebigkeit sowie auf die Vollbenutzungsstunden und damit auf die Wirtschaftlichkeit der RFNBO-Anlage bedarf es eines möglichst konstanten Strombezugs.<sup>50</sup> Dies dürfte auch dem Verständnis der Kommission entsprechen, wonach Kraftstofferzeuger verschiedene Optionen für die Anrechnung von Strom flexibel kombinieren können, sofern auf jede Einheit Strom nur eine Option angewendet wird.<sup>51</sup>

Der Wortlaut des Art. 3 UAbs. 1 lit. c) DA 27 steht der dargestellten Möglichkeit eines zeitgleichen Mischbezugs nicht entgegen. Danach muss für den Fall, dass ein Netzanschluss besteht, mittels eines intelligenten Messsystems nachgewiesen werden, dass für die RFNBO-Erzeugung kein Strom aus dem Netz entnommen wurde. Dies betrifft allerdings nur den Netzanschluss der Stromerzeugungsanlage. So soll sichergestellt werden, dass über die Direktleitung **kein verdeckter Netzstrombezug** erfolgt. Art. 3 UAbs. 2 DA 27 betrifft dagegen zunächst den Fall, dass die RFNBO-Anlage neben dem Anschluss an eine Direktleitung auch über einen **weiteren (eigenen) Anschluss** an das Stromnetz verfügt.<sup>52</sup> In dem Fall darf auch Strom aus dem Netz eingesetzt werden. Allerdings scheint auch ein mittelbarer Strombezug aus dem Netz über die Direktleitung und den Netzanschluss der Stromerzeugungsanlage nicht gänzlich ausgeschlossen zu sein. Ein intelligentes Messsystem, das nachweisen kann, dass kein Strom aus dem Netz bezogen wurde, dürfte wohl auch technisch in der Lage sein, nachzuweisen, dass und welche Strommengen aus dem Netz bezogen und welche in der Stromerzeugungsanlage erzeugt wurden. In diesem Fall könnte auch ein Strombezug über den Netzanschluss der Stromerzeugungsanlage DA 27-konform abgebildet werden.<sup>53</sup> Dafür spricht, dass Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 lit. b) RED II nicht die Kombination von verschiedenen Strombezügen verhindern soll. Vielmehr soll lediglich geregelt werden, welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit Strom, der aus einer direkten Verbindung mit einer Stromerzeugungsanlage (in der er erzeugt wurde) stammt, vollständig als erneuerbar angerechnet werden kann.<sup>54</sup>

Aus der Klarstellung des Art. 3 UAbs. 2 DA 27 wird deutlich, dass im Fall eines Mischbezugs die gesamte Strommenge als erneuerbar angerechnet werden kann, wenn diese die Voraussetzungen nach Art. 3 bzw. Art. 4 DA 27 erfüllt. Daneben ergibt sich aus dem Wortlaut aber wohl auch, dass auch Strom aus dem Netz eingesetzt werden kann, der die Anforderungen des Art. 4 DA 27 nicht erfüllt, ohne dass dies einer Anrechenbarkeit des über die Direktleitung bezogenen Stroms unter den Voraussetzungen des Art. 3 DA 27 entgegensteht.<sup>55</sup> Außerdem ist mit Blick auf die grundlegende Systematik von Art. 27 Abs. 3 RED II und dem DA 27 dabei nicht davon auszugehen, dass der aus dem Netz bezogene Strom, der nicht nach Art. 4 DA 27 vollständig anrechenbar ist, gar nicht anrechenbar ist. Vielmehr dürfte für diese Strommengen gelten, dass sie gemäß Art. 27 Abs. 3 UAbs. 4 RED II entsprechend dem Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Energien im Strommix des jeweiligen Mitgliedstaates im vorvorherigen Kalenderjahr anrechenbar sind, sofern

<sup>50</sup> Hauser et al., *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2022, 18.

<sup>51</sup> Erwägungsgrund 14 DA 27.

<sup>52</sup> Die Möglichkeit eines solchen Netzanschlusses der RFNBO-Anlage scheint auch Erwägungsgrund 4 DA 27 vorzusehen.

<sup>53</sup> In dieser Konstellation wäre jedoch zu prüfen, ob es sich weiter um eine Direktleitung im Sinne von Art. 2 Nr. 41 der Richtlinie (EU) 2019/944 handelt, wenn diese auch den Zugang zum Netz ermöglicht.

<sup>54</sup> Guidehouse et al., *Technical Assistance Report* (Fn. 12), S. 37, 124.

<sup>55</sup> So auch Guidehouse et al., *Technical Assistance Report* (Fn. 12), S. 13 ff., 33.

eine Treibhausgaseinsparung von mindestens 70 % nach Art. 25 Ab. 2 RED II erreicht wird.<sup>56</sup>

An dieser Stelle fehlen aber jegliche **Regelungen zur zeitlichen Korrelation** zwischen der Stromerzeugung in der direkt verbundenen Stromerzeugungsanlage und der RFNBO-Erzeugung. Während diese bei einer RFNBO-Erzeugung ohne jeglichen Netzstrombezug nicht notwendig sind, reichen die Vorgaben zum intelligenten Messsystem des Art. 3 UAbs. 1 lit. c) DA 27 für Konstellationen, bei denen sowohl Strom aus der Direktleitung als auch aus dem Netz bezogen wird, nicht aus. Dies gilt sowohl für einen zeitlich getrennten als auch zeitgleichen Mischbezug. Die Klarstellung des Art. 3 UAbs. 2 DA 27, dass die Kraftstoffhersteller auch Strom aus dem Netz verwenden können, war in den vorherigen Entwurfsfassungen so nicht enthalten. Möglicherweise wurde hier also schlicht übersehen, dass entsprechende Regelungen auch im Fall der Direktleitung nötig sein können.<sup>57</sup>

## bb) | Strombezug aus einem Speicher

Während Art. 6 UAbs. 2 DA 27 für den Fall des Netzbezugs ausdrücklich die Möglichkeit vorsieht, dass der Strom, der in der RFNBO-Anlage eingesetzt wird, auch aus einer Speicheranlage entnommen werden kann,<sup>58</sup> ist diese **Option für den Fall der Direktleitung in Art. 3 DA 27 nicht vorgesehen**. Eine Zwischenspeicherung des in der direkt verbundenen Stromerzeugungsanlage erzeugten Stroms könnte daher ausgeschlossen sein. Die Gründe für diese unterschiedliche Behandlung der beiden Fälle bleiben dabei offen. Der Ausschluss des Strombezugs aus einem Speicher im Fall der Direktleitung wäre insofern erstaunlich und nach Sinn und Zweck der Regelung kaum nachvollziehbar, als dass die Stromversorgung einer RFNBO-Anlage über eine Direktleitung ohne zusätzlichen Netzanschluss regelmäßig nur mit einem integrierten Speicher sinnvoll umgesetzt werden kann.<sup>59</sup>

Die **fehlende ausdrückliche Nennung von Stromspeichern** im Wortlaut des Art. 3 DA 27 muss bei einer systematischen Auslegung des DA 27 jedoch **nicht zwingend bedeuten**, dass deren **Nutzung in Kombination mit einer Direktleitung ausgeschlossen** sein soll. Denn für den Fall des Netzbezugs wird die Möglichkeit, Strom auch aus einem Speicher zu beziehen, nicht in den grundlegenden Regelungen in Art. 4 Abs. 4 oder Art. 5 DA 27 erwähnt, sondern ausschließlich in den Regelungen des Art. 6 DA 27 zur zeitlichen Korrelation von Strom- und RFNBO-Erzeugung. Es ist daher denkbar, dass die Europäische Kommission im Rahmen des Art. 6 DA 27 gar nicht klarstellen wollte, dass zur RFNBO-Erzeugung auch Strom aus Speichern bezogen werden kann, sondern lediglich regeln wollte, wann in diesem Fall die Anforderungen an die zeitliche Korrelation erfüllt sind. Für den Strombezug über eine Direktleitung enthält der DA 27 aber grundsätzlich keine entsprechenden Vorgaben zur zeitlichen Korrelation. Daher wäre zwar eine Klarstellung, dass der Strombezug aus einem Speicher auch im Fall der Direktleitung möglich ist, wünschenswert gewesen, allerdings ist in ihrem Fehlen nicht zwingend dessen Ausschluss zu sehen. Während hinsichtlich der Nachweisbarkeit der erneuerbaren Eigenschaft von aus einem Speicher bezogenen Strom in Konstellationen

<sup>56</sup> So auch *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 14, 33.

<sup>57</sup> Siehe dazu auch *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 33.

<sup>58</sup> Siehe dazu [C. II. 2. d\) bb\) \(2\)](#).

<sup>59</sup> *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 33, 37.

ohne jeglichen Netzanschluss keine Schwierigkeiten bestehen, müsste in allen anderen Fällen durch ein intelligentes Messsystem gemäß Art. 3 UAbs. 1 lit. c) DA 27 nachgewiesen werden, dass in dem Speicher kein Strom gespeichert wurde, der aus dem Netz bezogen wurde. Bei Einhaltung dieser Voraussetzungen lässt Art. 3 DA 27 wohl auch die Kombination mit einem Stromspeicher zu.

### cc) | Netzeinspeisung der Stromerzeugungsanlage

Mit Blick auf die Stromerzeugungsanlage kann es (wirtschaftlich) vorteilhaft sein, wenn der erzeugte Strom nicht nur über die Direktleitung zur RFNBO-Erzeugung eingesetzt werden kann, sondern auch die **Option** besteht, den **Strom in das Netz einzuspeisen**. Dass dies grundsätzlich möglich ist, dürfte sich schon daraus ergeben, dass Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 RED II und Art. 3 UAbs. 1 lit. c) DA 27 davon ausgehen, dass die Stromerzeugungsanlage auch an das Netz angeschlossen sein kann. Ein solcher Netzanschluss wäre nicht sinnvoll, wenn darüber nicht auch Strom in das Netz eingespeist werden könnte.<sup>60</sup>

Anders als für den Fall des Netzbezugs finden sich weder in Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 RED II noch in Art. 3 DA 27 Regelungen, die ausschließen, dass es sich bei der direkt verbundenen Stromerzeugungsanlage um eine geförderte Anlage handelt. Mangels entgegenstehender Ausführungen dürften die in das Netz eingespeisten Strommengen wohl auch im Rahmen eines staatlichen Fördersystems vermarktet werden (z. B. in Deutschland Direktvermarktung nach dem EEG).<sup>61</sup>

### dd) | Keine Übergangsphase

Während Art. 11 DA 27 beim Strombezug aus dem Netz für RFNBO-Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2028 eine **Übergangsphase** vorsieht, in der unter anderem das Zusätzlichkeitkriterium im Sinne des Art. 5 DA 27 nicht anwendbar ist,<sup>62</sup> **fehlt eine solche Privilegierung** für den Fall der **Direktleitung**. Hier müssen sämtliche Anforderungen des Art. 3 DA 27 mit Inkrafttreten des DA 27 erfüllt werden. Dies dürfte darin begründet sein, dass – anders als im Fall des Netzbezugs gemäß Art. 27 Abs. 3 UAbs. 6 RED II – die einzuhaltenden Anforderungen nicht erst mit dem DA 27 festgelegt werden, sondern bereits sehr detailliert in Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 RED II selbst festgeschrieben sind. Entsprechend hatte die Europäische Kommission im Rahmen des DA 27 kaum Spielraum für Abweichungen oder Lockerungen. Für den Fall des Netzbezugs ist der durch Art. 27 Abs. 3 UAbs. 6 RED II und Erwägungsgrund 90 RED II vorgegebene Rahmen wesentlich weiter und die Vorgaben allgemeiner gehalten, so dass dort auch die Einführung einer Übergangsphase möglich war.

## 2. | Netzbezug

Eine vollständige Anrechnung der zur RFNBO-Erzeugung eingesetzten Elektrizität ist nicht nur beim Strombezug über eine Direktleitung, sondern auch dann möglich, wenn diese aus dem Netz

<sup>60</sup> Vgl. dazu auch *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 33, 91.

<sup>61</sup> Zu Art. 3 DA 27-E 2022 so auch *Hauser et al.*, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2022, 18, 19.

<sup>62</sup> Siehe dazu *C. II. 2. d) aa) (4)*.

entnommen wird. Gemäß Art. 27 Abs. 3 UAbs. 6 RED II muss der entnommene Strom dafür

- ausschließlich mittels erneuerbarer Energiequellen produziert worden sein,
- nachweislich die Eigenschaften erneuerbarer Energie aufweisen sowie
- etwaige sonstige entsprechende Kriterien erfüllen, so dass sichergestellt ist, dass dessen Eigenschaften als erneuerbare Energie nur einmal und nur in einem Endverbrauchssektor geltend gemacht werden.

Durch Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II wird die Europäische Kommission ermächtigt, die Anforderungen an den Strombezug über das öffentliche Netz für die RFNBO-Erzeugung durch einen delegierten Rechtsakt (DA 27) zu konkretisieren. In Erwägungsgrund 90 der RED II finden sich einige Aspekte, die dabei von der Kommission zu berücksichtigen sind. Dazu gehört, dass sichergestellt sein soll, dass die Stromerzeugungsanlage, mit der der Kraftstoffhersteller einen Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom geschlossen hat, zeitlich und geografisch mit der Kraftstoffproduktion korreliert. Vorgesehen ist außerdem ein Element der Zusätzlichkeit: Der Kraftstoffhersteller soll zusätzlich zur Nutzung oder Finanzierung erneuerbarer Quellen beitragen.

Diese Vorgaben der RED II konkretisiert die Europäische Kommission mit den Kriterien für den Bezug von Netzstrom für die RFNBO-Erzeugung in Art. 4 DA 27. Dabei sind vier verschiedene Szenarien zu unterscheiden, in denen jeweils eine vollständige Anrechnung der zur RFNBO-Erzeugung eingesetzten erneuerbaren Elektrizität möglich ist, nämlich die RFNBO-Erzeugung

- in einer Gebotszone mit einem Anteil erneuerbaren Stroms von mindestens 90 %,
- in einer Gebotszone mit geringer Emissionsintensität,
- während Redispatch-Maßnahmen sowie
- bei einem allgemeinen Netzbezug mit Strombezugsvertrag.

