

FNB Gas - Stellungnahme

Zu den Vorschlägen der Europäischen Kommission über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff

Kurz: „Gasmarktpaket“

COM(2021) 803/ COM(2021) 804

Über FNB Gas:

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) mit Sitz in Berlin ist der 2012 gegründete Zusammenschluss der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, also der großen überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransportunternehmen. Ein inhaltlicher Schwerpunkt der Vereinigung ist der Netzentwicklungsplan Gas, der seit 2012 durch die Fernleitungsnetzbetreiber erstellt wird. Zudem vertritt die Vereinigung ihre Mitglieder auch als Ansprechpartner gegenüber Politik, Medien und Öffentlichkeit.

Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH. Sie betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz.

Inhalt

1.	Einleitung	3
2.	Vertikale Entflechtungsregelungen für Wasserstoffnetzbetreiber	4
3.	Horizontale Entflechtungsregelungen zwischen Wasserstoff- und Fernleitungsnetzbetreibern	8
4.	Finanzierung des Aufbaus des Wasserstoffsystems	11
4.1.	Verordnungsentwurf: Finanztransfers / Besonderes Entgelte	11
4.2.	Richtlinienentwurf: Finanzierung grenzüberschreitender Wasserstoff-Infrastruktur	14
5.	Entgeltmodell für Methanetze	16
6.	Entgeltmodell für Wasserstoffnetze	19
7.	Regelungen für den Netzzugang (Third Party Access)	20
8.	Regelungen zur Infrastrukturplanung für Methan und Wasserstoff	24
9.	Gasqualität und Beimischung von Wasserstoff in das Methansystem	27
10.	Sonstiges	30
10.1.	EU-Benchmarking durch ACER:	30
10.2.	Transparenz- und Veröffentlichungspflichten für Wasserstoffnetzbetreiber (Annex 1 Verordnung, Kapitel 4)	31

1. EINLEITUNG

Die Fernleitungsnetzbetreiber begrüßen grundsätzlich, dass die EU-Kommission im Rahmen ihres „Gasmarktpakets“ den zwingend und zeitnah nötigen regulatorischen Rahmen für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes in der EU schaffen möchte. Insbesondere die vorgesehene Integration der Regelungen zur Regulierung der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur in den bestehenden Rechtsrahmen für Gas ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber sinnvoll und richtig. Die Wasserstoffinfrastruktur der EU wird aus Gründen der Kosten- und Zeiteffizienz zu großen Teilen aus bestehenden und umgestellten Gasleitungen bestehen. Es ist daher folgerichtig, dass der regulatorische Rahmen für Gase (Methan und Wasserstoff) konsistent geregelt wird und klare Leitplanken für den Umstellungsprozess der Infrastrukturbetreiber setzt.

Der grundsätzliche Ansatz der EU-Kommission, im Rahmen einer Übergangsphase den Mitgliedsstaaten mehr Flexibilitäten zu erlauben, um den Markthochlauf nicht durch überbordende Bürokratie auszubremsen, begrüßen die Fernleitungsnetzbetreiber. Daher halten wir es für sinnvoll, die Ausgestaltung konkreter technischer Detailregelungen zum Netzzugang nicht im Rahmen des vorliegenden Gesetzespakets, sondern erst in darauf aufbauenden Netzkodizes zu regeln. Ob und in welcher Regelungstiefe diese dann schon bis zum 30.12.2030 in Kraft treten, sollte in Abhängigkeit der erreichten Marktreife entschieden werden.

Wir weisen darauf hin, dass die Bewertung der Vorschläge der EU-Kommission durch die Fernleitungsnetzbetreiber vor Beginn des Krieges in der Ukraine erstellt wurde und damit die aktuellen geopolitischen Auswirkungen auf den deutschen und europäischen Energiemarkt nicht berücksichtigt. In Anbetracht der aktuellen Lage müssen die Anstrengungen sowohl beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft als auch bei der Diversifizierung von Energiebezugsquellen deutlich ausgeweitet und vor allem beschleunigt werden. Für beides wird die Gasinfrastruktur eine entscheidende Rolle spielen. Es sollte daher umso mehr geprüft werden, ob die Vorschläge der EU-Kommission dem Ziel einer schnellen Transformation des Energiemarktes im Sinne der Versorgungssicherheit und des Klimaschutzes – insbesondere auch vor dem Hintergrund der neuen Situation – angemessen Rechnung tragen. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist dies derzeit nicht der Fall. Insbesondere durch die grundsätzliche Trennung zwischen Methan- und Wasserstoffnetzen durch die vorgeschlagenen Regelungen zur Entflechtung, zur Finanzierung, zur Kostenermittlung und Entgeltbildung sowie auch zur Netzentwicklungsplanung werden erhebliche Hürden und Risiken für den Aufbau der Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff geschaffen und ein schneller Markthochlauf für Wasserstoff verhindert bzw. zumindest deutlich verzögert. Grundlegende Ansätze zu mehr Schnelligkeit und Effizienz können Sie bereits der beigefügten Bewertung entnehmen.

Im Folgenden gehen wir auf die Vorschläge der EU-Kommission zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ein. Zu den ebenfalls im Rahmen des Gasmarktpakets von der EU-Kommission vorgelegten Entwürfen zur Versorgungssicherheit und Erfassung von Methanemissionen beziehen die Fernleitungsnetzbetreiber in einer gesonderten Stellungnahme Stellung.

2. VERTIKALE ENTFLECHTUNGSREGELUNGEN FÜR WASSERSTOFFNETZBETREIBER

Die EU setzt zur Erreichung ihrer ambitionierten Klimaschutzziele und zur Dekarbonisierung von energieintensiven Sektoren, insbesondere der Industrie, zurecht weitgehend auf den Energieträger Wasserstoff. Wasserstoff ermöglicht nicht nur die saisonale Speicherung erneuerbarer Energien, sondern erlaubt zudem einen effizienten Transport über weite Strecken, insbesondere wenn bereits bestehende Infrastrukturen dafür verwendet werden. Verschiedene Studien und Analysen der jüngeren Vergangenheit haben gezeigt, dass bei der Umstellung bestehender Gasleitungen auf Wasserstoff nur ca. 20 % der Kosten eines vergleichbaren Neubaus anfallen.¹ Entsprechend ist eine Weiterverwendung des gut ausgebauten europäischen Gasnetzes im Rahmen der Energiewende für die gesamte Union volkswirtschaftlich vorteilhaft und sinnvoll.

Viele bestehende Gasnetzbetreiber haben bereits konkrete Pläne vorgestellt, wie ein zukünftiges Wasserstoffnetz in Deutschland und der EU aussehen könnte. Um diese Pläne in die Tat umsetzen zu können, bedarf es jedoch noch eines klaren regulatorischen Rahmens, der die notwendigen Umstellungsprozesse regelt und den Hochlauf des Wasserstoffmarktes anreizt. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist es effektiv und sinnvoll, dabei an die bestehenden Regelungen zum Strom- und Gasmarkt anzuschließen und somit auch für den Wasserstoffmarkt eine Trennung zwischen den wettbewerblichen Aktivitäten der Gewinnung und der Versorgung auf der einen Seite sowie den nicht-wettbewerblichen Aktivitäten des Transports auf der anderen Seite vorzusehen. Einheitliche Entflechtungsregeln für die drei genannten Energiesysteme schaffen dabei für die Netzbetreiber Planbarkeit für Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur und ermöglichen die effiziente Nutzung von Synergien.

Kurzbeschreibung der relevanten Regelungen:

Die Vorschläge der EU-Kommission sehen zur vertikalen Entflechtung der Wasserstoffnetzbetreiber vor, dass Wasserstoffnetzbetreiber grundsätzlich eigentumsrechtlich entflochten sein müssen. Für vertikal integrierte Unternehmen besteht dauerhaft lediglich die Alternative, Wasserstoffnetzbetreiber als Unabhängige Wasserstoffnetzbetreiber analog zu den Regelungen des ISO-Modells im Erdgasbereich zu entflechten. Dieses Modell hat sich europaweit jedoch nicht durchgesetzt. Das Modell des Integrierten Wasserstoffnetzbetreibers analog der Regelungen des ITO-Modells im Erdgasbereich wäre, obwohl es aktuell für eine wirksame Entflechtung zwischen Netz- und Marktbereich sorgt, lediglich bis zum Ende des Jahres 2030 zulässig.

Bewertung der Kommissionsvorschläge:

Die Befristung des ITO-Modells für Wasserstoffnetzbetreiber würde einen Großteil aller bestehenden europäischen Fernleitungsnetzbetreiber faktisch vom Wasserstofftransportgeschäft ausschließen und wäre somit ein existenzielles Hindernis für die Realisierung eines europäischen Wasserstoffverbundnetzes. Das

¹ Kostenbewertung im Rahmen der European Hydrogen Backbone (2021) https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf

ITO-Modell ist in Europa im Gassektor weit verbreitet und wird aktuell von etwa 20 Fernleitungsnetzbetreibern genutzt – davon 11 Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland. Dabei wurde bei keinem dieser ITOs seit Bestehen des Dritten Binnenmarktpakets von der EU oder nationalen Regulierungsbehörden ein Verstoß gegen die Vorschriften zur Entflechtung festgestellt. Die Erfahrungen aus dem Gassektor zeigen im Gegenteil, dass das ITO-Modell gut funktioniert und in keiner Weise weniger effektiv ist als die eigentumsrechtliche Entflechtung. In einem Bericht zum ITO-Modell schlussfolgerte die EU-Kommission 2014 selbst, dass das Modell *„in der Praxis zu funktionieren scheint und in der Regel ausreichend und angemessen ist, um eine effektive Trennung des Transportgeschäfts von den Aktivitäten der Erzeugung und Vermarktung im Tagesgeschäft sicherzustellen“*². Auch die Regulierungsbehörden kamen zu einem sehr ähnlichen Ergebnis. In einem Bericht aus dem Jahr 2016 schlussfolgerte der Rat der Europäischen Regulierungsbehörden CEER, dass *„keine größeren Hindernisse festgestellt wurden, die die Unabhängigkeit der ITO beeinträchtigen könnten“*³. Es bestehen demzufolge keinerlei objektive Belege dafür, dass das ITO-Modell in der Praxis nicht effektiv funktioniert und entsprechend für Wasserstoffnetzbetreiber nicht dauerhaft angemessen wäre.

Die Befristung des ITO-Modells für Wasserstoffnetzbetreiber nimmt bestehenden Fernleitungsnetzbetreibern, die nach dem ITO-Modell zertifiziert sind, die Chance ihr Unternehmen im Rahmen der Energiewende zu reformieren und klimaneutral sowie nachhaltig auszurichten. Diese Netzbetreiber haben in aller Regel Anteilseigner, die in Aktivitäten der Energiegewinnung und -versorgung involviert sind und könnten somit eine eigentumsrechtliche Entflechtung des Wasserstoffinfrastrukturteils im Unternehmen nicht darstellen. Entsprechend bestünden für diese Unternehmen zum Ende der Zulässigkeit des ITO-Modells für Wasserstoffnetzbetreiber lediglich zwei Optionen. Entweder sie veräußern ihre Wasserstoffinfrastruktur, wodurch volkswirtschaftlich sinnvolle Synergieeffekte des gemeinsamen Betriebs von Methan- und Wasserstoffinfrastruktur verschwinden, oder die Anteilseigner der Netzbetreiber veräußern sämtliche Beteiligungen an Aktivitäten der Energiegewinnung und -versorgung. Beide Alternativen stellen einen tiefen Eingriff in Eigentumsrechte und einen klaren Negativanreiz für jegliche Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur dar.

Die von der EU-Kommission (stattdessen) vorgeschlagene Option des ISO-Modells für Wasserstoffnetzbetreiber, die ohnehin nur anwendbar wäre, wenn Netzbetreiber zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Richtlinie bereits Wasserstoffnetze besitzen, ist für bestehende Fernleitungsnetzbetreiber in der Praxis keine Alternative. Das ISO-Modell würde erfordern, dass ein Fernleitungsnetzbetreiber das zukünftige Wasserstoffnetz – einschließlich aller umgestellten Leitungen – an ein Unternehmen verpachtet, das die Anforderungen der eigentumsrechtlichen Entflechtung erfüllt. Es wäre verpflichtet, Expansionen zu finanzieren (bzw. Drittfinanzierungen zuzulassen), die das unabhängige Unternehmen und die Regulierungsbehörde für notwendig halten und das Betriebsrisiko zu übernehmen, welches es nicht begrenzen oder kontrollieren könnte. Bestehende Gas-ITOs sind Eigentümer ihrer Infrastruktur und verfügen über das notwendige technische Personal und Know-How für den sicheren Betrieb. Bei der Umsetzung des ISO-Modells wären diese Unternehmen dazu verpflichtet, den operativen Betrieb an ein anderes Unternehmen zu übertragen, wodurch ein integrierter Betrieb beider Infrastrukturen mit entsprechenden Synergien unmöglich werden

² Europäische Kommission (2014), *Report on the ITO Model* (Verfügbar [hier](#)).

