

# N&R

## Netzwirtschaften & Recht

Energie, Telekommunikation,  
Verkehr und andere Netzwirtschaften

1/2025

S. 1 – 64

22. Jahrgang

Herausgegeben von  
Achim Berg  
Marten Bosselmann  
Daniela Brönstrup  
Wilhelm Eschweiler  
Andrees Gentzsch  
Barbie Kornelia Haller  
Martin Henke  
Wolfgang Kopf  
Stephan Korehnke  
Matthias Kurth  
Jochen Mohr  
Klaus Müller  
Andreas Mundt  
Birgit Ortlieb  
Stefan Richter  
Franz Jürgen Säcker  
Christian Seyfert  
Geschäftsführender  
Herausgeber  
Christian Koenig  
Schriftleitung  
Institut für das Recht  
der Netzwirtschaften,  
Informations- und  
Kommunikations-  
technologie (IRNIK)  
www.nundr.net

■ <i>Katja Dörner</i> Wärmewende in den Städten	1
■ <i>Robert Klotz/Michael Hofmann</i> Entwicklungen des Unionsrechts in den Netzwirtschaften im Jahr 2024	2
■ <i>Raphael Seiler</i> Notfallversorgung mit Energie	14
■ <i>Stefan Bulowski/Tomaso Duso/Oliver Zierke</i> Grundsatz der wettbewerblichen Unabhängigkeit im Mobilfunk hinterfragen	19
■ <i>Danielle Herrmann</i> Möglichkeiten und Grenzen eines Regulierungskonzepts für die Kupfer-Glasfaser-Migration	22
■ <i>Johann Ante</i> Neues zur Überprüfung eisenbahnrechtlicher Altentgelte durch die Regulierungsbehörde	27
■ <i>Ludwig Gramlich</i> Spezieller „Hinweisgeber“-schutz im Postsektor	31
■ <i>Mirko Sauer</i> Anmerkung zum Urteil des EuGH: keine Befreiung von Betreibern einer Kundenanlage von den Pflichten eines Verteilernetzbetreibers	43
■ <i>Bernd H. Uhlenhut</i> Anmerkung zum Beschluss des VG Köln: (Un-) Vereinbarkeit der Trassen- und Stationspreisbremse mit Unionsrecht	62
N&R-Beilage 1/2025	
<i>Kristin Spiekermann/Peter Rosin/Jana Michaelis</i> Rechtlicher Rahmen für eine Transformationsregulierung für Erdgasverteilernetzbetreiber	1

Dr. Kristin Spiekermann, Dr. Peter Rosin und Jana Michaelis\*

## Rechtlicher Rahmen für eine Transformationsregulierung für Erdgasverteilternetzbetreiber

*Der Beitrag analysiert die Bedeutung der Vorgaben des EU-Gaspakets für die Ausgestaltung des nationalen Rechtsrahmens für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen in Erdgasverteilternetze sowie für den Umgang mit Investitionen in Wasserstoffnetze. Es wird herausgearbeitet, dass das EU-Gaspaket einer übergangsweisen regulatorischen Behandlung von „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten als „effiziente“ Erdgasverteilternetzwerke nicht entgegensteht und hinsichtlich der Kosten für Wasserstoffneubauinvestitionen die Implementierung einer Methodik eines (zulässigen) Finanztransfers im nationalen Rechtsrahmen vorsieht.*

### Inhaltsverzeichnis

I. Sachverhalt und Hintergrund	2	2. Regulatorische Vorgaben des EU-Gaspakets hinsichtlich des Umgangs mit Kosten aus „H <sub>2</sub> -Ready“-Investitionen	12
II. Gegenstand der Untersuchung	3	a) Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 zum Umgang mit „H <sub>2</sub> -Ready“-Investitionen und daraus resultierenden „H <sub>2</sub> -Ready“-Kosten	12
III. Rechtliche Würdigung	3	aa) Normen der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 mit unmittelbarem Bezug zur Entgeltregulierung	12
1. Nationale regulatorische Vorgaben hinsichtlich des Umgangs mit Investitionen in „H <sub>2</sub> -Ready“- und Neubaumaßnahmen von Wasserstoffleitungen de lege lata	4	bb) Weitere relevante Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788	13
a) Regulatorischer Rechtsrahmen Erdgas(verteiler)netze	4	cc) Maßgeblichkeit der Erwägungsgründe	14
b) Bedeutung der §§ 28j bis 28p EnWG für Wasserstoffverteilternetzbetreiber	5	dd) Zwischenergebnis	15
c) Gesetzliche Vorgaben für die Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen	6	b) Abgleich mit den Vorgaben der Vorgängerrichtlinien hinsichtlich der Entgeltregulierung und deren Umsetzung im bislang geltenden nationalen Rechtsrahmen	15
d) WasserstoffNEV	7	aa) Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2003/55/EG	15
e) Festlegungen der Bundesnetzagentur	8	bb) Erdgasrichtlinie 2009/73/EG	16
aa) WANDA-Festlegung	8	cc) Umsetzung der Richtlinien 2003/55/EG und 2009/73/EG im deutschen Recht und hieraus abgeleiteter Effizienzmaßstab auf nationaler Ebene	16
bb) WasABi- und WaKandA-Festlegung	10	dd) Zwischenergebnis	17
f) Zusammenfassende Darstellung der für diese Untersuchung besonders relevanten regulatorischen Vorgaben de lege lata	10	c) Transformationseffizienz als materieller Maßstab des Prinzips der Kostenorientierung im nationalen Recht	17
aa) Allgemeine Regelungen im EnWG	10	aa) Erste Stufe: Feststellung und Prüfung der von den Netzbetreibern tatsächlich geltend gemachten Kosten	17
bb) Regelungen mit Bedeutung nur für „H <sub>2</sub> -Ready“-Maßnahmen	11	bb) Zweite Stufe: Methoden, mit denen die Bundesnetzagentur den effizienten Kostenansatz „verproben“ könnte	18
cc) Regelungen mit Bedeutung nur für neue Wasserstoffleitungen	11	cc) Zwischenergebnis	18
		d) Gasverordnung (EU) 2024/1789	19
		aa) Art. 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789	19
		bb) Weitere Vorgaben der Gasverordnung (EU) 2024/1789	19

\* Der Beitrag geht auf ein Gutachten zurück, das die Verfasser für die Thüga AG und einige Unternehmen der Thüga-Gruppe erstellt haben.

e) Zwischenergebnis	20
3. Umsetzung des neuen regulatorischen Effizienzmaßstabs für „H <sub>2</sub> -Ready“-Investitionen	20
4. Regulatorische Vorgaben des EU-Gaspakets hinsichtlich des Umgangs mit Kosten aus Neubaumaßnahmen von Wasserstoffleitungen	20
a) Abbildung von Kosten für Wasserstoffneubaumaßnahmen über das bestehende Wasserstoffregulierungsregime	21
b) Abbildung von Kosten für Wasserstoffneubaumaßnahmen über das Erdgasregulierungsregime	22
aa) Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788	22
aaa) Normen der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 mit unmittelbarem Bezug zur Erdgasentgeltregulierung	23
bbb) Weitere relevante Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788	23
ccc) Zwischenfazit	23
bb) Zulässigkeit einer Behandlung der Kosten als effiziente Erdgasnetzkosten analog „H <sub>2</sub> -Ready“-Kosten	23
cc) Vorliegen eines Finanztransfers nach Art. 5 Abs. 1 und 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789	24
dd) Zulässigkeit der Genehmigung eines gesonderten Entgelts nach Art. 5 Abs. 4 und Abs. 5 Nr. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789	24
c) Ergebnis	26
IV. Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse	26

## I. Sachverhalt und Hintergrund

Erdgas nimmt im heutigen Energiesystem insbesondere für die Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme eine zentrale Rolle ein. So machte Erdgas im Jahr 2021 rund 27% des Primärenergiebedarfs aus. Dabei sind in Deutschland für die Verteilung von Gas mehr als 700 Verteilernetzbetreiber zuständig. Sie betreiben ein Netz mit insgesamt etwa 511 000 km Leitungslänge, wobei etwa die Hälfte der Gasnetze kleiner ist als 250 km.<sup>1</sup>

Der deutsche Gesetzgeber hat in § 3 Abs. 2 S. 1 des KSG<sup>2</sup> das nationale Klimaschutzziel vorgegeben, bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Netto-Treibhausgasneutralität ist dabei in § 2 Nr. 9 KSG als das Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken definiert. Mit Blick auf dieses politisch vorgegebene Ziel, bis 2045 Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen, wird allgemein eine grundlegende Transformation des Gassystems für nötig erachtet.

Es dürfte feststehen, dass die Transformation von Erdgasverteilernetzen zu H<sub>2</sub>- bzw. Wasserstoffverteilernetzen eine absehbare und realistische Zukunftsperspektive darstellen wird, jedenfalls für Teile des Erdgasverteilernetzes. Erforderlich ist dies allein schon deshalb, weil ein Großteil der deutschen Industriestandorte zu weit entfernt vom genehmigten Wasserstoffkernnetz liegt (für ca. 78% der Industriestandorte, die künftig Wasserstoff in ihrer Produktion benötigen, beträgt die Entfernung zum Kernnetz 1 km oder mehr) und daher eine Weiterverteilung über Verteilernetze benötigt. Hinzu kommt, dass die aktuellen gesetzlichen Vorgaben zur Wärmeplanung, jedenfalls soweit sie auf die Ausweisung eines Gebiets als Wasserstoffnetzausbaugebiet nach § 71 Abs. 8 S. 3 oder nach § 71k Abs. 1 Nr. 1 GEG<sup>3</sup> ausgerichtet sind (vgl. §§ 26, 27 WPG<sup>4</sup>), eine Transformation von Erdgasverteilernetzen voraussetzen.

Während also eine jedenfalls teilweise Transformation der Erdgasverteilernetze in Wasserstoffnetze aus rechtlichen und tatsächlichen Gründen als sehr wahrscheinlich anzusehen ist und die betroffenen Erdgasverteilernetzbetreiber bereits dementsprechende Überlegungen anstellen, gibt es in Deutschland derzeit keinen umfassenden, speziellen regulatorischen Rechtsrahmen für diese Transformation der Erdgasverteilernetze.

Zwar hat der deutsche Gesetzgeber sehr frühzeitig eine sog. Übergangsregulierung für Wasserstoffnetze in das EnWG aufgenommen.<sup>5</sup> Die in Abschnitt 3b des EnWG enthaltenen Vorschriften, die mit dem Titel „Regulierung von Wasserstoffnetzen“ überschrieben sind, wurden im Jahr 2024 durch weitere Regelungen ergänzt, die auf das Wasserstoffkernnetz fokussiert sind. Auch hat der Ordnungsgeber eine Rechtsverordnung implementiert, welche die Grundlagen zur Ermittlung der Netzkosten und Grundsätze der Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen regelt.<sup>6</sup> All diese Vorschriften gelten aber nur für diejenigen Wasserstoffnetzbetreiber, die der Regulierung unterfallen, weil sie eine sog. „Opt-in“-Erklärung abgegeben haben. Derartige Erklärungen sind, soweit bekannt, bislang nicht abgegeben worden, so dass den bestehenden regulatorischen Wasserstoffregelungen jedenfalls für Wasserstoffverteilernetzbetreiber derzeit keine praktische Relevanz zukommt.

Hinzu kommt, dass der EuGH in seiner Entscheidung vom 2. September 2021<sup>7</sup> der Bundesnetzagentur eine größere Unabhängigkeit von gesetzgeberischen Vorgaben zugesprochen hat. Das hatte zur Folge, dass Ende 2023 in das EnWG neue Regelungen zur Gewährleistung der Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur eingefügt wurden.<sup>8</sup> Auf dieser neuen rechtlichen Grundlage ist die Bundesnetzagentur jetzt auch im Wasserstoffbereich tätig. Schließlich ist das EU-Gaspaket am 4. August 2024 in Kraft getreten.<sup>9</sup> Es besteht aus der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788<sup>10</sup> sowie der Gasverordnung (EU) 2024/1789<sup>11</sup>. Ausweislich Art. 94 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 ist die Richtlinie bis zum 5. August 2026 durch die Mitgliedstaaten in nationales Recht umzusetzen. Demgegenüber ist die Gasverordnung (EU) 2024/1789 ab ihrem Geltungsbeginn<sup>12</sup> in allen ihren Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedstaat (vgl.

- 1 Vgl. hierzu *Herrndorff* u. a., Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilernetze, 2023, S. 17.
- 2 Bundes-Klimaschutzgesetz v. 12.12.2019, BGBl. 2019 I, 2513; zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes v. 15.7.2024, BGBl. 2024 I Nr. 235.
- 3 Gebäudeenergiegesetz v. 8.8.2020, BGBl. 2020 I, 1728; zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes v. 16.10.2023, BGBl. 2023 I Nr. 280.
- 4 Wärmeplanungsgesetz v. 20.12.2023, BGBl. 2023 I Nr. 394.
- 5 Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht v. 27.7.2021, BGBl. 2021 I, 3026.
- 6 Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen (Wasserstoffnetzentgeltverordnung – WasserstoffNEV) v. 23.11.2021, BGBl. 2021 I, 4955.
- 7 EuGH, N&R 2021, 297 = ECLI:EU:C:2021:662 (Urt. v. 2.9.2021 – Rs. C-718/18).
- 8 Art. 1 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften v. 22.12.2023, BGBl. 2023 I Nr. 405.
- 9 Die Veröffentlichung erfolgte am 15.7.2024 im Amtsblatt der EU, vgl. ABL EU L 2024/1789 sowie ABL EU L 2024/1788. Die Gasverordnung (EU) 2024/1789 und die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 sind jeweils am 20. Tag nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt in Kraft getreten, vgl. Art. 96 S. 1 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 und Art. 89 Abs. 1 S. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789.
- 10 Richtlinie (EU) 2024/1788 v. 13.6.2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG.
- 11 Verordnung (EU) 2024/1789 v. 13.6.2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Neufassung).
- 12 Gemäß Art. 89 Abs. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 gilt diese seit dem 5.2.2025. Art. 89 Abs. 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 sieht dabei einen abweichenden Geltungsbeginn bereits zum 1.1.2025 bzw. 4.8.2024 für bestimmte, ausdrücklich aufgeführte Artikel der Verordnung vor.

Art. 89 der Gasverordnung [EU] 2024/1789). Die Vorschriften des Gaspakets, also sowohl die Gasverordnung (EU) 2024/1789 als auch die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788, enthalten eine Vielzahl von Regelungen, die den Wasserstoffsektor betreffen und entweder unmittelbar (Gasverordnung [EU] 2024/1789) gelten oder aber in deutsches Recht umgesetzt werden müssen.

Zusammenfassend kann man mithin festhalten, dass es in Deutschland zwar bereits zahlreiche regulatorische Vorgaben für den Wasserstoffsektor gibt. Diese sind aber auf das Wasserstoffkernnetz fokussiert und stehen zudem in einem Spannungsfeld mit neuen EU-Vorgaben und einer gesteigerten Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur. Dies führt dazu, dass die Erdgas- wie auch die Wasserstoffverteilernetzbetreiber, die einen ganz erheblichen Teil der Investitionskosten für den politisch gewünschten Wasserstoffhochlauf werden schultern müssen, in einem ganz besonderen Maße regulatorischen Unsicherheiten ausgesetzt sind. Denn es ist unklar, wie der nationale Rechtsrahmen für sie zukünftig aussehen wird. Regulatorische Unsicherheiten sind aber ein bedeutsames Hindernis für Kapitalgeber, um in den Wasserstoffsektor zu investieren und so zu einer Beschleunigung des Wasserstoffhochlaufs beizutragen.

Vor diesem Hintergrund erscheint es zwingend notwendig, den bestehenden regulatorischen Rechtsrahmen für Investitionen in Erdgas- und Wasserstoffverteilernetze aufzuarbeiten und mit den neuen Vorgaben des EU-Rechts sowie den aktuellen Überlegungen der Bundesnetzagentur zur regulatorischen Ausgestaltung des Wasserstoffsektors abzugleichen. Dabei geht es primär darum, die Vorgaben des EU-Rechts herauszuarbeiten und auf dieser Basis Grundzüge und Vorschläge für einen rechtlichen Rahmen für eine zukünftige Transformationsregulierung für Erdgasverteilernetze zur Gewährleistung von Rechtssicherheit für Investitionen in Wasserstoffverteilernetze zu erarbeiten.

Dabei muss man sich allerdings vor Augen führen, dass es zwei Arten von Investitionen in Wasserstoffverteilernetze gibt bzw. geben wird, die sich von ihrem Ansatzpunkt grundlegend unterscheiden und deshalb weitgehend getrennt zu untersuchen sind: Es liegt zum einen auf der Hand, dass es Neubaumaßnahmen von Wasserstoffleitungen geben wird. Hiermit ist die Errichtung von neuen Wasserstoffleitungen gemeint, die beispielsweise einen Elektrolyseur mit einem Industriekunden verbinden, ohne dass für diese Belieferung Teile einer (früheren) Erdgasleitungsinfrastruktur genutzt werden. Es geht hierbei also um die Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur „auf der grünen Wiese“ ohne Verwendung bestehender Erdgasinfrastruktur.

Zum anderen gibt es aber auch sog. „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen. Hierbei handelt es sich um Investitionen in die bestehende Erdgasinfrastruktur. Konkret bezeichnen „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen Ersatzinvestitionen sowie Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in das bestehende Erdgasverteilernetz, die bereits auch im Hinblick auf eine zukünftige Nutzung der betreffenden Erdgasinfrastruktur für Wasserstoff getätigt werden. Ein Beispiel für eine derartige „H<sub>2</sub>-Ready“-Investition ist z. B. der Ersatz einer Verdichterstation (auch Kompressorstation), der so erfolgt, dass die neue Verdichterstation von vorneherein so ausgelegt wird, dass sie ohne größeren Zusatzaufwand nach Umstellung der entsprechenden Leitung auch für Wasserstoff genutzt werden kann. Kennzeichnend für eine derartige „H<sub>2</sub>-Ready“-Investition wird regelmäßig sein, dass die Investition in das bestehende Erdgasverteilernetz aufgrund ihrer dualen Eignetheit teurer sein wird, als wenn die betreffende Investition ausschließlich auf die weitere Verwendung für Erdgas ausgerichtet wäre, sie aber im gleichen Moment eine gestufte Investition, bestehend aus der heutigen Investition in die reine Erdgasverteilernetzinfrastruktur und der künftigen für die Transformation notwendigen Investition bei Umstellung der Erdgasverteilernetzinfrastruktur auf Wasserstoffverteilernetzinfrastruktur, entbehrlich macht.

Die im Nachfolgenden verwendete Begrifflichkeit der „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten bezieht sich auf die Zusatz- oder Differenzkosten, die

gerade dadurch verursacht werden, dass die Investition in die Erdgasinfrastruktur in einer Art und Weise erfolgt, welche die zukünftige Nutzung des betreffenden Wirtschaftsguts auch für Wasserstoff ermöglicht.

Die Dringlichkeit einer rechtssicheren Lösung kann in diesem Zusammenhang mit einem aktuellen Beispiel aus der Praxis verdeutlicht werden. Im Zuge der Errichtung des Wasserstoffkernnetzes könnten durch die Fernleitungsnetzbetreiber bereits konkrete Netzanbindungspunkte für spätere Wasserstoffverteilernetze (sog. Abgriffstationen) miterrichtet werden. Dies hätte gegenüber einem späteren Bau erst im Zuge der Realisierung des entsprechenden Wasserstoffverteilernetzstrangs diverse Synergieeffekte, wodurch unter gewissen Umständen große Kostenersparnisse realisiert werden könnten. Weitere Vorteile des sofortigen Baus der Abgriffstationen dürften insbesondere Planungssicherheit und Zeitgewinne sein, welche eine frühere Reduktion von Kohlendioxidemissionen ermöglichen. Diese ökonomischen und ökologischen Vorteile können nach den gegebenen Informationen indes nicht realisiert werden, weil die betroffenen Erdgasverteilernetzbetreiber die rechtliche Situation wegen der bislang fehlenden Umsetzung des EU-Gaspakets in nationales Recht so einschätzen, dass die Kosten weder über die Wasserstoffregulierung noch über die Erdgasnetzregulierung über Netzentgelte erlost werden können. Um hier Klarheit zu erlangen, sei es zwingend erforderlich, schnellstens eine Regulierung auch für das Wasserstoffverteilernetz zu schaffen, und es wäre für den Wasserstoffhochlauf mehr als sinnvoll, die Kosten für die Abgriffstation ins Erdgasnetz wälzen zu können.

## II. Gegenstand der Untersuchung

Vor dem soeben (unter I.) skizzierten Sachverhalt und Hintergrund sind Gegenstand der Untersuchung Überlegungen zu einem möglichen rechtlichen Rahmen für eine Transformationsregulierung für Erdgasverteilernetze zur Gewährleistung von Rechtssicherheit für Wasserstoffinvestitionen. Im Einzelnen werden dabei insbesondere die folgenden drei Themenkomplexe in den Blick genommen:

1. Da ein möglichst schneller Wasserstoffhochlauf politisch gewollt ist, bezieht sich die Analyse in einem ersten Schritt auf die Frage, welche regulatorischen Vorgaben hinsichtlich des Umgangs mit Investitionen in „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen und Neubaumaßnahmen von Wasserstoffleitungen de lege lata in Deutschland derzeit bereits bestehen.
2. In einem zweiten Schritt wird herausgearbeitet, welche Vorgaben das EU-Gaspaket (Gasverordnung [EU] 2024/1789 und Gasrichtlinie [EU] 2024/1788) hinsichtlich des Umgangs mit „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen vorsieht.
3. In einem weiteren Schritt erfolgt eine Prüfung, welche Vorgaben das EU-Gaspaket in Bezug auf die Refinanzierung von Kosten für Investitionen in Wasserstoffneubaumaßnahmen enthält.

## III. Rechtliche Würdigung

Zur Beantwortung der im Rahmen des Untersuchungsgegenstands formulierten Fragen ist es zunächst erforderlich, die nationalen regulatorischen Vorgaben hinsichtlich des Umgangs mit „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen in das vorhandene Erdgasverteilernetz und Neubaumaßnahmen von Wasserstoffleitungen de lege lata im Sinne einer Bestandsaufnahme herauszuarbeiten. Denn nur so wird sichergestellt, dass der aktuelle Normenbestand bei Überlegungen de lege ferenda hinreichend berücksichtigt wird (dazu sogleich, unter 1.).

In einem nächsten Schritt werden die regulatorischen Vorgaben des EU-Gaspakets im Hinblick auf Investitionen in „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen herausgearbeitet und daraufhin analysiert, ob diese

Vorgaben einer Anerkennung von Kosten für „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen entgegenstehen bzw. welche Konsequenzen sich aus dem EU-Gaspaket im Hinblick auf die Ausgestaltung des nationalen Regulierungsrahmens für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen ergeben. Ein Schwerpunkt der Prüfung wird darauf liegen, inwieweit diese im EU-Gaspaket enthaltenen Vorgaben von Relevanz für die Ausgestaltung eines nationalen Regulierungsregimes sind, wonach u. a. die Kosten für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen<sup>13</sup> in einer – wie auch immer definierten und konkret ausgestalteten – Übergangsphase über das Erdgasregulierungsregime „abgebildet“ werden können. Insbesondere wird es eines Abgleichs der Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 mit den die Netzentgeltbildung betreffenden Vorgaben der Vorgängerrichtlinien bedürfen, um zu prüfen, ob der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 Anhaltspunkte für einen modifizierten und im Sinne der Begründung einer Zulässigkeit der Abbildung von „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten über das Erdgasregulierungssystem stehenden Regelungsinhalt zu entnehmen sind. Im Ergebnis ist festzustellen, dass die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 einen Transformations-effizienzmaßstab vorgibt, der ins nationale Recht umzusetzen ist. Infolgedessen kann festgehalten werden, dass ein nationales Regulierungsregime, dem zufolge es nicht per se ausgeschlossen ist, „effiziente“ „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten für einen Übergangszeitraum bis zur endgültigen Umstellung der Erdgasverteilernetze auf Wasserstoff regulatorisch als „effiziente“ Erdgasverteilernetz-kosten behandeln zu können, mit den Vorgaben des Gaspakets, und damit insbesondere mit den Vorgaben der Gasverordnung (EU) 2024/1789, im Einklang stünde (unten, unter 2.).

Im Anschluss daran wird untersucht, ob und, wenn ja, inwieweit der EU-Rechtsrahmen auch eine Abbildung von Kosten aus Neubaumaßnahmen von Wasserstoffleitungen über das Erdgasregulierungsregime zulässt. Dabei ist in den Blick zu nehmen, welchen Regulierungsrahmen das vorhandene nationale Recht und das EU-Gaspaket für die Refinanzierung von Kosten für Investitionen in Wasserstoffneubaumaßnahmen enthalten (unten, unter 3.).

#### 1. Nationale regulatorische Vorgaben hinsichtlich des Umgangs mit Investitionen in „H<sub>2</sub>-Ready“- und Neubaumaßnahmen von Wasserstoffleitungen de lege lata

Jegliche Überlegungen betreffend die Ausgestaltung eines zukünftigen rechtlichen Rahmens für eine Transformationsregulierung zur Gewährleistung von Rechtssicherheit für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen in das vorhandene Erdgasverteilernetz und Investitionen in Neubaumaßnahmen von Wasserstoffleitungen müssen zunächst auf dem Bestand an bereits vorhandenen regulatorischen Normen für den Wasserstoffsektor aufsetzen. Denn anderenfalls besteht die Gefahr, dass diese Normen bei etwaigen Überlegungen zur Umsetzung des Gaspakets in nationales Recht durch den Gesetzgeber bzw. die Bundesnetzagentur nicht hinreichend berücksichtigt werden.

In diesem Sinne sind zunächst die vorhandenen Vorgaben für die regulatorische Behandlung von Kosten der Erdgas(verteiler)netze von Bedeutung (sogleich, unter a)).

Eine Bestandsaufnahme des geltenden Rechtsrahmens ist ferner auch deshalb von besonderer Bedeutung, weil Deutschland bereits im Jahre 2021 regulatorische Vorgaben für den Wasserstoffsektor implementiert und eine sog. Übergangsregulierung im EnWG geschaffen hat, die dann im Jahr 2024 durch weitere gesetzliche Regelungen ergänzt wurde. De facto gab es in Deutschland also bereits vor Inkrafttreten des Gaspakets eine durchaus umfassende Regulierung für Wasserstoffnetze im EnWG. So enthalten die §§ 28j bis 28p EnWG Regelungen, die mit „Regulierung von Wasserstoffnetzen“ überschrieben sind. Diesen Regelungen kommt – eine weiter steigende – Bedeutung auch für Wasserstoffverteilernetzbetreiber zu (unten, unter b)). Insbesondere gibt es auf gesetzlicher Ebene auch Vorgaben für die Entgelte für den Netzzugang. Es liegt auf der Hand, dass diesen Regelungen schon a priori Bedeutung jedenfalls für

Investitionen in Neubaumaßnahmen von Wasserstoffleitungen zukommen sollte (unten, unter c)). Gleiches gilt damit selbstredend auch für die von der Bundesregierung am 23. November 2021 erlassene WasserstoffNEV (unten, unter d)). Von besonderer Bedeutung und Aktualität ist schließlich die auf der Grundlage des § 28o Abs. 3 S. 1 EnWG von der Großen Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur am 6. Juni 2024 erlassene „Festlegung betreffend Bestimmungen zur Bildung der für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz zu erhebenden Netzentgelte und zur Errichtung eines für eine gewisse Dauer wirksamen Amortisationsmechanismus“ (WANDA) (unten, unter e)). Schließlich werden die für weitere Überlegungen betreffend einen (zukünftigen) rechtlichen Rahmen für eine Transformationsregulierung besonders relevanten regulatorischen Vorgaben de lege lata aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit für die weitere Bearbeitung noch einmal zusammenfassend dargestellt (unten, unter f)).

#### a) Regulatorischer Rechtsrahmen Erdgas(verteiler)netze

Der nationale Gesetzgeber hat in den §§ 21, 21a EnWG das Entgeltregulierungsregime für Energieversorgungsnetze ausgestaltet und materielle Maßstäbe für die Entgeltbestimmung normiert.

§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG gibt demnach vor, dass die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung gebildet werden, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Im Hinblick auf den Grundsatz der Kostenorientierung regelt § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG, dass – soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden – Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen. Diese Regelung wird in der Literatur aufgrund des Maßstabs der Wettbewerbsanalogie als eine Präzisierung des Effizienzkostenbegriffs verstanden.<sup>14</sup>

Im Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens und nach Erlass des EnWG 2005 wurde kontrovers diskutiert, wie der Effizienz-kostenmaßstab in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG zu definieren und mit welchem normativen Maßstab dieser gleichzusetzen ist.<sup>15</sup> Schlussendlich wurde der Kostenmaßstab des effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung in § 21 Abs. 2 EnWG normiert. Das in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG normierte Effizienzkriterium („Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren

<sup>13</sup> „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen bezeichnen, wie oben, unter I., bereits erläutert, im Rahmen dieser Untersuchung Investitionen (Ersatzinvestitionen sowie Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen) in das bestehende Erdgasverteilernetz, die über die Notwendigkeit für das Erdgasverteilernetz degressiv hinausgehen, dass dieses technisch darauf vorbereitet wird, mit möglichst geringem Umstellungsaufwand künftig für die Verteilung von (reinem) Wasserstoff genutzt werden zu können. Die im Nachfolgenden verwendete Begrifflichkeit „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten bezieht sich auf die Zusatz- oder Differenzkosten, die gerade dadurch entstehen, dass die Investition in die Erdgasinfrastruktur in einer Art und Weise erfolgt, welche die zukünftige Nutzung des betreffenden Wirtschaftsguts auch für Wasserstoff ermöglicht.