Art. 4 DA 27 enthält zunächst die jeweiligen Grundfälle und -voraussetzungen, zu denen je nach Konstellation noch weitere Anforderungen der Art. 5 ff. DA 27 kommen können.

#### a) | **Gebotszonenbetrachtung mit einem Anteil an erneuerbarem Strom > 90 %**

##### **Grundsätzliche Voraussetzungen gem. Art. 27 Abs. 3 UAbs. 6 RED II iVm Art. 4 Abs. 1 DA 27**

- Standort der RFNBO-Anlage in einer **Gebotszone mit durchschnittlichem Anteil an erneuerbarem Strom > 90 %**
- **Deckelung der RFNBO-Erzeugung** auf eine Stundenzahl, die dem EE-Anteil entspricht (Jahresstundenzahl x EE-Anteil)

Als erste Konstellation, in der für die RFNBO-Erzeugung aus dem Netz bezogener Strom vollständig als erneuerbar auf die Ziele der RED II anrechenbar ist, bestimmt Art. 4 Abs. 1 DA 27 einen Fall, der in den meisten Mitgliedstaaten wohl erst in den 2030er-Jahren bzw. noch später praktische Bedeutung haben wird.<sup>63</sup> Die Regelung beschreibt daher quasi „die Welt von morgen“.

## aa) | Gebotszone mit durchschnittlichem Anteil an erneuerbarem Strom > 90 %

Die vollständige Anrechenbarkeit ist dann möglich, wenn sich die RFNBO-Anlage in einer **Gebotszone**<sup>64</sup> befindet, in der der **durchschnittliche Anteil an erneuerbarem Strom**<sup>65</sup> **im vorangegangenen Kalenderjahr mehr als 90 %** betrug.<sup>66</sup> Weitere Voraussetzungen müssen in diesem Fall nicht erfüllt werden. In solchen Gebotszonen kann nach Auffassung der Europäischen Kommission deshalb auf das Kriterium der Zusätzlichkeit verzichtet werden, weil es keiner zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen bedürfe, um die gemäß Art. 25 Abs. 2 RED II erforderliche Treibhausgaseinsparung von 70 % zu erfüllen. Vielmehr könne ein weiterer Zubau solcher Anlagen zu Schwierigkeit für den Netzbetrieb führen.<sup>67</sup>

Die Anforderungen des Art. 4 Abs. 1 DA 27 können zum jetzigen Zeitpunkt **nur in einigen skandinavischen Gebotszonen** erfüllt werden. Diese könnten sich daher kurzfristig als attraktive Standorte für die RFNBO-Erzeugung erweisen. Darüber hinaus wird die praktische Anwendbarkeit erst nach einem massiven Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten möglich sein. In Deutschland wird der notwendige Anteil an erneuerbarem Strom voraussichtlich erst ab 2033 erreicht sein.<sup>68</sup> Wenn Kraftstoffherzeuger in **Deutschland** früher von dieser Regelung profitieren können sollen, müsste es zu einer **Aufteilung der einheitlichen Gebotszone** kommen. Dadurch wäre die RFNBO-Erzeugung in Regionen wie Norddeutschland, die bereits jetzt über große erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten verfügen, wohl schon zu einem wesentlich früheren Zeitpunkt unter den großzügigen Voraussetzungen des Art. 4 Abs. 1 DA 27 möglich.

Auch ohne eine solche Anpassung des Gebotszonenzuschnitts ist diese Regelung als Vorgriff auf die Zukunft begrüßenswert, da sie eine nachträgliche Anpassung des DA 27 nicht notwendig macht. Stattdessen kann bei erfolgtem Ausbau der erneuerbaren Energien und entsprechendem Anteil

<sup>63</sup> Siehe dazu *ICIS*, European hydrogen market development following the Delegated Act for Renewable Fuels of Non-biological Origin, abrufbar unter: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2023/02/28/10859388/icis-explains-what-is-the-impact-of-the-delegated-act-on-european-hydrogen-market-development/>.

<sup>64</sup> Art. 2 Nr. 1 DA 27 verweist auf die Definition der Gebotszone im Sinne von Art. 2 Nr. 65 der Verordnung (EU) 2019/943 für Mitgliedstaaten (oder auf ein gleichwertiges Konzept für Drittländer). Danach handelt es sich um das größte geografische Gebiet, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe Energie austauschen können.

<sup>65</sup> Im Folgenden EE-Anteil.

<sup>66</sup> Auffällig ist dabei, dass die RED II bei vergleichbaren Regelungen in der Regel auf das vorvorherige Jahr abstellt. Für den Fall des Art. 4 Abs. 2 DA 27 ist die Emissionsintensität von Strom laut Art. 4 Abs. 2 lit. b) DA 27 hingegen auf Grundlage der neuesten verfügbaren Daten zu bestimmen.

<sup>67</sup> Erwägungsgrund 5 DA 27.

<sup>68</sup> Siehe dazu *ICIS*, European hydrogen market development following the Delegated Act for Renewable Fuels of Non-biological Origin, abrufbar unter: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2023/02/28/10859388/icis-explains-what-is-the-impact-of-the-delegated-act-on-european-hydrogen-market-development/>.

in einer Gebotszone einfach ein Wechsel der Anrechnungsgrundlage vorgenommen werden.<sup>69</sup> Bis dahin kommt beim Strombezug über das Netz eine Anrechenbarkeit nur bei Erfüllung der Voraussetzungen einer der weiteren Konstellationen des Art. 4 DA 27 in Frage.

Die Anforderungen des Art. 4 Abs. 1 wären wohl auch in einer zukünftigen **Offshore-Gebotszone** erfüllt, so dass auch die RFNBO-Erzeugung auf See profitieren könnte. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Offshore-Erzeugung entweder in einer Anlage erfolgen wird oder jedenfalls eine direkte Verbindung zwischen den Anlagen besteht, so dass hier in der Regel bereits die Voraussetzungen des Art. 3 DA 27 erfüllt sein dürften.<sup>70</sup>

Eine gewisse Unsicherheit ergibt sich für RFNBO-Erzeuger daraus, dass der **Zuschnitt der Gebotszonen auch zum Nachteil der Erzeuger** durch Entscheidungen des Gesetzgebers oder von Regulierungsbehörden **veränderbar** ist.<sup>71</sup> In einer Gebotszone mit mehr als 90 % EE-Anteil sehen sie sich dadurch dem Risiko ausgesetzt, dass eine zukünftige Änderung der Gebotszonen dazu führen könnte, dass der Anteil der erneuerbaren Energien verändert wird. Hier wäre eine Regelung vergleichbar zu der in Art. 7 Abs. 1 lit. a) DA 27 wünschenswert gewesen, die eine zukünftige Neuordnung der Gebotszonen antizipiert.

## bb) | Umfang der vollständigen Anrechenbarkeit

Die Kraftstofferzeuger (bzw. die Mitgliedstaaten im Verhältnis zur EU) können Strom gemäß Art. 4 Abs. 1 UAbs. 1 DA 27 nur dann vollständig als erneuerbar anrechnen, wenn „*die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr eine Höchstzahl von Stunden nicht überschreitet, die im Verhältnis zum Anteil des erneuerbaren Stroms in der Gebotszone festgelegt wird*“. Im Ergebnis ist daher der vollständig anrechenbare Strombezug auf eine, im Verhältnis zum Anteil erneuerbaren Stroms in der Gebotszone festgelegte, **maximale Stundenzahl** beschränkt. Strom, der über die so ermittelte Höchststundenzahl hinaus zur RFNBO-Erzeugung eingesetzt wird, kann nicht als erneuerbar angerechnet werden.

## (1) | Ermittlung des EE-Anteils in der Gebotszone

Der **durchschnittliche Anteil des erneuerbaren Stroms in der Gebotszone** wird nach Art. 4 Abs. 1 UAbs. 2 S. 2 DA 27 ermittelt, indem der Bruttoendverbrauch von erneuerbarem Strom in der Gebotszone, der analog zu den Vorschriften aus Art. 7 Abs. 2 RED II berechnet wird, durch die Bruttostromerzeugung aus allen Energiequellen gemäß Anhang B der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008, ausgenommen aus zuvor hochgepumptem Wasser, zuzüglich der Einfuhren und abzüglich der Stromausfuhren aus der Gebotszone, geteilt wird.

**Problematisch** ist allerdings, dass die zur Ermittlung des über 90%igen EE-Anteils in der Gebotszone **erforderlichen Informationen** voraussichtlich zu Beginn eines Kalenderjahres für das

<sup>69</sup> Vgl. *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 85.

<sup>70</sup> Vgl. *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 33.

<sup>71</sup> Art. 32 Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (ABl. L 197 vom 25.7.2015, S. 24).

gerade abgeschlossene „vorangegangene Kalenderjahr“ **noch nicht vorliegen** dürften. Denn nach Art. 4 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 DA 27 ist der Anteil an der Bruttostromerzeugung gemäß Anhang B der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 zu ermitteln. Die dafür notwendigen Daten sind durch die Mitgliedstaaten für jedes Kalenderjahr bis zum 30. November des Folgejahres zu übermitteln.<sup>72</sup> Anschließend veröffentlicht die Europäische Kommission die jährliche Energiestatistik bis zum 31. Januar des zweiten auf den Berichtszeitraum folgenden Jahres.<sup>73</sup> Für das Jahr 2022 (maßgeblich für den Strombezug in 2023) wäre dies somit der 31.01.2024. Damit liegen die zur Ermittlung des Anteils erneuerbaren Stroms notwendigen Daten des vorangegangenen Kalenderjahres bei Ablauf des Kalenderjahres, für das der zur RFNBO-Erzeugung eingesetzte Strom gemäß Art. 4 Abs. 1 DA 27 angerechnet werden soll, noch gar nicht vor.

Somit steht erst nach Ablauf eines Jahres fest, ob der Strombezug der RFNBO-Anlage in einer Gebotszone mit 90 % EE-Anteil erfolgte. Dies ist **für die Praxis nicht ausreichend**. RFNBO-Produzenten müssen schon zum Zeitpunkt der Produktion wissen, ob sich ihre Anlagen in einer Gebotszone nach Art. 4 Abs. 1 DA 27 befinden. Ist dies nicht der Fall, müssen die RFNBO-Erzeuger für das betreffende Kalenderjahr auf eine andere Art des Strombezugs im Sinne des Art. 4 DA 27 ausweichen, wenn eine vollständige Anrechenbarkeit gewährleistet sein soll.

Die **einzige Möglichkeit zur Erlangung von Rechtssicherheit im Produktionsjahr** ergibt sich daher über die **Fiktion** des Art. 4 Abs. 1 UAbs. 2 S. 3 DA 27. Danach wird angenommen, dass der durchschnittliche Anteil von erneuerbarem Strom in einer Gebotszone in den **folgenden fünf Kalenderjahren** weiterhin bei über 90 % liegt, sobald dies in einem Kalenderjahr tatsächlich der Fall war. Die Bedeutung der Fiktion soll am folgenden Beispiel illustriert werden: Für den Standort einer RFNBO-Anlage liegen zu Jahresbeginn 2023 noch keine Daten zu den EE-Anteilen für das vorangegangene Kalenderjahr (2022) vor. Daten liegen jedoch vor für die Jahre bis einschließlich 2020 (seit spätestens Januar 2022) sowie die Vorjahre. Sollte in einem der Kalenderjahre seit 2018 der 90 % EE-Anteil in der Gebotszone überschritten worden sein, wird dies aufgrund der Fiktion auch für die jeweils folgenden Kalenderjahre angenommen (2018: 2019 – 2023, 2019: 2020 – 2024, etc.). Der Fünfjahreszeitraum verschiebt sich jährlich um ein Jahr.

**Nicht geregelt** ist im Rahmen der Fiktion allerdings, ob der für ein Basisjahr ermittelte **EE-Anteil** für den fünfjährigen Zeitraum **konstant** bleibt **oder** anhand der neuesten Daten **jährlich aktualisiert** wird. Sollte der Anteil erneuerbaren Stroms in den fünf Jahren steigen, wäre es folgerichtig, auch die zulässige Stundenzahl entsprechend zu erhöhen. Das Gleiche müsste dann aber auch für einen sinkenden Anteil bis zum durch Art. 4 Abs. 1 UAbs. 2 S. 3 DA 27 gesicherten Mindestanteil gelten.<sup>74</sup> Unabhängig vom tatsächlich für das Basisjahr ermittelten Wert könnte für die fünf Folgejahre durch Art. 4 Abs. 1 UAbs. 2 S. 3 DA 27 aber auch nur das grundsätzliche Überschreiten abgesichert sein und somit ein Anteil von 90,1 % zur Ermittlung der zulässigen Stundenzahl heranzuziehen sein.

<sup>72</sup> Nr. 6 Anhang B der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008.

<sup>73</sup> Art. 5 Abs. 5 Verordnung (EG) Nr. 1099/2008.

<sup>74</sup> Sollte hingegen der tatsächliche Wert des Basisjahres für den gesamten Fünfjahreszeitraum konstant heranzuziehen sein, besteht für die Kraftstoffherzeuger bei steigendem EE-Anteil der Anreiz, das Basisjahr jährlich zu wechseln. Allerdings ist nicht geregelt, ob ein solcher Wechsel innerhalb der fünf Jahre möglich ist oder das einmal gewählte Basisjahr bis zum Ende des Fünfjahreszeitraums fix ist.