³ CEER (2016), *Status Review on the Implementation of Transmission System Operators' Unbundling Provisions of the 3rd Energy Package*, p. 30 (Verfügbar [link](#))

würde. Dies würde für Fernleitungsnetzbetreiber zudem keinen Anreiz darstellen, umgestellte Leitungen zu übertragen und die Entwicklung des Netzes behindern. Darüber hinaus wäre die tatsächliche Identifizierung eines Netzbetreibers, an den das künftige Wasserstoffnetz verpachtet werden könnte, nicht offensichtlich und würde zumindest erhebliche Zeit in Anspruch nehmen, bevor die erforderlichen rechtlichen und kommerziellen Vereinbarungen getroffen werden könnten. Eine solche Tätigkeit könnte nur von einem eigentumsrechtlich entflochtenen Wasserstoffnetzbetreiber durchgeführt werden. Dass das ISO-Modell aufgrund des unausgeglichene Verhältnisses zwischen den Rechten und betriebswirtschaftlichen Haftungsrisiken des Eigentümers problematisch ist, hat sich zudem sowohl im Strom- als auch im Gassektor deutlich gezeigt. Bei den wenigen Anwendungsfällen handelt es sich ausschließlich um staatseigene Unternehmen, die dieses Modell aus strukturellen Gründen der eigentumsrechtlichen Entflechtung vorgezogen haben, oder um kleine Einzelleitungen, die keinen eigenen operativen Betrieb rechtfertigen. Es kann damit keinesfalls davon ausgegangen werden, dass das ISO-Modell für VIUs eine echte Alternative darstellen würde

Zu berücksichtigen ist außerdem, dass viele bestehende ITO-Fernleitungsnetzbetreiber im Eigentum von internationalen Finanzinvestoren und/oder Versicherungsgesellschaften sind, welche im Sinne der Entflechtung in der Regel als vertikal integrierte Unternehmen gelten, da sie aufgrund ihrer diversifizierten Investitionsstrukturen weltweit auch an Unternehmen beteiligt sind, die Aktivitäten der Energiegewinnung und -versorgung ausführen. Ohne ein ITO-Modell für Wasserstoffnetzbetreiber würden solche Finanzinvestoren faktisch davon ausgeschlossen, sich an Wasserstoffnetzbetreibern zu beteiligen und über privatwirtschaftliche Gelder am Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur mitzuwirken. In Anbetracht der von der EU-Kommission im Rahmen des Investitionsplans zum Green Deal angekündigten geplanten Mobilisierung von 1 Billionen Euro aus privaten und öffentlichen Mitteln zur Finanzierung der Energiewende wäre dieser Ausschluss nicht zielführend.

Der Ausschluss der Gas-ITOs vom Wasserstofftransportgeschäft stellt zudem nicht nur ein betriebswirtschaftliches Problem für die betroffenen Unternehmen dar. Die Mitgliedsstaaten der betroffenen ITOs haben sich historisch bewusst für eine privatwirtschaftlich organisierte Energieinfrastruktur entschieden und wären bei einem Wegfall des ITO-Modells für Wasserstoffnetzbetreiber klar gegenüber anderen Mitgliedsstaaten benachteiligt. Den Mitgliedsstaaten das ITO-Modell zu untersagen, wäre nicht mit den rechtlichen Anforderungen des EU-Vertrags an Verhältnismäßigkeit und Subsidiarität vereinbar und würde auch Fragen des Eigentumsrechts und des Investitionsschutzes sowie der de-facto-Diskriminierung aufwerfen.

Der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit verlangt, dass EU-Rechtsakte die Grenzen dessen nicht überschreiten, was erforderlich und angemessen ist, um das mit ihnen verfolgte Ziel zu erreichen. Dazu müssen die EU-Behörden anhand objektiver Kriterien prüfen, ob Maßnahmen geeignet sind, um das verfolgte Ziel zu erreichen und ihre negativen Folgen rechtfertigen. Wenn es mehrere Mittel gibt, muss sie dasjenige wählen, das bestimmte Rechte und Interessen am wenigsten einschränkt.

Die Begründungen der EU-Kommission lassen nicht den Schluss zu, dass die Beschränkung der Entflechtungsmöglichkeiten auf die eigentumsrechtliche Entflechtung und das ISO-Modell für den effizienten Aufbau eines Wasserstoffnetzes notwendig ist. Das ITO-Modell hat sich bei der Erfüllung der Anforderungen

des Dritten Binnenmarktpakets als ebenso effektiv für den Schutz des Wettbewerbes erwiesen wie die eigentumsrechtliche Entflechtung. Den Mitgliedstaaten die ITO-Option vorzuenthalten, würde zu erheblichen Nachteilen im Hinblick auf die Entwicklung und die Kosten des künftigen Wasserstoffnetzes führen. Die Anforderung an alle Wasserstoffnetzbetreiber, nach einem eigentumsrechtlichen Entflechtungs- oder ISO-Modell zu arbeiten, würde nicht dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit entsprechen.

Das Subsidiaritätsprinzip verlangt von der EU, ihr Handeln auf jene Ziele zu beschränken, die auf Ebene der Mitgliedstaaten nicht ausreichend erreicht werden können und auf EU-Ebene besser zu erreichen sind.

Mit Blick auf die Entflechtungsvorschriften gibt es objektive Argumente, warum die Mitgliedstaaten das ITO-Modell für Wasserstoff beibehalten müssten aber keine zwingenden Gründe, warum die Mitgliedstaaten diese Möglichkeit nicht haben sollten. Zudem liegen eindeutige Vorteile, die sich aus der Anwendung des ITO-Modells und Nachteile, die sich aus der Nichtanwendung des ITO-Modells ergeben würden, vor. Das Verbot der Anwendung des ITO-Modells für Wasserstoffnetze im Rahmen einer EU-Richtlinie ist daher mit dem Subsidiaritätsprinzip unvereinbar.

In Bezug auf Eigentumsrechte müssten die Mitgliedstaaten, wie oben erläutert, wenn ihnen die ITO-Option vorenthalten würde, entweder eine eigentumsrechtliche Entflechtung vorschreiben oder auf das wenig geeignete ISO-Modell zurückgreifen. Eine eigentumsrechtliche Entflechtung würde erfordern, dass entweder (i) der Fernleitungsnetzbetreiber seine Leitungen zur Umstellung an Dritte verkauft, (ii) die Anteilseigner des Fernleitungsnetzbetreibers sich von allen Anteilen an der Energiegewinnung und -versorgung trennen oder (iii) die Anteilseigner ihre Anteile am Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstoffnetzbetreiber veräußern. Dieser Ansatz würde wichtige Fragen der Entziehung von Eigentumsrechten aufwerfen.

Was die Benachteiligung anbelangt, so behält ein Mitgliedstaat, der sich für die Option der eigentumsrechtlichen Entflechtung für Gas entschieden hat, weitgehend uneingeschränkt die Möglichkeit, einen gemeinsamen Netzbetrieb für Gas und Wasserstoff zu haben. Ein Mitgliedstaat, in dem das ITO-Modell angewendet wird, hätte diese Option in der Praxis nicht.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ein Ansatz, der den Mitgliedstaaten die Nutzung der Option der ITO-Entflechtung für das künftige Wasserstoffnetz verwehren würde, nicht mit den Grundsatzprinzipien des EU-Rechts vereinbar wäre und eine existenzielle Gefahr für die Realisierung des europäischen Wasserstoffnetzes darstellt.

Lösungsvorschläge:

- Die in Art.62 Abs. 4 des Entwurfs der Gas-Richtlinie vorgesehene Frist zur Anwendung des Modelles des „Integrierten Wasserstoffnetzbetreibers“ entsprechend der Regelungen für das ITO-Modell ist zu streichen, wodurch eine dauerhafte Anwendung dieses Entflechtungsmodells zulässig wäre.

- Darüber hinaus muss für die Verteilernetze eine Lösung geschaffen werden, die den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur auch auf dieser Ebene ermöglicht, z.B. durch die Anwendung der heute bereits bestehenden Entflechtungsvorschriften für Gasverteilernetzbetreiber auch auf lokale und regionale Wasserstoffverteilernetze.

3. HORIZONTALE ENTFLECHTUNGSREGELUNGEN ZWISCHEN WASSERSTOFF- UND FERNLEITUNGSNETZBETREIBERN

Die in den Erwägungsgründen des Richtlinienentwurfes (Erwägungsgründe 68 und 70) genannten Ziele der Schaffung von Transparenz, die die EU-Kommission mit einer horizontalen Entflechtung zwischen Wasserstoff- und Fernleitungsnetzbetreibern erreichen möchte, sind nachvollziehbar und werden unterstützt. Transparenz in Bezug auf die Finanzierung und die Kosten regulierter Tätigkeiten sowie Informationen zur Verwendung der Netzzugangstarife schaffen Akzeptanz bei den Netznutzern der Infrastrukturen wie auch bei Letztverbrauchern. Die Einschätzung der EU-Kommission, dass der gemeinsame Betrieb von Wasserstoffnetzen und Gas- oder Stromnetzen Synergien schaffen kann und dieser daher zulässig sein sollte (Erwägungsgrund 68), teilen die Fernleitungsnetzbetreiber uneingeschränkt. Auch ACER und CEER teilen dies in ihrem gemeinsamen Positionspapier zu den regulatorischen Anforderungen für eine Dekarbonisierung des Gasmarktes. Bei der Wahl der Mittel unterscheiden sich die Positionen allerdings deutlich. Während im Richtlinienentwurf eine gesellschaftsrechtliche und buchhalterische Entflechtung gefordert wird, sehen ACER und CEER die Erreichung der gemeinsamen Ziele bereits durch die Verpflichtung zur buchhalterischen Entflechtung und entsprechende regulatorische Aufsicht sichergestellt.⁴ Die Fernleitungsnetzbetreiber teilen diese Sichtweise. Für eine erfolgreiche Transformation von Erdgas zu Wasserstoff muss neben Transparenz und Tarifbildung aber auch der Effizienzaspekt im Hinblick auf Kosten und Verfügbarkeit von Fachpersonal sowie Effektivität und Schnelligkeit bzgl. Umstellung und Neubau berücksichtigt werden. Neben bereits vorhandener Infrastruktur verfügen die Netzbetreiber über Jahrzehnte aufgebautes Know-How und technische Expertise zum leitungsgebundenen Energietransport sowie über entsprechendes Fachpersonal. Dieses sollte im Sinne aller Netzkunden und Verbraucher effizient auch für den Aufbau und Betrieb des Wasserstoffnetzes einsetzbar sein können. Eine informatorische und die daraus folgende organisatorische Entflechtung, die nach derzeitiger Lesart der Fernleitungsnetzbetreiber im Richtlinienentwurf enthalten ist, ist aus denselben Gründen abzulehnen, um Synergien zum Vorteil des gesamten Marktes nutzen zu können.

⁴ [ACER-CEER Position Paper on the Key Regulatory Requirements to Achieve Gas Decarbonisation, December 2021:](#)

Horizontal unbundling rules: *allow gas network operators to also become hydrogen network operators, subject to NRA approval and mandatory separate accounting between gas and hydrogen infrastructure and activities in order to ensure transparency and efficient tariff-setting*

Kurzbeschreibung der relevanten Regelungen:

Die Vorschläge der EU-Kommission sehen auf horizontaler Ebene explizit eine buchhalterische und gesellschaftsrechtliche Entflechtung zwischen Wasserstoff- und Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb einer Unternehmensgruppe vor. Zudem sind in den Regelungen zur Vertraulichkeit der Infrastrukturbetreiber allgemeine Verbote zum Austausch von wirtschaftlich sensiblen Informationen und zur Nutzung gemeinsamer Leistungen vorgesehen, welche auch auf horizontaler Ebene zwischen den Wasserstoff- und Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb einer Unternehmensgruppe gelten würden.

Bewertung der KOM-Vorschläge:

Die Ziele der EU-Kommission, Transparenz in Bezug auf die Finanzierung und die Kosten regulierter Tätigkeiten sowie die Verwendung der Netzzugangstarife zu schaffen, werden von den Fernleitungsnetzbetreibern geteilt. Die Schlussfolgerungen, die die EU-Kommission daraus für die Gestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen zieht, sehen die Fernleitungsnetzbetreiber allerdings sehr kritisch. Die Ziele können effizient und effektiv durch eine Verpflichtung zur buchhalterischen Entflechtung und eine entsprechende regulatorische Aufsicht erreicht werden. Die darüber hinaus von der EU-Kommission vorgeschlagene Verpflichtung zur gesellschaftsrechtlichen, informatorischen und organisatorischen Entflechtung von Gas- und Wasserstoffnetzbetreibern schafft keinen weiteren Beitrag zur Erfüllung der gesetzten Ziele. Im Gegenteil verhindert sie insbesondere durch das Verbot des Austausches von wirtschaftlich sensiblen Informationen und der Nutzung von gemeinsamen Leistungen (vgl. Art. 50 und insbesondere Art. 36 des Richtlinienentwurfs, der in einen neuen Kontext gestellt wird) die Realisierung des enormen Synergiepotentials, welches bei einem gemeinsamen Betrieb von Erdgas- und Wasserstoffnetzen gegeben ist.