<sup>14</sup> Groebel, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, 4. A., 2023, § 21 Rn. 8.  
<sup>15</sup> Die Regierungsentwürfe zum EnWG 2005 sahen noch den Kostenmaßstab des § 12 Abs. 2 der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOEl) („energie-wirtschaftlich rationelle Betriebsführung“) und den Kalkulationsansatz der Nettosubstanzerhaltung vor. Nachdem der Bundesrat den Kostenmaßstab der energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung abgelehnt hatte, empfahl der Bundestagsausschuss für Wirtschaft und Arbeit nach eingehenden Diskussionen die Streichung von „energie-wirtschaftlich rationell“ und dafür die Aufnahme einer „wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung“ in den Wortlaut der Norm. Erst nach Anrufung des Vermittlungsausschusses wurde auf die Normierung eines konkreten Kalkulationsprinzips verzichtet und es wurde der Kostenmaßstab des effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung normiert. Vgl. zum Gesetzgebungsverfahren die Darstellung von Säcker/Meinzenbach, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, Bd. 1, 4. A., 2019, § 21 EnWG Rn. 21 ff.

Netzbetreibers entsprechen“) ist nach der Auffassung der Bundesnetzagentur dahingehend zu verstehen, dass im Rahmen der Entgeltregulierung nur die Kosten berücksichtigungsfähig sind, die für die Erbringung der Leistung erforderlich sind.<sup>16</sup> Entsprechend dem Ziel des EU- und nationalen Gesetzgebers der Errichtung eines wettbewerblichen Markts hat dementsprechend auch der BGH entschieden, dass damit der „fiktive Wettbewerbsmarkt“ den Maßstab für eine effiziente Betriebsführung bildet, wobei dieser ein Markt sei, auf dem Wettbewerber diejenigen Leistungen anbieten, die eine sichere Versorgung der Verbraucher mit Energie gewährleisten.<sup>17</sup>

Dabei wird für die Beurteilung der Erforderlichkeit der Leistungserbringung auf dem (fiktiven) Wettbewerbsmarkt einer sicheren Energieversorgung auf den Zeitpunkt der Genehmigung der Entgelte abgestellt. Maßgeblich sind nach der Bundesnetzagentur damit die zum Genehmigungszeitpunkt relevanten Kosten und der Umstand, dass diese in diesem Moment für die Leistungserbringung erforderlich sind.<sup>18</sup>

Durch diese zeitliche Begrenzung der Erforderlichkeitsbetrachtung einerseits und die Betrachtung des (fiktiven) Wettbewerbsmarkts einer (lediglich) sicheren Energieversorgung andererseits wird der Effizienzmaßstab mithin derzeit dahingehend verstanden, dass im Rahmen der Erforderlichkeitsprüfung insbesondere zukünftige (Netz-) Entwicklungen und damit einhergehende Investitionserfordernisse im Hinblick auf die Herstellung von Klimaneutralität, die eine Transformation insbesondere der Erdgasnetzinfrastruktur erfordern, normativ außer Betracht bleiben. Zwar gibt § 21 Abs. 2 S. 5 EnWG im Einklang mit den gesetzgeberischen Zielen in § 1 Abs. 2 Nr. 1 EnWG vor, dass bei der Bildung von Entgelten auch Kosten eines vorausschauenden Netzausbaus zur Verfolgung des Zwecks und der Ziele des § 1 EnWG zu berücksichtigen sind. Kosten der Transformation vorhandener Infrastrukturen dürften davon jedoch jedenfalls nach dem Wortlaut nicht umfasst sein. Der Aspekt der Klimaneutralität findet damit im EnWG im Rahmen der Regulierung lediglich als Zweckbestimmung über die in § 1 Abs. 1 EnWG erwähnte Treibhausgasneutralität Berücksichtigung. Schon bei der speziellen Erwähnung derjenigen Ziele der Regulierung in § 1 Abs. 2 EnWG findet der Aspekt der Treibhausgasneutralität keine explizite Erwähnung mehr. Zumindest aber muss die Regulierung nach § 1 Abs. 2 S. 1 EnWG auch die Sicherung einer langfristigen sowie „gesamtwirtschaftlich optimierten“ Energieversorgung im Blick haben, wobei Wasserstoff durch § 1 Abs. 1 EnWG als gleichberechtigter Energieträger nunmehr im Gesetz aufgenommen ist.

#### b) Bedeutung der §§ 28j bis 28p EnWG für Wasserstoffverteilternetzbetreiber

Nach § 28j Abs. 1 S. 1 EnWG sind auf Errichtung, Betrieb und Änderung von Wasserstoffnetzen die Teile 5, 7 und 8, die §§ 113a bis 113c EnWG<sup>19</sup> sowie, sofern der Betreiber

- einen Teil des Wasserstoffkernnetzes nach § 28q EnWG betreibt,
- eine Wasserstoffinfrastruktur betreibt, die gemäß § 15d Abs. 3 S. 1 EnWG bestätigt wurde, oder
- eine wirksame Erklärung nach § 28j Abs. 3 EnWG gegenüber der Bundesnetzagentur abgegeben hat,

die §§ 28k bis 28o EnWG anzuwenden. Im Übrigen ist das EnWG nur anzuwenden, sofern dies ausdrücklich bestimmt ist (§ 28j Abs. 1 S. 2 EnWG).

Schon aus § 28j Abs. 1 S. 1 EnWG ergibt sich, dass die Regulierung dabei jedoch zunächst auf das sog. Kernnetz fokussiert ist. Das Wasserstoffkernnetz soll gemäß § 28q Abs. 1 S. 3 EnWG vorwiegend der Ermöglichung eines überregionalen Transports von Wasserstoff dienen. Schon hieraus folgt, dass das Wasserstoffkernnetz überwiegend aus Wasserstofftransportnetzen besteht. Denn Wasserstofftransport ist in § 3 Nr. 39c EnWG als der Transport von Wasserstoff durch ein überregionales Hochdruckleitungsnetz, mit Ausnahme von vorgelagerten

Rohrleitungsnetzen, definiert, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen. Auch die im EnWG vorgegebenen Ziele des Wasserstoffkernnetzes betonen die Transportfunktion. Denn Ziel der zeitnahen Schaffung eines Wasserstoffkernnetzes ist es nach § 28q Abs. 1 S. 2 EnWG, die zukünftigen wesentlichen Wasserstoffproduktionsstätten und die potenziellen Importpunkte mit den zukünftigen wesentlichen Wasserstoffverbrauchspunkten und Wasserstoffspeichern zu verbinden. Auch die Bundesnetzagentur vertritt dementsprechend zu Recht die Ansicht, dass angesichts dieser Ziele und der Anforderungen an die eingebrachten Leitungen (hohe Druckstufe, Durchmesser mindestens DN200) Leitungen des Wasserstoffkernnetzes mit hoher Wahrscheinlichkeit als „Wasserstofftransportnetz“ zu betrachten seien.<sup>20</sup> Betreiber von Wasserstofftransportnetzen sind nach § 3 Nr. 10d EnWG natürliche oder juristische Personen, die Leitungen zum Wasserstofftransport betreiben.

Von diesen Wasserstofftransportnetzbetreibern zu unterscheiden sind die Betreiber von Wasserstoffnetzen, welche die Aufgabe der Verteilung von Wasserstoff wahrnehmen und insoweit verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Wasserstoffnetzes (vgl. § 3 Nr. 10b und 39a EnWG). Auch für diese Wasserstoffverteilternetzbetreiber, auf die sich diese Untersuchung bezieht, können die aktuellen gesetzlichen Regelungen des EnWG (teils jedenfalls derzeit theoretisch) in drei Fällen Bedeutung erlangen:

So ist zunächst aufgrund der Genehmigung des Kernnetzes vom 22. Oktober 2024<sup>21</sup> davon auszugehen, dass auch Wasserstoffverteilternetze Teil des Kernnetzes sein werden und unter diesem Gesichtspunkt bereits nach § 28q Abs. 1 S. 1 EnWG der Regulierung unterfallen. Dies wird z. B. durch § 28q Abs. 2 S. 4 EnWG ausdrücklich bestätigt. Danach können Dritte, die keine Fernleitungsnetzbetreiber sind, bzw. deren Wasserstoffinfrastruktureinrichtungen Teil des Wasserstoffkernnetzes werden (1. Fall).<sup>22</sup>

Zudem bestimmt § 28j Abs. 1 S. 1 EnWG, dass auch der Betreiber einer Wasserstoffinfrastruktur, die gemäß § 15d Abs. 3 S. 1 EnWG bestätigt wurde, den §§ 28k bis 28o EnWG unterfällt. Nach § 15d Abs. 3 S. 1 EnWG soll die Regulierungsbehörde den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff mit Wirkung für die Fernleitungsnetzbetreiber und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen spätestens bis zum Ablauf des 30. Juni eines jeden geraden Kalenderjahres, erstmals bis zum Ablauf des 30. Juni 2026, bestätigen. Betroffene Netzbetreiber sind dabei auch Betreiber von Wasserstoffnetzen, die kein Transportnetz darstellen, und Betreiber von sonstigen Leitungsinfrastrukturen, die auf Wasserstoffleitungen umgestellt werden können (§ 15b Abs. 1 S. 3 EnWG). Zudem schlagen die Betreiber von Fernleitungsnetzen und die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen im Zusammenhang mit der auf dem bestätigten Szenarioahmen erfolgenden Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff nach § 15c Abs. 3 S. 1 und 2 EnWG für jede im Netzentwicklungsplan enthaltene Maßnahme ein Unternehmen vor, das für die Durchführung der Maßnahme ganz oder teilweise verantwortlich ist. Die durch die Bestätigung nach § 15d Abs. 3 EnWG bestimmten Unternehmen sind zur Umsetzung der Maßnahmen verpflichtet. Dies gilt allerdings nur für solche Unternehmen, die der Regulierung unterfallen oder die erklärt haben, dass sie zur Umsetzung der Maßnahme bereit sind (§ 15 Abs. 3 S. 7 EnWG).

<sup>16</sup> Vgl. dazu *Groebel* (Fn. 14), § 21 Rn. 67.

<sup>17</sup> BGH, Beschl. v. 14.8.2008 – Az. KVR 36/07, Rn. 56 – *Stadtwerke Trier*.

<sup>18</sup> Vgl. *Groebel* (Fn. 14), § 21 Rn. 67.

<sup>19</sup> Die genannten Regelungen sind für die hier zu untersuchende Thematik von untergeordneter Bedeutung.

<sup>20</sup> Bundesnetzagentur, FAQ „Sind alle Wasserstoff-Kernnetzbetreiber Transportnetzbetreiber?“ v. 22.7.2024.

<sup>21</sup> Bundesnetzagentur, Genehmigung v. 22.10.2024 – Az. 4.13.01/10#1.

<sup>22</sup> Die Bundesnetzagentur weist in ihren FAQ (Fn. 20) ausdrücklich auch auf Folgendes hin: „Die endgültige Zuordnung einer Leitung zur Transport- bzw. Verteilernetzebene und die sich daraus ergebenden Rechtsfolgen der Zertifizierung und Entflechtung sind jedoch von der Umsetzung der Gas-Richtlinie in nationales Recht abhängig. Daraus ergibt sich, dass die Teilnahme am Wasserstoff-Kernnetz nicht zwingend mit einer Einstufung als Transportnetzbetreiber einhergeht.“

Mithin wird sich vermutlich im Zusammenhang mit dem komplexen Regelungsgeflecht um den Szenariorahmen und den Netzentwicklungsplan eine Tendenz von Wasserstoffverteilernetzbetreibern ergeben, „der Regulierung zu unterfallen“, um Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan enthalten sind, umzusetzen zu können (2. Fall).

Dies wiederum gelingt am einfachsten, wenn eine Erklärung nach § 28j Abs. 3 EnWG abgegeben wird (3. Fall). Danach können Betreiber von Wasserstoffnetzen, die weder einen Teil des Wasserstoffkernnetzes nach § 28q EnWG noch eine Infrastruktur, die nach § 15d Abs. 3 S. 1 EnWG bestätigt wurde, betreiben, gegenüber der Bundesnetzagentur schriftlich oder in elektronischer Form erklären, dass ihre Wasserstoffnetze der Regulierung nach diesem Teil unterfallen sollen (§ 28j Abs. 3 S. 1 EnWG). Die Erklärung wird allerdings erst wirksam, wenn nach § 28p EnWG entweder erstmals eine positive Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit vorliegt oder die Bedarfsgerechtigkeit als gegeben anzusehen ist (§ 28j Abs. 3 S. 2 EnWG). Die Erklärung ist unwiderruflich und gilt ab dem Zeitpunkt der Wirksamkeit unbefristet für alle Wasserstoffnetze des erklärenden Betreibers (§ 28j Abs. 3 S. 3 EnWG).

### c) Gesetzliche Vorgaben für die Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen

Gesetzliche Vorgaben für die Entgelte für den Netzzugang zu den Wasserstoffnetzen sind in § 28o EnWG enthalten. Nach § 28o Abs. 1 S. 1 EnWG ist § 21 EnWG nach Maßgabe der Sätze 2 bis 5 des § 28o EnWG für die Entgelte für den Netzzugang zu Wasserstoffnetzen anzuwenden. Nach § 21 Abs. 1 EnWG müssen Entgelte für den Netzzugang angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und dürfen nicht ungünstiger sein, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet und tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden („Extern wie intern“-Grundsatz).

Weitere relevante Vorgaben sind in § 21 Abs. 2 EnWG enthalten, auf den § 28o EnWG ebenfalls verweist. Die Entgelte werden nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. Gemäß § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG dürfen im Rahmen einer kostenorientierten Entgeltbildung Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden (Prinzip des sog. „Als-ob-Wettbewerbs“). Auch hier ist von Bedeutung, dass § 21 Abs. 2 S. 5 EnWG überdies vorgibt, dass bei der Bildung von Entgelten auch Kosten eines vorausschauenden Netzausbaus zur Verfolgung des Zwecks und der Ziele des § 1 EnWG zu berücksichtigen sind.

§ 28o Abs. 1 S. 2 EnWG bestimmt darüber hinaus, dass die Anreizregulierung nach § 21a EnWG sowie die Genehmigung von Entgelten nach § 23a EnWG auf Betreiber von Wasserstoffnetzen nicht anzuwenden sind. Ihre Kosten werden nach § 28o Abs. 1 S. 3 EnWG vielmehr jährlich anhand der zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr sowie der Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den tatsächlichen Kosten aus Vorjahren ermittelt und über Entgelte erlost. Demnach sieht § 28o EnWG die Bildung von prognosebasierten Entgelten mit einem sich in den Folgejahren anschließenden Ausgleich von Differenzen zwischen Kosten und Erlösen vor. Ferner sieht § 28o Abs. 1 S. 5 EnWG eine Festlegung oder Genehmigung dieser Kosten durch die Bundesnetzagentur vor. Da nach § 28o Abs. 1 S. 2 EnWG die Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG nicht anzuwenden ist, wird es sich bei dieser Festlegung bzw. Genehmigung nicht um die Aufhebung eines präventiven Verbots mit Erlaubnisvorbehalt handeln, sondern eher um einen behördlichen Akt, der auch eine Ex-post-Kontrolle ermöglicht.

Schließlich ist noch darauf hinzuweisen, dass nach § 28o Abs. 1 S. 4 EnWG Kosten nur insoweit geltend gemacht werden dürfen, als

- eine positive Bedarfsprüfung nach § 28p EnWG oder
- eine Genehmigung des Kernnetzes nach § 28q Abs. 8 EnWG oder
- ein Entwurf eines Wasserstoffkernnetzes durch die Bundesnetzagentur nach § 28q Abs. 3 EnWG oder
- eine Bestätigung nach § 15d Abs. 3 EnWG

vorliegt. Eine Anwendung der Wasserstoffentgeltregelungen des EnWG setzt mithin voraus, dass auf einen Wasserstoffnetzbetreiber die regulatorischen Vorschriften anwendbar sind. Dies wiederum setzt die Erklärung des Betreibers eines Wasserstoffnetzes nach § 28j Abs. 3 EnWG in Verbindung mit einer Bedarfsprüfung nach § 28p EnWG oder aber ein Engagement des Wasserstoffnetzbetreibers im Zusammenhang mit dem Wasserstoffkernnetz voraus.<sup>23</sup>

Wichtig ist darüber hinaus, dass die Bundesregierung nach § 28o Abs. 2 EnWG ermächtigt ist, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der Kosten und Entgelte nach § 28o Abs. 1 EnWG näher auszugestalten. Von dieser Ermächtigungsgrundlage hat die Bundesregierung durch den Erlass der WasserstoffNEV<sup>24</sup> am 23. November 2021 Gebrauch gemacht.

Die Bundesnetzagentur wiederum kann nach § 28o Abs. 3 S. 1 EnWG durch Festlegung oder Genehmigung nach § 29 Abs. 1 EnWG Regelungen zu allen in Abs. 2 genannten Bereichen treffen. Diese Regelungen und Entscheidungen können von Rechtsverordnungen nach Abs. 2 abweichen oder diese ergänzen (§ 28o Abs. 3 S. 2 EnWG). Diese sog. Regelungs- und Abweichungskompetenz der Bundesnetzagentur ist der Entscheidung des EuGH vom 2. September 2021 geschuldet.

Weitere für Wasserstoffinvestitionen interessante Aussagen finden sich darüber hinaus im Zusammenhang mit dem Wasserstoffkernnetz in § 28q EnWG. Diese Aussagen sind auch für (zukünftige) Wasserstoffverteilernetzbetreiber von Interesse, weil diese zum einen durchaus zum Teil des Kernnetzes werden können. Zum anderen erscheint es sehr unwahrscheinlich, dass die für das Kernnetz vom Gesetzgeber bereits implementierten Prinzipien jedenfalls zu einem gewissen Teil nicht auch Geltung für das Wasserstoffverteilernetz erlangen werden; dies wäre schon mit Art. 3 GG nur schwer vereinbar. So ist bedeutsam, dass nach § 28q Abs. 2 S. 3 EnWG die Antragsteller des Kernnetzes mit dem Antrag anzugeben haben, zu welchem Zeitpunkt die im beantragten Wasserstoffkernnetz enthaltenen Wasserstoffnetzinfrastrukturen in Betrieb genommen werden sollen, welche Investitions- und Betriebskosten die jeweilige Wasserstoffnetzinfrastruktur voraussichtlich verursacht und inwiefern es sich hierbei jeweils im Vergleich zu möglichen Alternativen um die langfristig kosten- und zeiteffizienteste Lösung handelt. Mithin statuiert bereits § 28q Abs. 2 S. 3 EnWG ausdrücklich den Grundsatz, dass die langfristig kosten- und zeiteffizienteste Lösung zu präferieren ist; denn ansonsten müsste diese Alternative nicht gesondert vom Antragsteller hervorgehoben werden. Dieser sinnvolle Grundsatz wird auch auf Wasserstoffverteilernetzbetreiber übertragen werden müssen – ganz egal, ob deren Netze Bestandteil des Kernnetzes sein werden oder nicht. Denn nur dieser Ansatz entspricht dem Prinzip einer effizienten Regulierung. Anders gewendet: Nur bei einer langfristigen Betrachtungsweise kann – gerade wenn es um die Transformation eines Sektors (Erdgas) geht – sinnvoll beurteilt werden, welche Maßnahme die preiswerteste und sinnvollste („kosten-effizienteste“) Maßnahme ist. Der Aspekt der Zeiteffizienz ist

23 Siehe insoweit auch § 28p Abs. 1 S. 1 EnWG, der die Bedarfsprüfungen für einzelne Wasserstoffnetzinfrastrukturen anordnet, die weder Teil des Wasserstoffkernnetzes nach § 28q EnWG sind noch gemäß § 15d Abs. 3 S. 1 EnWG bestätigt wurden.

24 Siehe Fn. 6.



ebenfalls von Bedeutung und zu Recht in § 28q Abs. 2 S. 3 EnWG ebenfalls hervorgehoben. Allerdings wird dieser Aspekt möglicherweise auf der Zeitachse in den Hintergrund treten. Denn je mehr Maßnahmen realisiert sind, desto geringer wird möglicherweise die Bedeutung der Zeiteffizienz, weil es dann vielleicht nicht mehr ganz so dringend sein wird, weitere Maßnahmen zu realisieren.

Der Ansatz, dass die langfristig kosten- und zeiteffizienteste Lösung zu realisieren ist, kommt auch in § 28q Abs. 2 S. 4 EnWG zum Ausdruck, wonach die Möglichkeit der Umstellung von vorhandenen Leitungsinfrastrukturen vorrangig zu prüfen und darzulegen ist. Hierfür kann der Antrag zum Wasserstoffkernnetz zusätzliche Ausbaumaßnahmen des bestehenden Erdgasnetzes in einem geringen Umfang beinhalten. Auch in dieser Regelung kommt zum Ausdruck, dass der Gesetzgeber zu Recht den Grundsatz aufstellt, dass regelmäßig die Umstellung einer vorhandenen Leitungsinfrastruktur die langfristig kosten- und zeiteffizienteste Lösung darstellen wird; denn diese Umstellungsmöglichkeit ist „vorrangig“. Der Gesetzgeber hat sinnvollerweise ebenfalls zum Ausdruck gebracht, dass auch zusätzliche Maßnahmen zum Ausbau des bestehenden Erdgasnetzes jedenfalls in einem geringen Umfang die langfristig kosten- und zeiteffizienteste Lösung werden darstellen können.<sup>25</sup> Denn es liegt auf der Hand, dass es wirtschaftlich (langfristig) sinnvoll und damit kosteneffizient sein kann, z. B. einen Verdichter, der ersetzt werden muss, gleich durch einen Verdichter zu ersetzen, der auch wasserstofftauglich ist, wenn der entsprechende Leitungsabschnitt langfristig als Wasserstoffnetz vorgesehen ist. Auch dieser, für das Wasserstoffkernnetz vom Gesetzgeber ausdrücklich formulierte Grundsatz wird für Wasserstoffverteilerbetreiber ebenfalls gelten müssen. Er wird letztlich auch in § 28q Abs. 2 S. 5 EnWG noch einmal betont, wenn es heißt, dass die zu beantragenden Projekte, wo dies möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist und sofern es dem Ziel nach § 28q Abs. 1 S. 2 EnWG dient, auf Basis vorhandener Leitungsinfrastrukturen zu realisieren sind. Dies beinhaltet eine verpflichtende Vorgabe für genehmigungsfähige Teile des Wasserstoffkernnetzes (vgl. § 28q Abs. 4 EnWG).

Relevante Regelungen jedenfalls für die Finanzierung des Kernnetzes sind zudem im Zusammenhang mit dem Amortisationskonto in § 28r EnWG zu finden. So stellt § 28r Abs. 1 S. 1 EnWG auch für Errichtung und Betrieb des Kernnetzes klar, dass die Finanzierung des Kernnetzes über die von den Netznutzern für den Zugang zum Wasserstoffkernnetz zu zahlenden kostenorientierten Entgelte erfolgt. Aus S. 4 ergibt sich zudem das Prinzip eines bundeseinheitlichen Netzentgelts („Briefmarke“) auf der Grundlage der aggregierten Netzkosten aller Wasserstoffkernnetzbetreiber. Als Netzkosten können dabei auch Vorlaufkosten berücksichtigt werden, die vor dem 1. Januar 2025 entstanden sind (vgl. § 28r Abs. 1 S. 6 EnWG). Von Interesse ist noch, dass die gesetzliche Regelung zur kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 28r Abs. 1 S. 7 EnWG 6,69% vor Steuern beträgt. Die übrigen Regelungen des § 28r und § 28s EnWG beziehen sich im Wesentlichen auf die detaillierte Ausgestaltung des intertemporalen Kostenallokationsmechanismus i. S. v. Art. 5 Abs. 3 der Gasverordnung (EU) 2024/1789.

#### d) WasserstoffNEV

Zuvor wurde bereits ausgeführt, dass die Bundesregierung von ihrer Ermächtigung nach § 28o Abs. 2 EnWG Gebrauch gemacht und die WasserstoffNEV erlassen hat. Diese regelt für Betreiber von Wasserstoffnetzen, die nach § 28j Abs. 3 EnWG der Regulierung unterfallen, die Grundlagen zur Ermittlung der Netzkosten und Grundsätze der Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen (Netzentgelte) (vgl. § 1 WasserstoffNEV).

Die WasserstoffNEV ist der Struktur und den Regelungen der StromNEV bzw. GasNEV angenähert, weicht in einer Reihe von Punkten aber auch von deren Regelungsgehalt ab. Nach § 6 Abs. 1 WasserstoffNEV sind bilanzielle und kalkulatorische Kosten für

die Wasserstoffnetzinfrastruktur nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Betreibers eines Wasserstoffnetzes entsprechen. Insoweit enthält die WasserstoffNEV – wie in § 4 Abs. 1 StromNEV/GasNEV – einen Effizienzmaßstab. Auch nach der WasserstoffNEV ist zur Bestimmung der Ist-Kosten eines Geschäftsjahrs eine kalkulatorische Rechnung zu erstellen, ausgehend von einer auf den Betrieb von Wasserstoffnetzen beschränkten Gewinn- und Verlustrechnung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs (§ 6 Abs. 2 S. 1 WasserstoffNEV). Allerdings sind letztlich prognosebasierte Kosten heranzuziehen, denn § 6 Abs. 1 S. 2 WasserstoffNEV bestimmt im Einklang mit § 28o Abs. 1 S. 3 EnWG, dass zur Bestimmung der zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr eine bestmögliche Abschätzung vorzunehmen ist.

Der deshalb erforderliche Plan-Ist-Kosten-Abgleich ist in § 14 WasserstoffNEV geregelt. Nach § 14 Abs. 1 S. 1 WasserstoffNEV ist der Betreiber eines Wasserstoffnetzes verpflichtet, nach Abschluss des Kalenderjahrs (Kalkulationsperiode) die Differenz zwischen den in dieser Kalkulationsperiode aus Netzentgelten erzielten Erlösen (Nr. 1) und den für diese Kalkulationsperiode genehmigten Netzkosten (Nr. 2) zu ermitteln. Die ermittelte und verzinsten Differenz des letzten abgeschlossenen Kalenderjahrs wird annuitätisch über bis zu zehn Kalenderjahre, die auf die jeweilige Kalkulationsperiode folgen, durch Zu- und Abschläge auf die Netzkosten verteilt (§ 14 Abs. 1 S. 6 WasserstoffNEV).

Der Betreiber eines Wasserstoffnetzes ermittelt jährlich zum 30. September nach den §§ 6 bis 13 WasserstoffNEV die für das folgende Kalenderjahr zu erwartenden Kosten des Wasserstoffnetzbetriebs und übermittelt diese einschließlich der zugrundeliegenden Kalkulationsgrundlage an die Bundesnetzagentur (§ 14 Abs. 2 S. 1 WasserstoffNEV). Die Bundesnetzagentur prüft die für das folgende Kalenderjahr zu erwartenden Kosten des Wasserstoffbetriebs und entscheidet binnen drei Monaten über die Genehmigung dieser Kosten (§ 14 Abs. 2 S. 3 WasserstoffNEV). Der Betreiber eines Wasserstoffnetzes ermittelt ebenfalls jährlich zum 30. September nach den §§ 6 bis 13 WasserstoffNEV die im vorangegangenen Kalenderjahr tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten und übermittelt diese an die Bundesnetzagentur. Die Bundesnetzagentur prüft die für das vorangegangene Kalenderjahr tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten des Wasserstoffnetzbetriebs und entscheidet binnen 15 Monaten über die Genehmigung dieser Kosten (§ 14 Abs. 3 S. 3 WasserstoffNEV).

§ 8 WasserstoffNEV enthält Vorgaben zur kalkulatorischen Abschreibung. Nach § 8 Abs. 3 WasserstoffNEV sind die kalkulatorischen Abschreibungen der Anlagegüter ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten zu ermitteln. Zudem ist die lineare Abschreibungsmethode, also die gleichmäßige Verteilung der Anschaffungs- und Herstellungskosten eines Anlageguts auf die Jahre seiner betriebsgewöhnlichen Nutzung, vorgegeben. Dabei kann nach § 8 Abs. 4 S. 1 WasserstoffNEV für das jeweilige Investitionsprojekt eine spezifische Nutzungsdauer angesetzt werden. Diese Regelung ist nach § 8 Abs. 4 S. 2 WasserstoffNEV insbesondere anzuwenden für durch die öffentliche Hand oder die Europäische Kommission geförderte Projekte zum Aufbau von Wasserstoffnetzen, bei denen die im Rahmen der Förderung jeweils zugrunde gelegte Nutzungsdauer angesetzt werden kann. Veränderungen der ursprünglichen Abschreibungsdauer während der Nutzung sind nach § 8 Abs. 5 S. 3 WasserstoffNEV zulässig, wobei sicherzustellen ist, dass keine Erhöhung der Kalkulationsgrundlage erfolgt. Der jeweilige Restwert des Wirtschaftsguts zum Zeitpunkt der Abschreibungsdauerumstellung bildet die Grundlage der weiteren Abschreibung (S. 4). Der neue Abschreibungsbetrag ergibt sich aus der Verteilung des Restwerts auf die Restabschreibungsdauer (vgl. § 8 Abs. 5 S. 5 WasserstoffNEV). § 8 Abs. 5 S. 6 WasserstoffNEV bestimmt sodann, dass S. 4 und 5

<sup>25</sup> Siehe auch die ähnliche Formulierung in § 113b S. 2 Hs. 2 EnWG in Bezug auf Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes, die im Netzentwicklungsplan (NEP) abgebildet sind.



entsprechend anzuwenden sind, wenn eine Anlage, die bisher der Erdgasversorgung diente, i. S. v. § 13 WasserstoffNEV auf reinen Wasserstoffbetrieb umgestellt wird.