## (2) | Ermittlung der maximalen Jahresstundenzahl

Die maximale Stundenzahl gemäß Art. 4 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 DA 27, für die der erneuerbare Strombezug der RFNBO-Anlage vollständig angerechnet werden kann, wird durch die **Multiplikation der Jahresstundenzahl mit dem Anteil des erneuerbaren Stroms in der Gebotszone** ermittelt.

Da der erneuerbare Stromanteil in der Gebotszone 90 % überschreiten muss, können die Kraftstoffherzeuger den eingesetzten Strom in jedem Fall für mindestens 7.884 Stunden eines Kalenderjahres vollständig anrechnen ( $8.760 \text{ h/a} \times 0,9$ ). Der Wortlaut des Art. 4 Abs. 1 UAbs. 2 S. 1 DA 27 („Stunden“ – nicht Vollbenutzungsstunden) sowie die Berechnungsweise (Jahresstunden  $\times$  prozentualer EE-Anteil in der Gebotszone) sind dabei wohl so zu verstehen, dass eine **rein zeitliche Betrachtung** erfolgt – unabhängig von der von der RFNBO-Anlage jeweils bezogenen Leistung. Auch Stunden, in denen die RFNBO-Anlage in Teillast läuft, wären dann auf die Jahreshöchststundenzahl anzurechnen. **Vertretbar** und mit dem Wortlaut der Regelung vereinbar, erscheint **allerdings auch** ein energiewirtschaftliches Verständnis, nach dem es sich bei der Jahreshöchststundenzahl um **Volllaststunden** handelt. Bei einem solchen Verständnis wäre es denkbar, dass RFNBO unter Einsatz vollständig anrechenbaren erneuerbaren Stroms in einem Zeitraum erzeugt werden, der die ermittelte Höchstzahl nach § 4 Abs. 1 UAbs. 2 DA 27 übersteigt, sofern die RFNBO-Anlage nicht durchgehend unter Volllast gelaufen ist. Somit könnte die tatsächliche Stundenzahl, in der über das gesamte Kalenderjahr RFNBO erzeugt werden, höher liegen, solange die dabei eingesetzte Strommenge nicht höher ist als die Menge, die in der ermittelten maximalen Volllaststundenzahl eingesetzt werden könnte.

### b) | Gebotszonenbetrachtung mit geringer Emissionsintensität

#### Grundsätzliche Voraussetzungen gem. Art. 27 Abs. 3 UAbs. 6 RED II iVm Art. 4 Abs. 2 DA 27

- Standort der RFNBO-Anlage in **Gebotszone mit Emissionsintensität des Stroms  $< 18 \text{ g CO}_2\text{-Äq./MJ}$**
- **Power Purchase Agreement** mit Betreibern von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen
- **Zeitliche Korrelation**, Art. 6 DA 27
- **Geografische Korrelation**, Art. 7 DA 27

### aa) | Voraussetzungen im Überblick

Eine vollständige Anrechenbarkeit des bezogenen Netzstroms ist gemäß Art. 4 Abs. 2 DA 27 auch in Gebotszonen möglich, die die Voraussetzungen des Art. 4 Abs. 1 DA 27 (EE-Anteil  $> 90 \%$ ) nicht erfüllen. Die RFNBO-Anlage muss sich dafür in einer **Gebotszone** befinden, in der die Emissionsintensität von Strom unter  $18 \text{ g CO}_2\text{-Äq./MJ}$  liegt.

Die Emissionsintensität von Strom wird nach dem Ansatz für die Berechnung der durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Intensität von Netzstrom gemäß der **Methode** zur Bestimmung der Treibhausgaseinsparungen des DA 28 auf der Grundlage der neuesten verfügbaren Daten bestimmt.<sup>75</sup> Dabei wird auch hier ähnlich der Fiktion des Art. 4 Abs. 1 UAbs. 2 DA 27 angenommen, dass die Emissionsintensität in der Gebotszone auch in den folgenden fünf Kalenderjahren unter 18 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ liegen wird, wenn das in einem Kalenderjahr der Fall ist. Anders als im Fall des Art. 4 Abs. 1 DA 27<sup>76</sup> stellt sich hier die Frage nach dem Basisjahr so nicht, da gemäß Art. 4 Abs. 2 lit. b) DA 27 die jeweils neuesten verfügbaren Daten heranzuziehen sind. Dabei handelt es sich aktuell um die Werte des Jahres 2020.<sup>77</sup>

Art. 4 Abs. 2 lit. a) DA 27 sieht darüber hinaus vor, dass die Kraftstofferzeuger einen oder mehrere Stromlieferungsverträge (**Power Purchase Agreements, PPA**) mit Anlagenbetreibern abschließen müssen, die in einer oder mehreren Stromerzeugungsanlagen erneuerbaren Strom erzeugen. Die Verträge, die entweder direkt mit den Stromerzeugern oder über Mittler geschlossen werden können, müssen dabei eine Strommenge umfassen, die mindestens der Menge entspricht, die als vollständig erneuerbar angerechnet werden soll. Diese Menge muss auch tatsächlich in den kontrahierten Anlagen erzeugt werden.

Darüber hinaus müssen die unter Vertrag genommenen Stromerzeugungsanlagen gemäß Art. 4 Abs. 2 lit. b) DA 27 die **Anforderungen an die zeitliche und geografische Korrelation** nach Art. 6 und 7 DA 27 erfüllen.<sup>78</sup> Nicht anwendbar ist hingegen Art. 5 DA 27. Das bedeutet, dass es sich bei den Stromerzeugungsanlagen **weder um zusätzliche noch um ungeförderte Anlagen** handeln muss.

## bb) | Praktische Bedeutung der Regelung für Deutschland

Entgegen erster medialer Reaktionen bedeutet diese neue, in den vorherigen Entwurfsfassungen nicht enthaltene Regelung nicht, dass für die RFNBO-Erzeugung eingesetzter Atomstrom als erneuerbarer Strom anrechenbar ist. Zwar haben **Gebotszonen mit einem hohen Atomstromanteil** in der Regel einen Strommix mit entsprechend niedriger Emissionsintensität, das **allein genügt** für eine Anrechenbarkeit allerdings **nicht**. Vielmehr sieht Art. 4 Abs. 2 lit. a) DA 27 ausdrücklich vor, dass der Kraftstofferzeuger über die Strommenge, die er als erneuerbar im Sinne der RED II anrechnen will, Strombezugsverträge mit Betreibern von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen abschließen muss. Der in diesen Anlagen erzeugte Strom muss außerdem die Vorgaben zur zeitlichen und geografischen Korrelation erfüllen. Damit ist sichergestellt, dass bei der Erzeugung der RFNBO genutzter Strom maximal in der Menge angerechnet werden kann, der auch in den erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen produziert wurde. Eine darüberhinausgehende Anrechenbarkeit von weiteren Strommengen, etwa aus Atomkraftwerken, als erneuerbar, ist auch mit der Regelung des Art. 4 Abs. 2 DA 27 nicht möglich. Vielmehr besteht nur eine Ausnahme vom Zusätzlichkeitskriterium. Wie in Gebotszonen mit einem erneuerbaren Stromanteil von über 90 %

<sup>75</sup> Siehe dazu Anhang DA 28, S. 10 und 14 f.

<sup>76</sup> Siehe dazu C. II. 2. a) bb) (1).

<sup>77</sup> Anhang zu Tabelle A, Anhang DA 28.

<sup>78</sup> Siehe dazu C. II. 2. d) bb) und cc).

ist auch hier kein weiterer Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen notwendig, um durch die Nutzung von RFNBO Treibhausgaseinsparungen von 70 % zu erreichen.<sup>79</sup>

Durch den **Verzicht auf das Kriterium der Zusätzlichkeit** wird es voraussichtlich nicht zu einem parallelen Ausbau von RFNBO-Anlagen und erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen kommen.<sup>80</sup> Zwar wird durch das Erfordernis des Bezugs von erneuerbarem Strom über PPA sichergestellt, dass die anrechenbaren erneuerbaren Strommengen tatsächlich erzeugt worden sind. Ohne das Zusätzlichkeitskriterium wird aber nicht ausgeschlossen, dass es zu einer Konkurrenz um die erneuerbaren Strommengen kommt und die zur RFNBO-Herstellung eingesetzten Mengen an anderer Stelle durch Strom aus fossilen bzw. atomaren Quellen gedeckt werden müssen. Dennoch dürfte diese Regelung einen (wenn auch geringeren) weiteren Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen anreizen. Schließlich müssen die unter Vertrag stehenden Anlagen den anrechenbaren Strom auch tatsächlich erzeugen. Ein entsprechendes Angebot von Erzeugungskapazitäten muss am Markt also verfügbar sein. Ein Markthochlauf auf Seiten der RFNBO-Erzeugung könnte also auch in den betroffenen Gebotszonen einen (zeitlich nachgelagerten) Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten nach sich ziehen.

Bei der Frage der Ansiedlung dürften Standorte in Gebotszonen, die die Anforderungen des Art. 4 Abs. 2 DA 27 erfüllen, durch den Wegfall des Zusätzlichkeitskriteriums allerdings grundsätzlich einen **Vorteil vor Standorten in anderen Gebotszonen** haben. Dies dürfte jedoch nur bei Projekten zum Tragen kommen, die ein dezentrales Erzeugungsszenario<sup>81</sup> verfolgen und ihre Standortwahl unabhängig vom Ort des RFNBO-Bedarfs treffen können. Allerdings dürfte auch die Übergangsregelung des Art. 11 DA 27<sup>82</sup> zunächst dafür sorgen, dass dies **für die Standortwahl der First Mover keine ausschlaggebende Rolle** spielen wird.<sup>83</sup> Diese sieht vor, dass das Zusätzlichkeitskriterium bis zum 01.01.2038 keine Anwendung für RFNBO-Anlagen findet, die vor dem 01.01.2028 in Betrieb gehen. Bei fortschreitendem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten ist damit zu rechnen, dass der Anteil erneuerbaren Stroms in vielen Gebotszonen so hoch ist, dass beim Auslaufen dieser Privilegierung bereits eine Anrechenbarkeit unter den Voraussetzungen des Art. 4 Abs. 1 DA 27 möglich ist.<sup>84</sup> Zumindest für die First Mover besteht somit kein (zusätzlicher) Anreiz, den Standort ihrer RFNBO-Erzeugung in eine Gebotszone zu verlagern, die die Anforderungen des Art. 4 Abs. 2 DA 27 erfüllt.

---

<sup>79</sup> Erwägungsgrund 6 DA 27.

<sup>80</sup> *Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.)*, Stellungnahme zur Definition von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten: Delegierte Rechtsakte der Europäischen Kommission zu Artikel 27 (3) und Artikel 28 RED II, 14.02.2023, S. 3.

<sup>81</sup> Siehe dazu *Buchmüller*, in: Rodi (Hrsg.), *Handbuch Klimaschutzrecht*, 2022, § 22 Rn. 13.

<sup>82</sup> Siehe dazu *C. II. 2. d) aa) (4)*.

<sup>83</sup> So auch *Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.)*, Stellungnahme zur Definition von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten: Delegierte Rechtsakte der Europäischen Kommission zu Artikel 27 (3) und Artikel 28 RED II, 14.02.2023, S. 3.

<sup>84</sup> In Deutschland wird der Anteil voraussichtlich 2033 bei über 90 % liegen, siehe dazu ICIS, *European hydrogen market development following the Delegated Act for Renewable Fuels of Non-biological Origin*, abrufbar unter: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2023/02/28/10859388/icis-explains-what-is-the-impact-of-the-delegated-act-on-european-hydrogen-market-development/>.

## c) | Redispatch

### Grundsätzliche Voraussetzungen gem. Art. 27 Abs. 3 UAbs. 6 RED II iVm Art. 4 Abs. 3 DA 27

- Strombezug zur RFNBO-Erzeugung während **erneuerbare Stromerzeugungsanlagen abgeregelt** wurden
- Netzentnahme hat **Notwendigkeit von Redispatch-Maßnahmen reduziert**

## aa) | Voraussetzungen im Überblick

Art. 4 Abs. 3 DA 27 ermöglicht die vollständige Anrechenbarkeit des eingesetzten Netzstroms, wenn die RFNBO-Erzeugung während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls<sup>85</sup> erfolgt, für den Nachweise des nationalen Übertragungsnetzbetreibers zeigen, dass **ein abwärts gerichteter Redispatch<sup>86</sup> von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen stattgefunden** hat. Es muss außerdem nachgewiesen werden, dass der Bezug des Stroms zur RFNBO-Erzeugung die **Notwendigkeit des Redispatch um eine entsprechende Menge verringert** hat, also dafür gesorgt hat, dass keine weiteren Redispatch-Maßnahmen im selben Umfang nötig waren.

Dabei fehlt hier der Bezug zu bestimmten unter Vertrag stehenden Stromerzeugungsanlagen. Es kommt also nicht darauf an, dass bestimmte Anlagen von einer Redispatch-Maßnahme betroffen waren. Vielmehr ist die RFNBO-Erzeugung hier (wie auch bei Art. 4 Abs. 1 DA 27) grundsätzlich **möglich, ohne** dass der Kraftstoffhersteller einen **PPA** mit dem Betreiber einer Stromerzeugungsanlage geschlossen hat **oder** dass **weitere Voraussetzungen** erfüllt sind.

## bb) | Ausgewählte Praxisfragen

### (1) | Ex post-Betrachtung oder Steuersignal des Netzbetreibers

Die für die Praxis wichtigste Frage im Zusammenhang mit Art. 4 Abs. 3 DA 27 ist, wie und zu welchem Zeitpunkt festgestellt wird, dass der Strombezug einer RFNBO-Anlage „*die Notwendigkeit des Redispatch (...) verringert hat*“.