Die EU-Kommission selbst erkennt an, dass ein gemeinsamer Betrieb von Wasserstoff- und Gasnetzen Synergien schafft und daher zulässig sein sollte (Erwägungsgrund 68 Richtlinienentwurf). Unterstützt wird sie hierin u.a. auch von ACER und CEER⁵. Synergien ergeben sich insbesondere dadurch, dass das über Jahrzehnte aufgebaute Know-How und die technische Expertise der Netzbetreiber zu leitungsgebundenem Energietransport und das vorhandene entsprechende Fachpersonal gemeinsam für den Wasserstoff- und Erdgastransport genutzt werden kann. Ferner können die Umstellung von Gasleitungen auf den Transport von Wasserstoff, aber auch der erforderliche Neubau von Wasserstoffleitungen oder auch Gasleitungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit im verbleibenden Gasnetz nur durch eine integrierte Betrachtung von Gas- und Wasserstoffnetzen effizient, schnell, effektiv, passgenau und vollständig aufeinander abgestimmt umgesetzt werden. Eine gesellschaftsrechtliche, informatorische und organisatorische Entflechtung würde die Hebung dieses enormen Synergiepotentials verhindern – ohne dabei einen Mehrwert zur buchhalterischen Entflechtung hinsichtlich der Erreichung der o.g. Ziele der Transparenz zu schaffen. ACER und CEER schlagen daher richtigerweise eben keine gesellschaftsrechtliche, informatorische und organisatorische Entflechtung vor. Eine solche Entflechtung verhindert eine kosteneffiziente und zeitnahe

⁵ [ACER-CEER Position Paper on the Key Regulatory Requirements to Achieve Gas Decarbonisation, December 2021:](#)

Horizontal unbundling rules: *allow gas network operators to also become hydrogen network operators, subject to NRA approval and mandatory separate accounting between gas and hydrogen infrastructure and activities in order to ensure transparency and efficient tariff-setting*

Marktentwicklung und führt zu ineffizienten Doppelstrukturen – vorausgesetzt es wäre überhaupt zusätzliches, qualifiziertes Fachpersonal am Markt verfügbar, was die Fernleitungsnetzbetreiber auch angesichts der demografischen Entwicklung in den Unternehmen und der bereits aktuell gegebenen Herausforderung der Akquise entsprechenden Fachpersonals bezweifeln. Der Aufbau zusätzlichen Fachpersonals, welches derzeit am Markt nicht verfügbar ist, würde Zeit in Anspruch nehmen, die vor dem Hintergrund eines zeitnahen Markthochlaufs nicht zur Verfügung steht. Eine Konkurrenz um Fachpersonal aufgrund von zwei getrennt zu betreibenden Netzinfrastrukturen wird das Risiko von Verzögerungen oder gar eines Scheiterns beim Aufbau des Wasserstoffnetzes von morgen signifikant erhöhen. Bau, Wartung und Betrieb der Wasserstoff- und Gasnetze erfordern grundsätzlich die gleichen Qualifikationen und Geräte und können von demselben Personal umgesetzt werden. Die Gas- und Wasserstoffnetze werden sich Seite an Seite entwickeln und den Einsatz desselben Wartungs- und Reparaturpersonals sowie ähnlicher IT- und Kontrollanlagen/-systeme erfordern und ermöglichen. Für das Heben der Synergien ist es essenziell, dass nicht nur Leistungen/Personal gemeinsam genutzt werden können, sondern auch Informationen zu Bau, Betrieb, Wartung und Netzplanung zwischen den Wasserstoff- und Gasnetzbetreibern ausgetauscht werden können. Die von der EU-Kommission vorgesehene weitgehende informatorische und organisatorische Entflechtung ist mit dem Ziel, Synergien zu nutzen, nicht vereinbar und daher abzulehnen. Zudem ist fraglich, wie eine effektive integrierte Netzplanung im Rahmen des notwendigen Umstellungsprozesses erfolgen soll, wenn die notwendigen Informationen dazu nicht zwischen den Gas- und Wasserstoffnetzbetreibern ausgetauscht werden dürften.

Die Erfahrungen in Deutschland im Rahmen der Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas haben deutlich gezeigt, dass insbesondere bei zeitlichen Restriktionen eine integrierte Planung und Durchführung einer Infrastrukturumstellung unerlässlich ist. Auch im Rahmen der Energiewende gilt es, keine wertvolle Zeit durch ineffiziente bürokratische Hürden und Administration zu vergeuden, insbesondere wenn dadurch kein zusätzlicher Nutzen für den Markt in Gänze erreicht wird. Für eine schnelle und effektive Umstellung der bestehenden Gasinfrastruktur auf Wasserstoff muss es wirksam vertikal entflochtenen Netzbetreibern daher möglich sein, beide Infrastrukturen gemeinsam und integriert aufzubauen und zu betreiben.

Zudem könnten sich durch die gesellschaftsrechtliche Trennung steuerliche Problematiken und Bürokratie bei der Übertragung von Leitungs- und Wegerechten zwischen den Gesellschaften ergeben. Bei der Übertragung von Assets (z.B. Netzen) zwischen zwei Rechtsträgern können u.U. nach dem deutschen Steuerrecht ertragsteuerlich stille Reserven aufgedeckt werden und es somit zu einer beträchtlichen Steuerlast für die Netzbetreiber kommen. Darüber hinaus werden mit den übertragenen Netzen auch Grund und Boden mitübertragen (z.B. Verdichterstationen), was zu einer Grunderwerbsteuerlast führen kann (5% des Verkehrswerts der Immobilie im Bundesdurchschnitt).

Lösungsvorschläge:

- Das in Art. 36 (1) des Entwurfs der Gasrichtlinie vorgesehene Verbot der Weitergabe von wirtschaftlich sensiblen Informationen und das Verbot der Nutzung gemeinsamer Einrichtungen für den Fernleitungsnetzbetreiber ist anzupassen, sodass sich diese Verbote ausschließlich auf die vertikale Entflechtungsebene beziehen und ein entsprechender

Informationsaustausch sowie die Nutzung gemeinsamer Einrichtungen zwischen dem Fernleitungsnetzbetreiber und dem Wasserstoffnetzbetreiber innerhalb einer Unternehmensgruppe vollumfänglich zulässig ist.

- Das in Art. 50 (1) des Entwurfs der Gasrichtlinie vorgesehene Verbot der Weitergabe von wirtschaftlich sensiblen Informationen für den Wasserstoffnetzbetreiber ist anzupassen, so dass sich dieses Verbot ausschließlich auf die vertikale Entflechtungsebene bezieht und ein entsprechender Informationsaustausch zwischen dem Fernleitungsnetzbetreiber und dem Wasserstoffnetzbetreiber innerhalb einer Unternehmensgruppe vollumfänglich zulässig ist.
- Der Art. 63 des Entwurfs der Gasrichtlinie, der eine gesellschaftsrechtliche Trennung auf horizontaler Ebene vorsieht, ist ersatzlos zu streichen.

4. FINANZIERUNG DES AUFBAUS DES WASSERSTOFFSYSTEMS

4.1. VERORDNUNGSENTWURF: FINANZTRANSFERS / BESONDERES ENTGELTE

Die Energiewende in Europa kann nur gelingen, wenn die Bezahlbarkeit der Energie für die Konsumenten gewährleistet und somit eine positive Akzeptanz des Wandels geschaffen wird. Das Ziel des regulatorischen Rahmens muss es daher sein, prohibitiv hohe Entgelte zu vermeiden und vorhersagbare, planbare Tarife zu ermöglichen. Dies muss sowohl in der Markthochlaufphase des Wasserstoffmarktes gewährleistet sein als auch in der Phase sinkenden Erdgasbedarfes. Viele Erdgaskunden von heute werden die Wasserstoffkunden von morgen sein. Eine Sozialisierung von Kosten zwischen Erdgas- und Wasserstoffkunden bzw. Wasserstoff- und Erdgaskunden ist für eine erfolgreiche Energiewende daher unerlässlich. Paradigmen, die vor der Energiewende zielführend waren, sind im Rahmen der Energiewende auf den Prüfstand zu stellen. Ein gemeinsames reguliertes Anlagevermögen und in deren Folge eine einheitliche Entgeltbildung für Erdgas und Wasserstoff ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber die effizienteste Form der gerechtfertigten Sozialisierung der Kostentragung. Auch der deutsche Gesetzgeber hat in § 112b EnWG das klare Ziel der Anpassung des regulatorischen Rahmens zur gemeinsamen Regulierung und Finanzierung der Gas- und Wasserstoffnetze verankert. Bereits über eine buchhalterische Trennung könnte eine monetäre Trennung transparent gewährleistet werden. Der alternative Ansatz des besonderen Entgeltes ist hochkomplex, enthält im Detail viele offene Fragen, muss zunächst durch den Mitgliedstaat und dann die Regulierungsbehörde umgesetzt werden und birgt hohes Konfliktpotential, dessen zeitliche und inhaltliche Dimension einen erfolgreichen Markthochlauf behindern wird.

Kurzbeschreibung der relevanten Regelungen:

Durch Art. 4 des Entwurfs der Verordnung wird den Mitgliedsstaaten die Möglichkeit eröffnet, sogenannte „Finanztransfers“ zwischen den getrennt zu haltenden regulierten Anlagevermögen von Gas, Strom oder Wasserstoff über den Weg eines „besonderen Entgeltes“ vorzunehmen:

Ein Mitgliedsstaat kann Finanztransfers zwischen getrennten regulierten Services unter bestimmten Voraussetzungen erlauben (Art. 4 (2) Verordnungsentwurfs). Dies sind im Wesentlichen:

- a) Alle für den Finanztransfer erforderlichen Erlöse, werden über ein besonderes Entgelt eingenommen;
- b) Das besondere Entgelt wird nur an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern, die in demselben Mitgliedstaat beheimatet sind wie der Empfänger des Finanztransfers, erhoben.
Die Regulierungsbehörde kann den Finanztransfer und das besondere Entgelt genehmigen, vorausgesetzt dass (Art. 4 (3) Verordnungsentwurfs):
 - a) die Netzzugangstarife bei den Nutzern des regulierten Anlagevermögens erhoben werden, das von dem Finanztransfer profitiert;
 - b) die Summe der Finanztransfers und der durch Netzzugangstarife erzielten Erlöse nicht höher als die zulässigen Erlöse sind;
 - c) ein Finanztransfer für einen befristeten Zeitraum genehmigt wird, der in keinem Fall länger sein darf als ein Drittel des Abschreibungszeitraums der betreffenden Infrastruktur.

Zum Datum der Annahme (= 1 Jahr) spricht ACER Empfehlungen an Fernleitungs- oder Wasserstoffnetzbetreiber und Regulierungsbehörden zu Methoden für (Art. 4 (4) Verordnungsentwurfs) aus:

- a) die Bestimmung des Wertes der Vermögenswerte, die in ein anderes reguliertes Anlagevermögen übertragen werden sowie Zuordnung der daraus gegebenenfalls resultierenden Gewinne und Verluste;
- b) die Berechnung der Höhe und der maximalen Dauer des Finanztransfers und des besonderen Entgeltes;
- c) die Kriterien für die Zuweisung von Beiträgen zu dem besonderen Entgelt bei den Endkunden, die Anschluss an das regulierte Anlagevermögen haben.

Bewertung der KOM-Vorschläge:

Die Regelungen des Verordnungsentwurfs zur Entgeltbildung sind an vielen Stellen äußerst unklar formuliert, so dass eine Beurteilung kaum möglich ist. Sie erscheinen insgesamt auch für den Markt äußerst komplex zu sein, ohne dass die Zielrichtung ausreichend verständlich beschrieben und die Auswirkungen ausreichend beleuchtet wurden. Die Unsicherheit wird auch dadurch erhöht, dass die Regelungen erst noch durch Netzkodizes, delegierte Rechtsakte der EU-Kommission und Empfehlungen von ACER zu Methodiken der Kalkulation der Finanztransfers und des besonderen Entgeltes auszugestalten sind, und zwar ohne Ziel- bzw. wenigstens Richtungsvorgaben durch die Richtlinie und die Verordnung. Sowohl Komplexität als auch die langjährigen Unsicherheiten leisten keinen Beitrag

für einen schnellen Markthochlauf, weder auf Seiten der Kunden noch auf Seiten der Netzbetreiber und Investoren.

Potenzielle Empfehlungen seitens ACER u.a. zu Assetübertragungen, zu Umfang und Laufzeit der Finanztransfers und des besonderen Entgeltes sind so flexibel auszugestalten, dass die unterschiedlichen Geschwindigkeiten beim Markthochlauf in Europa und die Besonderheiten und ggf. bereits bestehende Regelungen in den einzelnen Mitgliedsstaaten berücksichtigt werden können. Am effizientesten würde dies durch einen lernenden Regulierungsrahmen erreicht werden können. Beispielsweise erfolgt im deutschen Regulierungssystem, wie durch die Wasserstoff-Netzentgeltverordnung vorgesehen, die Übertragung von Assets zwischen zwei regulierten Anlagevermögen zu Restwerten. Auch künftig muss gesichert sein, dass die Übertragung unter vollständigem Werterhalt erfolgt.