Sonderregelungen gibt es für Anlagen des Erdgasversorgungsnetzes, die erstmalig vor dem 1. Januar 2006 aktiviert wurden (Altanlagen) und nunmehr ausschließlich dem Wasserstoffnetzbetrieb dienen. Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen bei auf ausschließlichen Wasserstofftransport umgestellten Altanlagen des Gasversorgungsnetzes sieht § 9 Abs. 1 WasserstoffNEV vor, dass bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen nach § 8 WasserstoffNEV die in § 9 Abs. 2 bis 5 WasserstoffNEV näher geregelten Grundsätze ergänzend anzuwenden sind. Aus diesen ergänzend anzuwendenden Grundsätzen ergibt sich, dass für Altanlagen, die ausschließlich dem Wasserstoffnetzbetrieb dienen – in Fortführung der Regelungen in der GasNEV für Altanlagen – die Methode der Nettosubstanzerhaltung anzuwenden ist. Die Abs. 3 bis 5 regeln Einzelheiten der Tagesneuwertberechnung und geben die anzuwendenden Indexreihen für die Ermittlung der Tagesneuwerte vor.

Von Interesse ist im Zusammenhang mit diesen Sonderregelungen in § 9 WasserstoffNEV noch, dass § 9 Abs. 6 WasserstoffNEV ebenfalls die Möglichkeit von zusätzlichen Investitionen in Gasaltanlagen vorsieht, um diese Altanlagen technisch für das Wasserstoffnetz nutzbar zu machen. In diesem Fall gilt für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ausschließlich § 8 WasserstoffNEV.

Die Regelungen zur kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung in § 10 Abs. 1 und 2 WasserstoffNEV sind stark an die Vorgaben der GasNEV angelehnt. Bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals in Abs. 1 wird zwischen den betriebsnotwendigen Altanlagen (umgestellte Gasanlagen) und den betriebsnotwendigen Anlagen eines Wasserstoffnetzes unterschieden. Der auf das betriebsnotwendige Eigenkapital eines Betreibers von Wasserstoffnetzen anzuwendende Eigenkapitalzinssatz beträgt 9% vor Steuern (§ 10 Abs. 4 S. 1 WasserstoffNEV). Abweichend davon beträgt der auf Altanlagen entfallende Anteil am betriebsnotwendigen Eigenkapital anzuwendende Eigenkapitalzinssatz 7,73% vor Steuern. Die Zinssätze sind bis zum 31. Dezember 2027 anzuwenden (§ 10 Abs. 4 S. 3 WasserstoffNEV). § 10 Abs. 5 WasserstoffNEV schließlich beinhaltet Vorgaben zur Bestimmung des Zinssatzes für das sog. „Eigenkapital II“ (EK II).

Für die Umstellung bestehender Gasnetzinfrastruktur auf reinen Wasserstofftransport bestimmt § 13 S. 1 WasserstoffNEV, dass ab dem Zeitpunkt, in dem Anlagen, die bisher der Gasversorgung dienten, in einem Wasserstoffnetz betrieben werden, sie bezogen auf die Kosten und die Entgelte für den Netzzugang zu Anlagen des Wasserstoffnetzes werden. Die kalkulatorische Bewertung dieser Anlagen erfolgt dann nach den §§ 8 und 9 WasserstoffNEV.

#### e) Festlegungen der Bundesnetzagentur

##### aa) WANDA-Festlegung

Auf der Grundlage des § 280 Abs. 3 S. 1 EnWG hat die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur am 6. Juni 2024 einen Beschluss hinsichtlich der „Festlegung von Bestimmungen zur Bildung der für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz zu erhebenden Netzentgelte und zur Errichtung eines für eine gewisse Dauer wirksamen Amortisationsmechanismus“ (WANDA) erlassen.<sup>26</sup> Die Ermächtigungsgrundlage in § 280 Abs. 3 EnWG ermächtigt nach S. 2 die Bundesnetzagentur auch dazu, von Rechtsverordnungen abweichende oder diese ergänzende Regelungen zu treffen. Zudem ist die WANDA-Festlegung auf § 28r Abs. 1 S. 2 EnWG gestützt. Danach hat die Bundesnetzagentur nach Maßgabe des EnWG und unter Berücksichtigung eines im Auftrag des Bundes erstellten Gutachtens zur Validierung der Tragfähigkeit des Modells zur Finanzierung des Kernnetzes einen intertemporalen Kostenallokationsmechanismus vorzugeben, der

eine Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes bis zum Ablauf des 31. Dezember 2055 ermöglicht.

Von Interesse für die hier in Rede stehende Thematik sind in der WANDA-Festlegung, die grundlegende Bestimmungen für die Entgeltmethodik im Wasserstoffkernnetz nach § 28q EnWG trifft, die Ausführungen zum Regelungsgegenstand und zum Anwendungsbereich der Festlegung. Darin heißt es:

„Kein Regelungsgegenstand sind hingegen Wasserstoffnetze, die *nicht* Bestandteil des Kernnetzes sind – und zwar auch dann nicht, wenn sie von einem Netzbetreiber betrieben werden, der zugleich Kernnetzbetreiber ist (und in diesem Fall eine buchhalterische Trennung zwischen beiden Wasserstoffnetzen nach § 28r Abs. 8 EnWG vornehmen muss). Daraus folgt, dass auch in der ursprünglichen Genehmigung des Kernnetzes noch nicht vorgesehene spätere Ergänzungen des Kernnetzes nicht unter die Bestimmungen dieses Beschlusses fallen, da sie nach der gesetzlichen Konzeption nicht mehr dessen Bestandteil werden können. Über die Regulierung der außerhalb des Kernnetzes stehenden und wenigstens in Teilen sich an dieses anschließenden Netze, die in der politischen Debatte sog. ‚2. Stufe‘, wurden bisher noch keine abschließenden Entscheidungen getroffen, weshalb die Beschlusskammer sich vorerst auf eine zügige Etablierung der derzeit besonders eilbedürftigen Regelungen für das Kernnetz konzentriert. Es besteht auch noch *kein akuter Regelungsbedarf*, da für sonstige Wasserstoffnetze jedenfalls de lege lata nach § 28j EnWG nur eine *freiwillige Regulierung* vorgesehen ist und für jene Netzbetreiber, die von dieser Möglichkeit Gebrauch machen, mit der WasserstoffNEV grundsätzlich ein *vollständiger Ordnungsrahmen* für die Entgeltbildung vorhanden ist.“

Die Beschlusskammer hat in der Konsultation wahrgenommen, dass auch hinsichtlich der übrigen Netze bereits ein *hohes Bedürfnis nach Klarheit* im Markt besteht. Sie wird sich dieses Themas zu gegebener Zeit annehmen, voraussichtlich *nach der Umsetzung des europäischen Gasdekarbonisierungspakets durch den Gesetzgeber*. Es waren viele Stimmen zu vernehmen, die im Wesentlichen eine Übertragung des mit diesem Beschluss festgelegten Systems auf alle Wasserstoffnetze wünschten. Dazu kann bisher lediglich gesagt werden, dass *Teile der vorliegenden Festlegung sich möglicherweise für eine analoge Anwendung für andere Netze eignen mögen*. Bereits jetzt zeichnet sich allerdings ab, dass zumindest ein Einbezug anderer Netze in den Anwendungsbereich der *einheitlichen Briefmarke* bzw. des *Hochlaufentgelts voraussichtlich nicht möglich sein dürfte*. Das intertemporale Kostenallokationskonto nach dieser Festlegung ist *eng verknüpft* mit dem Fördermechanismus des Bundes nach §§ 28r f. EnWG und dessen sog. ‚zahlendem‘ Amortisationskonto. Dieses aber ist nach dem Willen des Gesetzgebers klar auf den *Aufbau des Kernnetzes begrenzt*. Die Beschlusskammer ist nicht befugt, diese umfassende staatliche Absicherung auf andere Sachverhalte auszudehnen. Das intertemporale Kostenallokationskonto ist wiederum *eng* mit dem *einheitlichen Hochlaufentgelt* und dem *Ausgleichsmechanismus* zwischen den Kernnetzbetreibern verknüpft, die somit ebenfalls *nicht* ohne Rückwirkung auf das Fördersystem auf weitere Netzbetreiber ausgedehnt werden können.

Soweit sie in der Konsultation gar zur Vorlage eines ‚Finanzierungskonzepts‘ für die übrigen Wasserstoffnetze aufgefordert wurde, muss die Beschlusskammer darauf hinweisen, dass sie keine Finanzierungskonzepte festlegen kann, sondern nur Entgeltmethoden. Bestandteil einer solchen Entgeltmethode kann auch – wie in diesem Beschluss geschehen – eine *intertemporale Verschiebung*

26 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1.

von Kosten bzw. Entgelten sein, wenn dies einem gelingendem Hochlauf dienlich ist. Soweit jedoch mit einem Finanzierungskonzept auch ein *Ausgleich der dadurch entstehenden Liquiditätslücken* aus öffentlichen Mitteln verbunden wird, vermag darüber nicht die Beschlusskammer zu befinden, sondern allein der Gesetzgeber.<sup>27</sup>

Hieraus ergeben sich zumindest erste Anhaltspunkte, welche grundsätzliche Herangehensweise die Bundesnetzagentur hinsichtlich der festzulegenden Entgeltmethodik für Wasserstoffnetzbetreiber, deren Netze nicht Teil des Kernnetzes sind („Netze der 2. Stufe“), als denkbar ansieht:

- Zunächst sieht die Bundesnetzagentur insoweit keinen akuten Regelungsbedarf, da für sonstige Wasserstoffnetze jedenfalls de lege lata nach § 28j EnWG nur eine freiwillige Regulierung vorgesehen und für jene Netzbetreiber, die von dieser Möglichkeit Gebrauch machen, mit der WasserstoffNEV grundsätzlich ein vollständiger Ordnungsrahmen für die Entgeltbildung vorhanden sei.
- Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass Teile der WANDA-Festlegung sich möglicherweise für eine analoge Anwendung für Netze der 2. Stufe eignen könnten.
- Die Bundesnetzagentur meint weiter, dass ein Einbezug anderer Netze in den Anwendungsbereich der einheitlichen Briefmarke bzw. des Hochlaufentgelts voraussichtlich nicht möglich sein dürfte. Das intertemporale Kostenallokationskonto nach der WANDA-Festlegung sei eng verknüpft mit dem Fördermechanismus des Bundes nach §§ 28r f. EnWG und dessen sog. „zahlendem“ Amortisationskonto. Dieses aber sei nach dem Willen des Gesetzgebers klar auf den Aufbau des Kernnetzes begrenzt. Die Beschlusskammer wäre nicht befugt, diese umfassende staatliche Absicherung auf andere Sachverhalte auszudehnen. Das intertemporale Kostenallokationskonto sei zudem wiederum eng mit dem einheitlichen Hochlaufentgelt und dem Ausgleichsmechanismus zwischen den Kernnetzbetreibern verknüpft, die somit ebenfalls nicht ohne Rückwirkung auf das Fördersystem auf weitere Netzbetreiber ausgedehnt werden können.
- Schließlich führt die Bundesnetzagentur aus, dass sie für Netze der 2. Stufe durchaus eine intertemporale Verschiebung von Kosten bzw. Entgelten festlegen könne, da dies Bestandteil einer Entgeltmethode wäre, wenn das einem gelingendem Hochlauf dienlich ist. Sie könne jedoch keinen Ausgleich der dadurch entstehenden Liquiditätslücken aus öffentlichen Mitteln festlegen; dies könne nur der Gesetzgeber.

Hält man diese Aussagen der Bundesnetzagentur für zutreffend, so könnten die folgenden weiteren Inhalte der WANDA-Festlegung noch von Interesse für die Netzbetreiber der 2. Stufe sein:<sup>28</sup>

- Bezugspunkt eines Netzentgelts ist nach der WANDA-Festlegung im Wasserstoffkernnetz stets die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazitäten in einem „Entry-Exit“-System. Dies entspreche, so die Bundesnetzagentur, Art. 3 lit. c der Gasverordnung (EU) 2024/1789, der ebenfalls an Tarife anknüpfe, die an Ein- und Ausspeisekapazitäten eines Wasserstoffnetzes erhoben würden. Es wird also nicht die tatsächliche Nutzung des Netzes für die Durchführung physischer Transporte (Nominierung) bepreist, sondern bereits die Buchung einer Möglichkeit zur Durchführung eines Transports unabhängig von ihrer tatsächlichen Nutzung. Zur Begründung führt die Bundesnetzagentur u. a. an, dass die Kosten des Netzes zu einem Großteil durch die bloße Bereithaltung der benötigten Infrastruktur verursacht und unabhängig davon anfallen würden, ob diese von den Netzkunden auch tatsächlich in Anspruch genommen wird.<sup>29</sup>
- Separate Entgelte für mit dem Transport verbundene Systemdienstleistungen wie insbesondere Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung sind in der WANDA-Festlegung nicht

vorgesehen. Die diesbezüglichen Kosten werden mit dem Netzentgelt abgegolten.<sup>30</sup>

- Das Netzentgelt wird in Euro pro Kilowattstunde pro Jahresbenutzungsstunden (Euro/kWh/h/a) berechnet.<sup>31</sup>
- Das Netzentgelt gilt stets für eine nicht unterbrechbare Jahreskapazität, die als Standardprodukt betrachtet wird. Die Bundesnetzagentur hat am 15. Januar 2025 ein Verfahren zur Ergänzung der WANDA-Festlegung eingeleitet, mit der das mit der WANDA-Festlegung eingeführte Entgeltsystem weiter ausdifferenziert und an die zukünftige Regulierung des Netzzugangs angepasst werden soll. Inhalt dieser Ergänzungsfestlegung können z. B. Multiplikatoren für unterjährige Produkte, besondere Regelungen für unterbrechbare Produkte, die Behandlung von Zuordnungsaufgaben, aber auch Rabatte für Buchungspunkte an Wasserstoffspeichern oder Regasifizierungsanlagen für verflüssigten Wasserstoff sowie ggf. vollkommen neuartige, aus der als Vorbild dienenden Gasnetzregulierung noch nicht bekannte Fallgestaltungen sein. Ggf. könnte in diesem Zuge auch der grundsätzliche Anknüpfungspunkt der Entgeltregelungen noch verändert werden.<sup>32</sup>
- Die Beschlusskammer weist darauf hin, dass Art. 3 lit. c der Gasverordnung (EU) 2024/1789 nur Tarife an Ein- und Ausspeisekapazitäten anspricht. Eine Berechnung von Netzentgelten auf der Grundlage von Vertragspfaden werde demgegenüber von Art. 17 Abs. 1 UAbs. 4 S. 3 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 ausdrücklich ausgeschlossen.<sup>33</sup>
- Die Beschlusskammer weist darauf hin, dass in materieller Hinsicht für die Auswahl einer sachgerechten Entgeltmethode in erster Linie Art. 17 Abs. 1 i. V. m. Art. 7 Abs. 8 UAbs. 1 S. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 maßgeblich sei.<sup>34</sup>
- Art. 5 Abs. 3 S. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 gestattet nach Auffassung der Bundesnetzagentur ausdrücklich eine zeitlich gestreckte Vereinnahmung der initialen Kosten des Wasserstoffnetzes zur Beteiligung zukünftiger Netznutzer. Doch auch unabhängig von dieser Norm entspricht sie nach Überzeugung der Beschlusskammer einer kostenorientierten und verursachungsgerechten Entgeltbildung i. S. v. Art. 17 Abs. 1 S. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789.<sup>35</sup>
- Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass § 8 Abs. 4 WasserstoffNEV keinerlei Vorgaben für die Wahl der kalkulatorischen Nutzungsdauer für aktivierte Anlagegüter in Wasserstoffnetzen enthält. Die Beschlusskammer hat sich entschieden, ähnlich wie in den etablierten regulierten Netzsektoren Strom und Gas eine Standardisierung vorzugeben. In Ermangelung besserer Erkenntniswerte greift sie dabei in einem ersten Schritt auf die bewährten und im Hinblick auf die Auswahl der relevanten Anlagenkategorien auch für das Wasserstoffnetz passenden Vorgaben der GasNEV zurück. Es erscheint ihr jedoch grundsätzlich plausibel, dass die unmittelbar mit Wasserstoff in Berührung kommenden Anlagen eine kürzere technische Nutzungsdauer haben werden, als dies bei vergleichbaren Anlagenklassen in den Gasnetzen der Fall ist. Während dem Problem der Wasserstoffversprödung weitgehend durch die Verwendung geeigneter Materialien entgegengewirkt werden kann, sei zu vermuten, dass es insbesondere bei Armaturen, Verdichteranlagen und ähnlichen Anlagen mit beweglichen Teilen aufgrund der geringeren Molekülgröße des Wasserstoffs eher zu einer nachlassenden Dichtigkeit kommt, als es den Erfahrungswerten

27 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 24 ff.; Hervorhebungen hinzugefügt.

28 Die nachfolgende Auflistung beschränkt sich auf eine unvollständige Auswahl an Punkten.

29 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 28.

30 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 31.

31 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 32.

32 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 33.

33 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 35.

34 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 32.

35 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 63.

aus dem Erdgasnetzbetrieb entspreche. Die Beschlusskammer erlaubt deshalb für alle Anlagenkategorien mit Ausnahme der allgemeinen Anlagen eine Verkürzung der Nutzungsdauern auf 35 Jahre, soweit diese nicht ohnehin bereits niedriger liegen.<sup>36</sup>

- Soweit Anlagen aus dem Erdgasnetz umgewidmet werden, gelten die Nutzungsdauern nach der WANDA-Festlegung erst ab dem Zeitpunkt der Umwidmung. Sie sind im Wege eines nachträglichen Nutzungsdauerwechsels umzusetzen.<sup>37</sup>
- Vorlaufkosten können – soweit betriebsnotwendig – im Rahmen der jeweils ersten Kostengenehmigung auch für alle vorherigen Kalenderjahre geltend gemacht werden. Dies betrifft namentlich alle Kosten aus Kalenderjahren vor dem Jahr 2025, deren Beantragung vor Inkrafttreten des WANDA-Beschlusses ansonsten überhaupt nicht möglich wäre.<sup>38</sup>
- Werden noch nicht abgeschriebene Anlagegüter wirtschaftlich nicht mehr benötigt – wie es insbesondere bei einer Betriebseinstellung der Fall ist – und lassen sie sich auch nicht auf sonstige Weise verwerten, entspreche es – so die Bundesnetzagentur – allgemeinen betriebswirtschaftlichen Grundsätzen, die wertlos gewordenen Güter im Wege einer Sonderabschreibung aus der Bilanz zu eliminieren. Es erscheine der Kammer klar ersichtlich, dass diese Abschreibung in den Netzkosten zu berücksichtigen sei. Soweit die Bundesnetzagentur in den Sektoren Strom und Gas häufig Kürzungen bei derartigen Abschreibungen vornehme, begründe sich dies aus dem Budgetprinzip der Anreizregulierung, das auch für bereits abgeschriebene Anlagen für eine gewisse Zeitspanne weiterhin Abschreibungen und eine Verzinsung gewähre. In der WasserstoffNEV gebe es keine vergleichbaren kompensatorischen Effekte.<sup>39</sup>

#### bb) WasABi- und WaKandA-Festlegung

Die Beschlusskammer 7 hat darüber hinaus am 3. Juli 2024 auf der Grundlage von § 28n Abs. 5 Nr. 1 i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG weitere Festlegungsverfahren in Sachen „Wasserstoffausgleichs- und Bilanzierungsgrundsätze“ (WasABi) und in Sachen „Wasserstoff Kapazitäten Grundmodell und Abwicklung des Netzzugangs“ (WaKandA) eingeleitet.<sup>40</sup> Die eingeleiteten Festlegungsverfahren richten sich an Betreiber von Wasserstoffnetzen i. S. d. § 3 Nr. 10b EnWG. Betreiber von Wasserstoffnetzen sind danach natürliche oder juristische Personen, welche die Aufgabe des Transports oder der Verteilung von Wasserstoff wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Wasserstoffnetzes. Allerdings richten sich die Festlegungsverfahren nur an solche Betreiber von Wasserstoffnetzen, auf welche die Vorschriften der §§ 28k bis 28o EnWG Anwendung finden (vgl. § 28j Abs. 1 EnWG).<sup>41</sup> Dies bedeutet, dass die Festlegungsverfahren zwar auch die Wasserstoffverteilernetzbetreiber betreffen; dies aber nur dann, wenn ein Wasserstoffverteilernetzbetreiber

- einen Teil des Wasserstoffkernnetzes nach § 28q betreibt,
- eine Wasserstoffinfrastruktur betreibt, die gemäß § 15d Abs. 3 S. 1 EnWG bestätigt wurde, oder
- eine wirksame Erklärung nach § 28j Abs. 3 EnWG gegenüber der Bundesnetzagentur abgegeben hat.

Anders gewendet: Die Festlegungsverfahren betreffen nur solche Wasserstoffverteilernetzbetreiber, für welche die regulatorischen Vorschriften gelten. Dies wiederum werden in erster Linie diejenigen Wasserstoffverteilernetzbetreiber sein, die eine Erklärung nach § 28j Abs. 3 EnWG gegenüber der Bundesnetzagentur (zukünftig) abgeben werden.

Mit den beiden Festlegungsverfahren soll der Zugang zu den Wasserstoffnetzen in Deutschland auf Basis der gesetzlichen Vorgaben des EU- und nationalen Rechts näher ausgestaltet und konkretisiert werden.<sup>42</sup> Die Bundesnetzagentur betont in dem Einleitungsbeschluss, dass sie frühzeitig Klarheit über die Bedingungen des Zugangs zu den Wasserstoffnetzen in

Deutschland schaffen will. Die Festlegung konkretisierender Zugangsbedingungen soll zu mehr Transparenz führen und einen Beitrag leisten, um Investitionsentscheidungen zu erleichtern.<sup>43</sup> Die Beschlusskammer strebe daher an, einheitliche Regelungen über die Abwicklung des Zugangs zu Wasserstoff, d. h. insbesondere über die Erfassung und Bilanzierung der ein- und ausgespeisten Wasserstoffmengen sowie über wesentliche Fragen eines kapazitätsbasierten Netzzugangsmodells, clusterübergreifend einzuführen. Dabei geht die Bundesnetzagentur von Beginn an von einem deutschlandweiten Marktgebiet aus, um spätere Marktgebietszusammenlegungen wie im Erdgas zu vermeiden.<sup>44</sup>

Im Detail betrifft das WasABi-Festlegungsverfahren die wesentlichen Eckpunkte des zukünftigen Grundmodells der Wasserstoffbilanzierung und seiner operativen Abwicklung. Im Einzelnen geht es um die Implementierung von Bilanzkreisen und Bilanzkreisverantwortlichen, Einführung eines finanziellen Anreizsystems, Datenbereitstellung, Datenverarbeitung und -kommunikation (Errichtung eines „Data Hub“), Allokationsverfahren, Ausgleichs- und Regelenergie und Einrichtung eines virtuellen Handelspunkts (VHP).

Der Einleitungsbeschluss zur WaKandA-Festlegung betrifft Optionen zur Ausgestaltung eines Grundmodells zur Abwicklung des Netzzugangs im Bereich Kapazitäten. Er enthält Aussagen zur möglichen Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte, zu Produktlaufzeit und Buchungshorizont, eine etwaige Reservierungsquote, die Implementierung einer Kapazitätsvermarktungsplattform, den Zuweisungsmechanismus (Zuweisung über Auktion oder Windhundprinzip [„first come, first served“]), die Nominierung von Kapazität und den Umgang mit Bestandsverträgen.

f) *Zusammenfassende Darstellung der für diese Untersuchung besonders relevanten regulatorischen Vorgaben de lege lata*  
Nachfolgend werden die oben (unter a) bis e)) herausgearbeiteten Aspekte, die im geltenden Rechtsrahmen für zukünftige Investitionen in „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen und neue Wasserstoffleitungen von besonderer Bedeutung sein können, zusammenfassend dargestellt. Diese beziehen sich naturgemäß in erster Linie auf die Entgeltbildung, da es im Zusammenhang mit investiven Maßnahmen immer primär um die Refinanzierbarkeit und die Attraktivität der Investition geht; die insoweit maßgeblichen Parameter ergeben sich aber aus der Entgeltregulierung.

#### aa) Allgemeine Regelungen im EnWG

- Nach § 21 Abs. 1 EnWG müssen Entgelte für den Netzzugang angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein sowie dem Grundsatz „extern wie intern“ entsprechen.
- Die Entgelte werden nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen (vgl. auch § 6 Abs. 1 WasserstoffNEV), unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. Gemäß § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG dürfen im Rahmen

36 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 108.

37 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 109.

38 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 124.

39 Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 132.

40 Bundesnetzagentur, VfG. v. 3.7.2024 – Az. BK7-24-01-014 und BK7-24-01-015 – Einleitung mehrerer Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung des Zugangs zu Wasserstoffnetzen.

41 So ausdrücklich Bundesnetzagentur, VfG. v. 3.7.2024 – Az. BK7-24-01-014 und BK7-24-01-015, S. 1 – Einleitung mehrerer Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung des Zugangs zu Wasserstoffnetzen.

42 Bundesnetzagentur, VfG. v. 3.7.2024 – Az. BK7-24-01-014 und BK7-24-01-015, S. 2 – Einleitung mehrerer Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung des Zugangs zu Wasserstoffnetzen.

43 Bundesnetzagentur, VfG. v. 3.7.2024 – Az. BK7-24-01-014 und BK7-24-01-015, S. 4 – Einleitung mehrerer Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung des Zugangs zu Wasserstoffnetzen.

44 Bundesnetzagentur, VfG. v. 3.7.2024 – Az. BK7-24-01-014 und BK7-24-01-015, S. 5 – Einleitung mehrerer Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung des Zugangs zu Wasserstoffnetzen.

einer kostenorientierten Entgeltbildung Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden (Prinzip des sog. „Als-ob-Wettbewerbs“).

- Aufgrund der zeitlichen Begrenzung der Erforderlichkeitsbetrachtung einerseits und der Betrachtung des (fiktiven) Wettbewerbsmarkts einer (lediglich) sicheren Energieversorgung andererseits besteht aktuell jedenfalls eine Rechtsunsicherheit in der Weise, dass der Effizienzmaßstab in den genannten Regelungen im Rahmen der Erforderlichkeitsprüfung insbesondere zukünftige (Netz-) Entwicklungen und damit einhergehende Investitionserfordernisse im Hinblick auf die Herstellung von Klimaneutralität, die eine Transformation insbesondere der Erdgasnetzinfrastruktur erfordert, normativ außer Betracht lässt. Dementsprechend kann aufgrund des vorhandenen Rechtsrahmens nicht ohne Risiken davon ausgegangen werden, dass Kosten für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen über das Erdgasregulierungsregime refinanziert werden können.
- Die betreffenden Vorgaben gelten über § 280 Abs.1 S.1 EnWG auch für Betreiber von Wasserstoffnetzen.
- § 280 Abs.1 S.2 EnWG bestimmt darüber hinaus, dass die Anreizregulierung nach § 21a EnWG sowie die Genehmigung von Entgelten nach § 23a EnWG auf Betreiber von Wasserstoffnetzen nicht anzuwenden sind.
- Die Kosten werden nach § 280 Abs.1 S.3 EnWG jährlich anhand der zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr sowie der Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den tatsächlichen Kosten aus Vorjahren ermittelt und über Entgelte erlöst. Dementsprechend ist auch nach § 6 Abs.1 S.2 WasserstoffNEV zur Bestimmung der zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr eine bestmögliche Abschätzung vorzunehmen.
- § 280 Abs.1 S.5 EnWG sieht eine Festlegung oder Genehmigung der Kosten durch die Bundesnetzagentur vor.

Festzuhalten ist als Zwischenergebnis zunächst, dass in Bezug auf Erdgas- und Wasserstoffentgelte nach dem EnWG allgemeine (und bekannte) Prinzipien wie Angemessenheit, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz sowie der Grundsatz „extern wie intern“ gelten. Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen (vgl. § 21 Abs.2 S.1 EnWG und § 6 Abs.1 WasserstoffNEV), unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. Grundlage sind die erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr; es erfolgt ein Ausgleich der Differenzen zu den tatsächlichen Kosten.

#### bb) Regelungen mit Bedeutung nur für „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen

- Gemäß § 28q Abs.2 S.4 EnWG ist die Möglichkeit der Umstellung von vorhandenen Leitungsinfrastrukturen vorrangig zu prüfen und darzulegen. Hierfür kann der Antrag zum Wasserstoffkernnetz zusätzliche Ausbaumaßnahmen des bestehenden Erdgasnetzes in einem geringen Umfang beinhalten.
- Nach § 28q Abs.2 S.5 EnWG sind die zu beantragenden Projekte, wo dies möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist und sofern es dem Ziel nach § 28q Abs.1 S.2 EnWG dient, auf Basis vorhandener Leitungsinfrastrukturen zu realisieren.
- Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen bei Anlagen des Gasversorgungsnetzes, die erstmalig vor dem 1. Januar 2006 aktiviert wurden (Altanlagen) und nunmehr ausschließlich dem Wasserstoffnetzbetrieb dienen, sieht § 9 Abs.1 WasserstoffNEV vor, dass bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen nach § 8 WasserstoffNEV die in § 9 Abs.2 bis 5 WasserstoffNEV näher geregelten

Grundsätze (u. a. Methode der Nettosubstanzerhaltung) ergänzend anzuwenden sind.