Die **erste Möglichkeit** bestünde darin, dass der für die Redispatch-Maßnahme zuständige **Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber** die **RFNBO-Anlage** zur Verringerung des Redispatch **gezielt ansteuert und als Last im Stromnetz zuschaltet**. Dies entspräche den im deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) angelegten Instrumenten des Abrufs von Regelleistung oder der zuschaltbaren Lasten (§ 13 Abs. 1, 6, 6a und 6b EnWG). In der Praxis wird die Regelung bislang vielfach so aufgefasst, dass der Kraftstoffhersteller vom Netzbetreiber im Fall der Redispatch-

<sup>85</sup> Art. 2 Nr. 7 DA 27 verweist auf die Definition des Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls im Sinne von Art. 2 Nr. 5 der Verordnung (EU) 2019/943 innerhalb der Union (oder auf ein gleichwertiges Konzept für Drittländer). Danach handelt es sich um den Zeitraum, für den die Bilanzkreisabweichung der Bilanzkreisverantwortlichen berechnet wird. In Deutschland ist dies entsprechend § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV der Zeitraum von 15 Minuten.

<sup>86</sup> Gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943.

Maßnahme ein Signal erhält, dass die Maßnahme bevorsteht und die RFNBO-Anlage entsprechend hochgefahren werden kann. Ein weiteres Signal würde es bei Beendigung der Maßnahme geben.<sup>87</sup> In Stellungnahmen zum ersten Entwurf des DA 27 wurde daher gefordert, dass die Europäische Kommission klarstellende Regelungen zur praktischen Umsetzung vornehmen müsse.<sup>88</sup> Außerdem wurde angeführt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb allein auf Basis von Überschussstrom kaum möglich sein wird.<sup>89</sup>

Die **besseren Gründe sprechen** jedoch dafür, dass im Rahmen des Art. 4 Abs. 3 DA 27 **keine Steuerung der RFNBO-Anlage durch den Netzbetreiber, sondern** vielmehr lediglich eine **Betrachtung im Nachhinein (ex post)** erfolgen soll.<sup>90</sup> Dies ergibt sich zum einen aus dem Wortlaut der Regelung, nach der eine vollständige Anrechenbarkeit von Strom voraussetzt, dass ein Redispatch „stattfind“, dessen Notwendigkeit sich „verringert hat“.<sup>91</sup> Auch die Systematik der RED II und des DA 27 weisen darauf hin, dass die praktische Umsetzung des Art. 4 Abs. 3 DA 27 in Form eines Zuschaltens der RFNBO-Anlage nicht vorgesehen ist. Art. 27 Abs. 3 UAbs. 4 RED II geht im Ausgangspunkt davon aus, dass bei der RFNBO-Erzeugung eingesetzter Netzstrom entsprechend des durchschnittlichen Anteils erneuerbaren Stroms am Strommix des Erzeugungslandes angerechnet werden kann. Eine vollständige Anrechenbarkeit kommt hingegen nur in Frage, wenn der Netzstrom als erneuerbar im Sinne des Art. 27 Abs. 6 RED II gilt. Dazu müssen gemäß Art. 27 Abs. 7 RED II die Anforderungen des DA 27 erfüllt sein. Bereits hier ist erkennbar, dass der europäische Gesetzgeber davon ausgeht, dass die RFNBO-Erzeugung mit Netzstrom grundsätzlich auch dann erfolgt, wenn dieser nicht in vollem Umfang als erneuerbar angerechnet werden kann. Eine kombinierte RFNBO-Erzeugung mit Strom, der teilweise die Anforderungen zur Anrechnung erfüllt, teilweise aber auch nicht, ist grundsätzlich möglich.<sup>92</sup> Die vollständige Anrechenbarkeit von ansonsten abgeregelten Strommengen gemäß Art. 4 Abs. 3 DA 27 ist dabei mit allen sonstigen Strombezugskonstellationen kombinierbar und als Möglichkeit anzusehen, die anrechenbare Strommenge zusätzlich zu erhöhen. Entsprechend dürfte Art. 4 Abs. 3 DA 27 entgegen der verbreiteten Auffassung der Praxis eine ex-post Betrachtungsweise zugrunde liegen. Der anrechenbare Anteil des eingesetzten Netzstroms erhöht sich also nachträglich, wenn die Nachweise des Übertragungsnetzbetreibers zeigen, dass ein Redispatch erfolgte, während die RFNBO-Anlage

<sup>87</sup> Ein solches Szenario würde zahlreiche Fragen aufwerfen, etwa dazu, wie die erforderlichen Signale erfolgen würden, wie die insgesamt zur Verfügung stehende Strommenge (bei Beginn der Maßnahme) ermittelt wird oder welche Kraftstofferzeuger diese Strommenge für die RFNBO-Erzeugung einsetzen können bzw. wie eine entsprechende Verteilung organisiert würde.

<sup>88</sup> *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) e. V.*, Stellungnahme zum Entwurf des delegierten Rechtsakts zu den Strombezugsriterien für erneuerbaren Wasserstoff (Artikel 27 Absatz 3 (RED II)), 17.06.2022, S. 8; Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) e.V., BEE statement on the EU Commission's draft delegated act on renewable hydrogen, 03.06.2022, S. 7; WESTKÜSTE100, Response of WESTKÜSTE100 to the Public Consultation on the Delegated Act, Art. 27 (3) of the Renewable Energy Directive II (EU) 2018/2001, S. 2.

<sup>89</sup> *Hydrogen Ireland*, Response to Delegated Act on RFNBO, 15.06.2022, S. 3.

<sup>90</sup> Entsprechend hat die Europäische Kommission auch im nun vorliegenden Entwurf darauf verzichtet, detailliertere Vorgaben zur praktischen Umsetzung des Art. 4 Abs. 3 DA 27 einzuführen. Ein von der Kommission in Auftrag gegebener Technical Assistance Report hatte zudem sogar ausdrücklich davon abgeraten, Überschussstrom in den DA 27 aufzunehmen, da für eine ex-ante Umsetzung kein praktikabler Weg identifiziert werden konnte. Vgl. *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 63.

<sup>91</sup> Eine vollständige Vermeidung eines Redispatch darf nach Art. 4 Abs. 3 lit. a) DA 27 nicht erfolgt sein.

<sup>92</sup> So auch *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 13 ff., 33.

mit Netzstrom versorgt wurde und aufgrund dieses Strombezugs des Kraftstofferzeugers keine weiteren Maßnahmen in entsprechendem Umfang nötig waren.<sup>93</sup> Die anrechenbare Strommenge erhöht sich dann (nachträglich) um diese Menge.

In der **Praxis** erscheint es allerdings unwahrscheinlich, dass Kraftstofferzeuger RFNBO produzieren, ohne – mangels entsprechender Signale durch den Übertragungsnetzbetreiber – zu wissen, ob sie die notwendigen Anforderungen an den Strombezug erfüllen. Die Kraftstofferzeuger wollen ausschließlich Kraftstoffe erzeugen, die sie auch als RFNBO (z. B. als grünen bzw. erneuerbaren Wasserstoff) vermarkten können. Aus dieser wirtschaftlichen Sicht macht die Entscheidung, ob und wann Kraftstoffe erzeugt werden, eine **ex ante-Betrachtung notwendig**. Dennoch sind die Regelungen des Art. 4 Abs. 3 RED II systematisch nachvollziehbar. Die RED II und der DA 27 bestimmen lediglich, wann der zur RFNBO-Erzeugung eingesetzte Strom vollständig als erneuerbar auf die Ziele der RED II anrechenbar ist. Der wirtschaftliche Wert der erzeugten Kraftstoffe als Entscheidungsgrundlage der Erzeuger ist lediglich eine mittelbare Folge daraus, nicht aber Regelungszweck der RED II.

## (2) | Kombination mit einem Stromspeicher

Im Rahmen des Art. 4 Abs. 3 DA 27 stellt sich die Frage, ob auch der Strombezug aus einem Speicher möglich ist, der mit Strom gefüllt worden ist, der ebenfalls die Anforderungen des Art. 4 Abs. 3 DA 27 erfüllt.<sup>94</sup> Ein solcher Strombezug zur Speicherung in einem Batteriespeicher würde es ermöglichen, die Notwendigkeit des Redispatch um eine zusätzliche Strommenge zu verringern, wenn die RFNBO-Anlage bereits unter Vollast läuft und daher für keine weitere Entlastung des Stromnetzes sorgen kann. Allerdings fehlt – anders als in Art. 6 UAbs. 1 DA 27 – hier die ausdrückliche Nennung einer solchen Option. Nach Art. 4 Abs. 3 DA 27 muss der zur RFNBO-Erzeugung „*verwendete Strom während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls [in dem der Redispatch stattfand] verbraucht*“ werden. Art. 4 Abs. 3 lit. b) DA 27 spricht vom „*für die Erzeugung (...) verbrauchte[n] Strom*“. Der Wortlaut des Art. 4 Abs. 3 DA 27 spricht daher wohl eher dafür, dass Strom, der zur Speicherung in einem Batteriespeicher aus dem Netz entnommen wird, nicht als solcher gelten kann, der im Moment der Netzentnahme zur RFNBO-Erzeugung verbraucht wird. Die oben für den Fall der Direktleitung dargestellten Erwägungen können an dieser Stelle ebenfalls nicht herangezogen werden, da beim Strombezug im Sinne des Art. 4 Abs. 3 DA 27 eine zeitliche Korrelation mit der Redispatch-Maßnahme erfüllt sein muss. Unter Einbeziehung von Sinn und Zweck des Art. 4 Abs. 3 DA 27, die Integration erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem zu unterstützen und die Notwendigkeit eines Redispatch zu verringern,<sup>95</sup> scheint diese Möglichkeit zwar nicht grundsätzlich, aufgrund der ex post-Betrachtungsweise aber wohl praktisch ausgeschlossen zu sein.

<sup>93</sup> Dieses Verständnis entspricht auch der Tatsache, dass die nötigen Informationen erst ex post vorliegen, siehe dazu *Tennet*, TenneT's response to the public consultation of the European Commission on the delegated act on renewable fuels of non-biological origin (DA RFNBO), 17.06.2022, S. 2.

<sup>94</sup> Zur parallelen Problematik im Rahmen des Art. 3 DA 27 vgl. *C. II. 1. d) bb*).

<sup>95</sup> Erwägungsgrund 7 DA 27.

### cc) | Praktische Bedeutung der Regelung für Deutschland

Der **deutsche Gesetz- bzw. Verordnungsgeber** muss die Möglichkeit der RFNBO-Erzeugung mit Netzstrom in Redispatch-Zeiten in die Definition der Erzeugung von grünem Wasserstoff aufnehmen, insbesondere im Zusammenhang mit der Anrechenbarkeit auf die deutsche THG-Quote im Rahmen der **37. BImSchV**. Konkret ist die Regelung des § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 der 37. BImSchV anzupassen, die schon bislang die Erzeugung von grünem Wasserstoff vorsieht, wenn die Anlage zur Herstellung von Kraftstoffen aufgrund einer mit dem Übertragungsnetzbetreiber als zuschaltbare Last im Sinne von § 13 Abs. 6 EnWG betrieben wird.<sup>96</sup>

Zu hoffen ist, dass es dem deutschen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber gelingen wird, trotz der in Art. 4 Abs. 3 DA 27 angelegten ex post-Betrachtung eine praxistaugliche Regelung zu treffen. Eine solche könnte etwa darin bestehen, dass von den Netzbetreibern ex ante bestimmte Informationen über zu erwartende Redispatch-Maßnahmen so veröffentlicht werden, dass sich RFNBO-Anlagenbetreiber gezielt für eine Verringerung dieser Redispatch-Maßnahmen bereithalten können.<sup>97</sup>

### d) | Sonstiger Netzbezug

Schließlich ist in Fällen des Netzbezugs, in denen die ersten drei Konstellationen nicht einschlägig sind, eine vollständige Anrechenbarkeit gemäß Art. 4 Abs. 4 DA 27 möglich, wenn die Bedingungen der Zusätzlichkeit sowie der zeitlichen und geografischen Korrelation gemäß Art. 5, 6 und 7 DA 27 erfüllt sind. Der rechtssystematisch als Auffangtatbestand konzipierte Art. 4 Abs. 4 DA 27 stellt in der Praxis – jedenfalls derzeit in Deutschland – den Regelfall des als vollständig erneuerbar anzurechnenden Strombezugs dar.

#### Grundsätzliche Voraussetzungen gem. Art. 27 Abs. 3 UAbs. 6 RED II iVm Art. 4 Abs. 4 DA 27

- **Zusätzlichkeit**, Art. 5 DA 27
- **Zeitliche Korrelation**, Art. 6 DA 27
- **Geografische Korrelation**, Art. 7 DA 27

<sup>96</sup> Vgl. zu dieser Regelung *Buchmüller/Wilms/Kalis*, ZNER 2019, S. 194, 202 f.

<sup>97</sup> Eine Herausforderung dabei wäre allerdings zu verhindern, dass RFNBO-Anlagenbetreiber selbst künstlich Netzengpässe herbeiführen, die sie anschließend zu beseitigen helfen. Entsprechende Diskussionen sind in Deutschland aus der Entstehungsgeschichte des § 13 Abs. 6b EnWG bekannt.