Die im Entwurf der Verordnung vorgesehene zeitliche Limitierung des Finanztransfers auf „maximal 1/3 der Abschreibungsdauer der betroffenen Infrastruktur“ erscheint in der operativen Umsetzung sehr komplex und wenig transparent. Eine Betrachtung je individuellem Wirtschaftsgut schränkt nicht nur die Flexibilität der Regelung deutlich ein, sondern erhöht den Aufwand bei den Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden ohne einen erkennbaren Nutzen für den Markt. Das vermutlich hinter der Regelung stehende Ziel, Finanztransfers nicht unbegrenzt zu ermöglichen, wäre effizienter durch eine Evaluierungsverpflichtung zur weiteren Notwendigkeit zu erreichen. Z.B. könnte eine Evaluierung nach 15 bis 20 Jahren in zeitlicher Anlehnung an die maximale Vertragslaufzeit gemäß Art. 6 (3) Verordnungsentwurf festgelegt werden.

Die im Verordnungsentwurf vorgesehene Beschränkung der Finanztransfers auf Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern, die in demselben Mitgliedstaat beheimatet sind wie der Empfänger der Finanztransfers, wäre nur gerechtfertigt, wenn im Gegenzug auch eine Tarifierung der Grenzübergangspunkte vorgesehen wird. Wenn die Kosten des besonderen Entgeltes nur durch die nationalen Letztverbraucher getragen werden sollen, dann ist dies nur zu rechtfertigen, wenn diesen auch entsprechende Erlöse aus der Bepreisung von Grenzübergangspunkte zufließen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber verstehen die Regelungen zu den Finanztransfers so, dass diese innerhalb eines Mitgliedsstaates Wasserstoffnetzbetreiber-übergreifend ermittelt und als einheitliche Umlage auf die betreffenden Transporttarife im Erdgas-Fernleitungsbereich umgelegt würden. Die Vereinnahmung erfolgt somit über Kapazitätsentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber, der Ausgleich anteilig über alle Wasserstoffnetzbetreiber – analog zur Biogaswälzungsumlage in Deutschland. Der Verweis in Art 4 (2) auf Art. 4 (1) des Verordnungsentwurfes könnte unter Umständen missinterpretiert werden in der Form, dass die besonderen Entgelte nur innerhalb eines Konzerns zulässig wären. Eine Klarstellung, dass dies nicht gemeint ist, ist erforderlich.

Die in Art. 4 (3a) des Verordnungsentwurfs enthaltene Regelung, dass „Netzzugangstarife bei den Nutzern des regulierten Anlagevermögens erhoben werden, das von dem Finanztransfer profitiert“, ist unverständlich und Bedarf der Klarstellung.

Lösungsvorschläge:

- Ein gemeinsames reguliertes Anlagevermögen und in deren Folge eine einheitliche Entgeltbildung für Erdgas und Wasserstoff ist als Basis der Ausgestaltung der Verordnung zu implementieren.

Hilfsweise ist Folgendes umzusetzen:

- Die in Art. 4 (3c) des Verordnungsentwurfs vorgesehene zeitliche Limitierung der besonderen Entgelte auf „maximal 1/3 der Abschreibungsdauer der betroffenen Infrastruktur“ ist zu streichen. Ggf. könnte alternativ eine Verpflichtung der nationalen Regulierungsbehörde zur Evaluierung der weiteren Notwendigkeit eines Finanztransfers nach 15 – 20 Jahren vorgesehen werden.
- Die in Art. 4 (2b) des Verordnungsentwurfs vorgesehene Beschränkung der Erhebung der besonderen Entgelte auf Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern, die in demselben Mitgliedstaat beheimatet sind wie der Empfänger des Finanztransfers, darf nur in Kombination mit einer Tarifierung der Grenzübergangspunkte vorgenommen werden.
- Die in Art. 4 (4) des Verordnungsentwurfs vorgesehene Verpflichtung von ACER, Empfehlungen zu Methoden u.a. zu Assetübertragungen, zu Umfang und Laufzeit von Finanztransfers und besonderen Entgelte auszusprechen, ist um die Zielvorgabe zu ergänzen, dass ACER die unterschiedlichen Geschwindigkeiten beim Markthochlauf in Europa und die Besonderheiten in den einzelnen Mitgliedsstaaten zu berücksichtigen hat.
- Klarstellung in Art. 4. (2) des Verordnungsentwurfes, dass die besonderen Entgelte analog dem Biogaswälzungsmechanismus als einheitliche Umlage auf die betreffenden Transporttarife im Erdgas-Fernleitungsbereich umgelegt werden; die Vereinnahmung somit über Kapazitätsentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt, der Ausgleich anteilig über alle Wasserstoffnetzbetreiber.
- Die in Art. 4 (3a) des Verordnungsentwurfs enthaltene Regelung, dass Netzentgelte den Nutzern des regulierten Anlagevermögens berechnet werden, welches von einem Finanztransfer profitiert, ist zu überarbeiten, so dass deren Regelungsgehalt deutlich wird.

4.2. RICHTLINIENENTWURF: FINANZIERUNG GRENZÜBERSCHREITENDER WASSERSTOFF-INFRASTRUKTUR

Die Fernleitungsnetzbetreiber teilen die im Erwägungsgrund 119 des Richtlinienentwurfs genannte Grundannahme, dass gut vernetzte Wasserstoffmärkte in der Union für eine erfolgreiche Energiewende notwendig sind und daher Investitionen in grenzüberschreitende Wasserstoffinfrastruktur erleichtert bzw. nicht behindert werden sollten. Dies kann am effizientesten durch eine Bepreisung der Grenzübergangspunkte erfolgen. Die vorgeschlagene Regelung eines verpflichtenden

grenzüberschreitenden Kompensationsmechanismus führt zu hohen Unsicherheiten für den Markt, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber und Investoren bzgl. des Designs und der Implementierungsdauer grenzüberschreitender Kompensationen zwischen Wasserstoffnetzbetreibern. Gerade bei den ITC-Mechanismen ist angesichts der diesbezüglichen Erfahrungen in Deutschland mit der Festlegung zur horizontalen Kostenwälzung (HoKoWä) und den Festlegungen zu REGENT/AMELIE von einem langwierigen und streitigen Prozess auszugehen, wobei hier durch die grenzüberschreitende und am Ende EU-weite Komponente von einer noch deutlich größeren Vielfalt der zu berücksichtigenden Aspekte sowie auch Positionen der beteiligten Unternehmen, Regulierungsbehörden und auch Mitgliedsstaaten auszugehen ist. Sowohl die systeminhärente Komplexität als auch die langjährigen Unsicherheiten und Konfliktpotentiale werden keinen positiven Beitrag für einen schnellen Markthochlauf leisten.

Kurzbeschreibung der relevanten Regelungen:

Art. 53 des Entwurfs der Richtlinie enthält Regelungen für die Finanzierung von grenzüberschreitenden Wasserstoffinfrastruktur-Projekten. Sofern ein Wasserstoff-Interconnector im EU-TYNDP steht, aber kein IPCEI-Projekt ist, sollen die angrenzenden und betroffenen Wasserstoff-Netzbetreiber einen Projektplan inkl. Antrag auf eine grenzüberschreitende Kostenallokation erstellen und dies den betroffenen Regulierungsbehörden gemeinsam vorlegen. Diese sollen abgestimmte Entscheidungen treffen zur Verteilung der Investitionskosten auf die im Projekt involvierten Netzbetreiber. Geschieht dies nicht innerhalb von 6 Monaten, soll ACER eine Entscheidung treffen.

Nach dem 31.12.2030 sollen alle betroffenen Wasserstoffnetzbetreiber innerhalb von 3 Jahren und bis zum 31.12.2033 ein System zur finanziellen Kompensation verhandeln, um die Finanzierung der grenzüberschreitenden Wasserstoffinfrastruktur sicherzustellen. Während der Entwicklung des Systems sollen die Wasserstoffnetzbetreiber umfangreiche Marktkonsultationen durchführen. Wenn bis zum 31.12.2033 keine Vereinbarung zwischen den Wasserstoffnetzbetreibern erzielt werden kann, sollen die Regulierungsbehörden gemeinsam innerhalb von zwei Jahren entscheiden. Gelingt dies nicht, soll ACER eine Entscheidung treffen.

Für den Übergang zu einem System zur finanziellen Kompensation sollen bestehende Kapazitätsverträge nicht von den eingeführten finanziellen Kompensationsmechanismen betroffen sein. Details sollen in einem Netzcodex festgelegt werden.

Bewertung der KOM-Vorschläge:

Auch wenn die in Art. 53 des Entwurfs der Richtlinie vorgesehene grenzüberschreitende Finanzierung ein theoretisch nachvollziehbarer Ansatz ist, wäre er in der praktischen Umsetzung mit hohen Unsicherheiten und hohem Konfliktpotential versehen. Ein in Summe positiver Beitrag zur Energiewende kann durch einen derartigen finanziellen Kompensationsmechanismus nicht erzielt werden, da sich der Prozess zur Bestimmung der Kompensationsregeln auch ohne gerichtliche

Auseinandersetzungen bis mindestens 2036 hinziehen dürfte (Vorliegen der ACER-Entscheidung). Ein Anreiz, in grenzüberschreitende Infrastruktur zu investieren, könnte transparenter und gerichtsfester und somit auch effizienter über die Tarifierhebung auch an Grenzübergangspunkten erzielt werden. Zumal der Verzicht auf die Erhebung von Tarifen an Grenzübergangspunkten in der Konsultation des Gasbinnenmarktpaketes nur von wenigen Marktteilnehmern positiv bewertet wurde. Daher überrascht es umso mehr, dass in dem Entwurf der Richtlinie ein praxisfremdes Modell eines finanziellen Kompensationsmechanismus aufgenommen wurde, anstatt den etablierten, transparenten und nachvollziehbaren Weg der Tarifierung von Grenzübergangspunkten zu gehen.

Lösungsvorschläge:

- Streichung des Art. 53 des Entwurfs der Richtlinie und Aufnahme der Möglichkeit für Mitgliedstaaten, auf freiwilliger Basis einen Ausgleichsmechanismus, der individuell zwischen den Mitgliedstaaten verhandelbar ist, zu vereinbaren.

5. ENTGELTMODELL FÜR METHANNETZE

Der zunehmende Einsatz von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen ist unverzichtbar für die Dekarbonisierung in Deutschland bzw. der EU. Die Fernleitungsnetzbetreiber unterstützen daher den Ansatz der Förderung, um den Hochlauf zu unterstützen. Die Förderung sollte jedoch nicht über den Umweg der Netzentgelte (insbesondere auch in Verbindung mit äußerst komplexen und aufwendigen Mechanismen bei der Umsetzung für die Netzbetreiber aber auch alle anderen Marktteilnehmer), sondern über den Commodity-Markt bzw. den Zertifikatshandel erfolgen. Eine weitere Möglichkeit der Förderung wäre die Vorgabe von bestimmten Quoten für erneuerbare und CO₂-arme Gase für Lieferanten.

Kurzbeschreibung der relevanten Regelungen:

Durch Art. 16 des Entwurfs der Verordnung werden Nachlässe auf die kapazitätsbasierten Tarife für erneuerbare und CO₂-arme Gase vorgeschrieben:

An Einspeisepunkten aus Erzeugungsanlagen sowie an Einspeise- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen soll ein Nachlass von 75% gewährt werden. Der Nachlass an Speicheranlagen soll allerdings nicht gewährt werden, wenn die Speicheranlage an mehrere Fernleitungs- oder Verteilernetze angeschlossen ist und im Wettbewerb mit einem Grenzübergangspunkt genutzt wird. Überdies soll der Nachlass nur in den Mitgliedstaaten gewährt werden, in denen die erneuerbaren und CO₂-armen Gase zuerst in das Netz eingespeist wurden. Die Nachlässe können unter Einhaltung bestimmter Voraussetzungen durch die Regulierungsbehörden abgesenkt, jedoch nicht erhöht werden. Details zu den Nachlässen können im Netzkodex zu Tarifstrukturen geregelt werden und die EU-Kommission wird ermächtigt, die Höhe dieser Nachlässe per delegiertem Rechtsacht zu verändern.

Ab dem ersten Januar des Jahres nach Verabschiedung der Verordnung sollen Netznutzer von Fernleitungsnetzbetreibern grundsätzlich einen Nachlass in Höhe von 100% an allen Grenzübergangspunkten (einschließlich Einspeisepunkten von und Ausspeisepunkten zu Drittstaaten) und an Einspeisepunkten von LNG-Terminals für erneuerbare und CO₂-arme Gase erhalten, nachdem sie dem Fernleitungsnetzbetreiber einen Nachhaltigkeitsnachweis basierend auf einem entsprechenden Nachhaltigkeitszertifikat nach RED II vorgelegt haben. Allerdings soll der Nachlass nur für den kürzest möglichen Weg – bezogen auf die Grenzübergänge zwischen dem Ort, an dem die spezifische Erklärung über den Nachhaltigkeitsnachweis auf der Grundlage des Nachhaltigkeitszertifikats erstmals in der Uniondatenbank registriert wurde, und dem Ort, an dem diese als eingelöst wurde – gewährt werden. Der Nachlass gilt nicht für einen möglichen Auktionsaufschlag. Wenn sich die Erlöse eines Fernleitungsnetzbetreibers aus diesen besonderen Tarifen aufgrund der Anwendung des Nachlasses um 10% verringern, müssen der betroffene und alle benachbarten Fernleitungsnetzbetreiber über einen Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern verhandeln und sich innerhalb von drei Jahren einigen. Sollte keine Einigung in der Frist erzielt werden, sollen die beteiligten Regulierungsbehörden innerhalb von zwei Jahren gemeinsam über einen solchen Mechanismus entscheiden. Sollten sie nicht in der Lage sein, eine Einigung in zwei Jahren zu erreichen, oder bei einem gemeinsamen Antrag wird die Entscheidung durch ACER getroffen. Weitere Einzelheiten für die Umsetzung des Nachlasses sollen in einem nicht näher spezifizierten Netzkodex festgelegt werden.