- Von Interesse ist im Zusammenhang mit diesen Sonderregelungen in § 9 WasserstoffNEV noch, dass § 9 Abs.6 WasserstoffNEV ebenfalls die Möglichkeit von zusätzlichen Investitionen in Gasaltanlagen vorsieht, um diese Altanlagen technisch für das Wasserstoffnetz nutzbar zu machen.
- Für die Umstellung bestehender Gasnetzinfrastruktur auf reinen Wasserstofftransport bestimmt § 13 S.1 WasserstoffNEV, dass ab dem Zeitpunkt, in dem Anlagen, die bisher der Gasversorgung dienen, in einem Wasserstoffnetz betrieben werden, sie bezogen auf die Kosten und die Entgelte für den Netzzugang zu Anlagen des Wasserstoffnetzes werden. Die kalkulatorische Bewertung dieser Anlagen erfolgt dann nach den §§ 8 und 9 WasserstoffNEV.
- Soweit Anlagen aus dem Erdgasnetz umgewidmet werden, gelten die Nutzungsdauern nach der WANDA-Festlegung erst ab dem Zeitpunkt der Umwidmung. Sie sind im Wege eines nachträglichen Nutzungsdauerwechsels umzusetzen.<sup>45</sup>

Festzuhalten ist in Bezug auf „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen als Zwischenergebnis nach alledem, dass der geltende Rechtsrahmen jedenfalls bezogen auf das Wasserstoffkernnetz den Grundsatz vorgibt, dass vorhandene Leitungsinfrastrukturen wie das bestehende Erdgasnetz vorrangig als Grundlage für das Wasserstoffkernnetz dienen sollen. Hierfür kann der Antrag zum Wasserstoffkernnetz zusätzliche Ausbaumaßnahmen des bestehenden Erdgasnetzes in einem geringen Umfang beinhalten. § 9 Abs.6 WasserstoffNEV, der für alle Wasserstoffnetzbetreiber gilt, auf welche die regulatorischen Vorschriften anwendbar sind, sieht zudem die Möglichkeit von zusätzlichen Investitionen in Gasaltanlagen vor, um diese Altanlagen technisch für das Wasserstoffnetz nutzbar zu machen. Hieran anknüpfend sehen die WasserstoffNEV und die WANDA-Festlegung diverse spezielle Regelungen für die Abschreibung von umgewidmeten Erdgasleitungen vor.

#### cc) Regelungen mit Bedeutung nur für neue Wasserstoffleitungen

- Nach § 28q Abs.2 S.3 EnWG haben die Antragsteller des Kernnetzes mit dem Antrag u. a. anzugeben, welche Investitions- und Betriebskosten die jeweilige Wasserstoffnetzinfrastruktur voraussichtlich verursacht und inwiefern es sich hierbei jeweils im Vergleich zu möglichen Alternativen um die langfristig kosten- und zeiteffizienteste Lösung handelt.
- Die Finanzierung des Kernnetzes erfolgt über die von den Netznutzern für den Zugang zum Wasserstoffkernnetz zu zahlenden kostenorientierten Entgelte (§ 28r Abs.1 S.1 EnWG). Nach § 28r Abs.1 S.4 EnWG gilt das Prinzip eines bundeseinheitlichen Netzentgelts („Briefmarke“) auf der Grundlage der aggregierten Netzkosten aller Wasserstoffkernnetzbetreiber. Als Netzkosten können dabei auch Vorlaufkosten berücksichtigt werden, die vor dem 1. Januar 2025 entstanden sind (vgl. § 28r Abs.1 S.6 EnWG).
- Die Bundesnetzagentur sieht keinen akuten Regelungsbedarf für Wasserstoffnetze der 2. Stufe, da für diese nach § 28j EnWG nur eine freiwillige Regulierung vorgesehen und mit der WasserstoffNEV grundsätzlich ein vollständiger Ordnungsrahmen für die Entgeltbildung vorhanden sei.
- Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass Teile der WANDA-Festlegung sich möglicherweise für eine analoge Anwendung auf Netze der 2. Stufe eignen könnten.
- Die Bundesnetzagentur meint weiter, dass ein Einbezug anderer Netze in den Anwendungsbereich der einheitlichen Briefmarke bzw. des Hochlaufentgelts voraussichtlich nicht möglich sein dürfte. Das intertemporale Kostenallokationskonto sei eng mit dem einheitlichen Hochlaufentgelt und dem Ausgleichsmechanismus zwischen den Kernnetzbetreibern verknüpft, die somit ebenfalls nicht ohne Rückwirkung auf

<sup>45</sup> Bundesnetzagentur, Beschl. v. 6.6.2024 – Az. GBK-24-01-2#1, Rn. 109.

das Fördersystem auf weitere Netzbetreiber ausgedehnt werden können.

- Die Bundesnetzagentur meint, dass sie für Netze der 2. Stufe durchaus eine intertemporale Verschiebung von Kosten bzw. Entgelten festlegen könne, da dies Bestandteil einer Entgeltmethode wäre, wenn das einem gelingendem Hochlauf dienlich ist. Sie könne jedoch keinen Ausgleich der dadurch entstehenden Liquiditätslücken aus öffentlichen Mitteln festlegen; dies könne nur der Gesetzgeber.
- Bezugspunkt eines Netzentgelts ist nach der WANDA-Festlegung im Wasserstoffkernnetz stets die Bereitstellung von Ein- und Ausspeisekapazitäten in einem „Entry-Exit“-System.
- Separate Entgelte für mit dem Transport verbundene Systemdienstleistungen wie insbesondere Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung sind in der WANDA-Festlegung nicht vorgesehen.
- Das Netzentgelt wird in Euro/kWh/h/a berechnet.
- Vorlaufkosten können – soweit betriebsnotwendig – im Rahmen der jeweils ersten Kostengenehmigung auch für alle vorherigen Kalenderjahre geltend gemacht werden. Dies betrifft namentlich alle Kosten aus Kalenderjahren vor dem Jahr 2025, deren Beantragung vor Inkrafttreten des WANDA-Beschlusses ansonsten überhaupt nicht möglich wäre.

Festzuhalten ist in Bezug auf Investitionen in neue Wasserstoffleitungen für Wasserstoffverteilernetze als Zwischenergebnis nach alledem, dass mit der WasserstoffNEV grundsätzlich ein vollständiger Ordnungsrahmen für die Entgeltbildung vorhanden ist. Dieser ist für Wasserstoffverteilernetzbetreiber jedenfalls nach Abgabe einer „Opt-in“-Erklärung gemäß § 28j Abs. 3 EnWG anwendbar. Dieser Rechtsrahmen könnte nach Auffassung der Bundesnetzagentur jedenfalls teilweise zukünftig durch eine analoge Anwendung von Vorgaben aus der WANDA-Festlegung ergänzt bzw. modifiziert werden. Ein Einbezug anderer Netze in den Anwendungsbereich der einheitlichen Briefmarke bzw. des Hochlaufentgelts dürfte nach Ansicht der Bundesnetzagentur voraussichtlich nicht möglich sein. Die Bundesnetzagentur meint zudem, dass sie eine intertemporale Verschiebung von Kosten bzw. Entgelten durchaus festlegen könne, da dies Bestandteil einer Entgeltmethode wäre, wenn das einem gelingendem Hochlauf dienlich ist. Sie könne jedoch keinen Ausgleich der dadurch entstehenden Liquiditätslücken aus öffentlichen Mitteln festlegen; dies könne nur der Gesetzgeber. Im Zusammenhang mit dem Kernnetz gilt generell der Grundsatz, dass nach § 28q Abs. 2 S. 3 EnWG die langfristig kosten- und zeiteffizienteste Lösung vorzuzugewandt ist.

## 2. Regulatorische Vorgaben des EU-Gaspakets hinsichtlich des Umgangs mit Kosten aus „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen

Nachdem (unter 1.) die derzeit auf nationaler Ebene bestehenden Normen mit Relevanz für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen und für den Neubau von Wasserstoffleitungen herausgearbeitet worden sind, wird nachfolgend das EU-Gaspaket zunächst im Hinblick darauf in den Blick genommen, welche Vorgaben in Bezug auf Investitionen in „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen darin enthalten sind. Dabei wird insbesondere ein Fokus auf die Prüfung gelegt, inwieweit diese Vorgaben von Relevanz für die Ausgestaltung eines nationalen Regulierungsregimes sind, wonach u. a. die Kosten für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen<sup>46</sup> in einer – wie auch immer definierten und konkret ausgestalteten – Übergangsphase über das Erdgasregulierungsregime „abgebildet“ werden können. Die demnach erforderliche Prüfung des durch das Gaspaket vorgegebenen Rechtsrahmens für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen erfolgt zunächst anhand der Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 (sogleich, unter a)). Das Ergebnis dieser Analyse wird sodann an den die Netzentgeltbildung betreffenden Vorgaben der Vorgängerrichtlinien „gespiegelt“. Ziel dieses Abgleichs ist es, zu prüfen, ob sich aus den Vorgängerrichtlinien im Abgleich mit der

Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 Anhaltspunkte dafür ergeben, dass der Regelungsinhalt durch die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 insoweit modifiziert wurde und eine Abbildung von „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten über das Erdgasregulierungssystem erlaubt (unten, unter b)). Sofern dies der Fall ist, wird in einem weiteren Schritt untersucht, welche konkreten Auswirkungen, vor allem welche Gestaltungsspielräume sich daraus für die Umsetzung der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 in nationales Recht ergeben (unten, unter c)). Es zeigt sich im Ergebnis, dass die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 aufgrund des Transformationseffizienzmaßstabs ein nationales Regulierungsregime erfordert, auf dessen Grundlage es nicht per se ausgeschlossen ist, „effiziente“ „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten für einen Übergangszeitraum bis zur endgültigen Umstellung der Erdgasverteilernetze auf Wasserstoff regulatorisch als „effiziente“ Erdgasverteilernetzkosten behandeln zu können. Dabei ist sodann in einem letzten Schritt zu untersuchen, ob diesem Ergebnis Vorschriften der Gasverordnung (EU) 2024/1789, insbesondere Art. 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789, möglicherweise entgegenstehen (unten, unter d)).

### a) Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 zum Umgang mit „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen und daraus resultierenden „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten

Die konkrete regulatorische Anerkennungsfähigkeit von (Investitions-) Kosten in einem Regulierungsregime folgt aus der normativ vorgegebenen Ausgestaltung des Netzzugangs, konkret des Netzzugangsentgeltregimes. Ob und in welcher Weise Kosten für „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen über das durch die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 vorgegebene Erdgasregulierungsregime „abgebildet“ werden können, erfordert daher zunächst eine initiale Bestandsaufnahme der in der Richtlinie enthaltenen Regelungen für die Netzentgeltbildung. Bei der Analyse der in der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 enthaltenen Vorschriften mit Relevanz für die Netzentgeltbildung und die hier in Rede stehende Thematik der Abbildung von „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten über die Erdgasregulierung ist zwischen Normen der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 mit unmittelbarem Bezug zur Entgeltregulierung (sogleich, unter aa)) und sonstigen Vorgaben in der Richtlinie, denen Relevanz für diese Thematik zukommt (unten, unter bb)), zu unterscheiden. Dabei sind die betreffenden Bestimmungen, auch wenn sie sich partiell nur in den Erwägungsgründen der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 befinden, bei der Auslegung der im Einzelnen einschlägigen Regelungen der Richtlinie zwingend zu berücksichtigen (unten, unter cc)).

### aa) Normen der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 mit unmittelbarem Bezug zur Entgeltregulierung

Art. 31 Abs. 1 S. 1 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Einführung eines Systems für den Zugang Dritter u. a. zum Erdgasfernleitungs- und Erdgasverteilernetz auf der Grundlage veröffentlichter Entgelte, wobei diese Zugangsregelungen für alle Kunden, einschließlich Versorgungsunternehmen, gelten und nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Nutzern des Netzes angewandt werden sollen. Ferner sind die Mitgliedstaaten nach S. 2 verpflichtet, sicherzustellen, dass diese Entgelte oder die Methoden zu ihrer Berechnung gemäß Art. 78 der Richtlinie von einer Regulierungsbehörde vor dem Inkrafttreten genehmigt werden und dass die Entgelte und – soweit nur die Methoden einer Genehmigung unterliegen – die Methoden vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht werden. Die Regelung entspricht –

<sup>46</sup> „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen“ bezeichnen, wie oben, unter I., bereits erläutert, im Rahmen dieser Untersuchung Investitionen (Ersatzinvestitionen sowie Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen) in das bestehende Erdgasverteilernetz, die über die Notwendigkeit für das Erdgasverteilernetz dergestalt hinausgehen, dass dieses technisch darauf vorbereitet wird, mit möglichst geringem Umstellungsaufwand künftig für die Verteilung von (reinem) Wasserstoff genutzt werden zu können. Die im Nachfolgenden verwendete Begrifflichkeit „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten“ bezieht sich auf die Zusatz- oder Differenzkosten, die gerade dadurch entstehen, dass die Investition in die Erdgasinfrastruktur in einer Art und Weise erfolgt, welche die zukünftige Nutzung des betreffenden Wirtschaftsguts auch für Wasserstoff ermöglicht.

von einigen sprachlichen Änderungen abgesehen – im Wesentlichen dem Wortlaut des Art. 32 Abs. 1 der Erdgasrichtlinie 2009/73/EG, die gemäß Art. 95 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 mit Wirkung vom 4. August 2024 aufgehoben ist.

Nach Art. 44 Abs. 2 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 hat sich zudem jeder Verteilernetzbetreiber jeglicher Diskriminierung von Netzbenutzern oder Kategorien von Netzbenutzern, insbesondere zugunsten der mit ihm verbundenen Unternehmen, zu enthalten.

Gemäß Art. 75 Abs. 4 S. 2 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 darf es unbeschadet des Art. 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 keine Quersubventionierung zwischen den Erdgasbenutzern und den Nutzern des Wasserstoffnetzes geben. Dieser Rechtsgedanke findet sich auch in Art. 78 Abs. 1 lit. m der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788. Danach sorgt die nationale Regulierungsbehörde dafür, dass Quersubventionen zwischen den Tätigkeiten in den Bereichen Fernleitung, Verteilung, Wasserstofftransport, Erdgas- und Wasserstoffspeicherung, Terminals für verflüssigtes Erdgas („Liquefied Natural Gas“, LNG) und Wasserstoff sowie Versorgung mit Erdgas und Wasserstoff verhindert werden, unbeschadet des Art. 5 Abs. 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789.

Hingewiesen sei ferner auf Art. 78 Abs. 3 lit. d der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788. Danach hat die Regulierungsbehörde zu gewährleisten, dass die von unabhängigen Netzbetreibern oder unabhängigen Wasserstoffnetzbetreibern erhobenen Netzzugangsentgelte ein Entgelt für den bzw. die Netzeigentümer enthalten, das für die Nutzung der Netzbetriebsmittel und mit Blick auf etwaige neue Investitionen in das Netz angemessen ist, sofern diese wirtschaftlich und effizient getätigt werden.

Gemäß Art. 78 Abs. 7 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 obliegt es der Regulierungsbehörde zudem, mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten die Bedingungen für den Anschluss an die nationalen Erdgasnetze und den Zugang zu diesen, einschließlich Fernleitung- und Verteilungsentgelten, festzulegen oder zu genehmigen, wobei die Entgelte oder Methoden so gestaltet werden, dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.

Schließlich ist noch auf Erwägungsgrund 119 hinzuweisen, der wie folgt lautet:

„Die Regulierungsbehörden sollten die Möglichkeit haben, die Entgelte oder die Berechnungsmethoden auf der Grundlage eines Vorschlags des Fernleitungsnetzbetreibers, des Verteilernetzbetreibers oder des Betreibers einer Flüssiggas-Anlage oder auf der Grundlage eines zwischen diesen Betreibern und den Netzbenutzern abgestimmten Vorschlags festzusetzen oder zu genehmigen. Dabei sollten die Regulierungsbehörden sicherstellen, dass die Entgelte für die Fernleitung und Verteilung nichtdiskriminierend und kostenorientiert sind und die langfristig durch Nachfragesteuerung vermiedenen Netzgrenzkosten berücksichtigen.“

Als Zwischenfazit kann man also zunächst festhalten, dass die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 sehr wenige Vorgaben für die Netzentgeltregulierung enthält. Erdgasnetzentgelte bzw. die Methoden zu deren Bildung müssen

- von der Regulierungsbehörde genehmigt und veröffentlicht werden,
- nach objektiven Kriterien gebildet werden,
- kostenorientiert und diskriminierungsfrei sein,
- angemessen im Hinblick auf wirtschaftliche und effiziente neue Investitionen sein,
- die Lebensfähigkeit der Netze gewährleisten,
- die langfristig durch Nachfragesteuerung vermiedenen Netzgrenzkosten berücksichtigen und

- dürfen unbeschadet des Art. 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 keine Quersubventionierung zwischen den Erdgasbenutzern und den Nutzern des Wasserstoffnetzes erlauben.

Mit Blick auf die Unzulässigkeit von Quersubventionen zwischen den Erdgasbenutzern und den Nutzern des Wasserstoffnetzes sind natürlich auch die Entflechtungsbestimmungen in Art. 75 Abs. 3 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 von grundsätzlicher Bedeutung. Die Norm enthält Vorgaben zur Entflechtung der Rechnungslegung, nach welchen Erdgas- und Wasserstoffunternehmen ihre Jahresabschlüsse erstellen und diese gemäß den nationalen Rechtsvorschriften über die Jahresabschlüsse von Gesellschaften überprüfen lassen. Abs. 3 der Regelung lautet wörtlich wie folgt:

„Zur Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen führen Unternehmen in ihrer internen Rechnungslegung *getrennte Konten* für jede ihrer Tätigkeiten in den Bereichen Fernleitung, *Verteilung*, LNG, Wasserstoffterminals, Speicherung von Erdgas und Wasserstoff *sowie Wasserstofftransport*<sup>47</sup> in derselben Weise, wie sie dies tun müssten, wenn die betreffenden Tätigkeiten von separaten Unternehmen ausgeführt würden. Die Betriebsmittel der Unternehmen werden den betreffenden Konten und regulierten Anlagevermögen getrennt nach Erdgas, Strom oder Wasserstoff zugeordnet und diese Zuordnung wird transparent gemacht. Die Unternehmen führen auch Konten für andere, nicht mit den Bereichen Fernleitung, Verteilung, LNG, Wasserstoffterminals, Speicherung von Erdgas oder Wasserstoff oder Wasserstofftransport zusammenhängende Tätigkeiten, wobei diese Konten konsolidiert sein können. Einnahmen aus dem Eigentum am Fernleitungs-, Verteiler- oder Wasserstoffnetz weisen sie in den Konten gesondert aus. Gegebenenfalls führen die Unternehmen konsolidierte Konten für ihre anderen Tätigkeiten außerhalb des Erdgasbereichs und außerhalb des Wasserstoffbereichs. Die interne Rechnungslegung schließt für jede Tätigkeit eine Bilanz sowie eine Gewinn- und Verlustrechnung ein.“<sup>48</sup>

Ziel der buchhalterischen Entflechtungsvorgaben ist damit wie seit jeher die Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen. Hierzu werden die Unternehmen wie schon nach den Vorgängerrichtlinien verpflichtet, aktivitätsbezogen getrennte Konten für ihre Tätigkeiten in den Bereichen Fernleitung, Verteilung, LNG, Wasserstoffterminals, Speicherung von Erdgas und Wasserstoff sowie Wasserstofftransport zu führen. Neu ist die Verpflichtung zur nach Erdgas, Strom und Wasserstoff getrennten Zuordnung der Betriebsmittel der Unternehmen zu den betreffenden Konten und regulierten Anlagevermögen.

#### bb) Weitere relevante Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788

Fraglich ist, ob sich aus der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 weitere Vorgaben ergeben, die von Relevanz für eine nationale Regelung – normativ auf Gesetzesebene oder durch Festlegung der Bundesnetzagentur – betreffend „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten im Rahmen des Erdgasregulierungsregimes sein könnten.

Von Interesse ist zunächst insoweit Art. 1 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788, der Gegenstand und Anwendungsbereich der Richtlinie und damit ihre Zielsetzungen regelt. Abs. 2 betont dabei in Bezug auf den Erdgasmarkt, dass die Regelungen der Richtlinie der Schaffung eines integrierten, wettbewerbsfähigen und transparenten Markts für Erdgas in der Union dienen. Der somit seit Liberalisierung des Erdgasmarkts zentrale Wettbewerbsgedanke und die Zielsetzung eines effizienten Funktionierens der Märkte

<sup>47</sup> Angemerkt sei, dass der in Art. 75 Abs. 3 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 erwähnte Wasserstofftransport auch die Verteilung von Wasserstoff erfasst (vgl. Art. 2 Nr. 22 der Gasrichtlinie [EU] 2024/1788).

<sup>48</sup> Hervorhebungen hinzugefügt.

werden demnach mit der neuen Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 nicht aufgegeben.

Allerdings zeigt sich schon aufgrund der Verortung im unmittelbar davor stehenden ersten Absatz von Art. 1, dass diese Zielsetzung durch ein weiteres Ziel flankiert und sogar überlagert wird. In Art. 1 Abs. 1 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 heißt es:

„Mit dieser Richtlinie wird ein gemeinsamer Rahmen für die Dekarbonisierung der Märkte für Erdgas und Wasserstoff geschaffen, um zur Erreichung der Klima- und Energieziele der Union beizutragen.“

Hier wird also – auch unter systematischen Gesichtspunkten (Abs. 1 vor Abs. 2 ff.) – das Ziel der Erreichung der Klima- und Energieziele der Union in den Vordergrund gestellt.

Diese Rangfolge wird durch Erwägungsgrund 6 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 bestätigt, in welchem es wie folgt lautet:

„Diese Richtlinie ergänzt andere einschlägige politische und legislative Instrumente der Union, insbesondere diejenigen, die gemäß der Mitteilung der Kommission vom 11. Dezember 2019 mit dem Titel ‚Der europäische Grüne Deal‘ vorgeschlagen wurden, ... die darauf abzielen, Anreize für die Dekarbonisierung der Wirtschaft der Union zu schaffen und sicherzustellen, dass die Wirtschaft der Union gemäß Verordnung (EU) 2021/1119 bis 2050 auf dem Weg zu einer klimaneutralen Europäischen Union bleibt. Das Hauptziel dieser Richtlinie besteht darin, einen solchen Übergang zur Klimaneutralität zu ermöglichen und zu erleichtern, indem der Aufbau eines Wasserstoffmarkts und eines effizienten Erdgasmarkts sichergestellt wird.“

Hauptziel der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 ist demnach ausdrücklich die Ermöglichung und die Erleichterung des Übergangs zur Klimaneutralität. Der Aufbau eines Wasserstoffmarkts und ein effizienter Erdgasmarkt sind sicherzustellen, dies aber nicht als Selbstzweck, sondern im ausdrücklichen Interesse der Ermöglichung und Erleichterung der Erreichung des insoweit vorrangigen Hauptziels der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788. In Fortführung dieses Gedankens lautet es in Art. 1 Abs. 3 der Richtlinie, dass mit dieser „gemeinsame Vorschriften für ... den Übergang des Erdgassystems zu einem integrierten und hoch-effizienten auf erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas beruhenden System festgelegt“ werden.

Die Richtlinie bringt damit ein klares Verständnis des EU-Gesetzgebers dergestalt zum Ausdruck, dass die Erreichung der unionalen Klimaschutzziele und die Ermöglichung und Erleichterung des Übergangs zur Klimaneutralität Hauptziel der Richtlinie sind, der Aufbau eines Wasserstoffmarkts und eines effizienten Erdgasmarkts demgegenüber nur Mittel zur Erreichung dieses Zwecks sind.

Erwägungsgrund 6 erschöpft sich zudem nicht in der Formulierung des Hauptanliegens der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788. In Bezug genommen wird mit den Ausführungen in Erwägungsgrund 6 zusätzlich das im „Grünen Deal“ der Europäischen Kommission und den auf dessen Basis erlassenen Verordnungen und Richtlinien zum Ausdruck kommende Erfordernis der Schaffung von Anreizen für die Dekarbonisierung der Wirtschaft. Wenn auch nur in Form eines an dieser Stelle abstrakten Grundsatzes, so wird hier das Anliegen des EU-Gesetzgebers deutlich, dass sich die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 in ein Gesamtkonzept einbettet, wie es durch den „Grünen Deal“ im Ausgangspunkt vorgegeben ist, und das Gelingen des Übergangs zur Klimaneutralität Elemente zulässt und geradezu erfordert, die es den Akteuren erleichtern, notwendige Investitionen zu tätigen und die damit eine Anreizwirkung schaffen.

Dementsprechend regelt Art. 78 Abs. 9 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788, dass die nationalen Regulierungsbehörden bei der Festsetzung oder Genehmigung der Entgelte oder Methoden sicherzustellen haben, dass für die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl

kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern und entsprechende Forschungsarbeiten zu unterstützen.

Ohne dass es einen Widerspruch zu dem Vorgesagten begründen würde, zeigt sich bei Analyse der einzelnen Bestimmungen im Weiteren, dass es zentrales Anliegen der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 ist, einen kosteneffizienten Übergang zu gewährleisten. Ausdruck dessen sind die Vorgaben für eine alle Energieträger umfassende kohärente Planung.<sup>49</sup> Insoweit lautet es weiter, dass zur Sicherstellung einer kosteneffizienten Einführung der Infrastruktur und um verlorene Vermögenswerte zu vermeiden, bei der Netzplanung auch die zunehmenden Verflechtungen zwischen Erdgas und Strom sowie Wasserstoff und, sofern zutreffend, Fernwärme berücksichtigt werden sollen.<sup>50</sup>

Daran anschließend wird auch in Bezug auf den von den Infrastrukturbetreibern auszuarbeitenden Netzentwicklungsplan deutlich, dass die verantwortlichen Akteure dem Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“ und den Grundsätzen der Systemeffizienz verpflichtet sind, die in einer Empfehlung der Kommission vom 28. September 2021<sup>51</sup> festgelegt wurden.<sup>52</sup>

Dabei ist dem EU-Gesetzgeber augenscheinlich bewusst, dass die Umwidmung vorhandener Erdgasinfrastruktur einen substantiellen Beitrag zur Systemeffizienz leisten kann. Dies zeigt sich daran, dass ausweislich der Transparenzanforderungen im Zuge der Erstellung der Netzentwicklungspläne nach Art. 55 Abs. 2 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 sichergestellt werden soll, dass Erdgasinfrastrukturen, wenn sie nicht ungenutzt gelassen oder abgebaut werden sollen, für andere Zwecke, wie z. B. den Wasserstofftransport, zur Verfügung gestellt werden können. Insofern formuliert die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 in Erwägungsgrund 130 S. 2 ausdrücklich Folgendes:

„Das Ziel der höheren Transparenz in Bezug auf die Infrastruktur trägt der Tatsache Rechnung, dass umgewidmete Infrastruktur vergleichsweise billiger ist als neu errichtete Infrastruktur und somit einen kosteneffizienten Übergang ermöglichen dürfte.“

Dem Erwägungsgrund sind damit zwei Aussagen zu entnehmen. Zum einen wird darin, was in Art. 1 Abs. 3 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 bereits verankert ist, klargestellt, dass das Interesse des EU-Gesetzgebers auf einen kosteneffizienten Übergang gerichtet ist. Zum anderen lässt sich dem Erwägungsgrund ein Grundverständnis entnehmen, dass umgewidmete Infrastruktur vergleichsweise billiger ist als der Neubau von Infrastrukturen.

Zusammen mit dem übergeordneten Ziel der Ermöglichung und Erleichterung des Übergangs zur Klimaneutralität begründet dies einen weiteren substantiellen Anhaltspunkt dafür, dass der maßgebliche Effizienzmaßstab im Sinne der Gewährleistung eines effizienten Übergangs zu verstehen ist.

Dafür spricht schließlich auch, dass Art. 55 Abs. 1 UAbs. 3 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 für die Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber und der Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber und Art. 57 Abs. 1 der Richtlinie für die Netzentwicklungspläne der Verteilernetzbetreiber und der Wasserstoffverteilternetzbetreiber den Mitgliedstaaten aufgeben, die Zusammenarbeit der Erdgas- und der Wasserstoffnetzbetreiber im Interesse einer energieträgerübergreifenden Systemeffizienz – etwa zu Umwidmungszwecken – sicherzustellen.

### cc) Maßgeblichkeit der Erwägungsgründe

Da sich die vorstehenden Ansatzpunkte der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 nicht – zumindest nicht ausnahmslos – unmittelbar auf die Netzzugangsbestimmungen in Art. 31 der Richtlinie

49 Vgl. Erwägungsgrund 125 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788.

50 Ebenda.

51 Empfehlung (EU) 2021/1749 zum Thema „Energieeffizienz an erster Stelle: von den Grundsätzen zur Praxis“ – Leitlinien und Beispiele zur Umsetzung bei der Entscheidungsfindung im Energiesektor und darüber hinaus, ABl. EU L 2021, 350.

52 Vgl. Erwägungsgrund 127 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788.



beziehen, sondern sich vielmehr teils aus deren Erwägungsgründen ergeben, stellt sich die Frage, welcher Stellenwert und welche Rechtsverbindlichkeit den Erwägungsgründen zukommen. Mit anderen Worten ist die Frage zu klären, inwieweit die Erwägungsgründe vom nationalen Gesetzgeber bei der Umsetzung der Richtlinienvorgaben herangezogen werden können bzw. u. U. auch herangezogen werden müssen.