## aa) | Zusätzlichkeitskriterium

Die **erste Voraussetzung** ist das sog. **Zusätzlichkeitskriterium**:

### Zusätzlichkeit, Art. 5 DA 27

- **Power Purchase Agreement** mit Betreibern von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen
- **Inbetriebnahme** der Stromerzeugungsanlage **max. 36 Monate vor der RFNBO-Anlage**
- Stromerzeugungsanlage hat **keine Förderung** in Form von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen erhalten
- **Übergangsregelung**: Anwendbarkeit bei RFNBO-Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2028 erst ab dem 01.01.2038

### (1) | Power Purchase Agreement (PPA)

Zur Erfüllung des Zusätzlichkeitskriteriums setzt Art. 5 DA 27 zunächst voraus, dass der Kraftstoff-erzeuger direkt oder über Mittler einen oder mehrere Stromlieferungsverträge (**Power Purchase Agreements, PPA**)<sup>98</sup> mit Anlagenbetreibern schließt, die in einer oder mehreren Stromerzeugungsanlagen erneuerbaren Strom erzeugen. Die Verträge müssen dabei über eine Strommenge geschlossen werden, die mindestens der Menge entspricht, die als vollständig erneuerbar angerechnet werden soll. Außerdem muss diese Menge auch tatsächlich in den kontrahierten Anlagen erzeugt werden. Alternativ können die Kraftstoff-erzeuger die erforderliche Strommenge auch in Stromerzeugungsanlagen erzeugen, die in ihrem Eigentum stehen.<sup>99</sup>

### (2) | Inbetriebnahmezeitpunkt der Stromerzeugungsanlage

Die Stromerzeugungsanlagen müssen – wie auch beim Strombezug über eine Direktleitung nach Art. 3 DA 27 – das (**eigentliche**) **Zusätzlichkeitskriterium** erfüllen. Dazu dürfen sie **maximal 36 Monate vor der RFNBO-Anlage in Betrieb** genommen worden sein, Art. 5 lit. a) UAbs. 1 DA 27. Ebenso wie im Fall des Strombezugs über eine Direktleitung soll auch hier eine **nachträgliche Erweiterung der Produktionskapazität der RFNBO-Anlage** am selben Standort innerhalb der ersten 36 Monate nach ihrer Inbetriebnahme keinen Einfluss auf das Inbetriebnahmedatum der Gesamtanlage haben.<sup>100</sup> So soll der bürokratische Aufwand vermieden werden, der verursacht würde, wenn für jede Erweiterungsstufe neue Verträge mit verschiedenen Anlagen geschlossen werden müssten.<sup>101</sup> Durch Art. 5 lit. a) UAbs. 2 DA 27 wird bestimmt, dass Stromerzeugungsanlagen, die das Zusätzlichkeitskriterium im Rahmen eines PPA mit einem RFNBO-Erzeuger erfüllen, diese Eigenschaft

<sup>98</sup> Eine weitere Definition der Verträge, insbesondere eine Beschränkung auf bestimmte PPA-Typen, erfolgt nicht

<sup>99</sup> Vgl. Erwägungsgrund 9 DA 27.

<sup>100</sup> Siehe dazu [C. II. 1. b\)](#).

<sup>101</sup> Vgl. Erwägungsgrund 9 DA 27.

auch zukünftig behalten. **Auch nach Ablauf des PPA** gelten sie daher als „zusätzliche“ Anlagen und können als solche neue PPA im Sinne des Art. 5 lit. a) DA 27 abschließen. Dies scheint nicht nur für Anschlussverträge mit dem Vertragspartner des ursprünglichen PPA zu gelten, sondern auch für alle anderen RFNBO-Erzeuger. Mit dieser Regelung stellt die Kommission sicher, dass Stromerzeugungsanlagen nicht nur deswegen nicht mehr als zusätzliche Anlagen gelten, weil der Ursprungsvertrag mit einem RFNBO-Erzeuger ausgelaufen ist.<sup>102</sup> Die Stromerzeugungsanlagen stehen somit dauerhaft für die RFNBO-Erzeugung zur Verfügung („einmal zusätzlich, immer zusätzlich“). Anderenfalls würde die Zahl der nutzbaren Anlagen mit jedem Vertragsende sinken und laufend ein neuer Bedarf an zusätzlichen Anlagen entstehen.

### (3) | Förderfreiheit

Ausgeschlossen ist gemäß Art. 5 lit. b) DA 27 der Strombezug aus Stromerzeugungsanlagen, die eine Förderung in Form von **Betriebs- oder Investitionsbeihilfen** erhalten haben. Zu einer solchen Förderung zählen auch **Einspeisevergütungen wie die EEG-Vergütung**.<sup>103</sup> Der Ausschluss der Förderung bezieht sich dabei auf die „Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom“, nicht jedoch auf die einzelne produzierte Kilowattstunde Strom. Entsprechend scheidet die vollständige Anrechnung von Strom aus erneuerbaren Energien aus, sobald die Stromerzeugungsanlage einmal – und wenn auch nur kurzzeitig – eine Förderung erhalten hat (sofern diese nicht zurückgezahlt wurde). Nicht in Betracht kommt daher auch ein Strombezug aus Stromerzeugungsanlagen, die nur zeitweise oder nur anteilig eine staatliche Förderung in Anspruch nehmen.<sup>104</sup> Dies gilt selbst dann, wenn der Stromerzeuger für die von der RFNBO-Anlage bezogene Strommenge keine staatliche Förderung erhalten hat.

**Unbeachtlich** sind lediglich Förderungen, die die Anlagen **vor einem Repowering** i. S. d. Art. 2 Nr. 5 DA 27<sup>105</sup> erhalten haben, **finanzielle Förderung für Land oder Netzanschlüsse** sowie Förderungen, die **keine Nettoförderung** darstellen, wie z. B. Förderungen, die vollständig zurückgezahlt wurden. Der Strombezug aus geförderten Stromerzeugungsanlagen ist außerdem möglich für RFNBO-Anlagen, die der **Forschung, Erprobung und Demonstration** dienen. Betreiber solcher Anlagen können also auch PPA mit geförderten Stromerzeugungsanlagen abschließen. Mangels Definition dieser Begrifflichkeiten bleibt jedoch offen, welche Anlagen im Einzelnen von dieser Privilegierung profitieren können.<sup>106</sup> Hier muss der deutsche Gesetz- und Verordnungsgeber bei der Ausgestaltung des deutschen Rechts (v. a. § 37. BImSchV) eigene Regelungen entwerfen, ohne

<sup>102</sup> Vgl. Erwägungsgrund 9 DA 27.

<sup>103</sup> Vgl. *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 56, 111.

<sup>104</sup> So etwa bei einer jeweils anteiligen geförderten und sonstigen Direktvermarktung im Sinne des § 21 Abs. 2 EEG 2023.

<sup>105</sup> Art. 2 Nr. 5 DA 27 verweist auf die Definition des Repowering in Art. 2 Nr. 10 RED II. Demnach handelt es sich um die Modernisierung von Kraftwerken, die erneuerbare Energie produzieren, einschließlich des vollständigen oder teilweisen Austauschs von Anlagen oder Betriebssystemen und -geräten zum Austausch von Kapazität oder zur Steigerung der Effizienz oder der Kapazität der Anlage. Gemäß Art. 2 Nr. 5 DA 27 müssen dabei Investitionen vorgenommen werden, die 30 % der Investition übersteigen, die für eine vergleichbare neue Anlage notwendig wären.

<sup>106</sup> In Frage könnten etwa auch RFNBO-Anlagen kommen, die im Rahmen der Reallabore der Energiewende aufgebaut und betrieben werden.

zu wissen, ob diese mit dem DA 27 vereinbar und der eingesetzte Strom entsprechend vollständig anrechenbar ist.

Der im Grundsatz vollständige Ausschluss des Strombezugs aus geförderten Stromerzeugungsanlagen wird damit begründet, dass „*der erneuerbare Wasserstoff*“ bereits dadurch gefördert werde, dass die Kraftstoffanbieter diesen auf „*ihre Verpflichtungen aus Art. 25 RED II*“ anrechnen könnten.<sup>107</sup> Zwingend ist ein solcher **Ausschluss der Doppelförderung** von sowohl EE-Stromerzeugung als auch RFNBO-Erzeugung allerdings nicht, wie ein Blick in die USA zeigt. Dort ermöglicht der **Inflation Reduction Act (IRA)** genau eine solche **Doppelförderung**.<sup>108</sup>

In **Deutschland** ergibt sich durch den Ausschluss von geförderten Anlagen das Problem, dass **ausgeförderte EEG-Stromerzeugungsanlagen** – außer in einer Übergangsphase (vgl. dazu sogleich (4)) keinen vollständig anrechenbaren Strom zur RFNBO-Erzeugung zur Verfügung stellen können. Dabei könnten PPA mit RFNBO-Erzeugern für deren Betreiber eine attraktive Weiterbetriebsoption darstellen. Zwar würden diese auf Grund ihres Alters bereits wegen des Zusätzlichkeitskriteriums grundsätzlich nicht in Frage kommen. Viele der ausgeförderten Anlagen werden aber mangels Aussicht auf einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb stillgelegt werden. Diese Erzeugungskapazitäten gehen also verloren, so dass sie im Wege einer Fiktion als zusätzliche Anlagen hätten angesehen werden können, wenn sie stattdessen RFNBO-Anlagen mit erneuerbarem Strom versorgen würden.<sup>109</sup> Trotz vielfacher entsprechender Forderungen hat sich die Europäische Kommission jedoch grundsätzlich gegen die vollständige Anrechenbarkeit des Strombezugs aus ausgeförderten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen entschieden. Eine Ausnahme gilt nur im Fall des Repowering.

#### (4) | Übergangsphase

Während einer **bis zum 01.01.2038 dauernden Übergangsphase** sind die Anforderungen des Art. 5 lit. a) und b) DA 27 zur **Zusätzlichkeit und Förderfreiheit** der Stromerzeugungsanlagen gemäß Art. 11 DA 27 **nicht für RFNBO-Anlagen** anzuwenden, die **vor dem 01.01.2028 in Betrieb** gehen. Ausgeschlossen sind von dieser Ausnahme Produktionskapazitäten, die nach dem 01.01.2028 hinzugefügt werden. Kapazitätserweiterungen, die vor dem 01.01.2028 erfolgen, sind hingegen wohl möglich. Das gilt insofern dann auch für Erweiterungen, die nicht innerhalb der ersten 36 Monate nach Inbetriebnahme der RFNBO-Anlage erfolgen.<sup>110</sup>

<sup>107</sup> Vgl. Erwägungsgrund 9 DA 27. Erstaunlich ist an dieser Stelle, dass nicht von RFNBO, sondern von erneuerbarem Wasserstoff gesprochen wird. Darüber hinaus ist der Wortlaut auch ungenau, denn Art. 25 RED II verpflichtet zunächst nur die Mitgliedstaaten. Eine Verpflichtung der Kraftstoffanbieter ergibt sich aus Art. 25 RED II selbst hingegen nicht.

<sup>108</sup> Vgl. dazu den Überblick bei *Küper*, IW-Kurzbericht 8/2023, Wasserstoff im Inflation Reduction Act: Was ist drin für Deutschland und die EU?, S. 2.

<sup>109</sup> Vgl. *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 2, 58 f. Dem Weiterbetrieb der ausgeförderten Anlagen zur Versorgung von RFNBO-Anlagen über eine Direktleitung im Sinne des Art. 3 DA 27 steht die erhaltene Förderung zwar nicht entgegen, auch in diesem Fall dürfen die Stromerzeugungsanlagen jedoch maximal 36 Monate früher in Betrieb gegangen sein. Dort hätte die genannte Fiktion also geholfen, auch wenn die so zur Verfügung stehenden ausgeförderten Stromerzeugungsanlagen wohl auf wenige Standorte begrenzt gewesen wären.

<sup>110</sup> Diese Erweiterungen können aber nicht von Art. 5 lit. a) UAbs. 3 DA 27 profitieren, so dass für sie neue PPA mit anderen zusätzlichen Stromerzeugungsanlagen geschlossen werden müssen.

Mit dieser Übergangsphase begegnet die Europäische Kommission dem Problem, dass zum jetzigen Zeitpunkt nicht in ausreichendem Umfang neue und ungeforderte Stromerzeugungsanlagen zur Verfügung stehen und der Aufbau von neuen Erzeugungskapazitäten nicht kurzfristig möglich ist.<sup>111</sup>

**Nicht** von Art. 11 DA 27 **erfasst** sind die Anforderungen des Art. 5 HS. 1 DA 27, so dass **Stromlieferungsverträge (PPA)** über die notwendigen Mengen auch während dieser Übergangsphase mit den Anlagenbetreibern zu schließen sind. Allerdings muss es sich bei den Stromerzeugungsanlagen weder um zusätzliche noch um ungeforderte Anlagen handeln. Damit können also auch Verträge mit Betreibern von ausgeforderten Stromerzeugungsanlagen geschlossen werden. Zumindest bis zum Ende der Übergangsphase bieten sich solche Verträge also doch als eine Weiterbetriebsoption an.

Art. 11 DA 27 ist ausdrücklich nur auf Art. 5 lit. a) und b) DA 27 anwendbar. Bei einem Strombezug über eine **Direktleitung** können Kraftstofferzeuger also **nicht von dieser Ausnahmeregelung profitieren**. Hier müssen die Stromerzeugungsanlagen in jedem Fall zusätzlich im Sinne des Art. 3 UAbs. 1 lit. b) DA 27 sein.

Die ursprüngliche Regelung in Art. 7 UAbs. 1 DA 27-E 2022 sah vor, dass die Anforderungen an die Zusätzlichkeit und Förderfreiheit erst ab dem 01.01.2027 anzuwenden sein sollten. Dabei waren RFNBO-Anlagen, die vor 01.01.2027 in Betrieb gehen, vollständig von deren Erfüllung befreit. Die Kraftstofferzeuger haben nun also ein Jahr mehr Zeit für die Inbetriebnahme. Gleichzeitig wurde aber eine befristete Übergangsphase bis zum 31.12.2037 eingeführt. Diese Befristung war im DA 27-E 2022 nicht vorgesehen. Vielmehr hätten die First Mover gemäß Art. 8 DA 27-E 2022 während der gesamten Betriebsdauer der RFNBO-Anlagen von den Ausnahmen von der Zusätzlichkeit und Förderfreiheit der Stromerzeugungsanlagen profitieren können.

## bb) | Zeitliche Korrelation

Als **zweite Voraussetzung** müssen im Fall des sonstigen Netzbezugs **Vorgaben zur zeitlichen Korrelation** von erneuerbarer Stromerzeugung und RFNBO-Produktion eingehalten werden.

---

<sup>111</sup> Vgl. Erwägungsgrund 17 DA 27.