Bewertung der KOM-Vorschläge:

Der Vorschlag der EU-Kommission hinsichtlich der Nachlässe an Erzeugungsanlagen erscheint grundsätzlich umsetzbar, allerdings stellt der Nachlass um maximal 75% eine Verschlechterung für diese Anlagen in Deutschland dar, denn aktuell werden an den entsprechenden Einspeisepunkten keine Entgelte angesetzt. Der potenzielle Nachlass in Höhe von maximal 75% an Speicheranlagen hätte in Deutschland keine Auswirkung, denn nach der REGENT-Festlegung wird aktuell an Speicheranlagen generell ein Rabatt in dieser Höhe gewährt.

Die Vorschläge der EU-Kommission bezüglich der Anwendung von Nachlässen an Speicheranlagen, Grenzübergangspunkten sowie LNG-Terminals sind in der Umsetzung äußerst komplex, aufwendig und teilweise nicht umsetzbar. So hat beispielsweise der Fernleitungsnetzbetreiber in einem Entry-/Exit-System mit grundsätzlich frei zuordenbaren und getrennt nutzbaren Ein-/Ausspeisekapazitäten keine Möglichkeit festzustellen, ob das Gas, das in den Speicher eingespeichert oder aus diesem ausgespeichert werden soll, zuerst in Deutschland in das Netz eingespeist wurde oder bei einem Transport über mehrere Grenzen der kürzest mögliche Weg genutzt wurde. Hinsichtlich der Nachlässe an Erzeugungs- und Speicheranlagen ist überdies unklar, wie der Fernleitungsnetzbetreiber prüfen soll, dass es sich um erneuerbares oder CO₂-armes Gas handelt. Im Gegensatz zu Art. 16 Abs. 5 des Entwurfs der Verordnung, der auf Nachhaltigkeitszertifikate verweist, jedoch nur für die dort geregelten Nachlässe gilt, ist in Art. 16 Abs. 1 keine diesbezügliche Regelung zu finden. Unklar ist zudem, ob der Nachlass auf die gesamte am jeweiligen Punkt durch einen Netznutzer gebuchte Kapazität wirkt oder nur hinsichtlich der tatsächlich nachweislich für den Transport von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen genutzten Kapazität zu gewähren ist. Ersteres würde

ungerechtfertigte Nachlässe über den eigentlichen Förderzweck hinaus bedeuten und dürfte zugleich eine Kapazitätshortung anreizen, was zu vertraglichen Engpässen führen würde. Letzteres würde einen zusätzlichen, hohen Aufwand bei der Umsetzung des Nachlasses bedeuten.

Darüber hinaus ist zu bedenken, dass durch die Nachlässe auch an Grenzübergangspunkten zu Drittstaaten und an Einspeisepunkten von LNG-Terminals Transporte von einem Drittstaat bzw. einem LNG-Terminal durch die EU zu einem Drittstaat komplett ohne Entgelt möglich wären (z.B. bei einer Einspeisung von grünem LNG in Rotterdam und Weitertransport über Deutschland in die Schweiz). Netzbetreiber innerhalb der EU würden in einem solchen Fall keinerlei Entgelte erhalten und die Kosten müssten durch die übrigen Kunden getragen werden. Dies erscheint nicht nur unangemessen, sondern widerspricht völlig dem Grundsatz der Kostenverursachungsgerechtigkeit.

Unabhängig davon ist das Volumen der Ein- bzw. Ausspeisung von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen und damit der Umfang der Nachlässe und dementsprechend das Ausmaß der Umverteilung der Kosten kaum prognostizierbar. Etwaige Mehr- oder Mindererlöse werden zu volatileren Entgelten führen, deren Schwankungen den Endverbraucher kaum noch vermittelbar wären.

Der ab der oben genannten Schwelle vorgeschriebene grenzüberschreitende Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern würde einen enormen Aufwand für alle Beteiligten bedeuten. Zudem ist seine Wirkung im Sinne einer Umverteilung von Kosten mangels konkreter Regelungen oder wenigstens einer Zielbeschreibung in keiner Weise vorhersehbar. Aufgrund der Erfahrungen in Deutschland bezüglich der HoKoWä-Festlegung sowie auch der REGENT- und AMELIE-Festlegungen ist davon auszugehen, dass die Verhandlungen sowohl zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern als auch den Regulierungsbehörden äußerst Streitig und langwierig sein werden. Es ist zusätzlich davon auszugehen, dass die Vielfalt der unterschiedlichen Interessen, Ausgangssituationen, Rahmenbedingungen und Überlegungen grenzüberschreitend noch deutlich größer sein werden als nur auf deutscher Ebene. Ferner dürfte der Einigungsdruck bei den Beteiligten deutlich unterschiedlich sein, da es bei einem solchen Mechanismus stets Gewinner und Verlierer gibt bzw. zumindest regelmäßig ein solcher Eindruck aufkommt. Vor diesem Hintergrund ist nicht damit zu rechnen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber oder aber auch die Regulierungsbehörden eine Einigung erzielen werden, sondern ACER am Ende entscheiden muss, wobei sich eine gerichtliche Überprüfung der ACER-Entscheidung anschließen dürfte. Das bedeutet, dass sich der Prozess schnell über mehr als sechs Jahre hinziehen kann, was die Planungssicherheit sowohl bei den Netzbetreiber als auch den Investoren und Kapitalgebern als auch den Kunden über einen sehr langen Zeitraum gefährdet. Positive Effekte auf den Markthochlauf wären somit nicht zu erwarten. Hierbei ist überdies zu berücksichtigen, dass der Prozess startet, sobald bei einem Fernleitungsnetzbetreiber die 10%-Schwelle überschritten ist. Sodann sind er sowie alle benachbarten Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, Verhandlungen über den Kompensationsmechanismus zu beginnen. Es ist nicht nur unklar, welche Netzbetreiber genau als benachbarte Fernleitungsnetzbetreiber gemeint sind (alle mit dem betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber über Netzkopplungspunkte verbundene Fernleitungsnetzbetreiber?). Vielmehr werden mit der Zeit durch Überschreiten der 10%-Schwelle bei anderen Fernleitungsnetzbetreibern immer wieder neue Netzbetreiber hinzukommen, bis der Effekt bei allen eingetreten ist bzw. alle durch die Eigenschaft als benachbarte

Fernleitungsnetzbetreiber Teil des Ausgleichsmechanismus geworden sind. Hier ist damit zu rechnen, dass ggf. erreichte Zwischenstände bei den Verhandlungen durch das Hinzutreten neuer Unternehmen erneut beginnen müssen, wobei die Fristen für die zuvor verpflichtete Gruppe wohl nicht erneut starten.

Lösungsvorschläge:

- Art. 16 des Entwurfs der Verordnung ist zu streichen. Wie oben beschrieben würden die negativen Effekte auf den Markthochlauf von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen die positiven deutlich übersteigen. Zielführender wäre eine Förderung über den Commodity-Markt bzw. den Zertifikatshandel oder die Vorgabe von bestimmten Quoten für erneuerbare und CO₂-arme Gase für Lieferanten.

6. ENTGELTMODELL FÜR WASSERSTOFFNETZE

Trotz immer wieder aufgekommener Diskussion ist es beim hochentwickelten Erdgasbinnenmarkt u.a. wegen der fortgeschrittenen europäischen Gasmarktintegration, der hohen Liquidität an den Gashandelspunkten sowie mangels Unterstützung durch den Markt nicht zu Änderungen des bewährten Systems gekommen, auch an Grenzübergangspunkten Entgelte für Einspeise- und Ausspeisebuchungen anzusetzen. Laut den Ausführungen im Verordnungsentwurf hat das Ergebnis der Marktkonsultation der EU-Kommission ebenfalls nur eine sehr geringe Unterstützung des Ansatzes der Kommission durch die Marktteilnehmer ergeben. Es erschließt sich daher nicht, warum an dieser Stelle von den etablierten und akzeptierten Regelungen im Erdgas abgewichen werden sollte.

Kurzbeschreibung der relevanten Regelungen:

Ab 2031 bzw. bei einer früheren Einführung eines regulierten Netzzugangs für Wasserstoffnetze ab diesem Zeitpunkt sollen die Grundsätze der Netzentgeltregulierung für Erdgasnetze auch für Wasserstoffnetze gelten. Allerdings dürfen ab 2031 keine Entgelte an Grenzübergangspunkten zwischen zwei Mitgliedstaaten angesetzt werden.

Bewertung der KOM-Vorschläge:

Die verpflichtende Einführung von regulierten Entgelten auf Basis der auch für Erdgas geltenden Grundsätze ab Geltung des regulierten Netzzugangs – also spätestens ab 2031 – ist nachvollziehbar.

Nicht nachvollziehbar ist jedoch die Regelung, nach der ab 2031 keine Entgelte an Grenzübergangspunkten zwischen zwei Mitgliedstaaten angesetzt werden dürfen. Hier soll ein im Rahmen der Quo Vadis-Studie für den hochentwickelten Erdgasmarkt diskutierter, dort aber nicht umgesetzter Ansatz nun überraschend für

die noch aufzubauende Wasserstofftransportinfrastruktur umgesetzt werden, obwohl dieser in der Marktkonsultation der EU-Kommission auch für den Wasserstoffbereich kaum Unterstützung gefunden hat.

In einem Entry/Exit-System wird die Transportleistung der Netzbetreiber über die von Transportkunden buchbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten vermarktet. Bei Transiten innerhalb der EU würden nach dem Vorschlag der EU-Kommission jedoch keine Entgelte anfallen, obschon sie Kosten auslösen, je nach Lage sogar mehr als die Produktion im jeweiligen Land, was zu Verzerrungen führen kann. Der Ansatz könnte auch dazu führen, dass verstärkt entfernter gelegene Speicher genutzt werden, was Auswirkungen auf die Kapazitätsmodelle haben könnte. Zugleich sind an Ein- und Ausspeisepunkten, die nicht bepreist werden, vertragliche Engpässe zu befürchten, die nicht nur zu Marktverzerrungen führen, sondern auch falsche Ausbausignale an den innereuropäischen Grenzen senden würden.

Demnach sollten auch Ein- und Ausspeisepunkte an Grenzen zwischen zwei Mitgliedstaaten der EU im Sinne eines verursachungsgerechten Modells entsprechend bepreist werden. Dadurch wird eine Beteiligung von Transiten innerhalb der EU an den Transportkosten sichergestellt, und zwar ohne Notwendigkeit eines komplexen, aufwendigen und streitanfälligen grenzüberschreitenden finanziellen Kompensationsmechanismus. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die grenzüberschreitende Wasserstofftransportinfrastruktur in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten erst aufgebaut werden muss, wobei dies zunächst in Form von einzelnen Clustern (insbesondere auch durch IPCEI-Projekte) erfolgen wird, die dann sukzessive durch noch zu schaffende Verknüpfungen zu einem Entry/Exit-System zusammengeführt werden müssen. Es ist keinesfalls davon auszugehen, dass dies schon 2031 abgeschlossen sein wird, was die Anforderungen an einen finanziellen Kompensationsmechanismus weiter verkomplizieren würde und voraussichtlich eine ständige Nachjustierung erfordern würde.

Lösungsvorschläge:

- Art. 6 (7) Satz 2 des Entwurfs der Verordnung ist ersatzlos zu streichen. Wie oben beschrieben findet der Ansatz „keine Bepreisung von Grenzübergangspunkten“ praktisch keine Unterstützung weder im Erdgas- noch im sich erst zu entwickelnden Wasserstoffmarkt.

7. REGELUNGEN FÜR DEN NETZZUGANG (THIRD PARTY ACCESS)

Zum 01.10.2021 wurde durch die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber das deutschlandweite Marktgebiet Trading Hub Europe durch die Zusammenlegung der Marktgebiete GASPOOL und NCG gegründet. Vorausgegangen waren Marktgebietskonsolidierungen auf regionaler Ebene über einen Zeitraum von ca. 20 Jahren, um insbesondere die kapazitativen und bilanziellen Fragestellungen zu lösen. Herausfordernd war für das deutschlandweite Marktgebiet insbesondere die aus der Marktgebietszusammenlegung resultierende Reduzierung des Angebotes von frei zuordenbaren festen Transportkapazitäten um ca. 75% durch neue

Instrumente (sogenannte MBI – marktbasierende Instrumente) wieder auf das Niveau vor der Marktgebieten-zusammenlegung anzuheben. Dies konnte nur gelingen, da die Fernleitungsnetze zum einen eine gewisse Anzahl an internen Verbindungspunkten aufweisen und zum anderen, da es sich beim deutschen Erdgasmarkt um einen sehr weit entwickelten, äußerst liquiden Markt handelt, der durch die Vielzahl von Anbietern entsprechende MBI-Angebote jederzeit bereitstellen kann.