Konkret bezieht sich diese Frage im vorliegenden Kontext darauf, ob aus unionsrechtlicher Sicht im Zuge der Umsetzung der Netzzugangsvorschriften der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 durch den nationalen Gesetzgeber aus den Erwägungsgründen, vor allem Erwägungsgrund 130 der Richtlinie, folgende Gedanke der Transformations- bzw. der Systemeffizienz in die nationalen Vorgaben für die Entgelte für den Netzzugang implementiert werden darf.

Gemäß Art. 288 Abs. 3 AEUV sind Richtlinien für jeden Mitgliedstaat, an den sie gerichtet sind, hinsichtlich des zu erreichenden Ziels verbindlich; jedoch ist den innerstaatlichen Stellen die Wahl der Form und Mittel überlassen. Richtlinien bedürfen daher grundsätzlich der Umsetzung in nationales Recht.<sup>53</sup> Richtlinienumsetzung bedeutet dabei vollständige Erreichung des Richtlinienzels, nicht nur formelle wörtliche Übernahme, sondern gleichermaßen Verwirklichung des gesamten Richtlinienprogramms auch in der Verwaltungspraxis.<sup>54</sup>

Der EuGH hat sich bereits in mehreren Entscheidungen zur rechtlichen Qualität von Erwägungsgründen von Unionsrechtsakten geäußert.<sup>55</sup> Danach kommen den Erwägungsgründen keine rechtliche Bindungswirkung zu. Wörtlich führte der EuGH in seiner Entscheidung vom 19. Juni 2014 zur rechtlichen Bedeutung der Erwägungsgründe aus:<sup>56</sup>

.... so ist darauf hinzuweisen, dass die Begründungserwägungen eines Gemeinschaftsrechtsakts rechtlich nicht verbindlich sind und weder herangezogen werden können, um von den Bestimmungen des betreffenden Rechtsakts abzuweichen, noch, um diese Bestimmungen in einem Sinne auszulegen, der ihrem Wortlaut offensichtlich widerspricht ...“.

Aus der Rechtsprechung des EuGH ergeben sich demnach zwei Kriterien für die Beurteilung der Frage, ob Erwägungsgründe bei der Umsetzung einer Richtlinie durch den nationalen Gesetzgeber herangezogen werden dürfen:

- Zum einen darf es durch die Heranziehung der Erwägungsgründe nicht dazu kommen, dass von den Vorgaben der Richtlinie abgewichen wird.
- Zum anderen darf eine Aussage in den Erwägungsgründen nicht zur Begründung eines Auslegungsergebnisses herangezogen werden, das dem Wortlaut einer Bestimmung widerspricht.

Mit der Rechtsprechung des EuGH ist daher der Maßstab für die Zulässigkeit einer Heranziehung der Erwägungsgründe im Rahmen der Umsetzung und richtlinienkonformen Auslegung durch den nationalen Gesetzgeber klar umrissen. Entscheidend ist, dass die Auslegung nicht im Widerspruch zu den normativen Vorgaben der Richtlinie steht.

Zulässig ist es zudem, die Erwägungsgründe im Rahmen der teleologischen Auslegung bei der Ermittlung von Sinn und Zweck einer Vorschrift des Sekundärrechts heranzuziehen. Denn die Erwägungsgründe sind zwingender Bestandteil des Rechtsakts (vgl. Art. 296 Abs. 2 AEUV) und geben „in geraffter Form“ Aufschluss über die Zielorientierung und die Hintergründe des Rechtssetzungsvorhabens.<sup>57</sup>

Festzuhalten bleibt demnach, dass nach der Rechtsprechung des EuGH die Erwägungsgründe zwar nicht als rechtlich verbindlich zu betrachten sind. Dementsprechend gibt es keine Verpflichtung für den nationalen Gesetzgeber, diese bei der richtlinienkonformen Umsetzung zwingend umzusetzen. Maßgeblich bei der Umsetzung der Richtlinie bleibt also in erster Linie der normative Teil des EU-Rechtsakts. Dem steht allerdings sowohl nach der

EuGH-Rechtsprechung als auch nach der Literatur nicht entgegen, den Sinn und Zweck einer Vorschrift des Sekundärrechts anhand der Erwägungsgründe zu ermitteln und diesen im Rahmen der richtlinienkonformen Umsetzung zu berücksichtigen, sofern dieses Auslegungsergebnis nicht im Widerspruch zu den Vorgaben der Richtlinie oder aber deren Wortlaut steht.

#### dd) Zwischenergebnis

Als Zwischenergebnis ist nach alledem festzuhalten, dass der EU-Gesetzgeber mit der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 maßgeblich die Ermöglichung und die Erleichterung des Übergangs zur Klimaneutralität als Hauptziel der Union bezweckt, insoweit eine energieträgerübergreifende Transformations- bzw. Systemeffizienz normiert und zugleich die Schaffung von Anreizen für Unternehmen zur Dekarbonisierung fordert. Dabei ist den Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 die Erkenntnis des EU-Gesetzgebers zu entnehmen, dass umgewidmete Infrastruktur vergleichsweise billiger ist und im Interesse eines kosteneffizienten Übergangs gegenüber neu errichteter Infrastruktur vorzugswürdig ist.

#### b) Abgleich mit den Vorgaben der Vorgängerrichtlinien hinsichtlich der Entgeltregulierung und deren Umsetzung im bislang geltenden nationalen Rechtsrahmen

Das vorstehend herausgearbeitete Zwischenergebnis ist in einem nächsten Schritt sodann an den Vorgaben der Vorgängerrichtlinien zu spiegeln mit dem Ziel, herauszufinden, ob sich aus Inhalten und Hintergründen der Vorgängerrichtlinien im Abgleich mit der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 Anhaltspunkte für einen modifizierten und im Sinne der Begründung einer Zulässigkeit der Abbildung von „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten über das Erdgasregulierungssystem stehenden Regelungsinhalt durch die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 ergeben.

#### aa) Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG

Die Vorgängerrichtlinie 2003/55/EG, auf der die bis Ende 2023 im EnWG normierte Entgeltregulierungssystematik fußte, bestimmte in Art. 25 Abs. 2 lit. a S. 1, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der Tarife für die Übertragung und die Verteilung, durch die nationale Regulierungsbehörde festzulegen oder zu genehmigen sind. Die materiell-rechtlichen Maßstäbe für die Bestimmung der Netzentgelte waren dabei nicht an zentraler Stelle in der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG geregelt, sondern ergaben sich vielmehr aus den Erwägungsgründen. Lediglich Art. 25 Abs. 4 der Richtlinie normierte die Befugnis für Regulierungsbehörden, u. a. Bedingungen und Netzentgelte zu ändern, um sicherzustellen, dass diese „angemessen“ sind. Darüber hinaus enthielten die Erwägungsgründe der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG materielle Maßstäbe für die Entgeltbildung. So war in Erwägungsgrund 22 der Richtlinie vorgegeben, dass (weitere) Maßnahmen ergriffen werden sollten, um sicherzustellen, dass die Tarife für den Zugang zu Fernleitungen transparent und nichtdiskriminierend sind. Erwägungsgrund 16 der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG sah eine Verpflichtung der nationalen Regulierungsbehörden vor,

53 Vgl. hierzu insbesondere die Ausführungen von *Nettesheim*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, Loseblattsammlung, Stand: 65. Ergänzungslieferung (8/2018), Art. 288 AEUV Rn. 119 ff.

54 EuGH, Slg. 2002, I-6325, 6358 f. = ECLI:EU:C:2002:435, Rn. 26 ff. (Urt. 11.7.2002 – Rs. C-62/00) – *Marks & Spencer*.

55 EuGH, ECLI:EU:C:2014:2013, Rn. 31, 32 (Urt. v. 19.6.2014 – Rs. C-345/13) (zur Gemeinschaftsgeschmacksmusterverordnung [EG] Nr. 6/2002) unter Hinweis auf vorherige Rechtsprechung; ECLI:EU:C:2005:716, Rn. 32 (Urt. v. 24.11.2005 – Rs. C-136/04) – *Deutsches Milch-Kontor*; Slg. 1998, I-7477, 7515 = ECLI:EU:C:1998:554, Rn. 54 (Urt. v. 19.11.1998 – Rs. C-162/97) – *Nilsson u. a.*; Slg. 1998, I-7685, 7708 = ECLI:EU:C:1998:566, Rn. 30 (Urt. v. 25.11.1998 – Rs. C-308/97) – *Manfredi*.

56 EuGH, ECLI:EU:C:2014:2013, Rn. 31 (Urt. v. 19.6.2014 – Rs. C-345/13).

57 Vgl. *Wegener*, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 6. A., 2022, Art. 19 EUV Rn. 32; *Bleckmann*, RIW 1987, 929, 932; zu den Erwägungsgründen des EUV beispielsweise *Terhechte*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim (Fn. 53), Präambel EUV Rn. 15 ff.; *Heintschel von Heinegg*, in: Vedder/Heintschel von Heinegg, Europäisches Unionsrecht, 2. A., 2018, Präambel Rn. 3 ff.

sicherzustellen, dass die Tarife für die Fernleitung und Verteilung nichtdiskriminierend und kostenorientiert sind.

Im Hinblick auf die Notwendigkeit angemessener Entgelte ist der Grundsatz der Kostenorientierung der wichtigste, unionsrechtlich vorgegebene, materiell-rechtliche Maßstab.<sup>58</sup> Hiermit war allerdings nicht ein Vollkostenansatz in dem Sinne gemeint, dass über die Entgeltbildung eine Erstattung sämtlicher angefallener, subjektiver (und damit ggf. ineffizienter) Kosten des Netzbetreibers möglich sein sollte.<sup>59</sup> Zwar wurde der Begriff der Kostenorientierung anders als in der damals für den Telekommunikationssektor geltenden Zugangsrichtlinie 2002/19/EG<sup>60</sup> nicht weitergehend präzisiert als „Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung“.<sup>61</sup> Allerdings wäre ein hiervon abweichendes Verständnis im Sinne eines Vollkostenansatzes mit dem auch der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG zugrundeliegenden Wettbewerbsgedanken nicht vereinbar gewesen.<sup>62</sup> Dies deshalb, weil maßgebliches Ziel der damaligen Richtlinie die Beschleunigung der Liberalisierung und die Schaffung wettbewerblicher Märkte war. So kam in Art. 3 Abs. 1 der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG das wesentliche Ziel zum Ausdruck, wonach die Mitgliedstaaten dafür Sorge zu tragen hatten, dass Erdgasunternehmen im Hinblick auf die Errichtung eines wettbewerbsorientierten, sicheren und unter ökologischen Aspekten nachhaltigen Erdgasmarkts betrieben werden konnten. Auf einen nicht als Vollkostenansatz, sondern vielmehr im Sinne eines Effizienzkostenansatzes zu verstehenden Begriff der Kostenorientierung deutete auch die Formulierung in Art. 25 Abs. 2 lit. a S. 2 der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG hin, in der es heißt, dass die Regulierungsbehörden die Zugangsentgelte in einer Art und Weise gestalten sollen, „dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist“. Könnten sämtliche tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers geltend gemacht werden, bedürfte es einer derartigen Sicherungsklausel nicht.<sup>63</sup> Dem trägt schließlich auch der Wortlaut Rechnung, der eben „nur“ auf eine Orientierung an den Kosten des Netzbetreibers abstellt und nicht eine vollständige Kostenerstattung vorgibt.

Demzufolge ist als Zwischenergebnis festzuhalten, dass die mit der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG normierte Vorgabe der Kostenorientierung dahingehend zu verstehen war, dass hiermit ein Effizienzkostenmaßstab implementiert werden sollte, der dem maßgeblichen Ziel der damaligen Beschleunigungsrichtlinien, nämlich der Beschleunigung der Liberalisierung und des Wettbewerbs, Rechnung tragen sollte.

#### bb) Erdgasrichtlinie 2009/73/EG

Dieses Verständnis wurde auch in der Folgerichtlinie 2009/73/EG beibehalten. Mit der Erdgasrichtlinie 2009/73/EG wurde im Nachgang zu den Beschleunigungsrichtlinien des Jahres 2003 insbesondere das Entflechtungsregime durch Einführung der eigentumsrechtlichen Entflechtung, des sog. „Ownership-Unbundling“, auf Ebene der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber verschärft. Hintergrund und Ziel der Erdgasrichtlinie 2009/73/EG (wie auch der parallel ergangenen Richtlinie 2009/72/EG für den Elektrizitätssektor) war es insbesondere, den Erdgasbinnenmarkt zu vollenden. So war die Europäische Kommission im Nachgang zu einer Sektoruntersuchung im Jahre 2007 zu der Erkenntnis gelangt, dass „der durch die derzeit bestehenden Vorschriften und Maßnahmen vorgegebene Rahmen nicht ausreicht, um das Ziel eines gut funktionierenden Binnenmarktes zu verwirklichen“ (vgl. insoweit Erwägungsgrund 5 der Erdgasrichtlinie 2009/73/EG). Dies wollte die Europäische Kommission insbesondere durch eine Verschärfung des Entflechtungsregimes sicherstellen.

Abweichende Vorgaben in Bezug auf das Entgeltregulierungsregime folgten aus der Erdgasrichtlinie 2009/73/EG nicht. So gab auch Art. 32 Abs. 1 der Erdgasrichtlinie 2009/73/EG (weiterhin) vor, dass die Mitgliedstaaten die Einführung eines Systems für den Zugang Dritter zum Fernleitungs- und Verteilernetz auf der Grundlage veröffentlichter Tarife gewährleisten und sicherstel-

len, dass die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung von der Regulierungsbehörde vor deren Inkrafttreten genehmigt werden und dass die Tarife und – soweit nur die Methoden einer Genehmigung unterliegen – die Methoden vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht werden. Hinsichtlich der materiellen Maßstäbe für die Ermittlung der Tarife bzw. der zugrundeliegenden Methoden sah der damalige Erwägungsgrund 32 – insoweit gleichlautend mit Erwägungsgrund 22 der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG – vor, dass die nationalen Regulierungsbehörden sicherstellen sollten, dass die Tarife für die Fernleitung und Verteilung nichtdiskriminierend und kostenorientiert sind.

In Umsetzung der Richtlinie erfolgte dementsprechend keine Abkehr oder Modifizierung des auf nationaler Ebene im EnWG implementierten Entgeltregulierungsregimes. Insbesondere blieb es im Einklang mit der neuen Erdgasrichtlinie 2009/73/EG dabei, dass gemäß § 21 Abs. 1 EnWG die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang weiterhin angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger sein dürfen, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet und tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden.

Deutlicher als in der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG normierte Art. 41 Abs. 8 der Erdgasrichtlinie 2009/73/EG allerdings nunmehr, dass die Regulierungsbehörde bei der Festsetzung oder Genehmigung der Tarife oder Methoden und der Ausgleichsleistungen sicherstellt, dass für die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern. Diese nunmehr im Richtlinien text selbst normierte Forderung nach Anreizen zur Effizienzsteigerung bildete die Grundlage für die im deutschen Recht umgesetzte Anreizregulierung, die ab 2009 Anwendung fand.

Damit ist auch hinsichtlich der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG festzuhalten, dass die auch hierin normierte Vorgabe der Kostenorientierung (weiterhin) dahingehend zu verstehen war, dass ein Effizienzkostenmaßstab implementiert werden sollte, der dem Ziel des Wettbewerbs Rechnung tragen sollte.

#### cc) Umsetzung der Richtlinien 2003/55/EG und 2009/73/EG im deutschen Recht und hieraus abgeleiteter Effizienzmaßstab auf nationaler Ebene

In diesem Sinne hat der nationale Gesetzgeber in den §§ 21, 21a EnWG das Entgeltregulierungsregime ausgestaltet und materielle Maßstäbe für die Entgeltbestimmung normiert.<sup>64</sup>

Aufgrund der in den Regelungen enthaltenen zeitlichen Begrenzung der Erforderlichkeitsbetrachtung einerseits und der Betrachtung des (fiktiven) Wettbewerbsmarktes einer (lediglich) sicheren Energieversorgung andererseits wird – von den insoweit beschränkten Hinweisen in § 21 Abs. 2 S. 5 und § 1 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnWG auf die „Kosten eines vorausschauenden Netzausbaus“ abgesehen – der Effizienzmaßstab mithin derzeit dahingehend verstanden, dass im Rahmen der Erforderlichkeitsprüfung insbesondere zukünftige (Netz-) Entwicklungen und damit

58 Säcker/Meinzenbach (Fn. 15), § 21 EnWG Rn. 9.

59 So die zutreffende und weitgehend übereinstimmende Auffassung in der Literatur, vgl. nur Säcker/Meinzenbach (Fn. 15), § 21 EnWG Rn. 10.

60 Siehe Art. 13 Abs. 3 S. 2 der Zugangsrichtlinie 2002/19/EG.

61 Allerdings enthielt Art. 3 Abs. 1 der Fernleitungsnetzverordnung (EG) Nr. 1775/2005 die Vorgabe, dass die von den Regulierungsbehörden genehmigten Tarife oder Methoden zu ihrer Berechnung, welche die Fernleitungsnetzbetreiber anwenden, sowie die veröffentlichten Tarife u. a. die Ist-Kosten widerspiegeln müssen, soweit diese Kosten denen eines „effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ entsprechen. Insofern war der Kostenmaßstab im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Netzzugang präzisiert.

62 Kühling, N&R 2004, 12, 13; Säcker/Meinzenbach (Fn. 15), § 21 EnWG Rn. 11.

63 Kühling, N&R 2004, 12, 13.

64 Vgl. hierzu die vorstehenden Ausführungen oben, unter 1. a).

einhergehende Investitionserfordernisse im Hinblick auf die Herstellung von Klimaneutralität, die eine Transformation insbesondere der Erdgasnetzinfrastruktur erfordert, normativ außer Betracht bleiben.

#### dd) Zwischenergebnis

Demzufolge ist als Zwischenergebnis festzuhalten, dass mit den Vorgaben der Kostenorientierung, die in den Vorgängerrichtlinien zur Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 normiert waren, ein Effizienzkostenmaßstab implementiert werden sollte, der dem maßgeblichen Ziel der damaligen Beschleunigungsrichtlinien, nämlich der Beschleunigung der Liberalisierung und des Wettbewerbs, Rechnung tragen sollte. In diesem Sinne hat der nationale Gesetzgeber die Vorgaben der Vorgängerrichtlinien in das aktuell geltende nationale Recht umgesetzt.

Durch die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 wird der Maßstab der Kostenorientierung insoweit modifiziert, als diese zusätzlich zu diesem Maßstab eine Beurteilung der Effizienz von Kosten unter Berücksichtigung von deren Beitrag für eine Transformations- bzw. eine Systemeffizienz für die Mitgliedstaaten im Zuge der Umsetzung der Richtlinie vorgibt. Ein insoweit modifizierter Transformationseffizienzmaßstab würde es damit im Ergebnis nicht ausschließen, „effiziente“ „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten für einen Übergangszeitraum bis zur endgültigen Umstellung der Erdgasverteilternetze auf Wasserstoff regulatorisch als „effiziente“ Erdgasverteilternetzkosten behandeln zu können.

#### c) Transformationseffizienz als materieller Maßstab des

##### Prinzips der Kostenorientierung im nationalen Recht

Wie zuvor herausgearbeitet, gibt die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 – insoweit abweichend zu den Vorgängerrichtlinien – das Ziel der Transformations- und Systemeffizienz im Hinblick auf den Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem vor. Durch diese Zielvorgabe wird ein Maßstab implementiert, der vom bislang angewandten, primär am Wettbewerbsgedanken orientierten Effizienzkostenmaßstab abweicht bzw. diesen modifiziert. Insoweit kommen dem nationalen Gesetzgeber bei der Umsetzung der Richtlinienvorgaben entsprechende Spielräume zu. Dabei liegt es nahe, dass die Transformationseffizienz im Rahmen der Entgeltregulierung bei der Auslegung des Kriteriums der Kostenorientierung eine entscheidende Rolle spielen sollte.

Da der Kostenermittlung nach § 21 Abs. 2 EnWG ein zweistufiger Ansatz zugrunde liegt, kann der nationale Gesetzgeber in einem ersten Schritt die geltend gemachten Kosten anhand eines initialen Kostenabgleichs überprüfen, dessen Ergebnis auf der gleichen Stufe unter Heranziehung von näher zu definierenden Wesentlichkeitsmerkmalen im Einzelfall zu validieren ist (sogleich, unter aa)). In einem zweiten Schritt dürfte dies sodann anhand einer Vergleichsbetrachtung mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern zu verproben sein (unten, unter bb)).

#### aa) Erste Stufe: Feststellung und Prüfung der von den Netzbetreibern tatsächlich geltend gemachten Kosten

Die Feststellung und Prüfung der von den Netzbetreibern tatsächlich geltend gemachten Kosten stellt auf einer ersten Stufe den Ausgangspunkt dar.<sup>65</sup> Auf dieser Stufe ist der durch die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 modifizierte Effizienzkostenmaßstab dergestalt anzuwenden, dass die Kosten im Hinblick auf ihre Erforderlichkeit nicht nur im Zeitpunkt ihrer Genehmigung zu betrachten sind, sondern dem Ziel und dem Auftrag der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 entsprechend auch im Hinblick auf eine zukünftige, effiziente Transformation hin zu untersuchen sind. So verursacht eine Investition in die Erdgasinfrastruktur, die heute vorzunehmen ist, zwar geringere Kosten, wenn sie allein im Hinblick auf die im Genehmigungszeitpunkt relevante Erforderlichkeit für die Leistungsbereitstellung (= sichere Nutzung der Erdgasnetzinfrastruktur) vorgenommen wird, gegenüber der Situation, in der die Investition (auch) im Hinblick auf die zukünftige Erforderlichkeit für die Leistungsbereitstellung (= effiziente Transformation der Erdgasnetzinfrastruktur), also (zusätzlich) als „H<sub>2</sub>-Ready“-Investition, vorgenommen wird.

Allerdings wird nach dem bisher angewandten Effizienzkostenmaßstab nicht der Umstand in den Blick genommen, dass bei einer absehbaren Umstellung von Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff ggf. nur wenige Jahre später wiederum hierfür notwendige Investitionen erforderlich werden, deren Kosten dann ggf. bereits für sich genommen, jedenfalls aber zusammen mit den zuvor aufgewendeten Kosten für die rein erdgasbezogene Investition höher wären als die Kosten der (damaligen) „H<sub>2</sub>-Ready“-Investition. Damit würde sich letztlich eine (zunächst) vermeintliche Kosteneffizienz im Hinblick auf die Erdgasverteilternetzinfrastruktur auf der Zeitachse in eine „intertemporale Ineffizienz“ der in eine Wasserstoffverteilternetzinfrastruktur transformierten Erdgasverteilternetzinfrastruktur zulasten der Netznutzer auswirken. Dies stünde dem Ziel und den Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788, die eine Transformations- und Systemeffizienz normieren, entgegen.

Dem durch die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 modifizierten Maßstab kann auf nationaler Ebene dadurch Rechnung getragen werden, dass die Prüfung der Effizienz von Kosten auf der ersten Stufe im Wege eines „Kostenabgleichs“ erfolgt.

Im Rahmen dieses Kostenabgleichs wären folgende Investitionskosten zu unterscheiden:

1. die Kosten der allein für die Erdgasverteilternetzinfrastruktur (und damit nach bisherigem Maßstab kosteneffizienten) notwendigen Investitionen (nachfolgend: „reine Erdgasverteilternetzinvestition“),
2. spätere, prognostizierte Kosten der für die Transformation notwendigen Investitionen bei Umstellung der Erdgasverteilternetzinfrastruktur auf Wasserstoff, wie diese ohne vorangegangene „H<sub>2</sub>-Ready“-Investition erforderlich würden (nachfolgend: „Wasserstoffumstellungsinvestition“),
3. die zusätzlichen „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten, die dadurch entstehen, dass die Investition in die Erdgasverteilternetzinfrastruktur in einer Art und Weise erfolgt, welche die zukünftige Nutzung des betreffenden Wirtschaftsguts auch für Wasserstoff ermöglicht („H<sub>2</sub>-Ready“-Investition“, vgl. bereits die Definition unter I.).

Im Rahmen eines Kostenabgleichs wird die Summe der Investitionskosten aus den Ziff. 1 und 2, d. h. die Summe der Kosten zur Realisierung der Wasserstoffumstellung in zwei Schritten, der Summe der Investitionskosten aus den Ziff. 1 und 3, d. h. der Summe der Kosten zur Realisierung der Wasserstoffumstellung in einem Schritt, gegenübergestellt.

Das wird durch nachfolgende Grafik veranschaulicht:

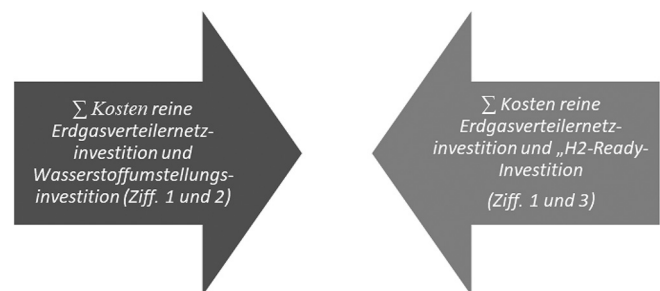


Abbildung 1: Kostenabgleich zur Ermittlung transformations-effizienter Investitionen im Erdgasverteilternetz

Wenn die Summe aus Ziff. 1 und 3 geringer ist als die Summe aus Ziff. 1 und 2, d. h. wenn die Kosten der reinen Erdgasverteilternetzinvestition sowie die Kosten der Wasserstoffumstellungsinvestition die Kosten der reinen Erdgasverteilternetzinvestition einschließlich „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten übersteigt (Szenario 1), zeigt sich, dass nach dem Transformationseffizienzmaßstab der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 die „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten als effizient

<sup>65</sup> Vgl. insoweit auch Säcker/Meinzenbach (Fn. 15), § 21 EnWG Rn. 147.

eingestuft werden dürften. Gleiches dürfte für den Fall gelten, dass die Kosten auf der linken und der rechten Seite der Abbildung 1 gleich hoch sind; denn dann könnte man die Kosten der „H<sub>2</sub>-Ready“-Investition jedenfalls nicht als ineffizient bezeichnen (Szenario 2).

Anders wäre dies, wenn die Summe aus Ziff. 1 und 3 größer wäre als die Summe aus Ziff. 1 und 2, d. h. wenn die Kosten der reinen Erdgasverteilternetzinvestition addiert mit den Kosten der Wasserstoffumstellungsinvestition geringer wären als die Kosten der reinen Erdgasverteilternetzinvestition addiert mit den „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten (Szenario 3). In diesem Fall dürften auch nach dem Transformationseffizienzmaßstab der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 die „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten initial zunächst wohl nicht als effizient einzustufen sein.

Hierbei dürfte allerdings zu beachten sein, dass es sich bei diesem Kostenabgleich um eine erste Näherung im Sinne einer initialen Beurteilung der Transformationseffizienz handelt („initialer Kostenabgleich“). Der Bundesnetzagentur dürften im Rahmen des ihr zustehenden Ermessens insoweit Spielräume zuzugestehen sein, weitergehende Kriterien für die Beurteilung der Effizienz heranzuziehen. So wäre insbesondere im vorstehenden Szenario 3, aber möglicherweise auch im Szenario 2 in Betracht zu ziehen, zusätzlich ein „Wesentlichkeitskriterium“ einzubeziehen und zwar dergestalt, dass die Gesamtkosten der reinen Erdgasverteilternetzinvestition und der „H<sub>2</sub>-Ready“-Investition nach Ziff. 1 und 3, wenn sie die Summe der Kosten aus den Ziff. 1 und 2 nur um eine näher zu definierende Wesentlichkeitsschwelle, z. B. 10 %, übersteigen, gleichwohl als effizient eingeordnet werden könnten. Für eine solche Wesentlichkeitsbetrachtung spricht, dass – wie herausgearbeitet – die Transformationseffizienz nach der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 als deren Hauptziel zu betrachten ist. Damit liegt es nahe, dass zusätzlich zu einem reinen Kostenabgleich nach vorstehender Abbildung 1 weitere Kriterien in die Bewertung von „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen als effizient einzubeziehen sind.

Mögliche Kriterien in diesem Sinne sind der Aspekt der Nachhaltigkeit bzw. der Ressourcenschonung. Eine reine Erdgasverteilternetzinvestition, von der schon jetzt feststeht, dass deren Nutzung aufgrund der erforderlichen Umstellung auf Wasserstoff in beispielsweise fünf oder zehn Jahren weit hinter den normalen Lebenszyklen von vergleichbaren Anlagenteilen zurückbleibt, dürfte nicht nachhaltig sein, weil im Zweifel neuwertige Anlagenteile frühzeitig ausgebaut werden müssten und schlimmstenfalls keiner ressourcenschonenden weiteren Verwertung zugeführt werden können. Vielmehr würden – sofern der Erdgasverteilternetzbetreiber insofern von einer Verkürzung der Abschreibungsdauern Gebrauch macht – die Erdgasverteilternetznutzer in einem hohen Maße mit diesen Kosten belastet, obwohl absehbar ist, dass das in Rede stehende Wirtschaftsgut in Zukunft nicht weiter verwendet werden würde.

Als weiteres Kriterium kommt die aktuelle und künftige Verfügbarkeit von Fachkräften hinzu. Angesichts der sich auch weiter abzeichnenden personellen Knappheiten, die sich vor allem auch auf die Ausführung der zur Transformation erforderlichen Fachkräfteleistungen auswirken, ist es im Sinne einer Schonung von Ressourcen sinnvoller, Kosten für Leistungen von Fachkräften nur einmal statt zweimal in Anspruch zu nehmen. Vor allem aber ist in die Betrachtung das Risiko einzubeziehen, dass sich aufgrund des Fachkräftemangels eine für die Zukunft angestrebte Wasserstoffinvestition verzögern könnte und (auch) aus diesem Grunde Transformationsziele verfehlt werden könnten.