**Zeitliche Korrelation, Art. 6 DA 27**

- **Bis 31.12.2029:**
  - RFNBO-Erzeugung **im selben Kalendermonat** wie die Stromerzeugung im Rahmen des PPA oder
  - Strombezug aus einem **Speicher, der in demselben Kalendermonat geladen** wurde, in dem Stromerzeugung im Rahmen des PPA erfolgt ist
- **Ab 01.01.2030:** Verschärfung auf **dieselbe Stunde**
- RFNBO-Erzeugung in **Stunde mit Strompreis (Day-Ahead-Markt) von max. 20 €/MWh oder niedriger als das 0,36-fache des Preises eines THG-Emissionszertifikat**

Die Anforderungen an die zeitliche Korrelation von Stromerzeugung und RFNBO-Erzeugung sind in Art. 6 DA 27<sup>112</sup> geregelt. Durch die zeitliche Korrelation soll sichergestellt werden, dass die RFNBO-Erzeugung tatsächlich unter Einsatz von erneuerbarem Strom bzw. dann erfolgt, wenn erneuerbarer Strom verfügbar ist.<sup>113</sup> Je höher die Anforderungen an die zeitliche Korrelation sind, desto höher ist die Sicherheit, dass zur RFNBO-Erzeugung erneuerbarer Strom eingesetzt wird und die angestrebte **Klimaschutzwirkung** erreicht wird. Auf der anderen Seite führen hohe Anforderungen an die zeitliche Korrelation angesichts des bislang erst begrenzt vorhandenen erneuerbaren Stromangebots dazu, dass die **Zahl der möglichen Betriebsstunden** für RFNBO-Anlagen sinkt. Dies wiederum wirkt sich nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit der RFNBO-Erzeugung

<sup>112</sup> Ab hier weist der DA 27 einen sprachlichen Bruch auf. In Art. 6, 7 und 8 DA 27 wird statt „Anlage zur Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe“ der Begriff „Elektrolyseur“ verwendet. Aufgrund des klaren Wortlauts ist fraglich, ob Art. 6, 7 und 8 DA 27 nicht auf sämtliche Sachverhalte anwendbar sind. Das gilt insbesondere für die Herstellung von Wasserstoffderivaten, die nicht in Elektrolyseuren erfolgt. Diese sprachliche Abweichung der Regelungen zur zeitlichen und räumlichen Korrelation fand sich bereits in Art. 4 Abs. 2 DA 27-E 2022. Dort bezog sich Art. 4 Abs. 1 DA 27-E 2022 auch nicht auf die Erzeugung von RFNBO, sondern von „renewable hydrogen“. Dieser war in Art. 2 Nr. 4 DA 27-E 2022 definiert als „hydrogen derived only from renewable energy sources other than biomass“. In den Erwägungsgründen spiegelt sich wieder, dass die Europäische Kommission bei der Entwicklung des DA 27 vorrangig erneuerbaren Wasserstoff im Blick hatte. So geht Erwägungsgrund 1 DA 27 davon aus, dass es sich bei RFNBO-Anlagen meistens um einen Elektrolyseur handelt. Eine weitere Grundannahme ist laut Erwägungsgrund 2 DA 27, dass der Energiegehalt von RFNBO auf erneuerbarem Wasserstoff beruht, der durch Elektrolyse erzeugt wird. Entsprechend erfolgt in fast allen folgenden Erwägungsgründen eine deckungsgleiche oder zumindest parallele Nutzung der Begriffe RFNBO und Wasserstoff. Allerdings bezieht sich Art. 27 Abs. 3 RED II auf jegliche RFNBO und der Begriff „Wasserstoff“ ist der RED II zumindest in diesem Zusammenhang fremd. Der DA 27 dient also keineswegs nur dazu, erneuerbaren Wasserstoff zu definieren, sondern er soll die Strombezugskriterien aufstellen, die bei der Erzeugung sämtlicher Kraftstoffe einzuhalten sind, die als RFNBO im Sinne des Art. 2 Nr. 36 RED II einzustufen sind. Außerdem ergibt sich daraus, dass die Regelungen des DA 27 auch bei der Erzeugung anderer RFNBO bzw. Wasserstoffderivate anzuwenden sein müssen, die nicht im Wege der Elektrolyse erfolgt. Daher dürfte es sich hier um ein redaktionelles Versehen handeln, das dem Entstehungsprozess des DA 27 geschuldet ist. Eine etwaige Rechtsunsicherheit dürfte auch dadurch ausgeräumt sein, dass Art. 1 DA 27 klarstellt, dass die Regelungen des DA 27 sowohl für die RFNBO-Erzeugung durch Elektrolyse als auch analog für weniger verbreitete Erzeugungswege gelten.

<sup>113</sup> Vgl. Erwägungsgrund 8, 10 und 11 DA 27.

aus.<sup>114</sup> Die Europäische Kommission versucht dieses **Spannungsverhältnis** durch ein „Phase-in“ in Bezug auf die Anforderungen zur zeitlichen Korrelation aufzulösen.

## (1) | Bilanzierungszeitraum und Übergangsphase

Die Anforderungen an die zeitliche Korrelation nach Art. 6 UAbs. 2 DA 27 sehen zwar **grundsätzlich** vor, dass die RFNBO-Erzeugung **innerhalb derselben Stunde** erfolgt, in der die unter Vertrag genommenen Stromerzeugungsanlagen erneuerbaren Strom erzeugen. Allerdings gibt es auch hinsichtlich der zeitlichen Korrelation zunächst eine **Übergangsphase: Bis zum 31.12.2029** ist zur Erfüllung der zeitlichen Korrelation gemäß Art. 6 UAbs. 1 DA 27 nicht auf dieselbe Stunde abzustellen, sondern auf **denselben Kalendermonat**. Diese Privilegierung ist sowohl auf den Netzstrombezug in einer Gebotszone mit geringer Emissionsintensität nach Art. 4 Abs. 2 RED II anwendbar als auch auf den sonstigen Netzbezug im Sinne des Art. 4 Abs. 4 RED II. Im Vergleich zu Art. 7 UAbs. 2 DA 27-E 2022 wurde die Anwendbarkeit der stündlichen Korrelation deutlich nach hinten verschoben. Ursprünglich war eine monatliche Korrelation nur bis zum 31.12.2026 vorgesehen.

Art. 6 UAbs. 2 S. 2 DA 27 ermöglicht es den **Mitgliedstaaten**, die Übergangsphase in ihrem jeweiligen Hoheitsgebiet zu verkürzen und die **strengerer Anforderungen an die zeitliche Korrelation** bereits zum 01.07.2027 einzuführen. Abzuwarten bleibt, ob Deutschland von dieser Möglichkeit Gebrauch machen wird.

## (2) | Strombezug aus einem Stromspeicher

Die zeitliche Korrelation ist auch dann erfüllt, wenn der Strom zur RFNBO-Erzeugung aus einer „neuen Speicheranlage“ bezogen wird, die innerhalb derselben Stunde geladen wurde, in der die unter Vertrag genommenen Stromerzeugungsanlagen erneuerbaren Strom erzeugen. Dabei scheint ein zeitgleicher Mischbezug von Strom aus den Stromerzeugungsanlagen und aus einem Speicher möglich zu sein. Auf diese Weise könnte die Anzahl an Vollaststunden der RFNBO-Anlage erhöht werden.

Die Speicheranlagen müssen sich hinter demselben Netzanschlusspunkt befinden wie entweder die RFNBO-Anlage oder die Stromerzeugungsanlage. Im ersten offiziellen Entwurf des DA 27 war ausschließlich ein Standort des Speichers hinter demselben Netzanschlusspunkt wie die RFNBO-Anlage möglich.<sup>115</sup> Im Sinne der Systemdienlichkeit erscheint es jedoch sinnvoll zu sein, dass der Speicher auch bei der Stromerzeugungsanlage angesiedelt sein kann.

Mangels entsprechender Klarstellung ist **unklar, wann** es sich um eine „neue“ Speicheranlage handelt. Ebenso erschließt sich hier zunächst nicht, warum diese Voraussetzung aufgestellt wurde. Eine Möglichkeit wäre es daher, hier die Vorgaben zur Zusätzlichkeit der Stromerzeugungsanlagen heranzuziehen. Diese sollen „als neu betrachtet werden“,<sup>116</sup> wenn sie frühestens 36 Monate vor

<sup>114</sup> Vgl. zu diesem Spannungsfeld Buchmüller, in: Rodi (Hrsg.), Handbuch Klimaschutzrecht, 2022, § 22 Rn. 5.

<sup>115</sup> Art. 4 Abs. 2 (c) (ii) DA 27-E 2022.

<sup>116</sup> Erwägungsgrund 8 DA 27.

der RFNBO-Anlage in Betrieb genommen wurden. Entsprechend könnten auch für Speicheranlagen die Voraussetzungen zur Zusätzlichkeit des Art. 5 DA 27 heranzuziehen sein, da die Speicheranlagen hier quasi an die Stelle der Stromerzeugungsanlagen treten. Für den Bezug von Strom aus den Stromerzeugungsanlagen sind die Voraussetzungen der Art. 5, 6 und 7 DA 27 zu erfüllen. Es würde also der Systematik des DA 27 entsprechen, diese auch auf den Strombezug aus einer Speicheranlage anzuwenden. Gegen eine solche Gleichstellung der Stromerzeugungs- und Speicheranlagen spricht aber, dass Art. 2 Nr. 3 DA 27 ausdrücklich klarstellt, dass Speichereinheiten nicht unter den Begriff der „Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom“ fallen. Außerdem wird der Strombezug aus der Speicheranlage auch erst durch die Stromerzeugungsanlage ermöglicht. Speicheranlagen können also nicht völlig an die Stelle der Stromerzeugungsanlagen treten, sie können diese lediglich punktuell ergänzen.

Letztlich bleibt somit unklar, wann eine „neue“ Speicheranlage vorliegt. Da die Speicheranlage aber dazu dient, eine RFNBO-Anlage mit erneuerbarem Strom zu versorgen, dürfte im Zweifel eine „Neuheit“ des Speichers in Bezug auf die RFNBO-Anlage entscheidend sein. Auf der sicheren Seite sind die Mitgliedstaaten daher bei der Ausgestaltung ihres nationalen Rechts nur dann, wenn sie verlangen, dass der Speicher zeitgleich oder später als die RFNBO-Anlage in Betrieb genommen wird. Aus Art. 6 UAbs. 1 DA 27 würde sich dann ein Zusätzlichkeitskriterium für Speicher ergeben, welches über dasjenige für die Stromerzeugungsanlage selbst nach Art. 5 lit. a) DA 27 hinausgeht.

### (3) | Strombezug während hoher Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom

Neben dem monatlichen und später stündlichen Strombezug aus einer erneuerbaren Stromerzeugungsanlage oder einem neuen Speicher enthält Art. 6 UAbs. 3 DA 27 eine **dritte Möglichkeit zur Erfüllung der zeitlichen Korrelation**. Diese besteht immer dann, wenn die RFNBO-Erzeugung in einer Stunde stattfindet, „in der der aus der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung in der Gebotszone resultierende Clearingpreis für Strom gemäß Artikel 39 Absatz 2 Buchstabe a der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission<sup>117</sup> höchstens 20 EUR pro MWh beträgt oder sich im Rahmen der Anforderungen der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates<sup>118</sup> auf weniger als das 0,36-Fache des Preises eines Zertifikats für die Emission einer Tonne Kohlendioxidäquivalent in dem betreffenden Zeitraum beläuft.“

Mit dieser Vorgabe will die Europäische Kommission die RFNBO-Erzeugung vermutlich auch in solchen **Zeiten** ermöglichen, in denen **Elektrizität aus erneuerbaren Energien den weit überwiegenden Anteil des Netzstroms ausmacht**.<sup>119</sup> Die fraglichen Zeiträume sollen dabei über die Indizwirkung des Preises ermittelt werden. Die Stromerzeugung in fossilen Erzeugungsanlagen ist für deren Betreiber insbesondere aufgrund der finanziellen Belastungen durch den

<sup>117</sup> Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (ABl. L 197 vom 25.7.2015, S. 24).

<sup>118</sup> Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, (ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32).

<sup>119</sup> Vgl. Erwägungsgrund 8 DA 27. Dafür spricht auch, dass sich in einer vorherigen Entwurfsfassung eine ähnliche Regelung fand, die auf einen Preis niedriger oder gleich null Euro abgestellt hat.

EU-Emissionshandel erst ab einem bestimmten Preisniveau wirtschaftlich sinnvoll. Vor diesem Hintergrund geht die Europäische Kommission hier also davon aus, dass die Stromerzeugung aus fossilen Quellen unterhalb der gesetzten Preisschwelle nicht wirtschaftlich wäre und die zusätzliche Stromnachfrage durch die RFNBO-Erzeugung daher nicht zu einer höheren Stromerzeugung aus fossilen Quellen führen würde.

Ähnlich wie im Fall des Strombezugs während Redispatch-Maßnahmen nach Art. 4 Abs. 3 DA 27 knüpft auch Art. 6 UAbs. 3 DA 27 nicht an den Strombezug aus bestimmten unter Vertrag stehenden Stromerzeugungsanlagen an. Die RFNBO-Erzeugung kann daher in diesem Rahmen **auch dann erfolgen, wenn die kontrahierten Stromerzeugungsanlagen in dem fraglichen Zeitraum keinen Strom erzeugen**. Allerdings enthält Art. 6 UAbs. 2 DA 27 nur eine Ausnahme in Bezug auf die Anforderungen an die zeitliche Korrelation. Die **anderen Voraussetzungen** für die vollständige Anrechnung eines sonstigen Netzstrombezugs **entfallen** dadurch hingegen **nicht**. Grundsätzlich muss der Kraftstoffhersteller also trotzdem Strombezugsverträge mit Stromerzeugungsanlagen geschlossen haben, die die Anforderungen an die Zusätzlichkeit nach Art. 5 DA 27 und die räumliche Korrelation nach Art. 7 DA 27 erfüllen. Praktische Bedeutung wird Art. 6 UAbs. 2 DA 27 daher wohl erst ab dem 01.01.2030 (bzw. 01.01.2027) haben, wenn zur Erfüllung der zeitlichen Korrelation nicht mehr auf denselben Kalendermonat, sondern auf dieselbe Stunde abzustellen ist.

Ähnlich wie schon durch die Heranziehung des Anteils von erneuerbarer Elektrizität in der Gebotszone in Art. 4 Abs. 1 DA 27 zeigt die Kommission auch an dieser Stelle Weitsicht. Für den Fall, dass der Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazität in den nächsten Jahren tatsächlich im angestrebten Umfang erfolgt, werden die erneuerbaren Energien immer häufiger entscheidenden Einfluss auf die Preisbildung haben. Dadurch werden die Preise langfristig unter den genannten Schwellenwerten liegen. Auch an dieser Stelle wäre eine Anpassung des DA 27 an die geänderten Marktbedingungen nicht erforderlich, sondern die schon vorhandene Regelung könnte direkt angewendet werden.

#### (4) | Ausgewählte Praxisfragen

Gemein ist allen drei Erfüllungsoptionen nach Art. 6 DA 27 die Betrachtung eines Zeitraums von grundsätzlich einer Stunde. Der im Vergleich zu einer tagesgenauen oder sogar monatsgenauen Betrachtungsweise sehr enge Zeitraum führt für die Anlagenbetreiber zu einer Begrenzung der Anzahl an möglichen Betriebsstunden, in denen RED II-konform RFNBO erzeugt werden können. Ein wirtschaftlicher Betrieb hängt jedoch ganz wesentlich von einer möglichst hohen Benutzungsstundenzahl ab. Daraus ergibt sich für den Betreiber der RFNBO-Anlage die Notwendigkeit, **PPA über Strommengen abzuschließen, die seinen grundsätzlichen Bedarf übersteigen**. Nur so kann er sicherstellen, dass die RFNBO-Anlage möglichst zu jeder Zeit mit erneuerbarer Elektrizität betrieben werden kann, die den Anforderungen der RED II entspricht. Dies dürfte in letzter Konsequenz dazu führen, dass die „zu viel“ gekauften Strommengen wiederum verkauft werden müssen. In der Praxis wird sich zeigen, wie die Marktteilnehmer damit umgehen werden (Gestaltung PPA, Optionen der Weitervermarktung nicht benötigter Strommengen etc.).

## cc) | Geografische Korrelation

Als **dritte Voraussetzung** müssen im Fall des sonstigen Netzbezugs **Vorgaben zur geografischen Korrelation** von erneuerbarer Stromerzeugung und RFNBO-Produktion eingehalten werden.

### Geografische Korrelation, Art. 7 DA 27

- RFNBO-Anlage und Stromerzeugungsanlage befinden sich **in derselben Gebotszone** oder
- Stromerzeugungsanlage befindet sich in **verbundener Gebotszone** und der **Strompreis ist dort mindestens so hoch wie in Gebotszone der RFNBO-Anlage** oder
- Stromerzeugungsanlage befindet sich in **Offshore-Gebotszone**, die mit Gebotszone der RFNBO-Anlage **verbunden** ist

Mit Vorgaben zur geografischen Korrelation soll **ausgeschlossen** werden, dass zwischen der Stromerzeugungsanlage und der RFNBO-Anlage ein **Netzengpass** besteht, der durch den zusätzlichen Strombedarf der RFNBO-Erzeugung noch verstärkt wird.<sup>120</sup> Art. 7 DA 27 enthält daher Anforderungen an die Standorte von Stromerzeugungsanlage und RFNBO-Anlage,<sup>121</sup> unter denen die geografische Korrelation im Sinne des Art. 4 Abs. 2 und 4 DA 27 erfüllt sind.

### (1) | Eine Gebotszone

Gemäß Art. 7 Abs. 1 lit. a) DA 27 ist die geografische Korrelation erfüllt, wenn sich die unter Vertrag stehende Stromerzeugungsanlage **in derselben Gebotszone** befindet wie die RFNBO-Anlage. In diesem Fall wird angenommen, dass Netzengpässe zwischen den beiden Anlagen in der Regel nicht auftreten, weil sie bereits durch den Zuschnitt der Gebotszone vermieden werden.<sup>122</sup> Die geografische Korrelation soll auch dann noch vorliegen, wenn eine zukünftige Neuordnung dazu führt, dass die beiden Anlagen sich nicht mehr in derselben Gebotszone befinden. In diesem Fall ist es gemäß Art. 7 Abs. 1 lit. a) DA 27 ausreichend, wenn sich die Anlagen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlagen in derselben Gebotszone befunden haben. Würde die bislang einheitliche deutsche Gebotszone aufgeteilt, wäre die geografische Korrelation also auch dann noch gewahrt, wenn beide Anlagen aufgrund einer Gebotszonenaufteilung nicht mehr in derselben Gebotszone liegen würden.

### (2) | Verbundene Gebotszonen

Darüber hinaus soll es gemäß Art. 7 Abs. 1 lit. b) DA 27 auch möglich sein, dass sich die Stromerzeugungsanlage in einer **verbundenen Gebotszone** befindet, die auch in einem anderen Mitgliedstaat

<sup>120</sup> Vgl. Erwägungsgrund 90 RED II; Erwägungsgrund 12 DA 27.

<sup>121</sup> Auch hier im Wortlaut des Art. 7 DA 27 wieder „Elektrolyseur“.

<sup>122</sup> Vgl. Erwägungsgrund 12 DA 27. Tatsächlich bestehen auch innerhalb der Gebotszonen regelmäßig strukturelle Netzengpässe, ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020, Electricity Wholesale Markets Volume, Oktober 2021, S. 47 ff.

liegen kann. In diesem Fall muss der Strompreis in der verbundenen Gebotszone im für die zeitliche Korrelation relevanten Zeitraum am Day-Ahead-Markt nach Art. 6 DA 27 mindestens so hoch sein wie in der Gebotszone, in der die RFNBO-Erzeugung erfolgt. Auch beim gebotszonenüberschreitenden Strombezug wird in diesem Fall angenommen, dass keine Netzengpässe auftreten. Als **Indiz für das (Nicht-)Vorliegen von Netzengpässen** zwischen den Zonen wird auch hier der **Strompreis** herangezogen.<sup>123</sup> Abzuwarten bleibt, ob und wie in der Praxis PPA ausgestaltet werden, die die Anforderungen und den Preis-Vorbehalt des Art. 7 Abs. 1 lit. b) DA 27 berücksichtigen.

In diesem Zusammenhang lässt der DA 27 **offen, wann Gebotszonen miteinander verbunden** sind. In DA 27-E 2022 musste es sich noch um benachbarte Gebotszonen handeln.<sup>124</sup> Der Wortlaut legt den Schluss nahe, dass die Zahl der in Frage kommenden Gebotszonen damit deutlich erweitert wurde. Denn grundsätzlich dürften die europäischen Gebotszonen durch das gemeinsame europäische Verbundnetz alle miteinander verbunden sein. Der Strombezug könnte daher auch aus einer Stromerzeugungsanlage erfolgen, die in einer Gebotszone steht, die nicht an die Gebotszone des der RFNBO-Anlage angrenzt. Damit wäre es möglich, dass zwischen den beiden fraglichen Gebotszonen mindestens eine weitere Gebotszone liegt.<sup>125</sup> Dieses Verständnis blendet jedoch die Höhe des Strompreises als zweite zwingende Voraussetzung für den Strombezug aus einer anderen Gebotszone aus. Durch diesen soll ausgeschlossen werden, dass zwischen den beiden Gebotszonen ein Netzengpass besteht. Diese Indizwirkung kann der Strompreis jedoch nur haben, wenn alle betroffenen Gebotszonen für den Preisvergleich berücksichtigt werden. Heranzuziehen sind laut Art. 7 Abs. 1 lit. b) DA 27 die Strompreise in der verbundenen Gebotszone und in der Gebotszone, in der die RFNBO-Erzeugung erfolgt. Handelt es sich bei diesen Zonen nicht um benachbarte Zonen, sondern liegt zwischen ihnen noch mindestens eine weitere Gebotszone, könnte durch den Vergleich der Strompreise jedoch nicht sichergestellt werden, dass zwischen den beiden Gebotszonen kein Netzengpass besteht. Dafür müssten auch die Preise in allen weiteren betroffenen Gebotszonen herangezogen werden. Das ist aber eindeutig nicht vorgesehen. Daraus lässt sich schließen, dass durch die Änderung des Wortlauts von „benachbart“ zu „verbunden“ nicht beabsichtigt war, die in Frage kommenden Gebotszonen zu erweitern. Vielmehr könnte es sich einfach um eine sprachliche Klarstellung handeln. Denn es reicht nicht, dass die beiden Gebotszonen nebeneinander liegen, sondern sie müssen auch elektrisch miteinander verbunden sein, um die RFNBO-Erzeugung mit Strom, der in der benachbarten Gebotszone erzeugt wurde, überhaupt zu ermöglichen.

Von dieser sprachlichen Anpassung könnten aber dennoch Konstellationen profitieren, die vorher möglicherweise ausgeschlossen gewesen wären. So kann der Strombezug nun auch aus einer Gebotszone erfolgen, die nicht benachbart ist, zu der aber eine direkte elektrische Verbindung besteht, die keine dritte Gebotszone durchquert.

<sup>123</sup> So auch *Guidehouse et al.*, Technical Assistance Report (Fn. 12), S. 75.

<sup>124</sup> Art. 4 Abs. 2 lit. d) (b) DA 27-E 2022.

<sup>125</sup> *European Federation of Energy Traders (EFET)*, EFET recommendations on the latest draft of the RED II Delegated act on renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin, S. 3, abrufbar unter: <https://efet.org/files/documents/22021214~%20EFET~%20RES~%20Gas~%20WG~%20PP~%20RFNBO.pdf>.

### (3) | Offshore Gebotszone

Als dritte Option besteht nach Art. 7 Abs. 1 lit. c) DA 27 auch die Möglichkeit, dass die Stromerzeugungsanlage in einer **Offshore-Gebotszone** steht, die mit der Gebotszone der RFNBO-Anlage verbunden ist. Zum aktuellen Zeitpunkt gibt es noch keine Offshore-Gebotszone. Entsprechend fehlt im DA 27 auch eine Definition einer solchen Zone.<sup>126</sup> Diese Regelung ist somit als **Vorgriff auf zukünftige Entwicklungen** anzusehen.

### (4) | Nationale Standortvorgaben

Art. 7 Abs. 2 DA 27 stellt klar, dass es den Mitgliedstaaten freisteht, unter Beachtung der Art. 14 und 15 der Verordnung (EU) 2019/943 zusätzliche Anforderungen an die Standorte der Elektrolyseure und Stromerzeugungsanlagen festzulegen. Damit sollen die Mitgliedstaaten sicherstellen können, dass die Anlagenstandorte im Einklang mit den Planungen nationaler Wasserstoff- und Elektrizitätsnetze sind.

### (5) | Bedeutung der Regelung für Deutschland

Der Ansatz, dass bestehende Netzengpässe nicht noch durch den Netzbezug von Strom zur RFNBO-Erzeugung verstärkt werden sollen,<sup>127</sup> ist grundsätzlich richtig. Gleichzeitig stellt sich jedoch die Frage, ob die Gebotszone dafür die richtige Betrachtungsgröße ist. Der erhebliche Redispatch-Bedarf im deutschen Stromnetz zeigt, dass Netzengpässe – anders als von der Kommission angeführt<sup>128</sup> – auch innerhalb einer Gebotszone bestehen können. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Deutschland insbesondere im Norden weit ausgebaut. Erzeugte Strommengen können mangels Netzkapazitäten jedoch schon heute häufig nicht in den Süden Deutschlands transportiert werden. Der Aufbau großskaliger RFNBO-Kapazitäten im Süden Deutschlands könnte schon bestehende Netzengpässe verstärken und den Bedarf an Redispatch-Maßnahmen steigern.

Um dies zu verhindern, könnte der deutsche Gesetzgeber zum einen Deutschland in mehrere **Gebotszonen aufteilen**. Dies ist im Zuge der Neuordnung des Strommarktdesigns ohnehin politisch in der Diskussion. Unter Bezugnahme auf Art. 7 Abs. 2 DA 27 könnte der deutsche Gesetz- und Verordnungsgeber zum anderen im Rahmen der nationalen RFNBO-Erzeugung und -Förderung (z. B. in der 37. BImSchV) spezifische und engere Vorgaben als die Gebotszone machen mit dem Ziel, die Ansiedlung von RFNBO-Anlagen (v. a. Elektrolyseuren) im Norden Deutschlands anzureizen.

### e) | Berichterstattung

Mit Art. 10 DA 27 wird die **Europäische Kommission** verpflichtet, dem Europäischen Parlament und Rat **bis zum 01.07.2028** einen **Bericht zu Auswirkungen der Anforderungen des DA 27** auf

<sup>126</sup> Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.), Stellungnahme zur Definition von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten: Delegierte Rechtsakte der Europäischen Kommission zu Artikel 27 (3) und Artikel 28 RED II, 14.02.2023, S. 4.

<sup>127</sup> Vgl. Erwägungsgrund 90 RED II.

<sup>128</sup> Vgl. Erwägungsgrund 12 DA 27.

die Erzeugungskosten, die Treibhausgaseinsparungen und das Energiesystem vorzulegen. Dabei soll insbesondere eine Bewertung der Auswirkungen der zeitlichen Korrelation vorgenommen werden. So soll sichergestellt werden, dass die Anforderungen tatsächlich dazu beitragen, das Ziel des europäischen Green Deals zu erreichen, den Anteil von erneuerbaren Energien zu erhöhen und die Abhängigkeit der Stromerzeugung von fossilen Brennstoffen zu verringern.<sup>129</sup> Hier ist also wohl die Möglichkeit angelegt, die Anforderungen an den Strombezug in Zukunft zu verändern bzw. bei Bedarf auch zu verschärfen.<sup>130</sup>

## f) | Inkrafttreten

Der DA 27 tritt gemäß Art. 12 UAbs. 1 DA 27 am zwanzigsten Tag nach seiner Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union in Kraft.

## D. | Ausblick

Die von der Europäischen Kommission vorgelegten Entwürfe der delegierten Rechtsakte müssen nun im nächsten Schritt noch vom Europäischen Parlament und dem Rat angenommen werden. Diese haben grundsätzlich zwei Monate Zeit, um die Vorschläge zu prüfen. Die Europäische Kommission hat allerdings bereits am 23.02.2023 von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, diesen Prüfungszeitraum um zwei weitere Monate zu verlängern.<sup>131</sup> Änderungen sind dabei nicht mehr möglich, die delegierten Rechtsakte können nur in Gänze angenommen oder abgelehnt werden.

Obwohl die Inhalte der delegierten Rechtsakte grundsätzlich nur Bedeutung für die Anrechenbarkeit des zur RFNBO-Erzeugung eingesetzten Stroms bei der Erreichung des 14%igen Anteils erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors gemäß Art. 25 Abs. 1 RED II haben, wird den Regelungen eine übergreifende Bedeutung für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zugeschrieben.

## I. | Europäische Ebene

Diese Bedeutung wird in Zukunft insbesondere auch durch die Neufassung der Erneuerbare-Energie-Richtlinie zunehmen. Der Vorschlag der Europäischen Kommission für die RED III sieht vor, dass Art. 27 Abs. 3 RED II dahingehend geändert wird, dass die Regelungen der Art. 27 Abs. 3 UAbs. 4 – 6 RED II und damit auch die delegierten Rechtsakte nicht nur für den Verkehrssektor Anwendung finden, sondern unabhängig vom Sektor, in dem die Brennstoffe verbraucht werden.<sup>132</sup>

---

<sup>129</sup> Vgl. Erwägungsgrund 18 DA 27.

<sup>130</sup> *Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.)*, Stellungnahme zur Definition von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten: Delegierte Rechtsakte der Europäischen Kommission zu Artikel 27 (3) und Artikel 28 RED II, 14.02.2023, S. 4.

<sup>131</sup> Siehe dazu <https://webgate.ec.europa.eu/regdel/#/delegatedActs/2093?lang=de>.

<sup>132</sup> *Europäische Kommission*, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates COM/2021/557 final, 14.7.2021, S. 16.

Im Fokus liegt hier vor allem eine Nutzung als Einsatzstoffe oder Rohstoffe in der Industrie.<sup>133</sup>

## II. | Nationale Umsetzung

Neben der Bedeutung auf europäische Ebene werden die Inhalte der delegierten Rechtsakte auch zu Änderungen des nationalen Rechtsrahmens führen.

### 1. | Treibhausgasminderungsquote

#### a) | Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)

Die **Umsetzung der Vorgaben der RED II** erfolgen in Deutschland durch **Änderungen des § 37a BImSchG und der zugehörigen 37. Bundes-Immissionsschutz-Verordnung (BImSchV)**. Das dort geregelte System der **Treibhausgasminderungsquote** verpflichtet die Inverkehrbringer von Kraftstoffen (sog. Verpflichtete) gemäß § 37a Abs. 1 S. 1 BImSchG, die Treibhausgasemissionen der gesamten im Lauf eines Kalenderjahres (sog. Verpflichtungsjahr) von ihnen in Verkehr gebrachten Kraftstoffmenge um einen festgelegten Prozentsatz zu mindern. Die Höhe des Prozentsatzes beträgt gemäß § 37a Abs. 4 S. 2 BImSchG seit dem Kalenderjahr 2023 8 %, ab 2024 9,25 % und steigert sich bis auf 25 % ab dem Kalenderjahr 2030.

Zur Erreichung dieser Verpflichtung des § 37a Abs. 1 S. 1 iVm Abs. 4 BImSchG stehen den Verpflichteten **verschiedene Erfüllungsoptionen** zur Verfügung, § 37a Abs. 5 S. 1 BImSchG. Die entsprechenden Regelungen wurden schon im Jahr 2021 an die Vorgaben der RED II angepasst,<sup>134</sup> so dass zu den Erfüllungsoptionen bereits auch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs zählen. Als Erfüllungsoption zur Verfügung stehen gemäß § 37a Abs. 5 S. 1 Nr. 6 – 8 BImSchG flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs (Nr. 6), flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs, wenn sie als Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe verwendet werden (Nr. 7) und flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs, die in einem raffiniertechnischen Verfahren gemeinsam mit mineralölstämmigen Ölen verarbeitet werden (Nr. 8). Dies gilt jedoch jeweils nur, soweit es eine Rechtsverordnung der Bundesregierung nach § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 BImSchG zulässt.

Dabei sollen die Erfüllungsoptionen der § 37a Abs. 5 S. 1 Nr. 6 – 8 BImSchG gemäß § 37a Abs. 5 S. 1 BImSchG mindestens mit dem Doppelten ihres Energiegehaltes auf die Erfüllung der Verpflichtungen nach § 37a Abs. 1 S. 1 iVm Abs. 4 BImSchG angerechnet werden.

<sup>133</sup> *Europäische Kommission*, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates COM/2021/557 final, 14.7.2021, Erwägungsgrund 22.

<sup>134</sup> Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote v. 24.09.2021, BGBl. I 2021, 4458; BT-Drs. 19/27435, S. 23.

## b) | 37. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchV)

Das Bundesumweltministerium hat bereits angekündigt, die delegierten Rechtsakte sehr zeitnah durch eine Novellierung der 37. BImSchV umzusetzen.<sup>135</sup>

Die Verordnungsermächtigung des § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 BImSchG ermächtigt die Bundesregierung unter anderem, Methoden zur Einhaltung der Anforderungen der Richtlinie (EU) 2018/2001 für den Bezug des elektrischen Stroms zur Produktion von Kraftstoffen und Mindestwerte für die Treibhausgaseinsparung von Kraftstoffen festzulegen. Diese Verordnungsermächtigung wurde geschaffen, um die Vorgaben der DA 27 und DA 28 in nationalen Durchführungsvorschriften umsetzen zu können.<sup>136</sup>

Es ist daher damit zu rechnen, dass sich die Novelle der 37. BImSchV sehr eng an den Inhalten der delegierten Rechtsakte orientieren wird. Für ausreichende Rechts- und Planungssicherheit der zahlreichen Wasserstoffprojekte wird es **von großer Bedeutung** sein, ob es dem Ordnungsgeber gelingt, durch die Umsetzung der delegierten Rechtsakte die **notwendige Klarheit** zu schaffen und die **verbliebenen Rechts- und Praxisfragen** zu beantworten. Für das zügige Gelingen des flächendeckenden Markthochlaufs wird es dabei insbesondere auch darauf ankommen, ob und in welchem Umfang der Ordnungsgeber von den **Spielräumen** Gebrauch macht, die ihm die delegierten Rechtsakte überlassen. Hier ist vor allem die Möglichkeit zu nennen, die Übergangsphase gemäß Art. 6 UAbs. 2 DA 27 zu verkürzen und zur Erfüllung der zeitlichen Korrelation bereits ab dem 01.07.2027 dieselbe Stunde heranzuziehen. Sollte der Ordnungsgeber außerdem über die Vorgaben des Art. 7 Abs. 1 DA 27 hinausgehende Standortvorgaben machen, könnte einigen Projekten dadurch das vorzeitige Aus drohen.

**Zu hoffen** bleibt, dass der Ordnungsgeber eine **detaillierte Umsetzung** vornehmen und **Probleme praxistauglich adressieren und lösen** wird. Vor dem Hintergrund des Gesetzentwurfs zur GEG-Novelle<sup>137</sup> scheint allerdings nicht ausgeschlossen zu sein, dass er sich mit einem pauschalen Verweis auf die Vorgaben der RED II und der DA 27 und DA 28 aus der Affäre ziehen wird. Angesichts der Vielzahl offener Fragen bei der Auslegung und Anwendung des DA 27 würde die dadurch entstehende Rechtsunsicherheit für die RFNBO-Erzeuger den Markthochlauf gefährden.

## 2. | Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

§ 3 Nr. 27a EEG definiert grünen Wasserstoff im Sinne des EEG als „Wasserstoff, der nach Maßgabe der Verordnung nach § 93 elektrochemisch durch den Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Ener-

<sup>135</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, Gemeinsame Pressemitteilung, Wichtiger Schritt für Markthochlauf von grünem Wasserstoff - Europäische Kommission legt neuen Entwurf zu Kriterien für Erzeugung von grünem Wasserstoff vor, 13.02.2023, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/02/20230213-wichtiger-schritt-fur-markthochlauf-von-grunem-wasserstoff.html>.

<sup>136</sup> BT-Drs. 19/27435, S. 27.

<sup>137</sup> Siehe dazu D. II. 4.

*gien hergestellt wird, wobei der Wasserstoff zur Speicherung oder zum Transport auch in anderen Energieträgern chemisch oder physikalisch gespeichert werden kann.“*

Die Verordnungsermächtigung zu **Anforderungen an grünen Wasserstoff** sieht gemäß § 93 Abs. 1 EEG vor, dass die Bundesregierung durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates die Anforderungen an die Herstellung von grünem Wasserstoff bestimmt, um sicherzustellen, dass nur Wasserstoff als grüner Wasserstoff gilt, der ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde und der mit dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung vereinbar ist. Dazu können unter anderem Bestimmungen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlagen im Verhältnis zur Inbetriebnahme der Anlage zur Herstellung von grünem Wasserstoff, zum zeitlichen Verhältnis von Stromerzeugung und Wasserstoffherstellung, zum räumlichen Verhältnis der Anlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff zur Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vorgenommen werden. § 93 Abs. 2 EEG ermächtigt die Bundesregierung außerdem zur Bestimmung von Anforderungen an die entsprechende Nachweisführung. Dabei soll diese Verordnung ausdrücklich dazu dienen, die Regelungen, die die Europäische Kommission im Delegierten Rechtsakt zur RED II für grünen Wasserstoff festlegen wird, in nationales Recht zu überführen.<sup>138</sup>

Alternativ kann die Bestimmung von grünem Wasserstoff nach § 93 Abs. 3 EEG aber auch durch einen Verweis auf die Verordnung nach § 37d Abs. 2 S. 1 Nr. 13 BImSchG vorgenommen werden. Daher ist damit zu rechnen, dass es nicht zwei verschiedene Verordnungen zur Definition von grünem Wasserstoff geben wird, sondern dass die Inhalte der 37. BImSchV auf die anderen Anwendungsbereiche übertragen werden. Damit soll eine einheitliche gesetzliche Definition sichergestellt werden.<sup>139</sup>

Im EEG selbst hat die nationale Definition von grünem Wasserstoff Bedeutung für die zukünftigen **Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff** nach § 39p EEG. Für diese Anlagen enthält § 39q EEG besondere Zahlungsbestimmungen.

### 3. | **Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)**

Das Energiefinanzierungsgesetz enthält in § 25 Abs. 1 EnFG eine **spezielle Privilegierung** für grünen Wasserstoff. Danach kann Strom, der zur **Herstellung von grünem Wasserstoff** verbraucht wird, von den **EnFG-Umlagen**<sup>140</sup> **befreit** sein. Für die Anforderungen an grünen Wasserstoff verweist § 26 EnFG wiederum auf die Rechtsverordnung nach § 93 EEG.

### 4. | **Gebäudeenergiegesetz (GEG)**

Im Gesetzentwurf zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes<sup>141</sup> ist der **Einsatz von grünem Wasserstoff als Option zur Erfüllung der Pflicht zu Wärmeerzeugung zu mindestens 65 % aus erneu-**

<sup>138</sup> BT-Drs. 20/2656, S. 27.

<sup>139</sup> BT-Drs. 20/2656, S. 28.

<sup>140</sup> Gemäß § 2 Nr. 17 EnFG handelt es sich dabei um die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage.

<sup>141</sup> BT-Drs. 20/6875.

**erbaren Energien** vorgesehen.<sup>142</sup> Entsprechend enthält der Gesetzentwurf mit § 3 Abs. 1 Nr. 13b GEG-E eine **Definition von grünem Wasserstoff**. Dieser ist danach „Wasserstoff, der die Anforderungen nach Artikel 27 Absatz 3 Unterabsatz 7 sowie Artikel 28 Absatz 5 in Verbindung mit Artikel 25 Absatz 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in der jeweils geltenden Fassung, erfüllt, wobei der Wasserstoff zur Speicherung oder zum Transport auch in anderen Energieträgern chemisch oder physikalisch gespeichert werden kann“. Anders als die oben genannten Gesetze bezieht sich die Norm also nicht auf eine durch den Verordnungsgeber vorzunehmende Begriffsbestimmung, sondern direkt auf die Vorgaben der RED II und der DA 27 sowie DA 28.<sup>143</sup>

---

<sup>142</sup> §§ 71 Abs. 3 Nr. 5, 71f GEG-E.

<sup>143</sup> Laut der Gesetzesbegründung zu § 3 Abs. 1 Nr. 13b GEG-E knüpft dieser „unmittelbar an die bereits in § 3 Nummer 27a EEG 2023 bestehende Definition“ an. Durch einen „Verweis auf das EEG 2023 soll[en] einheitliche Anforderungen an die Herstellung von grünem Wasserstoff im Rahmen der Rechtsordnung“ sichergestellt werden, BT-Drs. 20/6875, S. 94 f. Einen solchen Verweis auf § 3 Nr. 27a EEG oder eine Rechtsverordnung nach § 93 EEG enthält der Wortlaut des § 3 Abs. 1 Nr. 13b GEG-E jedoch nicht.