Die Wasserstoffinfrastruktur und der Wasserstoffmarkt stehen hingegen erst am Anfang der Entwicklung. Der Aufbau der Netzinfrastruktur wird zunächst über Einzelprojekte bzw. einzelne Cluster erfolgen. Erstes Ziel wird der Aufbau von Clustern sein und erst im zweiten Schritt die Verbindung von realisierten Projekten, die realistisch nicht vor 2026 zu erwarten sind. Ein annähernd liquider Markt wie im Erdgasbereich wird sich erst deutlich danach entwickeln können. Die Zusammenführung der Wasserstoffnetze zu einem deutschlandweiten Marktgebiet ist daher nur langfristig vorstellbar.

Ein einheitliches Bilanzierungsregime im Wasserstoff – analog GaBi Gas – ist ab einem gewissen Reifegrad des Wasserstoffmarktes sicherlich sinnvoll. Ein einheitliches Marktgebiet ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber vor dem Hintergrund der gemachten Erfahrungen im Erdgasbereich allerdings erst deutlich später umsetzbar. Die Definition eines „Entry-Exit-Systems“ muss daher die Einteilung von Wasserstoffnetzen in Zonen bzw. Marktgebiete nach technischer und (volks-) wirtschaftlicher Betrachtung auch bei Anwendung eines einheitlichen Bilanzierungsregimes zulassen.

Kurzbeschreibung der relevanten Regelungen:

Ab 2031 müssen gemäß Art. 6 (6) des Verordnungsentwurfs Wasserstoffnetze als Entry-Exit-Systeme organisiert sein.

- Art. 2 (30) des Verordnungsentwurfs definiert Entry-Exit-System wie folgt: „Entry-Exit-System“ meint die Aggregation aller Fernleitungs- und Verteilnetze oder aller Wasserstoffnetze, für die ein spezifisches Bilanzierungsregime gilt.
- Art. 2 (53) des Richtlinienentwurfs definiert Entry-Exit-System hingegen anders: „Entry-Exit-System“ meint die Aggregation aller Fernleitungs- und Verteilnetze, für die ein spezifisches Bilanzierungsregime gilt.
- Art. 2 (31) Verordnungsentwurf und Art. 2 (54) Richtlinienentwurf definieren Bilanzierungszone wie folgt: „Bilanzierungszone“ meint ein Entry-Exit-System, für das ein spezifisches Bilanzierungsregime gilt.

Die maximale Laufzeit von Kapazitätsverträgen beträgt gemäß Art. 6 (3) des Verordnungsentwurfs 20 Jahre für Infrastruktur, die vor dem Inkrafttreten der Verordnung fertiggestellt ist, und 15 Jahre für Infrastruktur, die danach fertiggestellt wird. Regulierungsbehörden wird das Recht eingeräumt, kürzere maximale Laufzeiten festzulegen, sofern dies notwendig ist, um das Funktionieren des Marktes sicherzustellen, Wettbewerb zu schützen und zukünftige grenzüberschreitende Integration sicherzustellen.

Bis zum 31.12.2030 können Mitgliedsstaaten sich nach Art. 31 (4) Satz 1 des Richtlinienentwurfs für den verhandelten Netzzugang entscheiden. Ist dies der Fall, sollen die Regulierungsbehörden die Wasserstoffnutzer über die Betroffenheit verhandelter Tarife durch die Einführung des regulierten Netzzugangs informieren (Art. 31 (5) Richtlinienentwurf).

Art. 5 (3) des Verordnungsentwurfs enthält die bereits heute bestehende Verpflichtung für die Fernleitungsnetzbetreiber, virtuelle Kopplungspunkte zu bilden. Neu eingeführt werden soll, dass jede kontrahierte Kapazität an den Kopplungspunkten unabhängig vom Zeitpunkt des Vertragsabschlusses auf den virtuellen Kopplungspunkt zu übertragen ist.

Bewertung der KOM-Vorschläge:

Ein einheitliches Bilanzierungsregime im Wasserstoff auf nationaler Ebene als Zielmodell – analog GaBi Gas – wird ab einem gewissen Reifegrad des Wasserstoffmarktes unterstützt. Damit finden Marktteilnehmer auch bei der aus kapazitativen und bilanziellen Gründen notwendigen Einteilung in mehrere Entry-Exit-Systeme (Marktgebiete) einheitliche Bilanzierungsregeln vor. Eine Standardisierung der Bilanzierungsregeln sollte nicht vor 2031 verpflichtend sein, um in der Startphase den Wasserstoffprojekten mit wenigen Partnern bzw. Kunden benötigte Flexibilitäten für die Entwicklung zu ermöglichen. Verpflichtende Standards sollten somit erst nach 2026 eingeführt werden. Dies ist bei der Erstellung der entsprechenden Netzkodizes zu berücksichtigen.

Mehrere Entry-Exit-Systeme (Marktgebiete) innerhalb eines Mitgliedstaates hingegen müssen über einen längeren Zeitraum – also deutlich über 2031 hinaus – möglich sein. Das Angebot frei zuordenbarer fester Kapazitäten über größere Bilanzierungszonen hinweg stellt immense Anforderungen an die technische Verknüpfung der Wasserstoffnetze und setzt eine hohe Liquidität des Marktes voraus. Räumlich größere Marktgebiete oder sogar ein deutschlandweites Marktgebiet sind damit vor dem Hintergrund der gemachten Erfahrungen im Erdgasbereich erst deutlich nach der Vereinheitlichung der Bilanzierungsregeln umsetzbar. Die Definitionen eines „Entry-Exit-Systems“ muss daher die Einteilung von Wasserstoffnetzen in Zonen bzw. Marktgebiete nach technischer und (volks-) wirtschaftlicher Betrachtung auch bei Anwendung eines einheitlichen Bilanzierungsregimes zulassen. Dies ist durch die bisherige Definition nicht sichergestellt. Die Definition ist entsprechend zu überarbeiten.

Die Definition eines „Entry-Exit-Systems im Verordnungsentwurf unterscheidet sich zudem von der im Richtlinienentwurf. Hier ist eine Vereinheitlichung notwendig.

Um den Aufbau eines Wasserstoffmarktes überhaupt initiieren zu können, ist es essenziell, dass den Infrastrukturbetreibern wie auch den initialen Wasserstoffkunden die Möglichkeit gegeben wird, langfristige Verträge abzuschließen. Diese geben sowohl den Kunden Planungssicherheit für die notwendigen Investitionen in die Umstellung ihrer Infrastruktur als auch den Netzbetreibern in Bezug auf die Refinanzierung ihrer Investitionen. Das in Art. 6 (3) des Verordnungsentwurfs angelegte Recht der Regulierungsbehörden, kürzere maximale Vertragslaufzeiten festzulegen, sieht bisher hierfür

keine Verpflichtung vor, dies bei einer Entscheidung zur Verkürzung zu berücksichtigen. Eine entsprechende Verpflichtung der Regulierungsbehörden sollte daher aufgenommen werden. Die vorgesehene Maximaldauer von 20 Jahren für bestehende Wasserstoffsysteme läuft zudem in der Praxis ins Leere, da die meisten geplanten Wasserstoffinfrastrukturprojekte zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Verordnung noch nicht fertiggestellt sein werden. Die Regelung zur Absenkung der maximalen Vertragsdauer auf 15 Jahre sollte daher erst ab 2031 greifen.

Art. 31 (5) des Richtlinienentwurfs wirft diverse Fragen auf. Dort heißt es, dass bis zum 31.12.2030 Mitgliedsstaaten sich für den verhandelten Netzzugang entscheiden können. Ist dies der Fall, sollen die Regulierungsbehörden die Wasserstoffnutzer über die Betroffenheit verhandelter Tarife durch die Einführung des regulierten Netzzugangs informieren. Eine Bewertung dieser Regelung kann derzeit nicht erfolgen, hierfür wären weitere Details notwendig. Auch ist erklärungsbedürftig, wie Art. 31 (5) und Art. 53 (8) des Richtlinienentwurfs im Verhältnis zueinander zu verstehen sind.

Der Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber aus Art. 19 (9) Network Code CAM, alle Kopplungspunkte zu einem benachbartem Marktgebiet zu virtuellen Kopplungspunkten (VIPs) zusammenzufassen, sind die Fernleitungsnetzbetreiber bereits umfassend nachgekommen. Zum 01.04.2022 werden die beiden letzten nach der Zusammenlegung der Marktgebiete zum deutschlandweiten Marktgebiet THE zusammenzufassenden THE-VIPs an den Start gehen. Um durch die Umsetzung der regulatorischen Verpflichtung keine Kündigungsrechte für Bestandsverträge zu generieren und um daraus resultierende Entgeltsteigerungen für die übrigen Kunden zu vermeiden, haben die Fernleitungsnetzbetreiber das sogenannte „Duale Modell“ gewählt. Kennzeichnung dieses Modells ist, dass Bestandsverträge an den bisherigen Kopplungspunkten verbleiben und alle Neuverträge am VIP abgeschlossen werden, wobei einheitliche Entgelte und einheitliche operative Regelungen für alle Verträge gelten. Dieses Vorgehen ist vom Markt akzeptiert und von der Regulierungsbehörde nicht beanstandet worden. Die in Art. 5 (3) Satz 2 des Verordnungsentwurfes ergänzte Regelung, dass jede kontrahierte Kapazität an Kopplungspunkten unabhängig vom Zeitpunkt des Vertragsschlusses (demnach auch Bestandserträge) auf den VIP zu übertragen ist, bringt keinen Mehrwert oder Vorteile für den Markt und hat potentiell nicht gewollte Tarifsteigerungen aufgrund von Vertragskündigungen zur Folge. Daher ist Art. 5 (3) zu streichen, mindestens aber der Satz 2.

Lösungsvorschläge:

- Eine Standardisierung der Bilanzierungsregeln sollte nicht vor 2031 verpflichtend sein.
- Mehrere Entry-Exit-Systeme (Marktgebiete) innerhalb der Geltung eines einheitlichen Bilanzierungsregimes, was in der Regel für mindestens einen Mitgliedstaat gelten dürfte, müssen über einen längeren Zeitraum – deutlich nach 2031 – möglich sein.
- Die Definition eines „Entry-Exit-Systems“ im Verordnungsentwurf und im Richtlinienentwurf unterscheiden sich. Diese sind zu vereinheitlichen.

- Das in Art. 6 (3) des Verordnungsentwurfs angelegte Recht der Regulierungsbehörden, kürzere maximale Vertragslaufzeiten festzulegen, ist um eine Verpflichtung für die Regulierungsbehörden zu ergänzen, negative Einflüsse auf die Planungs- und Refinanzierungsmöglichkeiten für die betroffenen Netzbetreiber bei der Entscheidung für eine Verkürzung zu berücksichtigen. Darüber hinaus sollte die Reduzierung der maximalen Vertragsdauer von 20 auf 15 Jahre frühestens ab dem Jahr 2031 greifen.
- Art. 31 (5) des Richtlinienentwurfs ist in der vorliegenden Form unverständlich und erklärungsbedürftig.
- Art. 5 (3) des Verordnungsentwurfes ist zu streichen, mindestens aber der Satz 2.

8. REGELUNGEN ZUR INFRASTRUKTURPLANUNG FÜR METHAN UND WASSERSTOFF

Der Aufbau der Wasserstofftransportinfrastruktur kann nur dann schnell, klimaschonend und volkswirtschaftlich effizient erfolgen, wenn er im Wesentlichen durch die Umstellung von vorhandenen Erdgasleitungen erfolgt. Dies erfordert eine enge Verzahnung der Netzentwicklungsplanungen für Gas- und Wasserstoffnetze. Eine solche Verzahnung wäre insbesondere durch eine Erweiterung des NEP Gas um Wasserstoff zu gewährleisten. Zudem zeigen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in ihrem aktuellen und letzten NEP Gas, dass sich die Methan- und Wasserstoffnetzplanung iterativ bedingen. Durch die Integration des Wasserstoffs in den NEP Gas können zugleich Abstimmungsverluste vermieden werden, die einen erheblichen Aufwand nach sich ziehen und damit den Prozess verlangsamen würden. Insbesondere für die Umstellung von Methan auf Wasserstoff zeigen die positiven Erfahrungen mit der Umstellung von L- auf H-Gas, dass ein solcher integrierter Prozess im Rahmen des NEP Gas transparent und effizient zu bewerkstelligen ist.

Zusätzlich ist eine engere Zusammenarbeit mit den verschiedenen Akteuren der Energieversorgung unabdingbar, um die Herausforderung der Transformation des Energiesystems erfolgreich und klimagerecht durchführen zu können. Gleichzeitig müssen jedoch auch die verschiedenen Gegebenheiten der Energiesysteme berücksichtigt werden. Insbesondere die Prozesse vor, sowie während der Stromnetzplanung einerseits und der Gas- und Wasserstoffnetzplanung andererseits unterscheiden sich mitunter signifikant. Diese individuellen Rahmenbedingungen sollten demnach unbedingt bei der Anpassung des rechtlichen Ordnungsrahmens berücksichtigt werden.