Gleichfalls dürfte im Rahmen des rein zahlenmäßigen, initialen Kostenabgleichs jedoch auch dem Umstand Rechnung zu tragen sein, dass Investitionskosten der Zukunft aufgrund von Inflation usw. regelmäßig höher sein werden, als wenn die Investition heute vorgenommen würde.

Ob die Einbeziehung dieser Kriterien im Wege eines Automatismus und einer damit starr vorgegebenen Wesentlichkeitsschwelle oder aber im Wege einer Einzelfallbetrachtung erfolgen

sollte, bliebe zu diskutieren. Normativ dürfte dies dem Ausgestaltungsermessens der Bundesnetzagentur unterfallen.

*bb) Zweite Stufe: Methoden, mit denen die Bundesnetzagentur den effizienten Kostenansatz „verproben“ könnte*

Von dem auf der ersten Stufe anzulegenden Effizienzkostenmaßstab zu unterscheiden sind die in einer zweiten Stufe anzuwendenden Methoden, mit denen die Bundesnetzagentur den effizienten Kostenansatz „verproben“ könnte.

Insoweit gibt die in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG angelegte Bezugnahme auf den „strukturell vergleichbaren Netzbetreiber“ einen Anhaltspunkt, dass in einem zweiten Schritt eine Überprüfung der Kosten anhand von Vergleichsunternehmen zu erfolgen haben dürfte. Die im Ergebnis von Stufe 1 zunächst als effizient eingestuften Kosten dürften auf der zweiten Stufe einer Vergleichsbetrachtung standhalten müssen und einer – ggf. erforderlichen – Korrektur auf ein „effizientes Maß“ zugänglich sein.

Dies entspräche jedenfalls dem im derzeit gültigen Erdgasregulierungsregime angelegten System und dürfte im Ausgangspunkt auch unter Anwendung des nach der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 modifizierten Effizienzmaßstabs gelten. Im bisherigen System der Anreizregulierung für (Strom- und) Gasverteilternetzbetreiber erfolgt dies im Wege eines methodisch aufwändigen und anspruchsvollen Effizienzvergleichs, bei dem ökonomische und statistische Vergleichsanalysen zur Anwendung gelangen. Fraglich ist, inwieweit ein derartiger methodisch „strenger“ Effizienzvergleich nach dem bisherigen Vorbild in einem hochlaufenden Markt sinnvoll uneingeschränkt zur Anwendung kommen kann. So müsste insoweit berücksichtigt werden, dass eine Vergleichsbetrachtung in einem hochlaufenden Markt per se mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist, weil der Wasserstoffhochlauf mit einem Rücklauf des Erdgasmarkts einhergeht und sich diese gegenläufige Entwicklung in den Erdgasverteilternetzen sehr unterschiedlich auswirken wird, mithin die Versorgungsaufgaben der betrachteten Unternehmen äußerst heterogen sein dürften. Sinnvolle Ergebnisse lassen sich jedoch mit den derzeit zur Anwendung kommenden „Benchmarking“-Methoden nur erzielen, wenn die Vergleichbarkeit der in die Betrachtung einbezogenen Unternehmen sichergestellt ist. Es dürften dabei insbesondere nicht Erdgasverteilternetzbetreiber, deren Erdgasinfrastruktur absehbar vollständig stillgelegt werden wird, mit Erdgasverteilternetzbetreibern verglichen werden, die Teile ihrer Erdgasverteilternetzinfrastruktur umstellen werden.

In Bezug auf die hier in Rede stehende Frage der Betrachtung „strukturell vergleichbarer Netzbetreiber“ wird es entscheidend darauf ankommen, sachgerechte Kriterien für die Vergleichbarkeit zu definieren, die (weitgehend) auf exogenen Umständen beruhen. Inwieweit dies praktisch möglich ist, bedürfte einer vertieften Prüfung durch die Regulierungsbehörde und ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Jedenfalls zu berücksichtigen sein dürften jedoch die sich aus der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 ergebenden Grundsätze „Umstellung vor Neubau“ sowie Konsistenz mit der kommunalen Wärmeplanung.

*cc) Zwischenergebnis*

Damit ist festzuhalten, dass es ein wie dargestellt modifizierter Transformationseffizienzmaßstab im Ergebnis nahelegt, „effiziente“ „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten für einen Übergangszeitraum bis zur endgültigen Umstellung der Erdgasverteilternetze auf Wasserstoff regulatorisch als „effiziente“ Erdgasverteilternetzkosten behandeln zu können. Dabei müsste auf nationaler Ebene nicht von dem auch bisher angewandten zweistufigen Vorgehen abgerückt werden. Vielmehr wären innerhalb der bestehenden Systematik die materiellen Maßstäbe (im Hinblick auf das Effizienzkriterium) neu bzw. abweichend vom bisherigen Vorgehen zu definieren. In diesem Zusammenhang sei angemerkt, dass der nationale Gesetzgeber aufgrund der notwendig zu gewährleistenden Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden (Art. 76 Abs. 4 der Gasrichtlinie [EU] 2024/1788) insoweit keine weitreichenden normativen Vorgaben machen kann; die

konkrete Ausgestaltung der Umsetzung obliegt der Bundesnetzagentur.

#### d) Gasverordnung (EU) 2024/1789

Wie dargestellt lässt die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 im Ergebnis der Begutachtung aufgrund des Transformationseffizienzmaßstabs ein nationales Regulierungsregime zu, wonach es nicht per se ausgeschlossen ist, „effiziente“ „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten für einen Übergangszeitraum bis zur endgültigen Umstellung der Erdgasverteilernetze auf Wasserstoff regulatorisch als „effiziente“ Erdgasverteilernetzkosten behandeln zu können. Fraglich ist, ob diesem Ergebnis insbesondere Art. 5 der – unmittelbar im nationalen Recht anwendbaren – Gasverordnung (EU) 2024/1789 (sogleich, unter aa)) oder sonstige Vorschriften der Gasverordnung (EU) 2024/1789 (unten, unter bb)) entgegenstehen.

#### aa) Art. 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789

Fraglich ist, ob die regulatorische Einordnung von effizienten „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten als Kosten des Erdgasverteilernetzes einen unzulässigen „Finanztransfer“ i. S. v. Art. 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 darstellt, der nur – was sodann zu prüfen wäre – unter den engen Voraussetzungen von Art. 5 Abs. 4 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 zulässig wäre. Dies wäre dann der Fall, wenn die „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten regulatorisch dem Wasserstoffanlagevermögen zuzuordnen wären, mit dem „regulierte Dienstleistungen“ im Bereich Wasserstoff erbracht würden.

Nach Art. 5 Abs. 1 S. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 hat ein Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreiber oder ein Wasserstoffnetzbetreiber die Vorschriften für die Entflechtung der Rechnungslegung gemäß Art. 75 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 und Art. 56 der Elektrizitätsrichtlinie (EU) 2019/944 einzuhalten und sein reguliertes Anlagevermögen nach Erdgas, Wasserstoff oder Strom zu trennen, wenn dieser Betreiber regulierte Dienstleistungen erbringt. Die Zielsetzung dieser Trennung des Anlagevermögens wird in Art. 5 Abs. 1 S. 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 normiert. So soll zum einen sichergestellt werden, dass Erlöse, die durch die Erbringung bestimmter regulierter Dienstleistungen erzielt wurden, nur genutzt werden können, um die Kapital- und Betriebskosten zu decken, die mit Vermögenswerten verbunden sind, die Teil des regulierten Anlagevermögens sind, mit dem die regulierten Dienstleistungen erbracht wurden. Zum anderen soll sichergestellt werden, dass, wenn Vermögenswerte auf ein anderes reguliertes Anlagevermögen übertragen werden, ihr Wert ermittelt wird, und zwar auf der Grundlage einer Prüfung und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde und auf eine solche Weise, dass keine Quersubventionen erfolgen.

Darüber hinaus gibt Art. 5 Abs. 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 vor, dass ein Mitgliedstaat keine Finanztransfers zwischen den gemäß Abs. 1 getrennten regulierten Dienstleistungen gestattet, wobei hiervon Ausnahmen nach Maßgabe von Art. 5 Abs. 4 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 zulässig sind.

Zu prüfen ist, ob diese Vorgabe einem nationalen, nach der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 zulässigen Regulierungsregime entgegensteht, wonach effiziente „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten regulatorisch als Kosten des Erdgasverteilernetzes anzuerkennen sind, bzw. ob auch in diesem Fall eine Trennung des Anlagevermögens im Hinblick auf das „H<sub>2</sub>-Ready“-Anlagevermögen“ vorzunehmen und damit einhergehend ein Verbot von Finanztransfers zu beachten wäre.

Der Begriff „reguliertes Anlagevermögen“ wird in Art. 2 Nr. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 definiert. Hiernach ist reguliertes Anlagevermögen „das Netzanlagevermögen eines Fernleitungsnetzbetreibers, Verteilernetzbetreibers, Wasserstofffernleitungsnetzbetreibers oder Wasserstoffverteilernetzbetreibers, das die für die Erbringung regulierter Netzdienstleistungen genutzten Netzbetriebsmittel umfasst, die bei der Berechnung der netzbezogenen Dienstleistungserlöse berücksichtigt werden“. Die Definition stellt damit maßgeblich auf die genutzten Netzbetriebsmittel ab, die bei der Ermittlung der netzbezogenen Dienstleistungserlöse berücksichtigt werden, mithin auf die

Betriebsmittel (bzw. deren Kosten), die in die Berechnung der Netzentgelte eingestellt werden.

Wie oben (unter a) und c)) ausgeführt, ist es nach der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 in Folge des dort normierten Transformationseffizienzmaßstabs zulässig, Kosten von „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen regulatorisch als effiziente Kosten des Erdgasverteilernetzes zu berücksichtigen, um eine effiziente Transformation zu gewährleisten. Sofern „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten demnach zulässigerweise als Kosten der im Erdgasverteilernetz genutzten Betriebsmittel einzuordnen sind, werden diese folglich auch bei der Berechnung der Netzentgelte berücksichtigt. Demzufolge sind „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten in diesem Fall dem regulierten Anlagevermögen der Sparte „Erdgas“ zuzuordnen, so dass per se schon kein Finanztransfer zwischen der regulierten Dienstleistung „Erdgasverteilung“ und der regulierten Dienstleistung „Wasserstoffverteilung“ stattfindet.

Damit bleibt festzuhalten, dass Art. 5 Abs. 1 und 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 einer regulatorischen Einordnung von effizienten „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten als Kosten des Erdgasverteilernetzes nicht entgegenstehen bzw. dies keinen nach Art. 5 Abs. 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 unzulässigen Finanztransfer darstellen würde.

#### bb) Weitere Vorgaben der Gasverordnung (EU) 2024/1789

Das oben formulierte Ergebnis, wonach effiziente „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten jedenfalls für eine Übergangsphase als Kosten des Erdgasverteilernetzes anzusehen sind, steht auch nicht im Widerspruch zu sonstigen Vorgaben der Gasverordnung (EU) 2024/1789. Im Gegenteil, so heißt es beispielsweise in Erwägungsgrund 4 der Verordnung ausdrücklich:

„Das wichtigste Ziel der vorliegenden Verordnung besteht darin, diesen Übergang zur Klimaneutralität zu ermöglichen und zu erleichtern, indem für den Ausbau eines Wasserstoffmarkts und eines effizienten Erdgasmarkts gesorgt wird.“

Danach ist es das wichtigste Ziel der Gasverordnung (EU) 2024/1789 (im Einklang mit der Gasrichtlinie [EU] 2024/1788), den Übergang zur Klimaneutralität zu ermöglichen und zu erleichtern. Gerade dies wird aber offensichtlich gefördert, wenn „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten in dem oben herausgearbeiteten Umfang anerkannt werden. In eine ähnliche Richtung weist Erwägungsgrund 5:

„Diese Verordnung zielt darauf ab, die Nutzung von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas und Wasserstoff im Energiesystem zu erleichtern, um die Abkehr von fossilem Gas zu ermöglichen, und die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas sowie Wasserstoff bei der Verwirklichung der Klimaziele der Union für 2030 und der Klimaneutralität bis 2050 einen wichtigen Beitrag leisten können. Ein weiteres Ziel der vorliegenden Verordnung besteht darin, einen Regulierungsrahmen zu schaffen, der allen Marktteilnehmern die Möglichkeit sowie Anreize dafür bietet, eine Abkehr von fossilem Gas zu vollziehen und ihre Tätigkeiten entsprechend zu planen, um Lock-in-Effekte zu vermeiden, sowie für eine schrittweise und rechtzeitige Abkehr von der Nutzung fossiler Gase zu sorgen, insbesondere in allen relevanten Industriesektoren und bei der Wärmeversorgung.“

Hier wird sogar betont, dass der regulatorische Rahmen Anreize dafür bieten muss, eine Abkehr von fossilem Gas zu vollziehen und Tätigkeiten entsprechend zu planen, um Einsparungs- bzw. „Lock-in“-Effekte zu vermeiden. Auch dies spricht dafür, die angesprochenen „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten im Rahmen der Erdgasregulierung anzuerkennen. Denn dadurch wird die Abkehr von fossilem Gas beschleunigt.

Auch Erwägungsgrund 9 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 steht diesem Ergebnis nicht entgegen. Hiernach müssen die Kriterien für die Festlegung der Netzentgelte für den Netzzugang

angegeben werden, um sicherzustellen, dass sie dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung und den Erfordernissen eines ordnungsgemäß funktionierenden Binnenmarkts vollständig entsprechen, die erforderliche Netzintegrität in vollem Umfang berücksichtigen und die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig die angemessene Investitionsrendite umfassen, und die Integration von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas ermöglichen. Soweit Erwägungsgrund 9 auf die Kosten eines „effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ abstellt, ist festzuhalten, dass dies jedenfalls nicht gegen die Berücksichtigung des Maßstabs der Transformationseffizienz spricht. Vielmehr gibt es hierzu gar keine Aussage in diesem Erwägungsgrund.

Selbst wenn man die Anerkennung von „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten im Rahmen der Erdgasregulierung als Quersubvention ansehen würde, so bringt die Gasverordnung (EU) 2024/1789 in Erwägungsgrund 10 zum Ausdruck, dass dies unter bestimmten Voraussetzungen zulässig und sogar gewünscht sein könnte, um die Dekarbonisierungsziele der Union zu erreichen:

„Im Allgemeinen ist es am effizientesten, Infrastrukturen über Erlöse zu finanzieren, die bei den Nutzern der jeweiligen Infrastruktur erzielt werden, und Quersubventionen zu vermeiden. Darüber hinaus wären Quersubventionen bei regulierten Vermögenswerten nicht mit dem allgemeinen Grundsatz kostenorientierter Netzentgelte vereinbar. In Ausnahmesituationen könnten Quersubventionen jedoch zu gesellschaftlichen Vorteilen führen, insbesondere in den frühen Phasen der Netzentwicklung, in denen im Vergleich zur technischen Kapazität nur wenig Kapazität gebucht wird und bedeutende Unsicherheit hinsichtlich des Zeitpunkts herrscht, zu dem sich die Kapazitätsnachfrage einstellen wird. Quersubventionen könnten daher dazu beitragen, für angemessene und vorhersehbare Netzentgelte für die ersten Netznutzer zu sorgen und die Risiken von Investitionen von Netzbetreibern zu verringern, wodurch sie zu einem Investitionsklima beitragen könnten, das die Dekarbonisierungsziele der Union unterstützt.“

Diese gesellschaftlichen Vorteile sind hier unter mehreren Gesichtspunkten gegeben. So führt die regulatorische Anerkennung von „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen in dem hier vorgeschlagenen Umfang volkswirtschaftlich betrachtet gerade zu geringeren Kosten. Zudem werden die Wasserstoffentgelte für die ersten Netznutzer dadurch geringer ausfallen und die Investitionsrisiken von Netzbetreibern verringert. Schließlich werden die Dekarbonisierungsziele der Union unterstützt.

Abschließend ist noch auf Art. 17 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 einzugehen. Danach müssen die von den Regulierungsbehörden gemäß Art. 78 Abs. 7 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 genehmigten Netzentgelte oder Methoden zu ihrer Berechnung, welche die Fernleitungsnetzbetreiber anwenden, sowie die gemäß Art. 31 Abs. 1 der genannten Richtlinie veröffentlichten Netzentgelte transparent sein, der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen und die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Investitionsrendite umfassen. Diese Norm betrifft zum einen nur Fernleitungsnetzbetreiber; zum anderen wird die hier vertretene Auslegung des Maßstabs einer Transformationseffizienz durch diese Formulierung nicht berührt.

#### e) Zwischenergebnis

Festzuhalten ist nach alledem, dass das Gaspaket insbesondere abweichend von den früheren Gasrichtlinien der EU einen Transformationseffizienzmaßstab vorsieht, der es im Ergebnis nicht per se ausschließen würde, „effiziente“ „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten für einen Übergangszeitraum bis zur endgültigen Umstellung der Erdgasverteilernetze auf Wasserstoff regulatorisch als „effiziente“

Erdgasverteilernetzkosten behandeln zu können. Ein solcher neuer Effizienzmaßstab könnte – um dem Richtlinienauftrag der Umsetzung dieses modifizierten Effizienzmaßstabs nachzukommen – in das nationale Recht implementiert werden.

### 3. Umsetzung des neuen regulatorischen Effizienzmaßstabs für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen

Mit Blick auf „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen wurde herausgearbeitet, dass der veränderte Effizienzmaßstab die wohl wichtigste Neuerung ist. Insofern stellt sich vor dem Hintergrund der durchgeführten Bestandsaufnahme die Frage, welche Modifikationen des bestehenden nationalen Rechtsrahmens durchgeführt werden müssten, um diesen Maßstab normativ zu verankern.

Im Rahmen der Untersuchung wurde herausgearbeitet, dass nach § 21 Abs. 1 EnWG die Entgelte für den Netzzugang angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein sowie dem Grundsatz „extern wie intern“ entsprechen müssen. Die Entgelte werden nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. Gemäß § 21 Abs. 2 S. 3 EnWG dürfen im Rahmen einer kostenorientierten Entgeltbildung Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden (Prinzip des sog. „Als-ob-Wettbewerbs“).

Diese Regelungen des EnWG im Hinblick auf die Entgeltbildung müssten zur Umsetzung des in der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 vorgegebenen Transformationseffizienzmaßstabs nicht vollständig gestrichen oder ersetzt werden. Dies gilt umso mehr, als die Vorgaben des EnWG für Elektrizitäts- und Erdgasnetzbetreiber (und über § 280 EnWG für Wasserstoffnetzbetreiber) gleichermaßen gelten.

Vielmehr dürfte es auch unter Anlegung eines modifizierten Effizienzkostenmaßstabs grundsätzlich dabei bleiben, dass – im Einklang mit dem Wortlaut der unionsrechtlichen Vorgaben – allgemein (nur) die Kosten des „effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ berücksichtigungsfähig sind. Dabei gilt es allerdings, im nationalen Rechtsrahmen sicherzustellen, dass an das Kriterium des „effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ im Erdgasverteilernetzbereich zukünftig ein insbesondere vom Elektrizitätsverteilernetzbereich abweichender materieller Maßstab anzulegen ist. Dies sollte im nationalen Recht normativ verankert werden, wobei zugleich sicherzustellen ist, dass die Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur hierdurch nicht unzulässig eingeschränkt wird. Insofern könnte beispielsweise in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG ergänzt werden, dass bei der Bildung von Entgelten der Erdgasverteilernetzbetreiber das Erfordernis einer effizienten Transformation der Erdgasverteilernetzinfrastruktur hin zu einer Wasserstoffnetzinfrastruktur berücksichtigt werden soll. Darüber hinaus könnte auch im Katalog des § 1 Abs. 2 EnWG die Transformationseffizienz als Zielbestimmung explizit genannt werden.

### 4. Regulatorische Vorgaben des EU-Gaspakets hinsichtlich des Umgangs mit Kosten aus Neubaumaßnahmen von Wasserstoffleitungen

Fraglich ist weiter, ob und, wenn ja, inwieweit der EU-Rechtsrahmen auch eine Abbildung von Kosten aus Neubaumaßnahmen von Wasserstoffleitungen über das Erdgasregulierungsregime zulässt. Dabei ist in den Blick zu nehmen, welchen Regulierungsrahmen das vorhandene nationale Recht und das EU-Gaspaket für die Refinanzierung von Kosten für Investitionen in Wasserstoffneubaumaßnahmen enthalten.

Wie oben (unter 1.) dargestellt, sieht das bestehende nationale Regulierungsregime jedenfalls in Bezug auf das Wasserstoffkernnetz, aber auch in Bezug auf die Wasserstoffverteilernetzebene,

mit den einschlägigen Regelungen des EnWG, der WasserstoffNEV und den Festlegungen der Bundesnetzagentur einen initialen regulatorischen Rahmen vor. Dieser Rahmen bezieht sich im Grundsatz auf ein System, in dem eine Refinanzierung über die Erhebung von Entgelten von Netznutzern erfolgt (so ausdrücklich § 28r Abs. 1 S. 1 EnWG) bzw., sofern dies wie beim Kernnetz insbesondere während der Errichtungsphase wegen des Fehlens von Netznutzern noch nicht möglich ist, über die Einführung eines intertemporalen Kostenallokationsmechanismus und (Zuschuss-) Zahlungen einer kontoführenden Stelle, die letztlich durch eine Garantie des Bundes abgesichert sind.

Auf Verteilernetzebene ist ebenfalls davon auszugehen, dass es zu Beginn der Errichtung von Wasserstoffverteilernetzen zwar erhebliche Kosten geben wird, im Zeitpunkt der Vornahme der Investition – und damit bei Entstehung der Kosten – jedoch noch keine Wasserstoffkunden bzw. Netznutzer physisch an das noch in der Errichtung begriffene Netz angeschlossen sind. Folglich können Entgelte, die zur Finanzierung der (Errichtungs-) Kosten von Wasserstoffneubaumaßnahmen beitragen, tatsächlich noch nicht vereinnahmt werden. Auch wenn ab einem bestimmten Zeitpunkt erste Wasserstoffnetzkunden nach und nach an das neu errichtete Wasserstoffnetz angeschlossen werden, dürfte es für einen bestimmten Zeitraum (noch) nicht möglich sein, von diesen wenigen Kunden ein die tatsächlichen Errichtungskosten umfassendes und zugleich für die Finanzierung tragfähiges Netzentgelt zu erheben.

Fraglich ist vor diesem Hintergrund, wie Kosten für Wasserstoffneubaumaßnahmen in der zuvor skizzierten Fallkonstellation regulatorisch abgebildet bzw. „refinanziert“ werden können.

Hierfür kann zunächst der bestehende Wasserstoffregulierungsrahmen erste Anhaltspunkte geben. Der Fokus wird aber wie bei den „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen auf die Prüfung zu legen sein, ob und, wenn ja, inwieweit Kosten für Wasserstoffneubauinvestitionen<sup>66</sup> – ggf. nur in einer Übergangsphase – bis zu dem Zeitpunkt, zu dem diese Kosten in Entgelte für Wasserstoffnetzkunden eingestellt werden können, über das Erdgasregulierungsregime abgebildet werden können.

Darüber hinaus ist auch auf der Wasserstoffverteilernetzebene jedenfalls grundsätzlich die Implementierung eines intertemporalen Kostenallokationsmechanismus denkbar – und wäre rechtlich auch zulässig (vgl. Art. 5 Abs. 3 der Gasverordnung [EU] 2024/1789). Allerdings erscheint eine Übertragung des für das Kernnetz implementierten Finanzierungsmechanismus aus § 28r und § 28s EnWG auf die kommunal geprägte Verteilernetzebene schon aus praktischen Gründen wegen der großen Anzahl an Gasverteilernetzbetreibern nur mit großem Aufwand möglich. Im Übrigen werden kommunale Entscheidungsträger einem sog. Selbstbehalt, wie er im Bereich des Kernnetzes auf nationaler Ebene vorgesehen ist (vgl. § 28s Abs. 3 EnWG),<sup>67</sup> angesichts der Situation kommunaler Haushalte vermutlich kaum zustimmen können. Ein intertemporaler Kostenallokationsmechanismus müsste vor diesem Hintergrund wohl ohne Selbstbehalt ausgestaltet werden und wäre auch dann mit Schwierigkeiten in der praktischen Umsetzung verbunden. Vor diesem Hintergrund dürfte die Finanzierung über andere Optionen zwangsläufig in den Vordergrund treten müssen.

Für die nachstehende Prüfung bedeutet dies Folgendes:

Da sich Betreiber von Wasserstoffverteilernetzen, wie oben (unter 1.) herausgearbeitet, in Bezug auf Wasserstoffneubaumaßnahmen – ungeachtet der Frage einer durch den nationalen Gesetzgeber und die Bundesnetzagentur ggf. vorzunehmenden Übertragung des für das Wasserstoffkernnetz bereits weitgehend vorgegebenen Regulierungsregimes auf die Wasserstoffverteilernetzebene<sup>68</sup> – nach § 28j Abs. 3 EnWG schon heute durch Erklärung eines „Opt-in“<sup>69</sup> den Vorgaben der WasserstoffNEV unterwerfen könnten, soll in einem ersten Schritt untersucht werden, welche Mechanismen das EnWG und die WasserstoffNEV für die Situation vorsehen, dass Kosten für die Errichtung eines Wasserstoffverteilernetzes anfallen, aber noch keine

physisch an das Wasserstoffnetz angeschlossenen Netznutzer vorhanden sind, auf die diese Kosten umgelegt werden können (sogleich, unter a)).

Selbst wenn Kosten von Wasserstoffneubaumaßnahmen für einen bestimmten Zeitraum über das Wasserstoffregulierungsregime nach den vorhandenen Regelungen für Wasserstoffnetze abgebildet werden können, so wird ein daraus resultierendes Wasserstoffnetzentgelt für zukünftige Wasserstoffkunden in vielen Fällen absehbar so hoch sein, dass es für diese Kunden als nicht tragfähig zu betrachten sein dürfte. Für diese Fälle ist in einem zweiten Schritt der Frage nachzugehen, welche alternativen Refinanzierungsmöglichkeiten den Netzbetreibern zur Verfügung stehen. Zu prüfen wäre auch hier eine (zumindest übergangsweise) Abbildung von Investitionskosten über das Erdgasregulierungsregime (unten, unter b)).

#### a) Abbildung von Kosten für Wasserstoffneubaumaßnahmen über das bestehende Wasserstoffregulierungsregime

Ausgangspunkt für die Frage, wie mit Kosten für die Errichtung von Wasserstoffneubaumaßnahmen umzugehen ist, solange noch keine physisch an das Netz angeschlossenen Netznutzer vorhanden sind, die diese Kosten über die Zahlung von Entgelten finanzieren können, ist § 28o Abs. 1 S. 3 EnWG.<sup>70</sup> Kosten werden nach § 28o Abs. 1 S. 3 EnWG jährlich anhand der zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr sowie der Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den tatsächlichen Kosten aus Vorjahren ermittelt und über Entgelte erlöst. Demnach sieht § 28o EnWG die Bildung von prognosebasierten Entgelten mit einem sich in den Folgejahren anschließenden Ausgleich von Differenzen zwischen Kosten und Erlösen vor. Ferner sieht § 28o Abs. 1 S. 5 EnWG eine Festlegung oder Genehmigung dieser Kosten durch die Bundesnetzagentur vor.

§ 6 Abs. 1 S. 2 WasserstoffNEV bestimmt im Einklang mit § 28o Abs. 1 S. 3 EnWG, dass zur Bestimmung der zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr eine bestmögliche Abschätzung vorzunehmen ist. Der erforderliche Plan-Ist-Kosten-Abgleich ist in § 14 WasserstoffNEV geregelt. Nach § 14 Abs. 1 S. 1 WasserstoffNEV ist der Betreiber eines Wasserstoffnetzes verpflichtet, nach Abschluss des Kalenderjahrs (Kalkulationsperiode) die Differenz zwischen den in dieser Kalkulationsperiode aus Netzentgelten erzielten Erlösen (Nr. 1) und den für diese Kalkulationsperiode genehmigten Netzkosten (Nr. 2) zu ermitteln. Die ermittelte und verzinst Differenz des letzten abgeschlossenen Kalenderjahrs wird annuitätisch über bis zu zehn Kalenderjahre, die auf die jeweilige Kalkulationsperiode folgen, durch Zu- und Abschläge auf die Netzkosten verteilt (§ 14 Abs. 1 S. 6 WasserstoffNEV). Das bedeutet, dass ein Wasserstoffnetzbetreiber, sofern er der WasserstoffNEV unterfällt, (tatsächliche) Kosten, die er in einem Jahr nicht erlösen kann, in Zukunft durch eine Erhöhung der Netzentgelte erlösen kann.

Ergänzend sei noch ein Gedanke der Bundesnetzagentur aus der WANDA-Festlegung aufgegriffen: Vorlaufkosten können danach – soweit betriebsnotwendig – im Rahmen der jeweils ersten

66 „Wasserstoffneubauminvestitionen“ bezeichnen im Rahmen dieser Untersuchung Investitionen in reine Wasserstoffverteilernetze, die für die Erdgasverteilernetze nicht betriebsnotwendig sind und demnach allein den Nutzern der Wasserstoffinfrastruktur zugutekommen. Die im Nachfolgenden verwendete Begrifflichkeit „Wasserstoffneubauposten“ bezieht sich auf die Kosten dieser Wasserstoffneubauminvestition.

