

# Regelungsansätze für die Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren (Teil 2)

Im Rahmen der Diskussion um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird regelmäßig der Bau und Betrieb von netz- und systemdienlichen Elektrolyseuren gefordert. Teil 1 des vorliegenden Beitrags (EnWZ 2024, 392) hat gezeigt, dass der Standort und die Betriebsweise der Elektrolyseure diesbezüglich die zentrale Rolle in politischen Papieren und Strategien einnehmen.

Die detaillierte Ausgestaltung der Voraussetzungen iE bleibt allerdings konkreten gesetzlichen Regelungen vorbehalten. Teil 2 stellt dar, inwiefern der Gesetzgeber die politischen Pläne und Ziele bereits im Rechtsrahmen verankert hat und welcher Handlungsbedarf noch besteht.

Wasserstoff · Elektrolyseure · Netzdienlichkeit · Systemdienlichkeit

## V. Berücksichtigung im bestehenden Rechtsrahmen

Im Folgenden soll dargestellt werden, inwiefern der Gesetzgeber bereits Möglichkeiten zur Einführung von Anforderungen an eine netz- und systemdienliche Wasserstoffherzeugung geschaffen hat und welcher Handlungsbedarf noch besteht.

### 1. Einfluss des EU-Rechts

Vor der Betrachtung des deutschen Rechts soll zunächst ein Blick auf die Vorgaben des europäischen Sekundärrechts zur Erzeugung von grünem Wasserstoff im Wege der Elektrolyse geworfen werden, die die nationalen Regelungen erheblich beeinflussen. Von besonderer Bedeutung sind dabei Rechtsakte des sog. Fit for 55-Pakets und hier insb. die Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III)<sup>1</sup>. Die RED III enthält für die EU-Mitgliedstaaten verpflichtende Erneuerbare-Energie-Ziele für den Verkehrssektor einschließlich einer Unterquote für Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO), zu denen auch im Wege der Elektrolyse erzeugter grüner Wasserstoff gehört.<sup>2</sup> Durch eine sog. Industriequote werden die Mitgliedstaaten zudem verpflichtet, bis zum Jahr 2035 einen RFNBO-Anteil von grds. 60% am in der Industrie zu nicht energetischen Zwecken eingesetzten Wasserstoff zu erreichen.<sup>3</sup>

Von besonderer Bedeutung für die Mitgliedstaaten (und betroffene Marktteilnehmer) ist, wann grüner Wasserstoff auf die Zielvorgaben der RED III anrechenbar ist. Die EU-Kommission hat in diesem Zusammenhang in einem Delegierten Rechtsakt zu Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)<sup>4</sup> (DA 27)<sup>5</sup> Anforderungen an den Strombezug bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff festgelegt. Diese betrafen zunächst nur die Anrechenbarkeit des Einsatzes von grünem Wasserstoff auf die europäischen Ziele der RED II im Verkehrssektor. Vor dem Hintergrund der RED III wurde diese Beschränkung des Anwendungsbereichs in der Zwischenzeit aufgehoben, sodass die Kriterien des DA 27 nun in weiteren Sektoren und damit auch für die Industriequote Bedeutung entfalten.<sup>6</sup> Um die Vorgaben der RED III zu erfüllen, gestalten die EU-Mitgliedstaaten ihre nationalen Steuerungsinstrumente so aus, dass der national erzeugte und genutzte grüne Wasserstoff den Anforderungen des DA 27 entspricht und auf die Zielvorgaben der RED III anrechenbar ist.<sup>7</sup>

Hinsichtlich rechtlicher Vorgaben zur Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren ist daher zunächst zu untersuchen, welche Vorgaben der DA 27 insoweit macht. Dabei ist zu be-

achten, dass das wesentliche Ziel der DA 27 ist, Kriterien für den Strombezug zur Herstellung von grünem Wasserstoff zu formulieren, die einerseits aus industriepolitischen Gründen einen möglichst schnellen Hochlauf der europäischen Wasserstoffproduktion ermöglichen, andererseits aber auch sicherstellen, dass die Erzeugung von grünem Wasserstoff dem Klimaschutz dient.<sup>8</sup> Die Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren ist hingegen kein zentraler Regelungsgegenstand des DA 27. Dennoch wurden entsprechende Aspekte von Beginn an mit bedacht.<sup>9</sup> So adressieren insb. zwei Regelungen des DA 27 die Netz- und Systemdienlichkeit sowohl des Standorts als auch der Betriebsweise von Elektrolyseuren: Für den Fall, dass zur Wasserstoffherzeugung Strom über das Netz bezogen wird, enthält der DA 27 Vorgaben zur zeitlichen und räumlichen Korrelation von Strom- und Wasserstoffherzeugung. Durch Zweitere soll sichergestellt werden, dass zwischen den Standorten der erneuerbaren Stromerzeugungsanlage (EE-Anlage) und des Elektrolyseurs kein Netzengpass besteht.<sup>10</sup> Die geografische Korrelation ist gem. Art. 7 Abs. 1 lit. a) DA 27 im Grundsatz erfüllt, wenn sich EE-Anlage und Elektrolyseur in derselben Gebotszone befinden. Zugrundeliegende Annahme ist dabei, dass Gebotszonen so zugeschnitten sind, dass sie die physikalische Netzsituation abbilden und Netzengpässe vermeiden.<sup>11</sup> In Deutschland ist dies jedoch nicht der Fall, wie ein immenser Redispatch-

\* Sina Freitag ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE) an der Fachhochschule Westküste. Christoph Kisker ist Leiter der Gruppe Energiewenderecht am ITE sowie Lehrbeauftragter an der Fachhochschule Westküste und der Universität Mannheim. Christian Buchmüller ist Professor für Europäisches Wirtschaftsrecht an der Fachhochschule Westküste und dort stellvertretender Wissenschaftlicher Leiter des ITE sowie Leiter des interdisziplinären Masterstudiengangs Green Energy. Dieser Beitrag ist iRd vom BMBF geförderten Projektverbands „SYSTOGEN100“ aus dem Wasserstoff-Leitprojekt H<sub>2</sub>GIGA entstanden.

1 RL (EU) 2023/2413.

2 Zu Einzelheiten vgl. Art. 25 RED III.

3 Vgl. Art. 22a und 22b RED III.

4 RL (EU) 2018/2001.

5 Delegierte VO (EU) 2023/1184; s. dazu iE Kisker/Buchmüller, Wann ist Wasserstoff grün? Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE, Heft 9, Mai 2023.

6 Delegierte VO (EU) 2024/1408.

7 Vgl. dazu auch Kisker/Buchmüller, Wann ist Wasserstoff grün? Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE, Heft 9, Mai 2023, S. 9.

8 Zu diesem Zielkonflikt auch Kisker/Buchmüller, Wann ist Wasserstoff grün? Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE, Heft 9, Mai 2023, S. 1 mwN.

9 Vgl. etwa den für den Erlass des DA 27 maßgeblichen ErwGr 90 RED II.

10 Vgl. ErwGr 90 RED II; ErwGr 12 DA 27.

11 Vgl. ErwGr 12 DA 27. Vgl. auch Kisker/Buchmüller, Wann ist Wasserstoff grün? Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE, Heft 9, Mai 2023, S. 9.

Bedarf und die Diskussion um eine Aufteilung der bislang einheitlichen Gebotszone zeigen. Vor diesem Hintergrund ist wichtig, dass Art. 7 Abs. 2 DA 27 den Mitgliedstaaten das Recht einräumt, die räumlichen Anforderungen zu verschärfen. Deutschland hat von dieser Möglichkeit bislang allerdings keinen Gebrauch gemacht.<sup>12</sup>

Art. 4 Abs. 3 DA 27 sieht zudem die Möglichkeit vor, grünen Wasserstoff mit Netzstrom während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls zu erzeugen, in dem ein abwärts gerichteter Redispatch von EE-Anlagen stattgefunden und die Wasserstoff-erzeugung die Notwendigkeit des Redispatch um die Menge des eingesetzten Stroms verringert hat.

Die dargestellten Kriterien zeigen, dass in DA 27 bereits grundlegende Überlegungen zu einer netz- und systemdienlichen Wasserstoff-erzeugung Einfluss gefunden haben. Die Vorgaben sind dabei aber rudimentär und zudem – in Bezug auf die räumliche Korrelation – wenig ambitioniert.

## 2. Regelungssätze im deutschen Recht

Gesetzliche Anforderungen an die Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren kommen immer dort in Betracht, wo der Gesetzgeber spezifische Regelungen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse trifft. In der aktuellen Phase des Markthochlaufs sind dies insb. energierechtliche Regelungen, die spezifische Anreize und Privilegierungen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff enthalten und iF näher untersucht werden. Nicht Gegenstand dieses Beitrags sind Regelungsansätze zur Netz- und Systemdienlichkeit im Planungs- und Genehmigungsrecht.<sup>13</sup>

Spezifische Anreize für einen Markthochlauf der inländischen Wasserstoff-erzeugung setzt der deutsche Gesetzgeber durch nachfrageseitige Instrumente wie die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) (dazu a)) sowie angebotsseitige Förderinstrumente wie Ausschreibungsmodelle (dazu b)) oder Privilegierungen bei den Netzentgelten für den Strombezug des Elektrolyseurs (dazu c)). Wichtig sind zudem Anreize zur Nutzung von ansonsten abgeregelten EE-Strommengen über § 13k EnWG (dazu d)).

### a) THG-Quote und 37. BImSchV

Das zentrale Instrument, mit dem Deutschland seine Pflichten aus der RED III in Bezug auf den Verkehrssektor erfüllen möchte, ist die THG-Quote für die Inverkehrbringer von Kraftstoffen nach §§ 37a ff. BImSchG.<sup>14</sup> Indem diese auch durch den Einsatz von grünem Wasserstoff erfüllt werden kann, wird eine Nachfrage nach grünem Wasserstoff geschaffen.<sup>15</sup>

Die Voraussetzungen für eine Anrechnung von grünem Wasserstoff auf die Erfüllung der THG-Quote ergeben sich aus der 37. BImSchV.<sup>16</sup> Anforderungen an die Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren müssten entsprechend dort geregelt werden. Der deutsche Ordnungsgeber hat sich entschieden, die europäischen Vorgaben des DA 27 im Rahmen einer 1:1-Umsetzung in die 37. BImSchV zu übertragen. Dabei hat er insb. keinen Gebrauch von den Möglichkeiten gemacht, strengere nationale Anforderungen an die Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren einzuführen. So hätten zur Vereinbarkeit neuer Anlagen mit den Planungen nationaler Wasserstoff- und Elektrizitätsnetze gem. Art. 7 Abs. 2 DA 27 strengere Standortvorgaben für Elektrolyseure und EE-Anlagen festgelegt werden können.<sup>17</sup> Der Ordnungsgeber hat sich jedoch auf die Übernahme der im DA 27 angelegten gebotszonenbezogenen Standortvorgaben beschränkt. Diese entfalten aufgrund der

einheitlichen Gebotszone in Deutschland aktuell allerdings keine Steuerungswirkung für eine netz- und systemdienliche Standortwahl.

Mit Blick auf eine netz- und systemdienliche Betriebsweise setzt § 9 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 37. BImSchV die o.g. Möglichkeit der Wasserstoffproduktion während Redispatchmaßnahmen durch einen Verweis auf einen Stromverbrauch gem. § 13k EnWG<sup>18</sup> um.

Im Rahmen des für die Praxis und zahlreiche Geschäftsmodelle im Verkehrsbereich sehr wichtigen Instruments der THG-Quote hat der Gesetzgeber es somit – wohl um den Markthochlauf der inländischen Wasserstoff-erzeugung nicht zu bremsen – bei den Vorgaben des europäischen Rechts belassen.

### b) Förderausschreibungen

Ausdrücklich vorgesehen ist die Regelung von Anforderungen an netz- und systemdienliche Elektrolyseanlagen im Rahmen verschiedener Ausschreibungsregime im WindSeeG und im EEG.

#### aa) Ausschreibung von systemdienlich mit Elektrolyseuren erzeugtem grünem Wasserstoff, § 96 Nr. 9 WindSeeG

§ 96 Nr. 9 WindSeeG ermächtigt das BMWK, durch eine Rechtsverordnung genauere Bestimmungen zur Ausschreibung von systemdienlich mit Elektrolyseanlagen erzeugtem grünem Wasserstoff gem. § 3 Nr. 27a EEG festzulegen. Vorgesehen ist eine jährliche Ausschreibungsmenge von 500 MW installierter Leistung im Zeitraum 2023 bis 2028.

Erster Anknüpfungspunkt für Anforderungen an die Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren iRv Ausschreibungen nach § 96 Nr. 9 WindSeeG ist zunächst, dass es sich um die Erzeugung von „grünem Wasserstoff“ iSd § 3 Nr. 27a EEG handeln muss. Bereits durch den Verweis auf die Begriffsbestimmung des EEG könnten grundlegende Anforderungen an die systemdienliche Wasserstoff-erzeugung Anwendung finden. Nach der dortigen Begriffsbestimmung handelt es sich bei grünem Wasserstoff um „Wasserstoff, der nach Maßgabe der Verordnung nach § 93 elektrochemisch durch den Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird ...“. Die Verordnungsermächtigung des § 93 EEG ermöglicht es der Bundesregierung wiederum, Anforderungen an die Herstellung von grünem Wasserstoff zu bestimmen. Für eine möglichst einheitliche Begriffsbestimmung wurde die Ermächtigung so ausgestaltet, dass durch die Verordnung die europäischen Vorgaben des DA 27 in nationales Recht umgesetzt werden können.<sup>19</sup> Entsprechend können insb. Anforderungen an das räumliche und zeitliche Verhältnis von Strom- und Wasserstoff-erzeugung be-

<sup>12</sup> S. dazu unten V. 2. a).

<sup>13</sup> S. etwa das Entfallen eines überragenden öffentlichen Interesses für die Errichtung und den Betrieb von Elektrolyseuren, wenn durch die Wasserentnahme die öffentliche Wasserversorgung beeinträchtigt werden kann, vgl. § 4 Abs. 2 des Entwurfs für ein Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (BT-Drs. 20/11899).

<sup>14</sup> Zu Details vgl. Kisker/Buchmüller, Wann ist Wasserstoff grün? Schriftenreihe interdisziplinäre Energieforschung des ITE, Heft 9, Mai 2023, S. 41 f.

<sup>15</sup> Aufgrund des Verfalls der Zertifikatspreise funktioniert das Steuerungsinstrument derzeit allerdings kaum.

<sup>16</sup> Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote – 37. BImSchV v. 17.4.2024 (BGBl. 2024 I Nr. 131).

<sup>17</sup> S. dazu Kisker/Buchmüller, Wann ist Wasserstoff grün? Schriftenreihe interdisziplinäre Energieforschung des ITE, Heft 9, Mai 2023, S. 39.

<sup>18</sup> S. dazu unten V. 2. d).

<sup>19</sup> BT-Drs. 20/2656, 27. S. dazu Kisker/Buchmüller, Wann ist Wasserstoff grün? Schriftenreihe interdisziplinäre Energieforschung des ITE, Heft 9, Mai 2023, S. 42 f.

stimmt werden. Um auch auf nationaler Ebene einen „Gleichlauf der gesetzlichen Definitionen“<sup>20</sup> sicherzustellen, sieht § 93 Abs. 3 EEG alternativ die Möglichkeit vor, „grünen Wasserstoff nicht durch eine weitere Verordnung, sondern durch einen Verweis auf die 37. BImSchV zu definieren.“<sup>21</sup> Bislang hat der Verordnungsgeber von der Ermächtigung des § 93 EEG keinen Gebrauch gemacht. Damit fehlt es an der entscheidenden Komponente für die Anwendbarkeit der Begriffsbestimmung des § 3 Nr. 27a EEG, sodass der Verweis des § 96 Nr. 9 WindSeeG in eine „regulatorische Sackgasse“<sup>22</sup> führt. Sollte sich der Verordnungsgeber aber iRd EEG bspw. für einen pauschalen Verweis auf die 37. BImSchV entscheiden, wären darüber bereits erste Aspekte der Netz- und Systemdienlichkeit adressiert. Diese sind – wie oben dargestellt – Anforderungen an die räumliche Korrelation von Elektrolyseur- und Stromerzeugungsstandort sowie die Möglichkeit der Nutzung von „Redispatch-Strommengen“.

In Ergänzung zu möglichen Anforderungen nach § 3 Nr. 27a EEG ermächtigt § 96 Nr. 9 lit. g) WindSeeG den Verordnungsgeber, nähere Anforderungen an die Systemdienlichkeit zu regeln. Dazu zählen u.a. Anforderungen an einen systemdienlichen Standort, zu denen die räumliche Nähe des Elektrolyseurs zu EE-Anlagen oder die Situation im Stromnetz gehören könnten.<sup>23</sup> Des Weiteren soll „eine sinnvolle Nutzung“ des Wasserstoffs durch Vorgaben zum Anschluss der Anlagen an ein Wasserstoffnetz oder -speicher sichergestellt werden.<sup>24</sup> Darüber hinaus kann eine systemdienliche Fahrweise der Elektrolyseure durch die Einführung von Anforderungen an die Flexibilität, den Betrieb und die zulässigen Vollbenutzungsstunden erreicht werden. Systemdienlich verhalten sich Elektrolyseure nach Vorstellung des Gesetzgebers dann, wenn sie „flexibel ... auf die Einspeisung erneuerbarer Energien, die Residuallast und die Netzsituation im System“ reagieren.<sup>25</sup> Des Weiteren umfasst die Verordnungsermächtigung mit § 96 Nr. 9 lit. e) WindSeeG auch Anforderungen, die den systemdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren sicherstellen sollen. Überdies ermöglicht § 96 Nr. 9 lit. h) WindSeeG mit Anforderungen an die Nutzung der Abwärme die Berücksichtigung weiterer Kriterien, die ein systemdienliches Verhalten anreizen könnten.

Der erste Teil des Beitrags hat gezeigt, dass die politischen Strategien sich vorrangig auf die Kriterien Standort und Betriebsweise konzentrieren.<sup>26</sup> Wie dargestellt, ermöglicht § 96 Nr. 9 WindSeeG die Bestimmung entsprechender Vorgaben. Offen ist dabei bislang allerdings, welche Elektrolysestandorte von § 96 Nr. 9 WindSeeG überhaupt erfasst sind. So ergibt sich aus dem Wortlaut nicht eindeutig, ob die Wasserstoffherzeugung an Land oder auf See erfolgen soll.<sup>27</sup> Die Beantwortung dieser Frage ist von elementarer Bedeutung, kann im Rahmen dieses Beitrags jedoch nicht erfolgen. Bei einer übersichtlichen Prüfung dürfte im Ergebnis jedenfalls einiges dafür sprechen, dass der Gesetzgeber die Ausschreibungen – trotz der Regelung im WindSeeG – nicht auf Elektrolysestandorte auf See beschränken, sondern auch Standorte an Land einbeziehen wollte. Eine ausdrückliche Klarstellung in der Verordnung ist dennoch angezeigt.

Obwohl die NWS 2023 den Erlass der Verordnung nach § 96 Nr. 9 WindSeeG als im Jahr 2023 umzusetzende Maßnahme aufführt, liegt bislang kein Entwurf für eine solche Verordnung vor.<sup>28</sup> Bei der Ausgestaltung der Verordnung nach § 96 Nr. 9 WindSeeG ist es in jedem Fall zwingend erforderlich, dass das Zusammenspiel der verschiedenen Normen hinreichend berücksichtigt wird. So sind Anforderungen festzulegen, die kongruent mit denen des § 3 Nr. 27a EEG bzw. der Verordnung nach § 93 EEG sind und sich nicht widersprechen oder eine (tatsächliche) Systemdienlichkeit der Elektrolyseure verhindern.

**bb) Innovationsausschreibungen, § 28e iVm §§ 39n, 88d EEG**  
Die Innovationsausschreibungen betreffen gem. § 28e iVm §§ 39n, 88d EEG-Ausschreibungen für Kombinationen aus verschiedenen EE-Anlagen oder aus EE-Anlagen und Speichern. Dabei sollen besonders innovative, system- oder netzdienliche Anlagen gefördert werden. Typische Anlagenkombinationen bilden Solaranlagen und Speicher. Eine Einschränkung auf bestimmte Speicherarten erfolgt aber nicht, sodass theoretisch auch eine Speicherung des erzeugten Stroms durch Umwandlung in Wasserstoff möglich sein dürfte.<sup>29</sup> Gleichwohl spielten entsprechende Kombinationen in den bisherigen Ausschreibungen keine Rolle.<sup>30</sup> Überdies dürften die später eingeführten Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung iSd § 39o EEG inzwischen das speziellere Ausschreibungssegment darstellen. Weitere Ausführungen erübrigen sich daher an dieser Stelle – insb. auch vor dem Hintergrund, dass der Verordnungsgeber keinen Gebrauch von den Möglichkeiten des § 88d Nr. 3 lit. b), Nr. 4 lit. a) und Nr. 6 lit. b) EEG gemacht und in der zugehörigen Verordnung zu den Innovationsausschreibungen (InnAusV)<sup>31</sup> bislang keine Anforderungen an die Netz- und Systemdienlichkeit bestimmt hat.

#### **cc) Ausschreibungen für Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke, § 28f iVm §§ 39o, 88e EEG**

Teil des bunten Straußes an Instrumenten zur Unterstützung des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft<sup>32</sup> sind auch die Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung nach § 28f iVm §§ 39o, 88e EEG. Diese Ausschreibungen sollen der Verstärkung und Planbarkeit der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der Erprobung von deren Speicherung in Wasserstoff und der anschließenden Rückverstromung dienen.<sup>33</sup> Fördergegenstand

20 BT-Drs. 20/2656, 27.

21 S. zur Problematik der Übertragbarkeit der Anforderungen der 37. BImSchV Dell ZNER 2024, 383, 384 f.

22 Dell ZNER 2024, 383, 384.

23 BT-Drs. 20/2657, 15.

24 BT-Drs. 20/2657, 15.

25 BT-Drs. 20/2657, 15.

26 So auch die in der Zwischenzeit zur Konsultation gestellte finale Fassung der Systementwicklungsstrategie, vgl. BMWK, Systementwicklungsstrategie 2024, November 2024, S. 35.

27 So auch Bundesverband der Windenergie Offshore e.V. (BWO), Potenziale der Offshore-Windparks für Erzeugung grünen Wasserstoffes jetzt nutzen, 30.10.2023, S. 2; BDEW, Zur Ausgestaltung der Verordnung zur Ausschreibung von systemdienlich mit Elektrolyseuren erzeugtem Grünem Wasserstoff in § 96 Nr. 9 WindSeeG, 1.12.2023, S. 4.

28 Gleichwohl gibt es verschiedene Vorschläge zur Ausgestaltung der Systemdienlichkeitsanforderungen durch die Verordnung, s. dazu Frontier Economics Ltd, Konzepte zur lokal-differenzierten Beanreicherung von Investitionen in Elektrolyseure, 21.6.2023, S. 22 ff.; BWO, Potenziale der Offshore-Windparks für Erzeugung grünen Wasserstoffes jetzt nutzen, 30.10.2023, S. 2 f.; Stiftung Offshore Windenergie, Standortentscheidung für den Betrieb von Elektrolyseuren als wichtiger Teil einer gesamtwirtschaftlichen Strategie beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft mit Offshore Windenergie, Mai 2023, S. 9 f.; BDEW, Zur Ausgestaltung der Verordnung zur Ausschreibung von systemdienlich mit Elektrolyseuren erzeugtem Grünem Wasserstoff in § 96 Nr. 9 WindSeeG, 1.12.2023, S. 4 f., 9.

29 BerKommEnergieR/Patzelt/Loetz, 5. Aufl. 2022, InnAusV § 2 Rn. 17; Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus, EEG/Hennig, 5. Aufl. 2018, § 88d Rn. 6.

30 S. dazu BeckOK EEG/Kindler, 15. Ed. 1.5.2024, EEG 2023 § 39n Rn. 16 ff.

31 Innovationsausschreibungsverordnung v. 20.1.2020 (BGBl. 2020 I 1066), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes v. 20.12.2022 (BGBl. 2022 I 2512) geändert worden ist.

32 Dazu gehören auch Ausschreibungen für Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke nach § 28g iVm §§ 39p, 88f EEG. Fördergegenstand sind Anlagen, die Strom aus grünem Wasserstoff iSd § 3 Nr. 27a EEG erzeugen. Die Verordnungsermächtigung sieht in § 88f Nr. 6 lit. a) EEG u.a. ebenfalls die Möglichkeit vor, Vorgaben „zu dem Bau und Betrieb von netz- und systemdienlich ausgelegten Anlagen“ festzulegen.

33 BT-Drs. 20/1630, 141.

sind gem. § 390 Abs. 1 S. 1 EEG-Anlagenkombinationen von EE-Anlagen in Form von Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen mit einem chemischem Stromspeicher bestehend aus Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Wasserstoffrückverstromungsanlage (sog. Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke). Dieses geschlossene System befindet sich hinter einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt, über den es Strom ins Netz einspeist.<sup>34</sup>

Die Verordnungsermächtigung räumt der Bundesregierung in § 88e Nr. 5 lit. a) EEG die Möglichkeit ein, iRd besonderen Zuschlags- und Zahlungsanforderungen auch Vorgaben „zu dem Bau und Betrieb von netz- und systemdienlich ausgelegten Anlagen“ zu erlassen. Selbiges gilt gem. § 88e Nr. 5 lit. b) und c) EEG für Vorgaben zur Flexibilität der Anlagen und zur Nutzung der Abwärme der Elektrolyseanlagen.

Vor dem Hintergrund, dass für die Elektrolyse gem. § 390 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 EEG kein Netzstrom, sondern ausschließlich durch die EE-Anlagen der Anlagenkombination erzeugter Strom genutzt werden darf,<sup>35</sup> scheinen der Netzdienlichkeit der Anlagen von vornherein Grenzen gesetzt zu sein. Der enthaltene Stromspeicher soll überschüssigen Strom der EE-Anlage „speichern ..., um ihn zu einem späteren Zeitpunkt in das Stromnetz einzuspeisen.“<sup>36</sup> Aus dem Gesetz geht jedoch nicht hervor, wann sich die Anlagenkombination netzdienlich verhalten soll. So ist weder geregelt, wann der erzeugte Strom gespeichert, noch wann der Wasserstoff rückverstromt und Strom in das Netz eingespeist werden soll.<sup>37</sup>

Außerdem muss in der Anlagenkombination erzeugter Wasserstoff gem. § 390 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 EEG zwingend rückverstromt werden, sodass der Wasserstoff ausschließlich stromnetzdienlich eingesetzt werden kann.<sup>38</sup> Gleichwohl sollen die Standorte der Anlagenkombinationen nach § 390 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 EEG in der langfristigen Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden. Dies entspricht dem Zielbild des Gesetzgebers, nach dem die Förderung mit dem Aufbau des Wasserstoffnetzes weiterentwickelt werden soll, „so dass dann Elektrolyse, Speicherung und Rückverstromung im Zusammenspiel mit dem Wasserstoffnetz systemisch integriert erfolgen.“<sup>39</sup>

Anders als in der NWS 2023 angekündigt,<sup>40</sup> liegt die Verordnung nach § 88e EEG bislang weder vor noch dürfte es sie zukünftig überhaupt geben. Im Gegenteil sieht der Referentenentwurf des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für gesicherte Kraftwerksleistung vom 30.10.2024 (KWVG-RefE) die Aufhebung der §§ 28f, 390 und 88e EEG vor, da „[d]er Regelungsgehalt dieser Vorschriften ... vollständig im Kraftwerksicherheitsgesetz aufgegangen“ ist.<sup>41</sup> So soll mit diesem Artikelgesetz auch ein Wasserstoffkraftwerkeausschreibungsgesetz (WKAG) eingeführt werden, das u.a. Ausschreibungen für Langzeitstromspeicher vorsieht. Bei diesen handelt es sich gem. § 2 Nr. 5 WKAG-RefE um „neue Anlagen zur elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicherung, die eine Stromspeicherkapazität aufweisen, die mindestens dem Produkt aus 72 Stunden und ihrer Netzeinspeiseleistung entspricht“. Ziel ist die kostengünstige Speicherung von Strom „über längere Zeit und in großen Mengen“<sup>42</sup>, die zum „Ausgleich saisonaler Schwankungen im Angebot von Windenergie und Photovoltaik“ (auch) wasserstoffbasiert erfolgt.<sup>43</sup> Laut den Konsultationsdokumenten für das KWVG<sup>44</sup> sollen vom Begriff des Langzeitstromspeichers auch „Anlagenkombinationen [erfasst sein], die die Funktionen Einspeicherung, Energiespeicherung und Ausspeicherung in verschiedenen Anlagen an einem Standort erbringen“<sup>45</sup> und damit – bis auf die EE-Anlage – grds. dem Konzept von § 390 EEG entsprechen. Anders als die Anlagenkombinationen iSd § 390 EEG könnten sich die

Langzeitstromspeicher also netz- und systemdienlich verhalten, indem sie (auch) Strom aus dem Netz beziehen.<sup>46</sup> Gleichwohl sind im Referentenentwurf anders als nach § 88e EEG wohl keine Vorgaben zu einer netz- und systemdienlichen Standortwahl oder Betriebsweise der Langzeitstromspeicher vorgesehen.

Vor dem Hintergrund der vorgezogenen Neuwahlen ist allerdings mehr als fraglich, ob das WKAG überhaupt noch in dieser Legislaturperiode beraten und beschlossen wird oder nicht vielmehr die Vorstellungen der nächsten Bundesregierung abzuwarten wären.

#### dd) Förderrichtlinie Klimaschutzverträge

In der „Richtlinie zur Förderung von klimaneutralen Produktionsverfahren in der Industrie durch Klimaschutzverträge“ (FRL KSV) des BMWK vom 11.3.2024 findet die Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseanlagen ebenfalls Berücksichtigung.

Bei den Klimaschutzverträgen (Carbon Contracts for Difference, CCfD) handelt es sich um ein Instrument staatlicher Investitionslenkung im Bereich des Klimaschutzes in der Industrie.<sup>47</sup> Die CCfD sichern Unternehmen gegen bestimmte Preisrisiken (bspw. von Wasserstoff) ab und gleichen etwaige Mehrkosten aus. So sollen sie Investitionen in die Erzeugung klimafreundlicher Energien bzw. in klimafreundliche Produktionsverfahren anreizen.<sup>48</sup> Im 1. Förderaufruf zum Gebotsverfahren hat das BMWK als zuständige Bewilligungsbehörde<sup>49</sup> auf die Festlegung von Standortvorgaben verzichtet,<sup>50</sup> obwohl diese Möglichkeit gem. Nr. 4.9 S. 2 FRL KSV grds. besteht: Sollte es das BMWK aus Gründen der Anreizwirkung für erforderlich halten, kann es im „Förderaufruf Vorgaben zu Standorten von Elektrolyseanlagen mit Leistung von mehr als 10 MW für den Bezug von grünem Wasserstoff machen, um einen system- und netzdienlichen Betrieb zu gewährleisten und gleichzeitig die Deckung der industriellen Wasserstoffbedarfe vor Ort, insbesondere in der Hochlaufphase der Wasserstoffversorgung, sicherzustellen.“ Weitere Ausführungen zu diesen Kriterien enthält die FRL KSV nicht.

Unter den 15 Unternehmen, die im ersten Gebotsverfahren am 15.10.2024 einen Zuschlag erteilt bekamen, befinden sich fünf Unternehmen, die Wasserstoffprojekte umsetzen wollen.<sup>51</sup> Das

<sup>34</sup> S. dazu ausführlich Kisker/Baumann ZNER 2022, 547, 548.

<sup>35</sup> S. dazu Kisker/Baumann ZNER 2022, 547, 553.

<sup>36</sup> BT-Drs. 20/1630, 141, 161.

<sup>37</sup> S. dazu Kisker/Baumann ZNER 2022, 547, 553.

<sup>38</sup> S. dazu Kisker/Baumann ZNER 2022, 547, 553.

<sup>39</sup> BT-Drs. 20/1630, 161.

<sup>40</sup> BMWK, Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, Juli 2023, S. 8, 24. S. dazu Freitag/Kisker/Buchmüller EnWZ 2024, 392, 393.

<sup>41</sup> BMWK, Referentenentwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für gesicherte Kraftwerksleistung, 30.10.2024, S. 150.

<sup>42</sup> BMWK, Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitstromspeicher für Strom, 11.9.2024, S. 4.

<sup>43</sup> BMWK, Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitstromspeicher für Strom, 11.9.2024, S. 2.

<sup>44</sup> S. dazu Freitag/Kisker/Buchmüller EnWZ 2024, 392, 395 f.

<sup>45</sup> BMWK, Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitstromspeicher für Strom, 11.9.2024, S. 4.

<sup>46</sup> Vgl. BMWK, Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitstromspeicher für Strom, 11.9.2024, S. 27.

<sup>47</sup> Baums EuZW-Sonderausgabe 2024, 10, 10 ff.

<sup>48</sup> BMWK, Förderprogramm Klimaschutzverträge, 12.3.2024, S. 1.

<sup>49</sup> Vgl. Nr. 2.4 FRL KSV.

<sup>50</sup> BMWK, 1. Förderaufruf zum Gebotsverfahren Klimaschutzverträge, 12.3.2024, S. 3; s. dazu auch BMWK, Handbuch zum Förderprogramm Klimaschutzverträge Version 1.1 (1. Gebotsverfahren), 6.6.2024.

<sup>51</sup> BMWK, Habeck überreicht Klimaschutzverträge, 15.10.2024, abrufbar unter: [https://www.klimaschutzvertraege.info/news/habeck\\_ueberreicht\\_klimaschutzvertraege](https://www.klimaschutzvertraege.info/news/habeck_ueberreicht_klimaschutzvertraege).

vorbereitende Verfahren für die zweite Gebotsrunde fand vom 29.7.2024 bis 30.9.2024 statt.<sup>52</sup> Es bleibt abzuwarten, ob das BMWK im 2. Förderaufruf von der Möglichkeit zur Festlegung von netz- und systemdienlichen Standortvorgaben Gebrauch machen wird.

### c) Netzentgeltbefreiung, § 118 Abs. 6 EnWG

§ 118 Abs. 6 S. 7 iVm S. 1 EnWG befreit Elektrolyseure bei einer Inbetriebnahme innerhalb von 18 Jahren ab dem 4.8.2011 für einen Zeitraum von 20 Jahren ab der Inbetriebnahme von den Netzentgelten für den Bezug der gespeicherten elektrischen Energie. Mit dem Ziel der „Integration wachsender Anteile erneuerbarer Energien“ soll durch die Befreiung „der wirtschaftliche Anreiz für Investitionen in neue Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie erhöht werden.“<sup>53</sup> Elektrolyseuren wird die Netzentgeltbefreiung aktuell unabhängig von einer netz- und systemdienlichen Standortwahl oder Betriebsweise gewährt. Anders ist dies für Pumpspeicherkraftwerke, für die § 118 Abs. 6 S. 4 EnWG die Netzentgeltbefreiung an die Bedingung knüpft, „dass die profitierenden Anlagen tatsächlich durch netzdienliches Nutzungsverhalten zur gewünschten Netzentlastung beitragen.“<sup>54</sup>

Insb. zielt auch die Regelung des § 118 Abs. 6 S. 10 EnWG nicht darauf ab, den Bau und Betrieb von netz- oder systemdienlichen Elektrolyseuren anzureizen. Das dort geregelte Zustimmungserfordernis des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) hat lediglich Bedeutung für die Wälzung der durch die Netzentgeltbefreiungen auftretenden Einnahmeeinbußen der Verteilernetzbetreiber (VNB) über die sog. Wasserstoffumlage. Durch die Einbindung des ÜNB soll verhindert werden, dass der Anschluss eines Elektrolyseurs an das Verteilernetz auf Ebene des ÜNB engpassverschärfend wirkt und so den Ausbau des Übertragungsnetzes nötig macht.<sup>55</sup> Daher soll geprüft werden, ob der direkte Anschluss an das Übertragungsnetz vorteilhafter wäre. Zu berücksichtigen hat der ÜNB dabei ausschließlich die Auswirkungen auf sein Netz.<sup>56</sup> Liegt die Zustimmung des ÜNB nicht vor, hat dies unmittelbar nur Bedeutung für den Anspruch des VNB auf Erstattung der durch die Netzentgeltbefreiung entgangenen Erlöse nach § 118 Abs. 6 S. 9 EnWG.<sup>57</sup> Der Elektrolyseurbetreiber wäre hingegen wohl nur betroffen, wenn der VNB in der Folge den Anschluss des Elektrolyseurs an sein Netz gem. § 17 Abs. 2 EnWG verweigert.<sup>58</sup> Selbst in diesem Fall dürfte darin aber lediglich ein Anreiz für die Wahl eines anderen Netzanschlusses liegen, nicht jedoch für eine systemdienliche Standortwahl des Elektrolyseurs.

Als Folge des EuGH-Urteils vom 2.9.2021, Rs. C-718/18, hat der Gesetzgeber in § 21 Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG die Festlegungskompetenz der BNetzA für die Stromnetzentgelte eingeführt. Zukünftig fällt es daher der BNetzA zu, eine dauerhafte Folgeregelung für § 118 Abs. 6 EnWG zu finden. Damit ist aktuell offen, ob und unter welchen Voraussetzungen Elektrolyseure zukünftig von den Netzentgelten befreit sind. In der Diskussion ist dabei auch ein Befreiungstatbestand, der nur noch auf netz- oder systemdienliche Elektrolyseure anwendbar ist.<sup>59</sup>

### d) Nutzen statt Abregeln, § 13k EnWG

Mit dem am 29.12.2023 in Kraft getretenen § 13k EnWG wurde ein wettbewerbliches Instrument („Nutzen statt Abregeln“) geschaffen, das die Abregelung von EE-Anlagen wegen strombedingter Netzengpässe verringern soll, indem eigentlich abzuregelnde Strommengen durch zuschaltbare Lasten verbraucht werden.<sup>60</sup> Dafür verpflichtet § 13 Abs. 1 EnWG die ÜNB seit dem 1.10.2024, berechtigten Teilnehmern die Nutzung der Strommengen zu ermöglichen. Teilnahmeberechtigt

sind gem. § 13k Abs. 3 S. 1 EnWG ausschließlich Betreiber von registrierten zusätzlich zuschaltbaren Lasten in Entlastungsregionen (Entlastungsanlagen) sowie Aggregatoren solcher Anlagen.

Die Anforderungen an die Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs hat die BNetzA in einer Festlegung bestimmt: Einzuhalten sind neben allg. Voraussetzungen für alle zuschaltbare Lasten<sup>61</sup> weitere besondere Voraussetzungen für einzelne Segmente. Elektrolyseure gehören dem Segment 3 „Elektrolyseure und Großwärmepumpen“ an, wenn sie über eine installierte elektrische Nennleistung von mindestens 100 kW verfügen.<sup>62</sup> In diesem Fall gelten die Elektrolyseure als zusätzlich, wenn sie vor dem 29.12.2023 in Betrieb genommen worden sind.<sup>63</sup> Außer den allg. Voraussetzungen bestehen neben dieser investiven Zusätzlichkeit keine weiteren Anforderungen. Insbesondere müssen Elektrolyseure – anders als Entlastungsanlagen der Segmente 1 und 2 – während des Anlagenbetriebs nicht operativ zusätzlich sein.<sup>64</sup> Dennoch müssen sie gem. § 13k Abs. 3 S. 4 EnWG flexibel fahrbar sein, um auch in Zukunft einen Beitrag zu einem effizienten Stromversorgungssystem leisten zu können,<sup>65</sup> was bei Elektrolyseuren jedoch als gegeben angesehen wird.<sup>66</sup>

Die installierte elektrische Mindestleistung von 100 kW wurde gewählt, da Elektrolyseure in dem Größenmaßstab noch nicht verbreitet seien und § 13k EnWG daher ein Anreiz für eine Neuansiedelung in einer Entlastungsregion sein könne.<sup>67</sup> Die Wahl von Standorten in den Entlastungsregionen wird als systemdienlich angesehen, weil Elektrolyseure nur „dort als erhebliche zusätzliche Stromverbraucher einen engpassentlastenden Effekt hätten.“<sup>68</sup> Durch das Umsetzungskonzept der ÜNB wurden auf Basis des historischen und prognostizierten Abregelungsbedarfs nur Entlastungsregionen in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz identifiziert.<sup>69</sup> Eine Teilnahme von Elektro-

<sup>52</sup> BMWK, Klimaschutzverträge starten ins zweite vorbereitende Verfahren, 29.7.2024, abrufbar unter: [https://www.klimaschutzvertraege.info/news/klimaschutzvertraege\\_starten\\_ins\\_zweite\\_vorbereitende\\_verfahren](https://www.klimaschutzvertraege.info/news/klimaschutzvertraege_starten_ins_zweite_vorbereitende_verfahren).

<sup>53</sup> BT-Drs. 17/6072, 97.

<sup>54</sup> BT-Drs. 17/6072, 97.

<sup>55</sup> BT-Drs. 20/7310, 119.

<sup>56</sup> BT-Drs. 20/7310, 119.

<sup>57</sup> So auch Transnet BW et al., Stellungnahme der ÜNB zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, 3.7.2023, S. 11.

<sup>58</sup> Unklar ist, ob der VNB in der Folge den Netzanschluss verweigern kann, abl. Kment, Energiewirtschaftsgesetz/Posser, 3. Aufl. 2023, EnWG § 118 Rn. 15, wohl bej. hingegen BeckOK EnWG/Peiffer, 12. Ed. 1.9.2024, EnWG § 118 Rn. 65c.

<sup>59</sup> BMWK, Strommarktdesign der Zukunft, 2.8.2024, S. 89; BR-Drs. 230/23 (B); 30; Die Bundesregierung, Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland, 5.7.2024, S. 25, 29; Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE), Stellungnahme zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf v. 11.4.2024, 3.5.2024, S. 11; Transnet BW et al., Stellungnahme der ÜNB zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, 3.7.2023, S. 11.

<sup>60</sup> BT-Drs. 20/9187, 147.

<sup>61</sup> S. dazu BNetzA, Az. 4.12.05.04/1, Tenorziffer 1.

<sup>62</sup> BNetzA, Az. 4.12.05.04/1, Tenorziffer 4.

<sup>63</sup> BNetzA, Az. 4.12.05.04/1, Tenorziffer 4.

<sup>64</sup> BNetzA, Az. 4.12.05.04/1, S. 28.

<sup>65</sup> BT-Drs. 20/9187, 146.

<sup>66</sup> BNetzA, Az. 4.12.05.04/1, S. 27.

<sup>67</sup> BNetzA, Az. 4.12.05.04/1, S. 29.

<sup>68</sup> BNetzA, Az. 4.12.05.04/1, S. 30.

<sup>69</sup> 50Hertz Transmission GmbH et al., § 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“ Umsetzungskonzept der ÜNB, 2.4.2024, S. 11–15.

lyseuren in den Regelzonen der Amprion und TransnetBW ist daher nicht möglich.<sup>70</sup>

Elektrolyseure, die an „Nutzen statt Abregeln“ teilnehmen, sollen damit sowohl aufgrund ihrer Betriebsweise als auch aufgrund des Standorts in einer Entlastungsregion netz- und systemdienlich wirken. Gleichzeitig ist der durch einen Strombezug iSd § 13k EnWG erzeugte Wasserstoff gem. § 9 Abs. 1 Nr. 3 iVm Abs. 2 37. BImSchV als erneuerbarer Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs anzusehen und somit gem. § 3 Abs. 1 37. BImSchV zur Erfüllung von Verpflichtungen zur Treibhausgasminderung nach § 37a BImSchG anrechenbar.

## VI. Fazit

Wie bereits die politischen Papiere bleibt auch der Rechtsrahmen bislang in Ansätzen stecken. Zwar gibt es inzwischen diverse Anknüpfungspunkte und Möglichkeiten insb. auf Verordnungsebene Anforderungen an die Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren festzulegen. Konkrete Vorgaben – insb. zu deren Standort und Betriebsweise – gibt es bislang jedoch nahezu nur dort, wo der Ordnungsgeber Vorgaben des DA 27 zur RED III in deutsches Recht überführt hat. Die Anforderungen des DA 27 an die räumliche Korrelation von Elektrolyseur und EE-Anlagen entfalten insoweit aber zumindest für Deutschland angesichts der einheitlichen Gebotszone keine Lenkungswirkung. Die Möglichkeit zur Verschärfung der europäischen Vorgaben des DA 27 hat der deutsche Ordnungsgeber bislang nicht genutzt. Im Kontext des § 93 EEG und des § 96 Nr. 9 WindSeeG hat der Ordnungsgeber von seiner Rechtssetzungskompetenz bislang noch gar keinen Gebrauch gemacht. Es bleibt abzuwarten, ob sich dies nach der vorgezogenen Bundestagswahl ändert.

Spannend wird sein, wie die zunehmend aktiver werdende BNetzA die ihr zur Verfügung stehenden Regelungsspielräume ausnutzen wird. So könnte sie etwa die Netzentgeltbefreiung

nach § 118 Abs. 6 EnWG zukünftig durch eine entsprechende Festlegung an die Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren knüpfen. Einen ersten Vorgeschmack auf die Lenkungswirkung zukünftiger Vorgaben liefert insoweit ein (rechtlich unverbindliches) Positionspapier der BNetzA zur Erhebung von Baukostenzuschüssen,<sup>71</sup> welches unmittelbar vor Einreichung dieses Beitrags veröffentlicht wurde und im Detail nicht mehr berücksichtigt werden konnte. Darin sieht die BNetzA einen gestaffelten Mechanismus zur Bestimmung der Höhe des Baukostenzuschusses in Abhängigkeit vom Netzausbaubedarf vor Ort vor. Die Höhe des zu entrichtenden Zuschusses bemisst sich nach der verfügbaren Netzkapazität und ermöglicht damit Anreize für eine netzdienliche Standortwahl u.a. für Elektrolyseure.<sup>72</sup>

Dass es zunehmend Regelungen zur Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren geben wird, steht außer Frage. Ob der Gesetz- und Ordnungsgeber hier zukünftig das Heft des Handelns in die Hand nehmen wird oder die BNetzA, wird die Zeit zeigen.

## Anm. d. Redaktion

Zu dieser Thematik vgl. auch Wessling/Weale EnWZ 2024, 3; Däuper/Schemmann EnWZ 2024, 345; Schäfer/Harsch EnWZ 2022, 195; Missling/Philipp EnWZ 2022, 346; Böhler/Kugelmann EnWZ 2022, 400; Stelter/Schieferdecker/Lange EnWZ 2021, 99; Riege EnWZ 2021, 387; Fischer/Schulze EnWZ 2019, 449.

<sup>70</sup> Eine Ausweisung von Entlastungsregionen in den Regelzonen von Amprion und TransnetBW könnte mittelfristig jedoch notwendig werden, 50Hertz Transmission GmbH et al., § 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“ Umsetzungskonzept der ÜNB, 2.4.2024, S. 14, 16.

<sup>71</sup> BNetzA, BK 8, Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen, November 2024.

<sup>72</sup> Vgl. BNetzA, Positionspapier zu regionalen Preissignalen für mehr Kosteneffizienz im Übertragungsnetz, Pressemitteilung, 20.11.2024.