Kurzbeschreibung der relevanten Regelungen:

Um der Notwendigkeit für eine zunehmend integrierte Strom- und Gasnetzplanung gerecht zu werden, sieht die EU-Kommission Anpassungen in den Bestimmungen zur nationalen Netzentwicklungsplanung sowie die Einführung einer gänzlich neuen Rechtsgrundlage für die Wasserstoffnetzentwicklung vor. Der Richtlinienentwurf sieht in Art. 51 einige neue Inhalte für den nationalen Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) vor. Zu nennen sind hier u.a.:

- Der NEP Gas muss Angaben darüber liefern, welche wichtigen Infrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden müssen, wobei die Beschränkung auf Fernleitungsinfrastrukturen gestrichen wurde.
- Er muss auf einem gemeinsamen Szenariorahmen beruhen, der von den zuständigen Infrastrukturbetreibern, zumindest denen aus dem Gas- und dem Strombereich, einschließlich der jeweiligen Verteilernetzbetreiber, gemeinsam erarbeitet wird.
- Er muss mit dem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan sowie den integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichten im Einklang stehen und das Ziel der Klimaneutralität unterstützen.
- Bei der Erstellung des NEP Gas sind Alternativen zum Netzausbau, wie etwa die Nutzung von Möglichkeiten zur Nachfragesteuerung, der erwartete Verbrauch nach Anwendung des Grundsatzes „Energieeffizienz an erster Stelle“, der Handel mit anderen Ländern und der unionsweite Netzentwicklungsplan, zu berücksichtigen. Er bewertet, auf welche Weise einem sowohl das Gas- als auch das Stromsystem betreffenden Bedarf begegnet werden kann, sofern möglich, und berücksichtigt dabei Informationen über den am besten geeigneten Standort und die optimale Größe von Energiespeicher- sowie Strom-zu-Gas-Anlagen.
- Zudem muss der NEP Gas Informationen über Infrastrukturen, die stillgelegt werden können oder werden, enthalten.

Demgegenüber sieht Art. 52 des Richtlinienentwurfs für das Wasserstoffnetz lediglich eine Berichtserstattung verpflichtend vor. Die Wasserstoffnetzbetreiber sollen in regelmäßigen Abständen eine Übersicht über die Wasserstoffnetzinfrastruktur, die sie zu erreichen beabsichtigen, an die Regulierungsbehörde übermitteln. Die Übersicht muss insbesondere Informationen über den mit Netznutzer ausgehandelten Kapazitätsbedarf (Volumen und Laufzeit) und die Verwendung von umgewidmeten Erdgasrohleitungen für den Transport von Wasserstoff enthalten. Zudem muss sie mit den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen sowie den integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichten im Einklang stehen und das Ziel der Klimaneutralität unterstützen. Auf der Grundlage der übermittelten Übersicht veröffentlichen die Wasserstoffnetzbetreiber regelmäßig einen gemeinsamen Bericht über die Entwicklung des Wasserstoffsystems. Den Mitgliedstaaten steht es demgegenüber frei, die Anforderungen an den NEP Gas auch auf Wasserstoffnetzbetreiber anzuwenden, also einen separaten Netzentwicklungsplan Wasserstoff analog des NEP Gas vorzuschreiben.

Bewertung der KOM-Vorschläge:

Die Fernleitungsnetzbetreiber lehnen die Erstellung eines gemeinsamen Szenariorahmens entschieden ab. Es sollte stattdessen in einem vorgelagerten Prozess eine gemeinsame Szenariogrundlage insbesondere durch Sicherstellung gleicher Inputparameter geschaffen, sowie eine zeitliche Harmonisierung der jeweiligen Netzentwicklungsplanungsprozesse Strom und Gas umgesetzt werden. Dadurch würde zum einen ein einheitlich abgestimmtes Set an Annahmen und Zielvorgaben gewährleistet, während zum anderen die individuellen Planungs- und Prozessschritte der Netzbetreiber berücksichtigt würden.

Zudem sollte der bislang bedarfsorientierte Ansatz in der Gasnetzplanung für die Betrachtungszeiträume t+5 sowie t+10 zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit weiterhin beibehalten werden. Um im Einklang mit den nationalen Energie- und Klimaplänen zu sein, schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber eine Erweiterung der bisherigen Betrachtungszeiträume um ein weiteres Modellierungsjahr, bspw. t+15 vor, welches hingegen szenarienbasiert modelliert würde. Die Beibehaltung des bedarfsorientierten Ansatzes für die Jahre t+5 und +10 ist auch vor dem Hintergrund essentiell, dass nur so in einem iterativen Prozess Methanleitungen aus der bestehenden Gasinfrastruktur herausgelöst werden können, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden. Ein reines Abstellen auf eine szenarienbasierte Modellierung würde dies nicht gewährleisten können und nicht nur die Versorgungssicherheit in Deutschland in Gefahr bringen, sondern auch den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur deutlich behindern.

Die Abbildung der Verteilernetzinfrastruktur im NEP Gas erfolgt bereits durch die Berücksichtigung der Ein- und Ausspeiseleistungen und –mengen an den Netzkopplungspunkten (z.B. VNB Langfristprognosen). Die weitere Einbeziehung der Verteilernetzinfrastruktur in den NEP Gas ist nicht leistbar. Der Abstimmungsbedarf wäre schon aufgrund der starken Diversität der Aufgaben enorm und ein solcher Prozess mit den über 700 Akteuren nicht praktikabel. Die Beteiligung der Verteilernetzbetreiber sollte über einen vorgelagerten Prozess erfolgen, z.B. im Rahmen der Erstellung eines Systementwicklungsplans.

Zur Aufnahme von Informationen über geplante Stilllegungen im NEP Gas ist zu beachten, dass Stilllegungen mit einem Verlust der öffentlich-rechtlichen Genehmigung und der privatrechtlichen Sicherung der Leitung verbunden sind. Daher ist hier im Kontext der Netzentwicklungsplanung nicht auf Stilllegungen, sondern auf eine perspektivisch anderweitige Nutzung bzw. Umstellungsmöglichkeit auf Wasserstoff abzustellen.

Hinsichtlich der Netzentwicklungsplanung für Wasserstoff ist der Vorschlag der EU-Kommission unzureichend. So fehlt es an konkreten Vorschlägen, wie die eigentliche Wasserstoff-Netzplanung ausgestaltet werden soll. Informationen über den Umfang von Umstellungen von Erdgas auf Wasserstoff können nur dann gegeben werden, wenn es einen integrierten Netzplanungsprozess Gas und Wasserstoff gibt und die Leitungen über einen iterativen Prozess ermittelt werden können. Hier schaffen zusätzlich Entflechtungsregelungen hohe Hürden z.B. bei der Identifizierung von umzustellenden

Leitungen. Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft wird so nicht vorankommen. Insbesondere muss auch für Wasserstoffnetze ein verbindlicher NEP-Prozess auf nationaler Ebene eingeführt werden, eine bloße Berichterstattung reicht nicht aus. Zudem ist eine enge Verzahnung mit dem NEP Gas zwingend erforderlich.

Die Erfahrungen zeigen, dass für den Erfolg jedes Planungsprozesses eine enge Zusammenarbeit aller Beteiligten eine wesentliche Erfolgsvoraussetzung ist. Hier sollten potenzielle kartellrechtliche Implikationen und Risiken für die Netzbetreiber ausgeschlossen werden. Aus diesem Grund sollten bereits die europäischen Vorgaben klarstellen, dass die Kooperation der Netzbetreiber erforderlich und geboten ist. Daher sprechen wir uns vor allem auch vor dem Hintergrund des Erfordernisses des schnellen Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur als wesentlicher Baustein der Dekarbonisierung dafür aus, einen integrierten Netzentwicklungsplanungsprozess Gas und Wasserstoff einzuführen.

Lösungsvorschläge:

- Der Art. 51 des Richtlinienentwurfs ist für einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan aller Gase um Wasserstoff zu erweitern. Die Regelungen für den Bericht zur Wasserstoffinfrastruktur aus Artikel 52 des Richtlinienentwurfs sind entsprechend entbehrlich.
- Der in Art. 51 (1) e) des Richtlinienentwurfs geforderte gemeinsame Szenariorahmen zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern ist durch eine gemeinsame Grundlage für die jeweils getrennten Szenariorahmen zu ersetzen.
- Der Art. 51 (2) lit. a des Richtlinienentwurfs ist weiterhin auf Fernleitungsnetze zu beschränken (die entsprechende Streichung ist rückgängig zu machen).

9. GASQUALITÄT UND BEIMISCHUNG VON WASSERSTOFF IN DAS METHANSYSTEM

Vor dem Hintergrund steigender Anteile erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im europäischen Fernleitungssystem gewinnen Aspekte der Gasqualität u.a. für den grenzüberschreitenden Gastransport an Bedeutung. Europäische Gasqualitätsstandards können in diesem Kontext einen Rahmen bilden, um einen sicheren Transport zu gewährleisten und den Markthochlauf erneuerbarer und dekarbonisierter Gase begleitend zu unterstützen. Von hoher Wichtigkeit ist hierbei, dass die in Deutschland geltenden Regelungen zur Gasqualität nicht unterlaufen bzw. abgeschwächt werden. Weiterhin gilt es zu verhindern, dass die Fernleitungsnetzbetreiber an Grenzübergangspunkten Gasqualitäten akzeptieren müssen, die an innerdeutschen Netzkopplungspunkten nicht abgegeben werden dürfen.

Darüber hinaus ist eine enge Kooperation der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber zentral, um einen barrierefreien Transport von Erdgas und erneuerbaren sowie dekarbonisierten Gasen zu gewährleisten und eventuelle Beschränkungen im grenzüberschreitenden Gastransport zu verhindern. Analog zur steigenden

Bedeutung der Gasqualität müssen entsprechende Fragen bzgl. Zuständigkeit, Verantwortlichkeit und Haftung unter den Akteuren der Gaswirtschaft eindeutig geklärt werden. Die Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz ist ein möglicher Weg zum klaren Ziel der Fernleitungsnetzbetreiber, zukünftig reine Wasserstoffnetze zu betreiben. Eventuelle Beimischungsgrenzen müssen für die gesamte europäische Gasinfrastruktur gelten und die Verantwortlichkeiten zur Einhaltung der beschlossenen Grenzwerte müssen klar definiert sein. Die technische Umsetzbarkeit spezifischer Wasserstoff-Beimischungsanteile ist hierbei gegebenenfalls abhängig von verschiedenen Parametern (z.B. Schwankung der Beimischungsanteile, Netzbeschaffenheit, Regelung der Beimischung in Pendelzonen, Gasverwendung) und bedarf weiterer technischer Untersuchung.

Kurzbeschreibung der relevanten Regelungen:

Um die Unterbrechung grenzüberschreitender Gasflüsse und die Segmentierung des europäischen Gasmarktes zu vermeiden, schlägt die Europäische Kommission vor, EU-weite Standards im Bereich Gasqualität zu stärken. In diesem Zusammenhang sollen weiterhin die Zusammenarbeit europäischer Fernleitungsnetzbetreiber sowie die Verantwortlichkeiten im Gasqualitätsmanagement geregelt werden.

Zusätzlich schlägt die EU-Kommission eine für Fernleitungsnetzbetreiber obligatorisch zu akzeptierende Wasserstoff-Beimischungsquote von 5%vol an innereuropäischen Grenzübergangspunkten vor. Höhere Beimischungsquoten sollen bilateral zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern vereinbart werden können.

Bewertung der KOM-Vorschläge:

Die Kommission schlägt vor, eine stärkere europäische Standardisierung der Gasqualität mithilfe der Überarbeitung des bestehenden Netzkodex für Interoperabilität (NC INT) zu realisieren (Art. 53 Verordnungsentwurf). Im Detail sollen Wobbe-Index Klassifizierung, Kosten-Nutzen-Analysen zur Verhinderung von gasqualitätsbezogenen Transporthindernissen, ein Schlichtungsmechanismus, Mindeststandards für die Gasqualität von Biomethan, Kurz- und Langzeitüberwachung von Gasqualitätsparametern, Informationsbereitstellung, Kooperation und Kommunikation, Veröffentlichungspflichten sowie Transparenzanforderungen in den NC INT aufgenommen werden.

Prinzipiell ist eine europäische Standardisierung der Gasqualitätsparameter zu begrüßen. Der bestehende NC INT stellt eine geeignete Grundlage dar, die oben genannten Prozesse (Wobbe-Index, Kosten-Nutzen-Analysen etc.) zu verankern. Die Überarbeitung des NC INT erfolgt durch ENTSOG und damit letztlich durch die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber, welche die notwendige Expertise bereitstellen können. Die konkreten Gasqualitätsparameter für eine europäische H-Gas-Norm werden jedoch weiterhin durch CEN erarbeitet (Mandat 400). Zu beachten ist, dass die aus den neuen Anforderungen zur Einhaltung von Gasqualitätsstandards entstehenden Kosten gegenüber den nationalen Regulierungsbehörden geltend gemacht werden können. Hierfür wird eine Koordinierung mit den entsprechenden Behörden nötig sein.

Die von der EU-Kommission vorgeschlagene Erarbeitung eines NC INT für Wasserstoff, welcher die oben genannten Elemente des NC INT für Gas spiegelt, ist kritisch zu betrachten. Effizienter wäre die Integration von Wasserstoff-Netzkodizes in das bestehende System der Gas-Netzkodizes. Hierdurch ließen sich Synergien sowie bestehende technische Expertise der Fernleitungsnetzbetreiber optimal nutzen. Im Rahmen des NC INT sollte die Erarbeitung von Wasserstoffqualitätsstandards auf die Betrachtungen des Europäischen Komitee für Normung (CEN) aufbauen und gegebenenfalls Elemente aus bestehenden nationalen Regelungen, z.B. aus dem deutschen DVGW-Arbeitsblatt G 260, übernehmen.