67 Art. 5 Abs. 3 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 lässt staatliche Garantien nur vorbehaltlich des Einklangs mit EU-Beihilferecht zu. Inwieweit eine staatliche Garantie für einen intertemporalen Finanzierungsmechanismus auf Verteilernetzebene ausgestaltet werden könnte und ob diese wiederum beihilferechtlich einen Selbstbehalt erfordern würde, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

68 Vgl. dazu die Ausführungen oben, unter 1. Fragen der konkreten Übertragung des vorhandenen Rechtsrahmens auf die Verteilernetzebene sind nicht vom Gegenstand dieser Untersuchung umfasst.

69 In Zukunft dürfte davon auszugehen sein, dass der rechtliche Rahmen nicht zuletzt infolge der Umsetzung der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 eine verpflichtende Regulierung vorsieht.

70 Vgl. hierzu bereits oben, unter 1.



Kostengenehmigung auch für alle vorherigen Kalenderjahre geltend gemacht werden.

Dies bedeutet (beispielsweise) für die Errichtung einer neuen Wasserstoffleitung Folgendes:

Es wird unterstellt, dass für die Errichtung dieser Leitung ab Januar 2025 Kosten anfallen und die ersten Kunden die Leitung ab dem 1. Januar 2029 nutzen können und ab diesem Zeitpunkt auch Netzentgelte bezahlen. Der Wasserstoffverteilerbetreiber, der die entsprechende Wasserstoffleitung errichtet, würde – wenn man dieses System auf ihn übertragen würde – zunächst alle Vorlaufkosten vor dem 1. Januar 2025 (z. B. Planung, Personalaufwand) sowie alle nach der WasserstoffNEV relevanten Kosten der Jahre 2025 bis 2028 (insbesondere Kapitalkosten, Anlagen im Bau usw.) jährlich bei der Bundesnetzagentur zur Genehmigung/Festlegung geltend machen. Da diesen Kosten keine Erlöse gegenüberstünden, wären diese Kosten faktisch „zu sammeln“ und zu verzinsen und dann gemäß § 14 Abs. 1 S. 6 WasserstoffNEV über bis zu zehn Jahre verteilt als Zuschläge auf die Wasserstoffnetzentgelte von den dann ersten Netznutzern zu erheben.

Festzuhalten ist mithin, dass das geltende regulatorische Wasserstoffregime – seine Anwendbarkeit durch „Opt-in“, gesetzliche oder behördliche Regelung durch die Bundesnetzagentur unterstellt – bereits durchaus einen logischen und durchdachten Mechanismus für den Umgang mit Kosten enthält, die anfallen, bevor es die ersten physisch an das Netz angeschlossenen Netznutzer gibt und diese durch die Zahlung von Netzentgelten einen Beitrag zur Finanzierung leisten können. Jedoch birgt dieses „Sammeln“ und die natürlich notwendige Verzinsung dieser Kosten die Gefahr in sich, dass die „angesammelten“ Kosten sehr hoch werden und dies selbst bei einer Verteilung auf zehn Jahre nach Beginn der Erhebung von Netzentgelten von Netznutzern zusammen mit den dann anfallenden Betriebskosten in Summe zu prohibitiv hohen Entgelten führen könnte, die den Wasserstoffhochlauf behindern würden.

Zu untersuchen ist vor diesem Hintergrund, ob insbesondere der EU-Rechtsrahmen ergänzende Möglichkeiten einer zeitgerechteren und rechtssichereren (Re-) Finanzierung von Wasserstoffneubaukosten beinhaltet. Diese Fragestellung erscheint insbesondere vor dem Hintergrund angezeigt, als die Begründung zur WasserstoffNEV auf die seinerzeit aktuell auf EU-Ebene laufenden Überlegungen zu einem künftigen unionsrechtlichen Rahmen verweist, „der rein nationale Regelungen der Mitgliedstaaten ergänzen und zumindest teilweise ablösen wird.“<sup>71</sup> Damit wird ersichtlich, dass der nationale Verordnungsgeber damals bereits abgesehen hat, dass ein künftiger unionsrechtlicher Rahmen im Hinblick auf den Aufbau und die Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur jedenfalls zumindest ergänzend zum nationalen Rechtsrahmen implementiert werden dürfte.

#### *b) Abbildung von Kosten für Wasserstoffneubaumaßnahmen über das Erdgasregulierungsregime*

Eine solche Möglichkeit ist mit der Abbildung von Kosten für Wasserstoffneubaumaßnahmen über das Erdgasregulierungsregime in den Blick zu nehmen. Dies ist in den hier relevanten Fallkonstellationen, in denen es nur wenige bzw. (noch) keine physisch an das Netz angeschlossenen Wasserstoffnetzkunden gibt, deshalb naheliegend, weil ein in der Zukunft aus „angesammelten Kosten“ resultierendes Netzentgelt für die wenigen vorhandenen wie auch für zukünftige Wasserstoffnetzkunden in vielen Fällen so hoch sein wird, dass es für diese Kunden als nicht tragfähig zu betrachten sein könnte.<sup>72</sup>

Diesbezüglich wird daher zu untersuchen sein, ob ein solches Vorgehen mit den Vorgaben des EU-Gaspakets in Einklang zu bringen ist. Dabei liegt der Schwerpunkt der Analyse auf den Vorgaben, die sich auf die Abbildung von Kosten der Investitionen in neue Wasserstoffinfrastrukturen über das Erdgasregulierungsregime beziehen.

Die Prüfung des durch das EU-Gaspaket vorgegebenen Rechtsrahmens für Wasserstoffneubauminvestitionen erfolgt zunächst

anhand der Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 (sogleich, unter aa)). Im Ergebnis zeigt sich, dass die relevanten Bestimmungen der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 für die Bewertung der Zulässigkeit der Abbildung von Kosten für Investitionen in Wasserstoffneubaumaßnahmen über das Erdgasregulierungsregime im Wesentlichen mit den für „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen herausgearbeiteten Maßstäben identisch sind und deshalb den Kriterien der energieträgerübergreifenden Transformations- bzw. Systemeffizienz und der Schaffung von Anreizen für Unternehmen zur Dekarbonisierung auch hier eine grundlegende Bedeutung zukommt.

Nachdem in Bezug auf den Umgang mit Kosten für „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen zuvor (unter 2.) herausgearbeitet wurde, dass es infolge des durch die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 vorgegebenen Maßstabs der Transformations- und Systemeffizienz zulässig ist, diese Kosten unter bestimmten Voraussetzungen als effiziente Erdgasverteilerkosten behandeln zu können,<sup>73</sup> ist in einem weiteren Schritt zu prüfen, ob rechtlich für den Umgang mit Kosten für Wasserstoffneubauminvestitionen ein vergleichbares Vorgehen möglich ist, sprich ob auch diese Kosten unter bestimmten Voraussetzungen als effiziente Erdgasverteilerkosten behandelt werden können (unten, unter bb)). Von zentraler Bedeutung wird dabei sein, dass sich Wasserstoffneubauminvestitionen im Gegensatz zu „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen, die originär den Nutzern der Erdgasinfrastruktur zugutekommen und „bei Gelegenheit“ der Investition aus Effizienzgründen vorgenommen werden, allein auf das Wasserstoffverteilernetz beziehen und damit „originär“ dem Wasserstoffnetzanlagevermögen zuzuordnen sind.

Können Kosten der Wasserstoffneubauminvestition nicht als Kosten betrachtet werden, die originär dem Erdgasnetzanlagevermögen zuzuordnen sind, so würde eine gleichwohl erfolgende „Abbildung“ bzw. Finanzierung der Kosten über das Erdgasregulierungsregime einen Finanztransfer nach Art. 5 Abs. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 darstellen, der den Mitgliedstaaten nach Art. 5 Abs. 2 der Verordnung grundsätzlich nicht gestattet ist (unten, unter cc)).

Die Genehmigung eines nach Art. 5 Abs. 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 unzulässigen Finanztransfers kommt nur unter den in Art. 5 Abs. 4 und 5 der Verordnung genannten Voraussetzungen in Betracht. In diesem Zusammenhang stellt sich überdies die Frage, ob die Genehmigung eines gesonderten Entgelts auf Fälle beschränkt ist, in denen in Bezug auf konkrete, bereits physisch an das Netz angeschlossene Wasserstoffnetzkunden beurteilt werden kann, ob die Finanzierung über Entgelte nicht tragfähig ist, oder ob die Genehmigung des gesonderten Entgelts auch dann zulässig ist, wenn an die zu errichtende Wasserstoffinfrastruktur zum Zeitpunkt der Genehmigung des gesonderten Entgelts noch keine Kunden angeschlossen sind (unten, unter dd)). Im Ergebnis der Analyse zeigt sich, dass bei der Beurteilung, ob die Finanzierung über Netzzugangsentgelte gegenüber den Wasserstoffnetzkunden nicht tragfähig ist, die Sichtweise von potenziellen künftigen Kunden in die Betrachtung einzubeziehen ist.

#### *aa) Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788*

Bei der Analyse der relevanten Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 ist zwischen Normen der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 mit unmittelbarem Bezug zur Erdgasentgeltregulierung (sogleich, unter aaa)) und sonstigen Vorgaben in der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788, denen Relevanz für diese Thematik zukommt (unten, unter bbb)), zu unterscheiden.

<sup>71</sup> Vorblatt zur Verordnung der Bundesregierung, BR-Drs. 734/21, 1.

<sup>72</sup> Die Frage, wann Kosten für aktuelle oder künftige Wasserstoffkunden konkret als „nicht tragfähig“ zu betrachten sind, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Diesbezüglich dürfte jedenfalls ein Einschätzungsraum der Mitgliedstaaten bestehen.

<sup>73</sup> Vgl. die vorstehenden Ausführungen unter 2. b) und c).

*aaa) Normen der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 mit unmittelbarem Bezug zur Erdgasentgeltregulierung*

Die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 enthält für die konkrete Anerkennungsfähigkeit von (Investitions-) Kosten für neue Wasserstoffnetze spezifische Regelungen für die Netzentgeltbildung.

So verpflichtet Art. 35 Abs. 1 und 2 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 entsprechend den Vorgaben nach Art. 31 Abs. 1 S. 1 der Richtlinie die Mitgliedstaaten zur Einführung eines Systems für den Zugang Dritter zu den Wasserstoffnetzen auf der Grundlage veröffentlichter Entgelte, wobei auch hier die Zugangsregelungen für alle Kunden, einschließlich Versorgungsunternehmen, gelten und nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Nutzern des Netzes angewandt werden sollen. Ferner sind die Mitgliedstaaten nach Abs. 2 verpflichtet, sicherzustellen, dass diese Entgelte oder die Methoden zu ihrer Berechnung gemäß Art. 78 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 von einer Regulierungsbehörde vor dem Inkrafttreten genehmigt werden und dass die Entgelte und – soweit nur die Methoden einer Genehmigung unterliegen – die Methoden vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht werden.

Kommt eine Refinanzierung der Kosten für Wasserstoffneubaumaßnahmen jedoch mangels physisch an das Netz angeschlossener Wasserstoffnetzkunden nicht in Betracht und soll geprüft werden, ob diese Kosten übergangsweise über das Erdgasregulierungsregime „abgebildet“ werden können, sind die Regelungen betreffend die Erdgasnetzregulierung zu untersuchen.

Die Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 im Hinblick auf das Erdgasnetzregime wurden bereits im Rahmen der Prüfung der Anerkennungsfähigkeit von Kosten für „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen herausgearbeitet<sup>74</sup> und stellen damit auch vorliegend den rechtlichen Maßstab dafür dar, ob und inwieweit Kosten für Wasserstoffneubaumaßnahmen im Erdgasregulierungsregime abgebildet werden können. Wie zuvor herausgearbeitet, ist das Kriterium der Kostenorientierung maßgeblich. Neben der Anwendung der im Zusammenhang mit der Prüfung von „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen herausgearbeiteten Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788<sup>75</sup> muss im Grundsatz auch hier das Kriterium der Transformationseffizienz als materieller Maßstab der Kostenorientierung bei der Behandlung von Kosten für Wasserstoffneubaumaßnahmen, aber in Erfüllung des Hauptziels der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788<sup>76</sup> auch das Ziel der notwendigen Schaffung von Anreizen für Investitionen zur Gewährleistung des Transformationsprozesses eine maßgebliche Rolle spielen.<sup>77</sup>

*bbb) Weitere relevante Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788*

Mit dem demnach anzuwendenden Maßstab der Transformationseffizienz im Zusammenhang stehen in einem zweiten Schritt näher zu würdigende Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788, die sich originär an die Betreiber von Wasserstoffverteilernetzen richten und für die Abbildung von Kosten über das Erdgasregulierungsregime mittelbar von Bedeutung sind.

So sind Wasserstoffverteilernetzbetreiber nach Art. 56 Abs. 1 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 verpflichtet, der Regulierungsbehörde alle vier Jahre einen Plan über die Wasserstoffnetzinfrastruktur, die sie zu errichten beabsichtigen, zu übermitteln. Der Plan ist in enger Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern für Erdgas und Strom sowie – soweit vorhanden – mit den Betreibern von Fernwärme- und Fernkältenetzen auszuarbeiten, wodurch eine wirksame Integration der Energiesysteme gewährleistet werden soll.

Nach Art. 56 Abs. 2 lit. a der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 muss der Netzentwicklungsplan eine Analyse des Kapazitätsbedarfs enthalten, die „das Potenzial zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und die Energie- und Kosteneffizienz im Vergleich zu anderen Alternativen“ abbildet. Ferner müssen nach Art. 56 Abs. 2 lit. b der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 bei der Planung die „erstellten Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung und der Bedarf der Sektoren, die nicht unter die Pläne für die

Wärme- und Kälteversorgung fallen, [berücksichtigt] sowie die Frage [bewertet werden], wie der Grundsatz ‚Energieeffizienz an erster Stelle‘ im Einklang mit Artikel 27 der genannten Richtlinie eingehalten wird, wenn der Ausbau des Wasserstoffverteilernetzes in Sektoren, in denen energieeffizientere Alternativen zur Verfügung stehen, in Betracht gezogen wird“.

Die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 formuliert daher den Auftrag an die Wasserstoffnetzbetreiber, im Zuge der Netzentwicklungsplanung eine Potenzialanalyse in Bezug auf die Verringerung von Treibhausgasemissionen und eine Energie- und Kosteneffizienzanalyse unter Einbeziehung von Alternativen durchzuführen und bestehende Wärme- und Kältepläne zu berücksichtigen.

Gemäß Art. 56 Abs. 4 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 bewertet die Regulierungsbehörde, ob der Entwicklungsplan für das Wasserstoffverteilernetz im Einklang mit diesen Vorgaben steht. Daneben stellt Art. 56 Abs. 5 der Richtlinie ausdrücklich klar, dass die Regulierungsbehörde bei der Genehmigung besonderer Entgelte i. S. v. Art. 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 die Ergebnisse der Prüfung des Entwicklungsplans für das Wasserstoffverteilernetz zu berücksichtigen hat.

Vor allem aus Art. 56 Abs. 5 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 wird deutlich, dass die Restriktionen, die Wasserstoffverteilernetzbetreibern auf Ebene der Netzentwicklungsplanung auferlegt werden, auch für den Umgang mit Kosten, insbesondere wenn diese nach Art. 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 durch Genehmigung besonderer Entgelte über das Erdgasregulierungsregime abgebildet werden sollen, zu berücksichtigen sind.

*ccc) Zwischenfazit*

Als Zwischenergebnis der vorstehenden Analyse ist festzuhalten, dass relevante Anknüpfungspunkte der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 für die Bewertung der Zulässigkeit der Abbildung von Kosten für Investitionen in Wasserstoffneubaumaßnahmen über das Erdgasregulierungsregime die für „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen herausgearbeiteten Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 sind. Zusätzlich gibt die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 Wasserstoffverteilernetzbetreibern im Hinblick auf die Errichtung und den Ausbau des Wasserstoffnetzes mit der Vorgabe zur Aufstellung von Netzentwicklungsplänen eine Verpflichtung zur Durchführung einer Potenzialanalyse in Bezug auf die Verringerung von Treibhausgasemissionen und einer Energie- und Kosteneffizienzanalyse unter Einbeziehung von Alternativen und bestehenden Wärme- und Kälteplänen auf. Diese Kriterien sind nachstehend sowohl bei der Prüfung, ob Kosten für Investitionen in Wasserstoffneubaumaßnahmen originär oder als auch im Rahmen eines genehmigten Sonderentgelts bzw. Finanztransfers über das Erdgasregulierungsregime abgebildet werden können, zu berücksichtigen.

*bb) Zulässigkeit einer Behandlung der Kosten als effiziente Erdgasnetzkosten analog „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten*

Nachdem für „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten oben (unter 2.) begründet wurde, dass es nach der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 infolge des dort normierten Transformationseffizienzmaßstabs zulässig ist, Kosten von „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen regulatorisch als effiziente Kosten des Erdgasverteilernetzes zu berücksichtigen, um eine effiziente Transformation zu gewährleisten, und die „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten in diesem Fall dem regulierten Anlagevermögen der Sparte „Erdgas“ zuzuordnen sind,<sup>78</sup> ist für Kosten von Investitionen in Wasserstoffneubaumaßnahmen zu prüfen, ob diese unter Zugrundelegung der gleichen Logik dem regulierten Anlagevermögen der Sparte „Erdgas“ zugeordnet werden könnten. Dies hätte zur Folge, dass auch insoweit schon kein Finanztransfer zwischen der regulierten Dienstleistung

<sup>74</sup> Vgl. hierzu auch die obigen Ausführungen unter 2. a) und b).

<sup>75</sup> Vgl. hierzu auch die obigen Ausführungen unter 2. a).

<sup>76</sup> Vgl. vorstehend unter 2. a) bb).

<sup>77</sup> Vgl. hierzu auch die obigen Ausführungen unter 2. b).

<sup>78</sup> Vgl. vorstehende Ausführungen unter 2. d).

„Erdgasverteilung“ und der regulierten Dienstleistung „Wasserstoffverteilung“ stattfinden würde.

Gegen ein solches Vorgehen spricht jedoch, dass es im Falle von Wasserstoffneubaukosten an einem Anknüpfungspunkt für die Bewertung der Transformationseffizienz für die Investition in das Erdgasnetz fehlt. Insoweit wurde im Zusammenhang mit „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten herausgearbeitet, dass infolge des durch die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 modifizierten Effizienzkostenmaßstabs Ansatzpunkt für die Bewertung der Effizienz der „H<sub>2</sub>-Ready“-Investition die Kosten für die reine Erdgasverteilternetzinvestition<sup>79</sup> und damit die Kosten für originäre Erdgasnetzinvestitionen sind.

Eine Übertragung auf reine Wasserstoffneubauinvestitionen scheidet daher schon deshalb aus, weil in diesem Fall keine Kosten für eine reine Erdgasverteilternetzinvestition existieren, die unter dem Gesichtspunkt der Transformationseffizienz beurteilt werden könnten. Der für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen entwickelte Kostenabgleich würde ins Leere laufen. Im Gegensatz zu „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen, die den Nutzern der Erdgasinfrastruktur jedenfalls partiell bzw. sogar überwiegend zugutekommen, finden Investitionen in neue Wasserstoffnetzinfrastrukturen außerhalb der Erdgasnetzinfrastruktur statt.

*cc) Vorliegen eines Finanztransfers nach Art. 5 Abs. 1 und 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789*

Können Kosten der Wasserstoffneubauinvestition dementsprechend nicht als Kosten betrachtet werden, die originär dem Erdgasanlagevermögen zuzuordnen sind, so würde eine gleichwohl erfolgende Abbildung der Kosten über das Erdgasregulierungsregime einen Finanztransfer nach Art. 5 Abs. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 darstellen, der nach Art. 5 Abs. 2 der Verordnung grundsätzlich nicht gestattet ist.

Diesbezüglich regelt Art. 5 Abs. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789, dass Verteilernetzbetreiber und Wasserstoffnetzbetreiber bei der Erbringung von regulierten Dienstleistungen für Erdgas, Wasserstoff oder Strom die Vorschriften für die Entflechtung der Rechnungslegung gemäß Art. 75 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 einzuhalten und ihr reguliertes Anlagevermögen nach Erdgas, Wasserstoff oder Strom zu trennen haben. Die Trennung des regulierten Anlagevermögens umfasst nach Art. 5 Abs. 1 S. 2 lit. a der Gasverordnung (EU) 2024/1789 die Verpflichtung, sicherzustellen, dass

„Erlöse, die durch die Erbringung bestimmter regulierter Dienstleistungen erzielt wurden, nur genutzt werden [können], um die Kapital- und Betriebskosten zu decken, die mit Vermögenswerten verbunden sind, die Teil des regulierten Anlagevermögens sind, mit dem die regulierten Dienstleistungen erbracht wurden“.

Mit anderen Worten und konkret für Erdgasverteilternetzbetreiber gibt die Regelung daher vor, dass Erlöse, die aus Erdgasnetzentgelten resultieren und somit dem Erdgasanlagevermögen zuzuordnen sind, nur zur Deckung der Kapital- und Betriebskosten des Erdgasanlagevermögens genutzt werden dürfen. Können Kosten für den Neubau von Wasserstoffleitungen mangels Wasserstoffkunden nur über Erlöse im Erdgasanlagevermögen bzw. über Netznutzungsentgelte, die gegenüber den Erdgasnetzkunden erhoben werden, refinanziert werden, dann werden Erlöse über Erdgasnetzkunden erzielt, um die Kapital- und Betriebskosten zu decken, die an sich dem Wasserstoffanlagevermögen zuzuordnen wären. Es handelt sich damit um einen Finanztransfer, der den Mitgliedstaaten nach Art. 5 Abs. 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 grundsätzlich nicht gestattet ist.

*dd) Zulässigkeit der Genehmigung eines gesonderten Entgelts nach Art. 5 Abs. 4 und Abs. 5 Nr. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789*

Die Gestattung eines Finanztransfers kommt nur unter den in Art. 5 Abs. 4 und 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789

genannten Voraussetzungen durch Genehmigung eines gesonderten Entgelts für Erdgasnetzkunden in Betracht.

Insoweit eröffnet Art. 5 Abs. 4 S. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 den Mitgliedstaaten die Möglichkeit, Finanztransfers zwischen den gemäß Abs. 1 getrennten regulierten Dienstleistungen zu gestatten, sofern die Regulierungsbehörde festgestellt hat, dass die Finanzierung betreffender Netze über Netzzugangsentgelte, die nur von den jeweiligen Netznutzern gezahlt werden, nicht tragfähig ist.

Wann eine Finanzierung betreffender Netze über Netzzugangsentgelte, die nur von den jeweiligen Netznutzern gezahlt werden, nicht tragfähig ist, wird in der Regelung nicht weiter präzisiert. Auch dem insoweit maßgeblichen Erwägungsgrund 10 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 ist hierzu (unmittelbar) keine Erläuterung zu entnehmen. Tatsächlich ist die Formulierung in Art. 5 Abs. 4 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 missverständlich. Denn in einem System der kostenorientierten Entgeltbildung dürfte ein streng an diesem Maßstab orientiertes Entgelt immer für die Finanzierung tragfähig sein, weil es dem Netzbetreiber gerade gestattet ist, die betriebsnotwendigen und effizienten Kosten der Errichtung der Netzinfrastruktur in die Entgelte einzustellen. Allerdings würde dies insbesondere in der Anfangsphase zu derart hohen Netzentgelten führen, dass diese prohibitiv auf den gewünschten Markthochlauf wirken könnten. Maßgeblich abzustellen sein dürfte damit im Rahmen von Art. 5 Abs. 4 S. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 zunächst auf die Höhe der „Netzzugangsentgelte, die nur von den jeweiligen Netznutzern gezahlt werden“. Insoweit wird in Erwägungsgrund 10 der Verordnung ausgeführt, dass in Ausnahmesituationen an sich verbotene Quersubventionierungen zu gesellschaftlichen Vorteilen führen könnten und Quersubventionen dazu beitragen, „für angemessene und vorhersehbare Netzentgelte für die ersten Netznutzer zu sorgen“. Sodann wird auf den intertemporalen Kostenallokationsmechanismus verwiesen als „Alternative zu den erwarteten höheren Netzentgelten, die andernfalls den frühen Wasserstoffnetznutzern in Rechnung gestellt werden müssten“. Damit zeigt sich, dass sich die fehlende Tragfähigkeit einer Finanzierung über die von den jeweiligen Netznutzern zu zahlenden Netzzugangsentgelte ausgehend von den für diese angemessenen und vorhersehbaren Entgelten beurteilen muss. Hierbei dürfte dem Mitgliedstaat bzw. der zu genehmigenden Regulierungsbehörde ein Ausgestaltungsspielraum zukommen, wobei die Regulierungsbehörde nach Art. 5 Abs. 4 S. 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 bei der Prüfung u. a. den Wert der prognostizierten Finanztransfers, die sich daraus ergebende Quersubventionierung zwischen den Nutzern der jeweiligen Netze und die Kosteneffizienz dieser Finanztransfers zu berücksichtigen hat. Für die Bewertung der Tragfähigkeit einer Finanzierung über die von den Wasserstoffnetznutzern zu zahlenden Netznutzungsentgelte könnte in erster Annäherung ein Vergleich mit den Erdgasnetzentgelten die Grundlage sein. Das Kriterium der Kosteneffizienz des Finanztransfers dürfte dabei jedenfalls mittelbar auch für die Beurteilung des angemessenen Entgelts in der Hochlaufphase relevant sein.

Art. 5 Abs. 4 S. 3 lit. a bis e der Gasverordnung (EU) 2024/1789 enthalten Bedingungen für die Genehmigung von Finanztransfers, insbesondere sind nach lit. a alle für den Finanztransfer erforderlichen Erlöse als gesondertes Entgelt einzuholen. Dies könnte etwa so umgesetzt werden, dass ein verbrauchsbezogener Betrag, der vom Netznutzer des Gasverteilternetzes zusätzlich zum Netznutzungsentgelt Gas zu entrichten ist, im betreffenden Kalenderjahr auf dem Preisblatt des Gasverteilternetzbetreibers ausgewiesen wird.

Fraglich ist in diesem Zusammenhang, ob zwingende Voraussetzung einer Genehmigung von gesonderten Entgelten durch die Regulierungsbehörde ist, dass in Bezug auf konkret vorhandene Wasserstoffkunden beurteilt werden kann, ob Entgelte nicht tragfähig sind, oder ob einer Genehmigung von

<sup>79</sup> Vgl. vorstehende Ausführungen unter 2. c) aa).

gesonderten Entgelten entgegensteht, dass es im Einzelfall noch keine physisch an das Netz angeschlossene Wasserstoffnetzkunden gibt.

Nach Art. 5 Abs. 5 lit. a der Gasverordnung (EU) 2024/1789 kann die Regulierungsbehörde einen Finanztransfer und das gesonderte Entgelt gemäß Abs. 4 genehmigen, wenn

„Netzzugangsentgelte bei den Nutzern des regulierten Anlagevermögens erhoben werden, das von dem Finanztransfer profitiert“.

Der Wortlaut der Regelung spricht zunächst dafür, dass sie sich auf bereits vorhandene Netznutzer bezieht, wenn Entgelte bei Nutzern „erhoben werden“. Dem könnte zu entnehmen sein, dass die Erhebung eines gesonderten Entgelts voraussetzt, dass die Frage der Tragfähigkeit der Wasserstoffnetzentgelte in Bezug auf bereits vorhandene Wasserstoffnetzkunden zu beurteilen ist.

Allerdings enthält Art. 2 Nr. 12 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 i. V. m. Art. 2 Nr. 60 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 eine Legaldefinition des Begriffs „Netznutzer“, die einer derartigen Verengung des Anwendungsbereichs entgegensteht. So verweist Art. 2 Nr. 12 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 zunächst hinsichtlich des Begriffs des „Netznutzers“ auf die Legaldefinition in Art. 2 Nr. 60 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788. Danach bezeichnet der Begriff „Netznutzer“

„einen Kunden oder einen potenziellen Kunden eines Netzbetreibers oder einen Netzbetreiber selbst, sofern dieser Netzbetreiber seine Funktionen im Zusammenhang mit dem Transport von Erdgas oder Wasserstoff wahrnehmen muss“.

Zwar bezieht Art. 5 Abs. 5 lit. a der Gasverordnung (EU) 2024/1789 sich nicht explizit auf „Netznutzer“, sondern auf den „Nutzer des regulierten Anlagevermögens“. Dies bedeutet jedoch nicht, dass sich diese Formulierung nicht auf den Begriff „Netznutzer“ im Sinne der vorstehenden Definition bezieht. So ist der Begriff „reguliertes Anlagevermögen“ in Art. 2 Nr. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 definiert als das „Netzanlagevermögen eines ... Verteilernetzbetreibers, ... Wasserstoffverteilernetzbetreibers“. Damit wird deutlich, dass mit „Nutzer des regulierten Anlagevermögens“ der Nutzer des Netzanlagevermögens, mithin des Netzes gemeint ist. Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass dem Begriff „Nutzer des regulierten Anlagevermögens“ in Art. 5 Abs. 5 lit. a der Gasverordnung (EU) 2024/1789 inhaltlich die gleiche Bedeutung zukommt wie dem Begriff „Netznutzer“ i. S. v. Art. 2 Nr. 12 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 i. V. m. Art. 2 Nr. 60 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788.