Eine von der Kommission vorgeschlagene engere Zusammenarbeit der Fernleitungsnetzbetreiber in Gasqualitätsfragen (Art. 19 Verordnungsentwurf) ist grundsätzlich zu begrüßen. Mit Bezug auf den beschriebenen Schlichtungsprozess ist anzumerken, dass technische und operative Restriktionen am effizientesten bilateral zwischen Fernleitungsnetzbetreibern ausgeräumt werden können. Die im Schlichtungsprozess vorgeschlagenen Schritte (Art. 19 (4) a-e Verordnungsentwurf) geben hierzu einen konkreten Fahrplan sowie eine Kostenverteilung vor. Ergänzend hierzu sollte eine Informationspflicht auf Seiten der Endverbraucher, Speicherbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber etc. bezüglich technischer und operativer Gasqualitätsanforderungen eingeführt werden, um eine nachhaltige Schlichtung zu gewährleisten.

Mit Bezug auf die vorgeschlagenen Verantwortlichkeiten im Bereich Gasqualitätsmanagement besteht Klärungsbedarf. Laut Art. 35 (4) des Richtlinienentwurfs wird den Fernleitungsnetzbetreibern eine Pflicht im Gasqualitätsmanagement zugeschrieben: „Die Fernleitungsnetzbetreiber gewährleisten in ihren Anlagen im Einklang mit den geltenden Gasqualitätsnormen ein effizientes Gasqualitätsmanagement.“ Hieraus geht nicht eindeutig hervor, inwieweit Fernleitungsnetzbetreiber in die aktive Gasaufbereitung investieren müssen. Eine simple Ablehnung von „Off-Spec“-Gas (nicht spezifikationsgerechtes Gas) am Einspeisepunkt, wie bereits heute möglich, dürfte nicht die Intention des Artikels sein. Es gilt daher zu klären, welche konkreten zusätzlichen Verpflichtungen den Fernleitungsnetzbetreiber auferlegt werden, auch mit Blick auf den zukünftigen Wasserstofftransport. Unter anderem muss klargestellt werden, bis zu welchem Abweichungsgrad eine Aufbereitung oder Ablehnung erfolgen muss. Eine detaillierte Ausarbeitung sollte ebenfalls parallel auf nationaler Ebene erfolgen, in enger Koordination mit der nationalen Regulierungsbehörde. Unter anderem muss garantiert sein, dass eventuell entstehende Kosten regulatorisch anzuerkennen sind.

Als ein weiteres Element der Standardisierung im Bereich Gasqualität kann die von der EU-Kommission vorgeschlagene zu akzeptierende Wasserstoff-Beimischungsquote von 5%vol an Grenzübergangspunkten verstanden werden (Art. 20 Verordnungsentwurf). Prinzipiell ist eine europäische Regelung zur Wasserstoffbeimischung zu begrüßen. Allerdings ist die technische Umsetzbarkeit spezifischer Wasserstoff-Beimischungsanteile hierbei gegebenenfalls abhängig von verschiedenen Parametern (z.B. Schwankung der Beimischungsanteile, Netzbeschaffenheit, Regelung der Beimischung in Pendelzonen, Gasverwendung) und bedarf weiterer Untersuchungen, inwieweit die technische H₂-readiness gegeben ist. Des Weiteren muss eine spezifische Beimischungsquote in der gesamten europäischen Gasinfrastruktur zur Anwendung kommen, um z.B. sensible Kunden zu berücksichtigen. Eine Beschränkung auf Grenzübergangspunkte greift daher zu kurz.

Lösungsvorschläge:

- Eine 5%-Beimischungsquote für Wasserstoff an Grenzübergangspunkten sollte auf die gesamte Gasinfrastruktur ausgeweitet werden (Anpassung des Art. 20 Verordnungsentwurf).

10. SONSTIGES

10.1. EU-BENCHMARKING DURCH ACER:

Es ist nicht zu erwarten, dass ein EU-weiter Effizienzvergleich in irgendeiner Form belastbare, überprüfbare und faire Ergebnisse hervorbringen kann. Daher sollte auf ein derartiges Instrument verzichtet werden. Kosten- bzw. Effizienzvergleiche sind ein Element in vielen nationalen Erlös- bzw. Anreizregulierungssystemen. Für aussagekräftige Ergebnisse bestehen hohe Anforderungen an die Datengrundlage, die im europäischen Rahmen bereits aufgrund der nationalen Unterschiede der Regulierungsregime bei Kosten- und Erlösregulierung und zusätzlich aufgrund der sehr starken Heterogenität der Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb der EU selbst nicht erfüllt werden können. Ein derartiges Instrument auf EU-Ebene anzuwenden, kann daher nicht sachgerecht sein. Die nationalen Regulierungsbehörden zu verpflichten, die Ergebnisse eines derartigen Vergleichs zu berücksichtigen, wie im letzten Satz des Art. 17 (2) des Verordnungsentwurfs vorgesehen, ist folglich genauso wenig sinnvoll.

Kurzbeschreibung der relevanten Regelungen:

Art. 17 (2) des Entwurfs der Verordnung sieht vor, dass ACER die Kosten der EU-Fernleitungsnetzbetreiber erstmalig drei Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung und danach im vierjährigen Turnus einem Effizienzvergleich unterzieht. Die nationalen Regulierungsbehörden sowie die Fernleitungsnetzbetreiber sollen verpflichtet werden, alle dafür notwendigen Daten an ACER zu liefern. Nach dem Verordnungsentwurf sollen die Ergebnisse dieses Effizienzvergleichs sodann von den nationalen Regulierungsbehörden zusammen mit den jeweiligen nationalen Umständen bei der Erlösregulierung berücksichtigt werden.

Bewertung der KOM-Vorschläge:

Der in Art. 17 (2) des Entwurfs der Verordnung enthaltene Auftrag an ACER soll offenbar zu der generell angestrebten erhöhten Transparenz bezüglich der Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber (siehe auch Art. 17 (1)) beitragen. Für dieses Ziel ist das Instrument jedoch ungeeignet, denn es führt bestenfalls zu einer Schein-Transparenz, da die Berechnungsergebnisse auf qualitativ ungeeigneten, weil zu heterogenen und in großen Teilen im Detail nicht nachprüfbareren Daten beruhen würden. Abgesehen von technischen, geographischen und demographischen Unterschieden in der

Versorgungsaufgabe zwischen den EU-Fernleitungsnetzbetreibern, die die technischen und kosten-treibenden Merkmale der Fernleitungsnetzbetreiber bestimmen, gibt es große nationale Unterschiede in der Eigentümerstruktur sowie dem regulatorischen und wirtschaftlichen Umfeld, die jedes Vergleichsergebnis stark verzerren. Da die Ermittlung der erlaubten Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber national verschieden geregelt ist, würde ein EU-weiter Effizienzvergleich niemals von gleichen bzw. vergleichbaren Voraussetzungen ausgehen können und würde eher die Unterschiedlichkeit der Regulierungsregime als die Effizienz der Fernleitungsnetzbetreiber abbilden. Dies wird beispielsweise allein daran deutlich, dass die Länge der Regulierungsperioden EU-weit sehr unterschiedlich geregelt ist und damit schon zeitlich bezogen auf die zugrundeliegenden Basisjahre kein einheitlicher Datenbestand erreicht werden kann. Die EU-Kommission selbst weist im letzten Satz der Regelung darauf hin, dass zusätzlich nationale Umstände zu berücksichtigen sind. Bereits im nationalen Kontext sind bestehende Heterogenitäten zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern nur sehr schwer in den Daten abbildbar – im europäischen Kontext ist dies gänzlich unmöglich.

Lösungsvorschläge (Forderungen zur Anpassung des Gesetzestexts):

- Streichung des Art. 17 (2) des Entwurfs der Verordnung und Belassen des Effizienzvergleichs in der nationalen Regulierungskompetenz. Zumindest sollten die nationalen Regulierungsbehörden in ihrer Entscheidung frei sein, ob sie derartige Auswertungen in ihre Regulierungsentscheidungen einbeziehen oder nicht.

10.2. TRANSPARENZ- UND VERÖFFENTLICHUNGSPFLICHTEN FÜR WASSERSTOFFNETZBETREIBER (ANNEX 1 VERORDNUNG, KAPITEL 4)

Mit dem zunehmenden Einsatz von Wasserstoff steigt auch die Notwendigkeit hinsichtlich der Bereitstellung zuverlässiger und aktueller Informationen über die Situationen im Wasserstoffnetz. Die Fernleitungsnetzbetreiber unterstützen daher den Vorschlag, dass sich die Transparenz- und Veröffentlichungspflichten an den Vorgaben des Erdgas-Bereiches orientieren. Eine vollständige Anwendung dieser Anforderungen für die Wasserstoffnetze bereits mit Beginn der ersten Infrastrukturen sehen die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch als nicht zielführend an.

Kurzbeschreibung der relevanten Regelungen:

Die EU-Kommission definiert im Entwurf der Anlage 1 der Verordnung die Transparenz- und Veröffentlichungspflichten für die Wasserstoffnetzbetreiber.

Weiterhin sieht der Vorschlag vor, dass die Wasserstoffnetzbetreiber zusätzlich Informationen über die Reinheit und Verunreinigungen des Wasserstoffes täglich veröffentlichen müssen. Vorläufige Werte müssen dabei binnen drei Tagen und finale Werte innerhalb von drei Monaten veröffentlicht werden. Diese Informationen sind gemäß Punkt 4.1.1 lit. h) bis zum 1. Oktober 2025 auf einer uni-onswelten zentralen Plattform zu veröffentlichen.

Zudem wird in Artikel 66 des Verordnungsentwurf die Ausweitung der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 auf den Wasserstoff-Bereich festgelegt. Die Verordnung 1227/2011 beschreibt die Vorgaben hinsichtlich der Integrität und Transparenz des Energiegroßhandels. Die Ausweitung auf den Wasserstoff-Bereich hat zur Folge, dass mit Inkrafttreten der Verordnung die REMIT-Datenmeldung an ACER im gleichen Umfang zu erfolgen hat, wie dies aktuell bereits im Erdgas-Bereich erfolgt.

Bewertung der KOM-Vorschläge:

Bezüglich der unionsweiten Transparenzplattform teilen die Fernleitungsnetzbetreiber die Auffassung der EU-Kommission, dass für einen funktionierenden Wasserstoffmarkt die notwendigen Informationen allen Marktteilnehmern zur Verfügung stehen müssen. Aktuell ist jedoch davon auszugehen, dass zum 1.10.2025 nur regionale Teilnetze für Wasserstoff umgestellt oder lokale Wasserstoffinfrastruktur neu errichtet wurden. Die zu veröffentlichenden Informationen für diese Teilnetze haben keine überregionale Aussagekraft und lassen somit auch keine Rückschlüsse auf die Netzsituation in anderen regionalen Teilnetzen zu. Weiterhin haben die Erfahrungen bei der Implementierung der ENTSOG Transparency Plattform gezeigt, dass diese mit hohen Kosten sowie zeitlichen Aufwänden verbunden war, die während der frühen Phase des Markthochlaufes von Wasserstoff in keinem Verhältnis zum Mehrwert der bereitgestellten Informationen stehen würden. Eine Einführung der Plattform bereits zum 01.10.2025 ist daher nicht zielführend und sollte entsprechend der Marktreife des Wasserstoffnetzes evaluiert werden.

Die Vorgaben des Artikel 66 des Verordnungsentwurfs sehen vor, dass mit Inkrafttreten der Verordnung für die Wasserstoffinfrastruktur die gleichen Anforderungen hinsichtlich der REMIT-Datenmeldungen bestehen, wie beim Erdgas. Vor dem Hintergrund, dass während des Markthochlaufes des Wasserstoffes die Kapazitätsverträge zwischen den Parteien im Rahmen des verhandelten Netzzugangs bilateral abgeschlossen werden, ist eine Vereinheitlichung für ein standardisiertes Reporting nicht abzusehen. Darüber hinaus müsste die bestehende Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 ebenfalls auf den Wasserstoff-Bereich ausgeweitet und das bestehende Datenformat angepasst werden. Momentan ist im REMIT Transaction Reporting User Manuel (TRUM) der ACER und den entsprechenden edig@s Message Implementation Guidelines kein Identifier für den Wasserstoff vorhanden. Die Erfahrungen aus dem Erdgas-Bereich haben gezeigt, dass eine Anpassung der Datenformate sowie der regulatorischen Vorgaben entsprechende Umsetzungszeit in Anspruch nehmen.

Lösungsvorschläge:

- Die Fernleitungsnetzbetreiber unterstützen die Vorschläge hinsichtlich einheitlicher Transparenz- und Veröffentlichungspflichten für Wasserstoffnetzbetreiber, bewerten den Umsetzungszeitpunkt jedoch kritisch. Daher schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, dass die Umsetzung der unionsweiten einheitlichen Transparenzplattform sowie die Datenmeldepflichten gemäß Artikel 66 des Verordnungsentwurfs mit der Umsetzung des regulierten Netzzugang ab 2031 Anwendung finden.