Damit stellt sich die weitere Frage, welcher Kreis von Netznutzern vom Begriff des „potenziellen Kunden“ umfasst ist. Nach dem Wortlaut bedeutet „potenziell“ „möglich (im Gegensatz zu wirklich), denkbar; der Anlage, Möglichkeit nach [vorhanden]; vielleicht zukünftig“.<sup>80</sup> Wenn der Begriff „potenzielle Kunden“ gleichbedeutend mit möglichen Kunden ist, spricht dies dafür, dass auch künftige Kunden umfasst sind und es im Umkehrschluss keiner aktuellen und insbesondere noch nicht physisch an das Netz angeschlossener Kunden bedarf, um die Bedingung des Art. 5 Abs. 5 lit. a der Gasverordnung (EU) 2024/1789 hinsichtlich eines zulässigen Finanztransfers zu erfüllen.

Ob es in Bezug auf potenzielle Kunden überdies schon eines ggf. näher zu bestimmenden Grades der Wahrscheinlichkeit bedarf, dass diese sich auch an die zu errichtende Wasserstoffinfrastruktur anschließen lassen, ist zwar nach dem Wortlaut von Art. 2 Nr. 60 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 offen. Allerdings kann unter systematischen und teleologischen Gesichtspunkten die Vorgabe des Art. 56 Abs. 5 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 nicht außer Betracht bleiben. Danach müssen die Regulierungsbehörden bei der Genehmigung besonderer Entgelte nach Art. 5 Abs. 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 die Ergebnisse der Prüfung des Wasserstoffnetzentwicklungsplans berücksichtigen. Damit verbunden ist die Notwendigkeit einer Prüfung von gesonderten Entgelten unter Berücksichtigung der Netzentwicklungsplanung nach Art. 56 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 und

der damit im Zusammenhang stehenden Verpflichtungen der Wasserstoffnetzbetreiber, im Zuge der Netzentwicklungsplanung eine Potenzialanalyse durchzuführen. Diese hat sich auf die Verringerung von Treibhausgasemissionen zu beziehen und erfordert eine Energie- und Kosteneffizienzanalyse unter Einbeziehung von Alternativen und bestehenden Wärme- und Kälteplänen. Es bietet sich daher beispielsweise an, bei der Frage der Berücksichtigung potenzieller Kunden insbesondere auf vorhandene Dokumente im Zuge der Netzentwicklungsplanung bzw. der Ad-hoc-Bedarfsprüfung nach § 28p EnWG abzustellen.

Auch wenn mit diesen Vorgaben im Hinblick auf die Auslegung des Begriffs „potenzielle Kunden“ über die in Art. 56 Abs. 5 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 vorgegebene Berücksichtigung der Ergebnisse der Prüfung des Wasserstoffnetzentwicklungsplans letztlich eine Bedarfsprüfung verbunden ist, dürften im Rahmen dieser Abwägungsentscheidungen, die insoweit von der Regulierungsbehörde zu treffen sind, die Ziele der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 zu berücksichtigen sein. Das gilt insbesondere für das Hauptanliegen der Richtlinie, den Übergang zur Klimaneutralität zu ermöglichen und zu erleichtern, indem der Aufbau eines Wasserstoffmarkts und eines effizienten Erdgasmarkts sichergestellt und dem durch die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 vorgegebenen Grundsatz der energieträgerübergreifenden Transformationseffizienz Rechnung getragen wird. Wenn demnach im Zuge von Wasserstoffneubauprojekten Synergieeffekte realisiert werden können (die nach den Zielsetzungen der Gasrichtlinie [EU] 2024/1788 auch realisiert werden sollen), so würde dies dafür sprechen, dass es im Ausgangspunkt möglich sein muss, auch solche Kosten (zunächst jedenfalls) über das Erdgasregulierungsregime zu finanzieren, sofern die weiteren Voraussetzungen des Art. 5 Abs. 4 bis 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 erfüllt sind.

Daneben gilt dies aber auch für den damit verbundenen Auftrag an die Mitgliedstaaten, zugunsten der Marktakteure Anreize für Investitionen durch Gewährleistung der Refinanzierbarkeit zu schaffen.

Diesen Maßstäben für die Abwägungsentscheidung wird vor allem auch vor dem Hintergrund Bedeutung zukommen, dass normativ nicht konkret vorgegeben ist, wie die Regulierungsbehörde mit Blick auf „potenzielle“ Kunden feststellen soll, dass die Finanzierung der Netze über Wasserstoffnetzentgelte i. S. v. Art. 5 Abs. 4 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 nicht tragfähig ist. Denn hierbei müsste im Grundsatz eine bestimmte Anzahl potenzieller Netznutzer zugrunde gelegt werden. Insoweit enthält die Gasverordnung (EU) 2024/1789 allerdings keine weitere Präzisierung. Vielmehr dürfte eine Präzisierung und praktische Handhabung dem Ausgestaltungsermessens der Regulierungsbehörde unterfallen. In der Praxis könnte diese Herausforderung beispielsweise dergestalt aufzulösen sein, dass für die Betrachtung der Tragfähigkeit der Finanzierung im Ausgangspunkt auf den Zeitpunkt des Finanztransfers abgestellt wird, wobei Entgelte bei „potenziellen Kunden“ nur insoweit in die Betrachtung einfließen könnten, als Entgelte von diesen absehbar und mit einem gewissen Grad an Wahrscheinlichkeit erhoben werden. Kriterium für die Wahrscheinlichkeit könnte dabei beispielsweise sein, inwieweit bereits verbindlich abgeschlossene Netzanchlussverträge existieren o. ä. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) nach Art. 5 Abs. 6 S. 3 lit. b der Gasverordnung (EU) 2024/1789 Empfehlungen zur Berechnung der Höhe und der maximalen Dauer des Finanztransfers und des gesonderten Entgelts geben kann.

Klarstellend sei noch angemerkt, dass die Genehmigung von Finanztransfers und konkret die Feststellung, dass die Finanzierung nicht tragfähig ist, wie vorstehend festgestellt zwar einerseits keine im Zeitpunkt der Kostenentstehung physisch bereits angeschlossenen Wasserstoffnetzkunden voraussetzt,

<sup>80</sup> Siehe den [duden.de](https://www.duden.de)-Eintrag zu „potenziell“.

andererseits aber selbstverständlich auch über den Zeitpunkt hinaus möglich bleibt, in dem ein Wasserstoffnetz mit angeschlossenen Kunden später tatsächlich existiert. Auch die im Betrieb weiter entstehenden Kosten können, insbesondere während einer Hochlaufphase, anfangs so hoch sein, dass die Finanzierung betreffender Netze über Netzzugangsentgelte, die nur von den jeweiligen Wasserstoffnetznutzern gezahlt werden, nicht tragfähig ist und dem Hochlauf daher – konträr zu den in dieser Untersuchung ausführlich dargestellten Transformationszielen der Gasverordnung (EU) 2024/1789 und der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 – entgegensteht.

### c) Ergebnis

Im Ergebnis bleibt damit festzuhalten, dass eine Abbildung von Kosten, die mit Wasserstoffneubaumaßnahmen einhergehen, unter den Voraussetzungen des Art. 5 Abs. 4 bis 6 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 als ein von der Regulierungsbehörde zu genehmigender Finanztransfer zulässig sein kann. Voraussetzung hierfür ist die Feststellung der Regulierungsbehörde, dass die Finanzierung betreffender Netze über Netzentgelte, die nur von den jeweiligen Netznutzern gezahlt werden, nicht tragfähig ist. Entsprechend der Definition des Begriffs „Netznutzer“ ist hierbei auch auf potenzielle, also zukünftige Kunden abzustellen. Das bedeutet konkret, dass ein Finanztransfer auch bereits dann zulässig sein kann, wenn an das betreffende Netz physisch noch keine Netznutzer angeschlossen sind. Die Einbeziehung auch „potenzieller Kunden“ in die Definition des Netznutzers erfordert es sodann jedoch, eine Konkretisierung dahingehend vorzunehmen, ab welchem Grad der Wahrscheinlichkeit des Anschlusses zukünftiger Netzkunden von einem „potenziellen Kunden“ gesprochen werden kann. Insoweit ist auch die Verweisung des Art. 56 Abs. 5 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 von Relevanz, der vorgibt, dass die Regulierungsbehörde bei der Genehmigung besonderer Entgelte i. S. v. Art. 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 die Ergebnisse der Prüfung des Entwicklungsplans für das Wasserstoffverteilernetz zu berücksichtigen hat. Damit verbunden ist folglich eine Bedarfsprüfung, die jedoch im Lichte der Ziele der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 vorzunehmen ist und daher auch den Auftrag an die Mitgliedstaaten zu berücksichtigen hat, zugunsten der Marktakteure Anreize für Investitionen durch Gewährleistung der Refinanzierbarkeit zu schaffen.

Zum Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland bedarf es der Ausgestaltung der Methodik eines (zulässigen) Finanztransfers im nationalen Rechtsrahmen sowie durch die nationale Regulierungsbehörde, wobei ACER auch diesbezüglich Empfehlungen abgeben darf. Adressiert sind insoweit die Mitgliedstaaten, inwiefern dies bedeutet, dass die Methodik normativ (umfassend) im nationalen Rechtsrahmen verankert sein muss oder diese nicht vielmehr durch die Regulierungsbehörde unabhängig ausgestaltet werden können muss, bedürfte einer vertiefenden Prüfung.

## IV. Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

- Der für Erdgasverteilernetze nach geltendem nationalen Recht gegebene Effizienzmaßstab wird infolge der zeitlichen Begrenzung der Erforderlichkeitsbetrachtung der Kosten auf den Zeitpunkt der getätigten Investition einerseits und die Betrachtung des (fiktiven) Wettbewerbsmarkts einer (lediglich) sicheren Energieversorgung andererseits derzeit dahingehend verstanden, dass im Rahmen der Erforderlichkeitsprüfung insbesondere zukünftige (Netz-) Entwicklungen und damit einhergehende Investitionserfordernisse im Hinblick auf die Herstellung von Klimaneutralität, die eine Transformation insbesondere der Erdgasnetzinfrastruktur erfordert, normativ außer Betracht bleiben.

- Die Refinanzierung der Kosten für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen über das bestehende Erdgasregulierungsregime ist damit für Erdgasverteilernetzbetreiber aktuell jedenfalls mit Rechtsunsicherheiten verbunden, weil der Aspekt der Klimaneutralität im EnWG im Rahmen der Regulierung als Zweckbestimmung über die in § 1 Abs. 1 EnWG erwähnte Treibhausgasneutralität zwar im weitesten Sinne enthalten ist, jedoch schon bei der speziellen Erwähnung der Ziele der Regulierung in § 1 Abs. 2 EnWG keine explizite Erwähnung mehr findet.
- Dessen ungeachtet finden sich bereits im geltenden Rechtsrahmen – jedenfalls bezogen auf das Wasserstoffkernnetz – Aussagen, die auch für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen relevant sein könnten. So wird ein Grundsatz im Sinne von „Umstellung vor Neubau“ vorgegeben, nach welchem vorhandene Leitungsinfrastrukturen wie das bestehende Erdgas(verteiler)netz vorrangig als Grundlage für das Wasserstoffkernnetz dienen sollen. Folgerichtig sieht die Wasserstoffkernnetz-Genehmigung der Bundesnetzagentur vom 22. Oktober 2024 vor, dass von den beantragten, teils auf das Verteilernetz bezogenen Maßnahmen mit einer Leitungslänge von 9040 km rund 60 % auf Umstellungen bestehender Erdgasleitungen entfallen. Zudem sieht § 9 Abs. 6 WasserstoffNEV, der für alle Wasserstoffnetzbetreiber gilt, auf welche die regulatorischen Vorschriften anwendbar sind, die Möglichkeit von zusätzlichen Investitionen in Gasaltanlagen vor, um diese Altanlagen technisch für das Wasserstoffnetz nutzbar zu machen. Hieran anknüpfend sehen die WasserstoffNEV und die WANDA-Festlegung diverse spezielle Regelungen für die Abschreibung von umgewidmeten Erdgasleitungen vor. Diese Regelungen könnten ggf. in einem künftigen Transformationsregime nutzbar gemacht werden.
- Demgegenüber ist der aktuell geltende Rechtsrahmen für Wasserstoffneubaumaßnahmen schon deutlich weiterentwickelt. Abgesehen davon, dass über § 28o EnWG mit Ausnahme der Vorgaben zur Anreizregulierung nach § 21a EnWG sowie der Genehmigung von Entgelten nach § 23a EnWG die Regelungen nach § 21 EnWG auch für Betreiber von Wasserstoffnetzen gelten, ist festzuhalten, dass – für die Fälle eines „Opt-in“ – mit der WasserstoffNEV grundsätzlich ein vollständiger Ordnungsrahmen für die Entgeltbildung vorhanden ist. Dieser Rechtsrahmen könnte nach Auffassung der Bundesnetzagentur jedenfalls teilweise zukünftig durch eine analoge Anwendung von Vorgaben aus der WANDA-Festlegung ergänzt bzw. modifiziert werden. Auch Überlegungen zur intertemporalen Verschiebung von Kosten bzw. Entgelten betrachtet die Bundesnetzagentur nicht als per se ausgeschlossen.
- Das EU-Gaspaket steht insgesamt einer übergangsweisen, bis zur endgültigen Umstellung der Erdgasverteilernetze auf Wasserstoff erfolgenden regulatorischen Behandlung von „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten als „effiziente“ Erdgasverteilernetzkosten nicht entgegen. Der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 ist vielmehr ein im nationalen Recht bislang nicht explizit vorhandener neuer Effizienzmaßstab zu entnehmen, der bei Umsetzung in das nationale Recht eine Refinanzierung von Kosten der Vornahme von „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen über das Erdgasregulierungsregime zulässt, ohne dass dem Vorgaben der Gasverordnung (EU) 2024/1789 entgegenstünden.
- Die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 beinhaltet keine unmittelbaren Vorgaben in Bezug auf den Umgang mit „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen. Eine rechtliche Analyse der Richtlinie zeigt jedoch, dass diese – insoweit abweichend zu den vorhergehenden Binnenmarkttrichtlinien – das Ziel der Transformations- und Systemeffizienz im Hinblick auf den Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem vorgibt. Durch diese Zielvorgabe wird ein Maßstab implementiert, der vom bislang angewandten, primär am Wettbewerbsgedanken orientierten

Effizienzkostenmaßstab der Vorgängerrichtlinien abweicht bzw. diesen modifiziert.

- Der damit der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 immanente Transformationseffizienzmaßstab dürfte ausweislich der vorliegenden Untersuchung gerade auch im Rahmen der Entgeltregulierung, konkret bei der Auslegung des Kriteriums der Kostenorientierung, eine entscheidende Rolle spielen. Demnach schließt es ein solcher Transformationseffizienzmaßstab im Ergebnis nicht aus, „effiziente“ „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten für einen Übergangszeitraum bis zur endgültigen Umstellung der Erdgasverteilernetze auf Wasserstoff regulatorisch als „effiziente“ Erdgasverteilernetzkosten behandeln zu können.
- Die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 und mithin der herausgearbeitete Transformationseffizienzmaßstab sind im nationalen Recht umzusetzen. Dabei hat der nationale Gesetzgeber sicherzustellen, dass das Richtlinienziel im Sinne einer Verwirklichung des gesamten Richtlinienprogramms auf nationaler Ebene implementiert wird. Hieraus folgt, dass dem nationalen Gesetzgeber bei der Umsetzung der Richtlinienvorgaben Spielräume zukommen. Dabei könnte der nationale Gesetzgeber im Rahmen der Prüfung transformationseffizienter Kosten in Anlehnung an das bereits heute im nationalen Recht implementierte System zweistufig vorgehen.
- Auf einer ersten Stufe wäre demnach der durch die Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 modifizierte Effizienzkostenmaßstab dergestalt anzusetzen, dass die Kosten im Hinblick auf ihre Erforderlichkeit nicht nur im Zeitpunkt ihrer Genehmigung zu betrachten sind, sondern dem Ziel und dem Auftrag der Richtlinie entsprechend auch im Hinblick auf eine zukünftige, effiziente Transformation hin zu untersuchen sind. Dabei könnte die Prüfung der Effizienz von Kosten im Wege eines „Kostenabgleichs“ erfolgen, wobei folgende Kosten gegenübergestellt würden:
  1. die Kosten der allein für die Erdgasverteilernetzinfrastruktur (und damit nach bisherigem Maßstab kosteneffizienten) notwendigen Investitionen (nachfolgend: „reine Erdgasverteilernetzinvestition“),
  2. spätere, prognostizierte Kosten der für die Transformation notwendigen Investitionen bei Umstellung der Erdgasverteilernetzinfrastruktur auf Wasserstoff, wie diese ohne vorangegangene „H<sub>2</sub>-Ready“-Investition erforderlich würden (nachfolgend: „Wasserstoffumstellungsinvestition“),
  3. die zusätzlichen „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten, die dadurch entstehen, dass die Investition in die Erdgasverteilernetzinfrastruktur in einer Art und Weise erfolgt, welche die zukünftige Nutzung des betreffenden Wirtschaftsguts auch für Wasserstoff ermöglicht („H<sub>2</sub>-Ready“-Investition“, vgl. bereits die Definition oben, unter I.).

Dabei dürften „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten initial als effizient eingestuft werden, wenn die Kosten der reinen Erdgasverteilernetzinvestition addiert mit den Kosten der Wasserstoffumstellungsinvestition die Kosten der reinen Erdgasverteilernetzinvestition addiert mit den „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten übersteigen. Demgegenüber dürften „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten – zumindest initial – als ineffizient eingestuft werden, wenn die Kosten der reinen Erdgasverteilernetzinvestition addiert mit den Kosten der Wasserstoffumstellungsinvestition geringer wären als die Kosten der reinen Erdgasverteilernetzinvestition einschließlich „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten.

Im Rahmen dieses Kostenabgleichs dürften allerdings im Sinne einer Wesentlichkeitsbetrachtung auch weitergehende Kriterien für die Beurteilung heranzuziehen sein. Dazu zählen beispielsweise Kriterien der Nachhaltigkeit oder aber der Aspekt des Fachkräftemangels. Von Bedeutung dürfte diese Wesentlichkeitsbetrachtung vor allem in den Fällen sein, in denen ein Kostenabgleich im Ergebnis zeigt, dass sich die

jeweiligen Kosten nicht voneinander unterscheiden, oder aber die Kosten der „H<sub>2</sub>-Ready“-Investition addiert mit den Kosten der reinen Erdgasverteilernetzinvestition über denen liegen, die im Falle einer zeitlich gestuften Investition entstehen.

Insoweit handelt es sich bei dem so verstandenen Kostenabgleich also um eine erste Näherung im Sinne einer initialen Beurteilung der Transformationseffizienz.

- Auf einer zweiten Stufe sind Vergleichsbetrachtungen anzustellen, mit denen die Bundesnetzagentur den effizienten Kostenansatz „verproben“ können muss. So dürften die auf der ersten Stufe als effizient eingeordneten Kosten auf der zweiten Stufe einer Vergleichsbetrachtung standhalten müssen und einer – ggf. erforderlichen – Korrektur auf ein „effizientes Maß“ zugänglich sein. Dabei müssen die jeweils bestehenden Transformationsherausforderungen berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang werden insbesondere der Grundsatz „Umstellung vor Neubau“, aber auch die Konsistenz mit der jeweiligen kommunalen Wärmeplanung zu berücksichtigen sein.
- Art. 5 Abs. 1 und 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 stehen einer regulatorischen Einordnung von effizienten „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten als Kosten des Erdgasverteilernetzes nicht entgegen. Denn wenn infolge des in der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 normierten und durch den nationalen Gesetzgeber im nationalen Recht zu implementierenden Transformationseffizienzmaßstabs Kosten für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen regulatorisch als effiziente Kosten des Erdgasverteilernetzes zu berücksichtigen sind und diese Kosten demnach zulässigerweise als Kosten der im Erdgasverteilernetz genutzten Betriebsmittel einzuordnen sind, werden diese folglich auch bei der Berechnung der Netzentgelte berücksichtigt. Demzufolge sind „H<sub>2</sub>-Ready“-Kosten in diesem Fall dem regulierten Anlagevermögen der Sparte „Erdgas“ zuzuordnen, weshalb per se schon kein Finanztransfer zwischen der regulierten Dienstleistung „Erdgasverteilung“ und der regulierten Dienstleistung „Wasserstoffverteilung“ stattfindet.
- Der veränderte Effizienzmaßstab erfordert unter Berücksichtigung der Ergebnisse der durchgeführten Bestandsaufnahme Modifikationen des bestehenden nationalen Rechtsrahmens, um diesen Maßstab normativ zu verankern. Dabei ist eine Richtlinie für jeden Mitgliedstaat, an den sie gerichtet wird, hinsichtlich des zu erreichenden Ziels verbindlich, überlässt jedoch den innerstaatlichen Stellen die Wahl der Form und der Mittel.
- Die vorhandenen Regelungen in § 21 EnWG müssten zur Umsetzung des in der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 vorgegebenen Transformationseffizienzmaßstabs nicht vollständig gestrichen oder ersetzt werden. Es bleibt auch unter Anlegung eines modifizierten Effizienzkostenmaßstabs grundsätzlich dabei, dass – im Einklang mit dem Wortlaut der unionsrechtlichen Vorgaben – allgemein (nur) die Kosten des „effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ berücksichtigungsfähig sind. Allerdings gilt es, im nationalen Rechtsrahmen sicherzustellen, dass an das Kriterium des „effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ im Erdgasverteilernetzbereich zukünftig ein insbesondere vom Elektrizitätsverteilernetzbereich abweichender materieller Maßstab anzulegen ist. Dies ist im nationalen Recht normativ zu verankern, wobei zugleich sicherzustellen ist, dass die Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur hierdurch nicht unzulässig eingeschränkt wird.
- Im Hinblick auf den Umgang mit Kosten für Investitionen in Wasserstoffneubaumaßnahmen enthält das geltende regulatorische Wasserstoffregime – seine Anwendbarkeit durch „Opt-in“, gesetzliche oder behördliche Regelung durch die Bundesnetzagentur unterstellt – vor allem mit § 28o Abs. 1 S. 3 EnWG und der WasserstoffNEV bereits einen logischen

- und durchdachten Mechanismus für den Umgang mit Kosten, die anfallen, bevor es die ersten physisch an das Netz angeschlossenen Netznutzer gibt und diese durch die Zahlung von Netzentgelten einen Beitrag zur Finanzierung leisten können. Jedoch birgt dieses „Sammeln“ und die notwendige Verzinsung dieser Kosten die Gefahr in sich, dass die „angesammelten“ Kosten sehr hoch werden und dies selbst bei einer Verteilung auf maximal zehn Jahre nach Beginn der Erhebung von Netzentgelten von Netznutzern zusammen mit den dann anfallenden Betriebskosten in Summe zu prohibitiv hohen Entgelten führen wird, die den Wasserstoffhochlauf behindern. Es erscheint deshalb erforderlich, Möglichkeiten zur Verringerung dieser Kostenmasse in den Blick zu nehmen.
- Eine solche Möglichkeit ist mit der Abbildung von Kosten für Wasserstoffneubaumaßnahmen über das Erdgasregulierungsregime in den Blick zu nehmen. Relevante Anknüpfungspunkte des EU-Gaspakets für die Bewertung der Zulässigkeit einer solchen Abbildung von Kosten für Investitionen in Wasserstoffneubaumaßnahmen über das Erdgasregulierungsregime sind die für „H<sub>2</sub>-Ready“-Maßnahmen herausgearbeiteten Vorgaben der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788.
  - Eine originäre Abbildung von Investitionskosten für Wasserstoffneubaumaßnahmen über das Erdgasregulierungsregime, wie sie für „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen als möglich und zulässig befunden wurde, scheidet jedoch aus. Im Gegensatz zu „H<sub>2</sub>-Ready“-Investitionen, bei denen die originären Erdgasnetzkosten im Rahmen des in Anwendung des Transformationseffizienzmaßstabs vorzunehmenden Kostenabgleichs zusammen mit den Zusatzkosten für die Wasserstoffumstellungsinvestition betrachtet werden können, gibt es solche originären Erdgasnetzkosten im Falle von Wasserstoffneubauminvestitionen nicht.
  - Können Kosten der Wasserstoffneubauminvestition deshalb nicht als Kosten betrachtet werden, die originär dem Erdgasanlagevermögen zuzuordnen sind, so würde eine gleichwohl erfolgende Abbildung der Kosten über das Erdgasregulierungsregime einen Finanztransfer nach Art. 5 Abs. 1 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 darstellen, der den Mitgliedstaaten nach Art. 5 Abs. 2 der Verordnung grundsätzlich nicht gestattet ist.
  - Die Genehmigung eines damit an sich unzulässigen Finanztransfers kommt nur unter den in Art. 5 Abs. 4 und 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 genannten Voraussetzungen durch Genehmigung eines gesonderten Entgelts für Erdgasnetzkunden in Betracht.
  - Voraussetzung ist die Feststellung der Regulierungsbehörde, dass die Finanzierung betreffender Netze über Netzentgelte, die nur von den jeweiligen Netznutzern gezahlt werden, nicht tragfähig ist. Wann eine Finanzierung betreffender Netze über Netzzugangsentgelte, die nur von den jeweiligen Netznutzern gezahlt werden, nach Art. 5 Abs. 4 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 nicht tragfähig ist, wird in der Regelung nicht weiter präzisiert. Grundsätzlich müsste hierbei eine bestimmte Anzahl von Netznutzern zugrunde gelegt werden. Auch insoweit enthält die Verordnung keinerlei Konkretisierung. Aus den relevanten Regelungen wird jedoch ersichtlich, dass sich die fehlende Tragfähigkeit einer Finanzierung über die von den jeweiligen Netznutzern zu zahlenden Netzzugangsentgelte ausgehend von den für diese angemessenen und vorhersehbaren Entgelten beurteilen muss. Hierbei dürfte dem Mitgliedstaat bzw. der zu genehmigenden Regulierungsbehörde ein Ausgestaltungsspielraum zukommen, wobei die Regulierungsbehörde nach Art. 5 Abs. 4 S. 2 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 bei der Prüfung u. a. den Wert der prognostizierten Finanztransfers, die sich daraus ergebende Quersubventionierung zwischen den Nutzern der jeweiligen Netze und die Kosteneffizienz dieser Finanztransfers zu berücksichtigen hat.
  - Entsprechend der Definition des Begriffs „Netznutzer“ in Art. 2 Nr. 60 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788, der auch für den in Art. 5 Abs. 5 lit. a der Gasverordnung (EU) 2024/1789 verwendeten Begriff des „Nutzers“ des regulierten Anlagevermögens Bedeutung zukommt, ist hierbei auch auf „potenzielle“, also zukünftige Kunden abzustellen. Das bedeutet konkret, dass ein Finanztransfer auch bereits dann zulässig sein kann, wenn an das betreffende Netz physisch noch keine Netznutzer angeschlossen sind.
  - Die Einbeziehung auch „potenzieller Kunden“ in die Definition des Netznutzers erfordert es sodann jedoch, eine Konkretisierung dahingehend vorzunehmen, ab welchem Grad der Wahrscheinlichkeit des Anschlusses zukünftiger Netzkunden von einem „potenziellen Kunden“ gesprochen werden kann. Insoweit ist auch die Verweisung des Art. 56 Abs. 5 der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 von Relevanz, der vorgibt, dass die Regulierungsbehörde bei der Genehmigung besonderer Entgelte i. S. d. Art. 5 der Gasverordnung (EU) 2024/1789 die Ergebnisse der Prüfung des Entwicklungsplans für das Wasserstoffverteilernetz zu berücksichtigen hat. Damit verbunden ist folglich eine Bedarfsprüfung, die jedoch im Lichte der Ziele der Gasrichtlinie (EU) 2024/1788 vorzunehmen ist und daher auch den Auftrag an die Mitgliedstaaten zu berücksichtigen hat, zugunsten der Marktakteure Anreize für Investitionen durch Gewährleistung der Refinanzierbarkeit zu schaffen.
  - Zum Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland bedarf es der Ausgestaltung der Methodik eines (zulässigen) Finanztransfers im nationalen Rechtsrahmen sowie durch die nationale Regulierungsbehörde, wobei ACER auch diesbezüglich Empfehlungen abgeben darf.



Jana Michaelis, LL. M., ist Rechtsanwältin und geschäftsführende Gesellschafterin bei Rosin Bündenbender Rechtsanwalts-Gesellschaft. Sie ist seit über 19 Jahren als Anwältin im Energierecht tätig, u. a. in zwei renommierten internationalen Großkanzleien, und war Referentin für Energiepolitik in einem Bundesverband der Energiewirtschaft. Sie berät ihre Mandanten u. a. zum Recht der erneuerbaren Energien, zu Fragen der Energieregulierung und zur Wärmetransformation.



Dr. Peter Rosin ist Rechtsanwalt und geschäftsführender Gesellschafter der Rosin Bündenbender Rechtsanwalts-Gesellschaft. Er blickt auf mehr als 30 Jahre Tätigkeit in der Energiewirtschaft zurück, darunter als Leiter der globalen bzw. deutschen Energierechtspraxis zweier renommierter internationaler Großkanzleien und in leitender Funktion bei einem großen Energieversorgungsunternehmen. Er berät seine Mandanten u. a. zu Transaktionen, zum Wasserstoffrecht und zur Wärmetransformation.



Dr. Kristin Spiekermann ist Rechtsanwältin und geschäftsführende Gesellschafterin bei Rosin Bündenbender Rechtsanwalts-Gesellschaft. Sie ist seit über zehn Jahren als Anwältin im Energierecht tätig, u. a. in zwei renommierten internationalen Großkanzleien, und war zuvor wissenschaftliche Mitarbeiterin am Zentrum für Europäische Integrationsforschung der Universität Bonn. Sie berät ihre Mandanten schwerpunktmäßig in Regulierungsfragen zu Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen.