

## GUTACHTEN

---

**Eckpunkte der Regulierung deutscher Wasserstoffnetze im Kontext einer  
Anpassung des europarechtlichen Rahmens und ihre Finanzierung durch  
Integration in den rechtlichen Rahmen der Gasnetzregulierung**

**im Auftrag der**

Hydrogen Europe AISBL  
Avenue de la Toison d' Or 56 - 60,  
1060 Brussels, Belgien

und der

GEODE AISBL,  
Avenue Marnix 28,  
1000 Brussels, Belgium

**erstellt durch**

Rechtsanwalt Prof. Christian Held  
Rechtsanwalt Johannes Nohl

Wirtschaftsprüfer/Steuerberater Thomas Straßer  
Steuerberater Andreas Fimpel

Becker Büttner Held · Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater · PartGmbH  
Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

T +49 (0)30 611 28 40-0 · F +49 (0)30 611 28 40-99 · [bbh@bbh-online.de](mailto:bbh@bbh-online.de)



20.05.2020



BECKER BÜTTNER HELD

Dieses Gutachten wurde für unsere Mandantinnen und auf der Grundlage des mit unseren Mandantinnen bestehenden Mandatsvertrages erstellt. Es ist für deren eigenen Gebrauch bestimmt. Vor einer Weitergabe des Gutachtens, ganz oder in Teilen, einer Veröffentlichung oder einer Bezugnahme im Außenverhältnis der Mandantin bedarf es einer schriftlichen Zustimmung durch uns.

Gegenüber Dritten, die den Inhalt dieses Gutachtens ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen machen, übernehmen wir keine Verantwortung oder Haftung, es sei denn, diese wurden ausdrücklich und durch schriftliche Vereinbarung in den Schutzbereich des Mandatsvertrages mit unseren Mandantinnen einbezogen oder wir haben mit diesem Dritten schriftlich etwas Abweichendes vereinbart.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Einleitung</b>	<b>4</b>
<b>A. Ausgangspunkt: Regulierungsüberlegungen der GEODE</b>	<b>4</b>
<b>B. Zusammenfassung der Erkenntnisse</b>	<b>6</b>
<b>Teil 1 Eckpunkte der Regulierung deutscher Wasserstoffnetze im Kontext einer Anpassung des europarechtlichen Rahmens</b>	<b>6</b>
<b>A. Nationale Bestimmungen im EU-rechtlichen Kontext</b>	<b>6</b>
<b>B. Transformation und Ergänzung Europäischen Rechts</b>	<b>9</b>
I. Neufassung des Anwendungsbereichs des Energiewirtschaftsgesetzes	9
II. Netzzugang	10
1) Netzzugang für Jedermann	10
2) Abwicklung des Netzzugangs	10
a) Aufgabe der Unterscheidung zwischen Grundgas und Zusatzgas	10
b) Entry-/Exit-System und Zweivertragsmodell auch für Wasserstoff?	11
III. Netzausbau und Netzentwicklungsplanung	12
IV. Grüner Wasserstoff – ein Sonderweg?	13
V. Schutz von Endkunden	14
<b>C. Zur Finanzierung von Wasserstoffnetzen</b>	<b>15</b>
I. Weiterentwicklung bestehender Werte	15
II. Vorteile der Weiternutzung von Erdgas-Infrastruktur	16
<b>Teil 2 Finanzierung des Aufbaus von Wasserstoffnetzen durch Integration in den rechtlichen Rahmen der Gasnetzregulierung</b>	<b>16</b>
<b>A. Hintergrund und Arbeitsthese</b>	<b>16</b>
I. Ausgangspunkt der Überlegung	17
II. Zu überprüfende Arbeitshypothese	17
<b>B. Wirtschaftliche Analyse</b>	<b>18</b>
I. Grundlage für Annahmen zur Absatzentwicklung	18
II. Entwicklung Erlösobergrenzen Erdgasnetze (ohne Wasserstoff)	20
1) Investitionspotential im Rahmen der Erlösobergrenzen	20
2) Mehrwert eines kombinierten Erdgas-/Wasserstoffnetzbetriebs	22
III. Absatzmengeneffekte	25
<b>C. Fazit</b>	<b>27</b>

## Einleitung

Im Zuge der Dekarbonisierung der Energiewirtschaft bzw. zur Umsetzung der Klimaziele für 2050 spielen speziell Wasserstoff und andere CO<sub>2</sub>-freie Gase eine tragende Rolle.<sup>1</sup> Die bestehende Erdgaswirtschaft stellt eine leistungsfähige Industrie mit enormen, aber bislang nicht genutztem Potenzial für die Energiewende dar. Hierauf muss der bestehende Rechtsrahmen überprüft werden.

### A. Ausgangspunkt: Regulierungsüberlegungen der GEODE

Der europäische Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen *GEODE AISBL* (im Folgenden: *GEODE*) hat zu den Rahmenbedingungen, die es regulatorisch insbesondere im Europäischen Recht zu schaffen gilt, ein Eckpunktepapier vorgelegt. Vorliegendes Gutachten greift diese Überlegungen auf und macht sich die Vorschläge der *GEODE* umfassend zu eigen. Kernthese ist, eine zukünftige Wasserstoff-Infrastruktur aus den heute bereits bestehenden Erdgasnetzbetreibern heraus zu entwickeln (sogenannte *Kombinetsbetreiber*), wozu eine gleichrangige Regulierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzbetreibern erforderlich wird.

Im Auftrag von *GEODE* und *Hydrogen Europe* untersucht das vorliegende Gutachten in Teil 1 regulatorische Barrieren für die Integration der Wasserstoffinfrastruktur in den bestehenden deutschen Rechts- und Regulierungsrahmen sowie für die Etablierung der *Kombinetsbetreiber* und identifiziert mögliche Lösungsansätze. In Teil 2 erfolgt eine wirtschaftliche Abschätzung hinsichtlich der Finanzierungsmöglichkeiten, die durch eine Integration in das bestehende Regulierungsregime entstehen.

Prinzipien und allgemeine Erkenntnisse aus vorliegendem Gutachten lassen sich beispielhaft auch auf andere Mitgliedsstaaten der Europäischen Union übertragen, die sich gleichfalls durch historisch gewachsene Gasnetze auszeichnen; die folgenden Erörterungen beziehen sich jedoch primär nur auf Deutschland. Die nachstehende Quantifizierung dieses Ausgangspunkts vermag schließlich das wirtschaftliche Potential aufzuzeigen, das in der Integration der Wasserstoffinfrastruktur in das bestehende Regulierungssystem liegt. Dieses Potential nutzen zu wollen ist ein weiterer Ausgangspunkt und die vorliegenden Regulierungsvorschläge zielen auf einen Wohlfahrtsgewinn ab, der in der Transformation – anstelle einer Abwicklung bestehender Strukturen – liegt (möglichst ohne Belastung des Staatshaushalts).

---

<sup>1</sup> Der europäische Grüne Deal vom 11.12. 2019 identifiziert Maßnahmen, die tiefgreifende Veränderungen bewirken, hierzu gehört insbesondere die „Versorgung mit sauberer, erschwinglicher und sicherer Energie“. Hierzu gehören insbesondere Wasserstoffnetze.

## B. Zusammenfassung der Erkenntnisse

Soweit – wie hier – die gemeinsame Regulierung von Wasserstoffnetzen zusammen mit bestehenden Bestimmungen für Erdgasnetzbetreiber empfohlen wird, ist zuvorderst ein europäischer Rechtsrahmen notwendig. Nationale Bestimmungen stehen im Fokus, soweit sie der Umsetzung des Europäischen Gemeinschaftsrechts für Erdgasinfrastrukturen in nationales Recht dienen – siehe etwa § 1 Abs. 3 EnWG.<sup>2</sup> Die jeweiligen nationalen Umsetzungen müssen so weit einheitlich sein, als ein technisch-wirtschaftlicher Verbund, wie er für Erdgas derzeit gewährleistet wird, auch für Wasserstoff und weitere relevante Gase gilt.

Zunächst wird in Teil 1 erörtert, wie Wasserstoff (und andere CO<sub>2</sub>-neutrale Gase) im EnWG durch geringfügige Änderungen als *Grundgas* – neben Erdgas – etabliert werden kann. Davon ausgehend wird skizziert, wie z.B. das Netzzugangsmodell regulatorisch weiterentwickelt werden sollte. Die Integration von Wasserstoff und anderen Gasen macht einen bedarfsgerechten Netzausbau möglich, der nicht mehr nur den Bedarf an Erdgasnetzen in den Vordergrund stellt. Zugleich wird aufgezeigt, wie ein schneller Markthochlauf mittels Nutzung von *Wasserstoff aus allen Erzeugungsvarianten* im Sinne der Dekarbonisierung gelingen kann, zugleich aber *grünem Wasserstoff* durch einen technologieneutralen Einspeisevorrang für grüne Energie rechtlich jedoch die Zukunft gesichert wird. Abschließend wird auch der Schutz von Endkunden für den Fall einer Umstellung bestehender Gasnetze z.B. auf Wasserstoff berücksichtigt und aufgezeigt wie ein *Bestandschutz* bei der notwendigen Transformation gewährleistet werden kann. Insgesamt ergibt sich somit ein zukünftiger Regulierungsrahmen.

In Teil 2 des Gutachtens erfolgt sodann eine Abschätzung der ökonomischen Effekte der Integration der Wasserstoffinfrastruktur in den bestehenden Regulierungsrahmen. Es wird die These formuliert und überprüft, dass der eingangs vorgestellte *Kombinnetzbetreiber* die kostengünstigste Variante einer Transformation der Gaswirtschaft mit größtmöglichem Wohlfahrtsgewinn darstellt. Auf Basis unterschiedlicher Szenarien wird zunächst die abnehmende Entwicklung des Kostenniveaus und der Erlösobergrenzen der bestehenden Erdgasnetze bis 2050 prognostiziert. Hieraus ergäbe sich ein Potenzial für jährliche Investitionen, ohne das die Erlösobergrenzen, also die Kosten die durch Netznutzer zu tragen sind, verglichen zum Status quo erhöht werden müssten. Die Analyse kombiniert dies mit dem Volumen von nö-

---

<sup>2</sup> Siehe dazu z.B. das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) a.a.O.: Zweck dieses Gesetzes ist ferner die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung.

tigen Sonderabschreibungen, die bei einer Endlichkeit der Netze zum Jahr 2050 anfallen würden, aber in Wasserstoffleitungen investiert werden könnten und kommt zu dem Schluss, dass eine beachtliche jährliche Investitionssumme von 0,5 Milliarden Euro aus dem laufenden Betrieb der Gasnetzwirtschaft möglich wäre – **ohne staatliche Subventionen und ohne eine Erhöhung der Netzentgelte.**

## Teil 1 Eckpunkte der Regulierung deutscher Wasserstoffnetze im Kontext einer Anpassung des europarechtlichen Rahmens

Autoren: Held, Christian Prof. (Rechtsanwalt)  
Nohl, Johannes (Rechtsanwalt)

### A. Nationale Bestimmungen im EU-rechtlichen Kontext

Nationale Bestimmungen der Mitgliedsstaaten berühren das EU-Recht, soweit deren Regelungsinhalt auch im EU-rechtlichen Kontext steht. Dies trifft auf den Gasbinnenmarkt zu, für den die Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 (**GasRL 2009**) die maßgeblichen rechtlichen Rahmenbedingungen statuiert. Weitere Bestimmungen ergeben sich zudem aus der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates (**FerngasZVO 2009**) sowie aus der Richtlinie (EU) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 (**RED II**). Gerade im Hinblick auf den *Anwendungsvorrang des Unionsrechts*<sup>3</sup> muss vorab der EU-rechtliche Regulierungsrahmen und damit insbesondere die GasRL 2009 betrachtet werden, um hieraus im Anschluss regulatorische Maßnahmen im nationalen Recht abzuleiten.

Der deutsche Gesetzgeber wäre indes frei, die Regulierung von Wasserstoffnetzen auch allein z.B. im EnWG zu ermöglichen, ein gemeinsamer europäischer Regulierungsrahmen ist jedoch seit langem etabliert. Als nationaler Weg für „grünen Wasserstoff“ wird deshalb z.T. der bestehende Rechtsrahmen für ausreichend erachtet.<sup>4</sup> Allerdings werden dann (erneuerbare) Gase wie z.B. Wasserstoff nicht wie Erdgas als Grundgas, sondern als sogenanntes Zusatzgas (zur Beimischung) behandelt. Zu-

<sup>3</sup> Erklärung 17 zur Schlussakte vom Vertrag von Lissabon, ABl.EU 2008, Nr. C 115, S. 344.

<sup>4</sup> Eine Beimischungsquote von 100 % würde de facto reine Wasserstoffnetze erlauben, vgl. *Kalis, Michael* in: IKEM, Rechtsrahmen für ein H<sub>2</sub>-Teilnetz, Berlin, September 2019.

dem ergibt sich im bestehenden System des EnWG eine Beschränkung auf die Erzeugungsform der Wasserelektrolyse. Nicht zuletzt wurden diese Erwägungen in der Praxis auch durch die Regulierungsbehörde bereits ausgebremst (gleichwohl diese unverbindliche Überlegungen befürwortet).<sup>5</sup>

Die in der GasRL 2009 enthaltenen Regelungen beziehen sich allerdings ganz überwiegend auf **Erdgas** und nur teilweise auf sonstige Gase wie z. B. Wasserstoff. Letztere werden gemäß Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 nur in Fällen der Beimischung mitgeregelt, d. h. wenn das sonstige Gas in das Erdgasnetz eingespeist wird. Reine Wasserstoffnetze sind demgegenüber *de lege lata* unreguliert. Da der *Status Quo* die vollumfängliche Integration von Wasserstoff in den regulierten europäischen Gasbinnenmarkt derzeit rechtlich nicht zulässt, muss dieser entsprechend angepasst werden.

Dieser Vorschlag macht sich **aktuelle Überlegungen der GEODE** zu den Rahmenbedingungen, die es regulatorisch und insbesondere im Europäischen Recht zu schaffen gilt, zu eigen. Kern der Überlegungen ist, die Wasserstoff-Infrastruktur aus den heute bereits bestehenden Erdgasnetzbetreibern heraus zu entwickeln (sogenannte *Kombinetsbetreiber*), wozu eine gleichrangige Regulierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzbetreibern erforderlich wird.

Zusammengefasst wird eine Veränderung des europäischen Rechtsrahmens insbesondere in folgenden Punkten empfohlen:<sup>6</sup>

- Die EU-rechtlichen Vorschriften über den Netzausbau in Art. 13 Abs. 1 lit. a) (Fernleitungsebene) und in Art. 25 Abs. 1 GasRL 2009 (Verteilnetzebene) sowie die über die Netzentwicklungsplanung in Art. 22 Abs. 1 GasRL 2009 (nationaler zehnjähriger Netzentwicklungsplan - **NEP**) und in Art. 8 Abs. 3 lit. b) FerngasZVO 2009 (gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan - **TYNDP**) lassen *de lege lata* den Ausbau eines reinen Wasserstoffnetzes durch den Erdgasnetzbetreiber praktisch nicht zu, weil dieser *nicht bedarfsgerecht* erfolgt. Insoweit müssen die oben genannten Vorschriften gassortenübergreifend und damit auch für Wasserstoff dergestalt verändert werden, dass

---

<sup>5</sup> Siehe Bundesnetzagentur, Bestätigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 vom 5. Dezember 2019, Seite 53 f.

<sup>6</sup> Siehe hierzu GEODE, Auf dem Weg in das neue Zeitalter der Gasnetze, Mai 2020.

auch solch ein Netzausbau und die diesbezügliche Netzentwicklungsplanung bedarfsgerecht ist.

- Hinsichtlich der Finanzierung der Wasserstoff-Infrastruktur ist allein die Finanzierung durch die laufenden Einnahmen aus der Erdgas-Infrastruktur volkswirtschaftlich sinnvoll (siehe hierzu Teil 2 des Gutachtens). Solch eine Tarifgestaltung ist in den unionsrechtlichen Vorschriften, insbesondere in Art. 41 Abs. 6 lit. a) Satz 2 GasRL 2009, *de lege lata* allerdings nicht vorgesehen und muss daher im Sinne einer gassortenübergreifenden Finanzierungsmöglichkeit angepasst werden.
- Reine Wasserstoffnetze stellen wie Erdgasnetze natürliche Monopole dar, sodass auch hier für Netznutzer die Gefahr einer sachlich nicht gerechtfertigten und damit diskriminierenden Netzzugangsverweigerung besteht. Um dem zu begegnen, muss dem Monopolisten regulatorisch ein Kontrahierungszwang auferlegt werden, von dem nur in Ausnahmefällen abgewichen werden kann. Der aktuelle EU-rechtliche Regulierungsrahmen sieht dies gemäß den Art. 32, 35 GasRL 2009, 14 Abs. 1 UAbs. 1 lit. a) FerngasZVO jedoch ausschließlich für Erdgasnetze und nicht auch für reine Wasserstoffnetze vor. Insoweit müssen die eben genannten EU-rechtlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Gewährung und der Verweigerung des Netzzugangs gassortenübergreifend gelten.
- Da sich das für Erdgasfernleitungsnetzbetreiber EU-rechtliche angeordnete Zweivertragsmodell sowie das Erfordernis gleichwertiger Vertragsbedingungen (Art. 13 Abs. 1 UAbs. 2 und 4 FerngasZVO 2009) bewährt haben, sollten diese gassortenübergreifend und damit auch für Betreiber von sonstigen Fernleitungsnetzen gelten.
- Gemäß Art. 3 Abs. 2 GasRL 2009 muss der Erdgasnetzbetreiber seinen Endkunden Bestandsschutz insbesondere im Hinblick auf Gasart und Gasqualität gewähren. Allerdings bezieht sich auch diese Regelung nur auf Erdgas und sollte auch sonstige Gase wie z. B. Wasserstoff umfassen.

Die Überlegungen dieses Regulierungsvorschlages gehen von dem Primat einheitlicher europäischer Märkte auch für Wasserstoff und weiterer erneuerbarer Gase aus. Insoweit sind die Grundsätze der erfolgreichen Schaffung einheitlicher Gasmärkte



durch die einheitliche europäische Richtlinie vollumfänglich auf die relevante Fragestellung zu übertragen. Dementsprechend müssen auch durch eine entsprechende Richtlinie (Anmerkung: Deren Inhalte sind noch zu konkretisieren), soweit erforderlich unter Beachtung der Subsidiarität, Grundsätze der einheitlichen Regulierung für die EU vorgegeben werden.

Am **Beispiel Deutschland** soll im Folgenden aufgezeigt werden, ob und inwieweit ein auf Wasserstoff (oder sonstige Gase) zugeschnittener europäische Rechtsrahmen einer Umsetzung und Ergänzung im nationalen Recht bedarf.

## **B. Transformation und Ergänzung Europäischen Rechts**

Erforderlich sind, für die Umsetzung der Vorschläge zur Änderung des europäischen Rechtsrahmens, nachfolgende Gesetzesänderungen mit unterschiedlicher Reichweite. Teilweise lässt sich dies alleine durch Neufassung von Definitionen erreichen. Andere Punkte jedoch bedürfen einer weitergehenden Überarbeitung. Dabei ist davon auszugehen, dass auch erdgasspezifische Regelungen weiterhin strukturell erforderlich sind.

### **I. Neufassung des Anwendungsbereichs des Energiewirtschaftsgesetzes**

Zunächst ist zu prüfen, ob hier eine schlichte Anpassung der Legaldefinitionen ausreicht. Im deutschen Recht darf gegenwärtig nur mittels Elektrolyse hergestellter Wasserstoff – unabhängig davon, ob aus Graustrom oder Grünstrom (dann Biogas) – als Zusatzgas beigemischt werden. Das bedeutet jedoch zugleich, dass der Transport von Wasserstoff als sog. *Grundgas* unter den geltenden gesetzlichen Bestimmungen **nicht der Regulierung** unterliegt.

Die Anwendbarkeit des EnWG ist also Ausgangspunkt dafür, ob und inwieweit Wasserstoff in die regulierte, leitungsgebundene Gasversorgung integriert werden kann. Gegenwärtig verfolgt das EnWG einen **technologiespezifischen Ansatz**:

a) Wasserstoff fällt unter *Biogas* i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG, wenn er durch Elektrolyse erzeugt worden ist und wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 stammen.

b) Wasserstoff fällt unter *Gas* i. S. d. § 3 Nr. 19a EnWG, wenn er durch Elektrolyse erzeugt worden ist und in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird.

Andere Herstellungspfade (Dampfreformierung, Autotherme Reformierung etc.), die Wasserstoff in großen Mengen verfügbar machen könnten, sind mithin derzeit ausgeschlossen. Zugleich wird deutlich, dass der Gesetzgeber ohne weiteres im Rahmen des lit. b) die Beschränkung auf die Elektrolyse aufheben und somit das „regulierte Gas“ einfach im Sinne des europäischen Grünen Deals auf Wasserstoff erweitern kann.

Dementsprechend ist heute auch kein Verbundnetz für Wasserstoff vorgesehen. Die Aufgabe der Fernleitung nach § 3 Nr. 19 EnWG wird (ausschließlich) als „Transport von Erdgas“ durch ein Hochdruckfernleitungsnetz beschrieben; hier muss es zukünftig **„Transport von Gas im Sinne dieses Gesetzes“** heißen. Noch deutlicher wird dies, wenn die Adressaten der Regulierung betrachtet werden: Die Betreiber der Fernleitungsnetze haben nach § 3 Nr. 5 EnWG die Aufgabe der Fernleitung von Erdgas wahrzunehmen und sind zugleich verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau eines Netzes. Hier bestehen mithin Folgewirkungen etwa im Hinblick auf die Netzentwicklungsplanung (siehe sogleich).

## II. Netzzugang

Gemäß § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG ist im etablierten System für Erdgas zwischen dem gesetzlichen Recht auf *Netzzugang für Jedermann* (§ 20 Abs. 1 EnWG) und den weiteren Bestimmungen zur Ausgestaltung des Zugangs, mithin die Konkretisierung in einem *Netzzugangsmodell* (für Gas: § 20 Abs. 1b EnWG), zu unterscheiden.

### 1) Netzzugang für Jedermann

Gemäß § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Unter Betreiber von Energieversorgungsnetzen fallen nach § 3 Ziffer 4 EnWG Betreiber von Stromversorgungsnetzen sowie Betreiber von Gasversorgungsnetzen. Aufgrund der offenen Formulierung der Vorschrift kann diese nicht nur für Erdgas, sondern auch für sonstige Gase wie Wasserstoff Anwendung finden.

### 2) Abwicklung des Netzzugangs

Etwas anderes gilt jedoch im Hinblick auf die konkretisierenden Vorschriften zur Abwicklung des Netzzugangs.

#### a) Aufgabe der Unterscheidung zwischen Grundgas und Zusatzgas

§ 20 Abs. 1b EnWG selbst macht keine Angaben zur Art und Qualität des transportierten Gases. Jedes eingespeiste Gas muss lediglich *netzkompatibel* i. S. d. § 19 Abs.

2 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sein und den allgemein anerkannten Regeln der Technik i. S. d. § 49 Abs. 2 und 3 EnWG entsprechen. Gemäß § 49 Abs. 2 EnWG besteht eine widerlegbare Vermutung der Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Gas die technischen Regelungen der DVGW eingehalten worden sind. Beides meint in der Praxis jedoch Erdgas als *Grundgas*.

Gemeinsam ist vorstehenden Bestimmungen, dass aus Elektrolyse erzeugter Wasserstoff *de lege lata* lediglich als sog. *Zusatzgas* in ein Erdgasnetz integriert („beigemischt“) werden soll. Die Einordnung von Erdgas als Grundgas und Wasserstoff als Zusatzgas hat allerdings zur Folge, dass gerade im Hinblick auf die Dekarbonisierung sowie auf die Verwirklichung der Klimaziele 2050 Wasserstoff *de lege lata* sich *nicht neben Erdgas etablieren* kann. Angesichts des europäischen und nationalen Ziels eines einheitlichen und gassortenübergreifenden Energiemarkts sollte eine **Unterscheidung zwischen Grundgas und Zusatzgas aufgegeben** werden.

Solch einer Unterscheidung ist auch im Hinblick auf die Netzkompatibilität nicht erforderlich, weil die technischen Regelungen wie z. B. die zu beachtenden Beimischungsgrenzen auch unabhängig davon gelten müssen, ob ein Grundgas oder ein Zusatzgas vorliegt. Denn ob bspw. Wasserstoff in das Erdgasnetz oder – bei unterstellter Aufgabe der oben bezeichneten Differenzierung – Erdgas in ein Wasserstoffnetz eingespeist werden, ist für die Netzkompatibilität nicht von Bedeutung. Denn in beiden Fällen müssen die technischen Regelungen und damit auch die betreffenden Beimischungsgrenzen eingehalten werden.

#### **b) Entry-/Exit-System und Zweivertragsmodell auch für Wasserstoff?**

Das in Art. 13 Abs. 1 UAbs. 4 FerngasZVO 2009 angeordnete Entry-/Exit-System bzw. Zweivertragsmodell hat der nationale Gesetzgeber in § 20 Abs. 1b EnWG umgesetzt.<sup>7</sup> Dieses in § 20 Abs. 1b EnWG statuierte Modell wurde jedoch für das Erdgasnetz geschaffen.

Für reine Wasserstoffnetze wären demgegenüber sicherlich eigenständige Regelungen erforderlich, die sich zum Teil in das Netzzugangsmodell für Erdgas einfügen, zum Teil jedoch auch anderen Regelungen folgen kann. Regulatorisch ist es daher

---

<sup>7</sup> Der nationale Gesetzgeber geht sogar über die Anordnung in Art. 13 Abs. 1 UAbs. 4 FerngasZVO 2009 hinaus. Nach § 20 Abs. 1b Satz 1 EnWG sind nicht nur die (Erdgas-)Fernleitungsnetzbetreiber, sondern auch die Verteilnetzbetreiber zur Anwendung des Zweivertragsmodells verpflichtet.

erforderlich, eine gassortenspezifische Verordnung für den Zugang zu (reinen) Wasserstoffnetzen zu erlassen, welches unter anderem ein Netzzugangsmodell festlegt, das z.B. die Prinzipien des bekannten Zweivertragsmodells aufgreift. Die auf erdgasspezifische Besonderheiten zugeschnittene GasNZV wäre konsequenterweise in „Erdgasnetzzugangsverordnung“ umzubenennen. Ermächtigungsgrundlage für den Erlass solcher nachgelagerten gassortenspezifischen Verordnungen ist § 24 EnWG, der noch nicht einmal zwischen Strom und Gas unterscheidet.

### III. Netzausbau und Netzentwicklungsplanung

Nachdem das Regulierungssystem *de lege ferenda* verschiedene Gassorten vereint, bedarf es eines integrierten Netzentwicklungsplanungsprozesses. Dieser unterliegt primär nationalem Recht, wenngleich europäische Vorarbeiten für die gesamteuropäische Entwicklung hilfreich sind.

Maßgeblich für den Netzausbau in Deutschland ist § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG und für Wasserstoff als Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG zusätzlich §§ 33 Abs. 2 Satz 1, Abs. 6 Satz 4, 34 Abs. 2 Satz 2 GasNZV. Um den EU-rechtlichen Vorgaben (Art. 13 Abs. 1 lit. a) GasRL 2009 auf der Fernleitungsnetzebene bzw. Art. 25 Abs. 1 GasRL 2009 auf der Verteilnetzebene) gerecht zu werden, verpflichten die oben genannten nationalen Vorschriften den Netzbetreiber zu einem *bedarfsgerechten Netzausbau*. In Kohärenz hierzu sowie zur Umsetzung von Art. 22 Abs. 1 GasRL 2009 steht auch die Planung des Netzausbaus unter dem Vorbehalt der Bedarfsgerechtigkeit. Daher ordnet § 15a Abs. 1 Satz 2 EnWG an, dass der NEP alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum *bedarfsgerechten Ausbau des Netzes* enthalten muss.

Da das Kriterium der Bedarfsgerechtigkeit sich nur im Regulierungsrahmen bewegt, kann dieses auch nur regulierte Gasnetze betreffen.<sup>8</sup> So wie auch das Unionsrecht bezieht sich das nationale Recht *de lege lata* lediglich auf Erdgas. Entsprechend dem *de lege ferenda* angepassten Recht müssen die oben genannten nationalen Bestimmungen gassortenübergreifend und damit auch für Wasserstoff bzw. für grünen Wasserstoff als Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG dergestalt verändert werden, dass auch solch ein Netzausbau und die diesbezügliche Netzentwicklungsplanung bedarfsgerecht ist.

---

<sup>8</sup> Vgl. BNetzA, Bestätigung Szenariorahmen 2020-30 vom 05.12.2019, Seite 48: „Von solchen [Anm.: Beimischung von Elektrolysewasserstoff] Maßnahmen sind indes die Umwidmung und vor allem der Aufbau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur zu unterscheiden, da letztere nicht Gegenstand der Ausbauplanung des Fernleitungsnetzes sind.“

#### IV. Grüner Wasserstoff – ein Sonderweg?

Wasserstoff als Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG genießt grundsätzlich alle Privilegien hinsichtlich der Einspeisung von Biogas nach Teil 6 GasNZV. Die *vorrangige Einspeisung* gemäß § 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV gilt daher schon heute auch für Wasserstoff i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG. Biogas muss allerdings, um kompatibel zu Erdgas zu sein, konditioniert werden, so dass es sich stets nur um beigemischtes Gas handelt.

Überträgt man den bestehenden Rechtsrahmen auf ein zukünftiges System, das Wasserstoffnetze gleichrangig zu Erdgasnetzen reguliert, stellt sich die Frage, ob zwischen den Gesteigungsweisen des Wasserstoffes differenziert werden darf. EU-rechtliche Vorgaben sind lediglich in Art. 20 Abs. 1 RED II enthalten, wonach die Mitgliedsstaaten die Notwendigkeit prüfen, die bestehende Gasinfrastruktur auszuweiten, um die Einspeisung von Gas aus erneuerbaren Quellen zu erleichtern. Demnach wird dem nationalen Gesetzgeber für die konkrete Umsetzung des Einspeisevorrangs ein *Gestaltungsspielraum* eingeräumt.

Die Dekarbonisierung sowie die Klimaziele für 2050 lassen sich jedoch praktisch nur dann umsetzen, wenn letztendlich grüner Wasserstoff tatsächlich durch das Wasserstoffnetz fließt. Daher sollte für grünen Wasserstoff gegenüber blauen Wasserstoff als „Brückenenergie“ ein Einspeisevorrang bestehen. Der Einspeisevorrang von grünem Wasserstoff lässt sich regulatorisch auf verschiedenen Wegen umsetzen, indem z. B.

- der Einspeisevorrang zentral und technologieunabhängig im EnWG verankert oder
- in Anlehnung an der vorrangigen Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV eine parallele Vorschrift für die vorrangige Einspeisung von grünem Wasserstoff in das reine Wasserstoffnetz in einer wasserstoffspezifischen nachgelagerten Verordnung<sup>9</sup> statuiert wird.

Es wird allerdings empfohlen den Einspeisevorrang zentral im EnWG zu verankern, um damit die herausragende Bedeutung grüner Energie für eine nachhaltige und langfristig CO<sub>2</sub>-freie Energieversorgung auch in der Rechtsgestaltung zu würdigen. Somit kann eine einzelne Bestimmung zukünftig sowohl für zugunsten grünen Was-

---

<sup>9</sup> Siehe hierzu die Ausführungen zur Abwicklung des Netzzugangs in Kap. II Ziffer 2 lit. b).

serstoffs wirken als auch den bislang in nachgelagerte Rechtsverordnungen ausgelagerten Einspeisevorrang für Biogas ersetzen; Details mögen sodann einer Wasserstoffnetzanschlussverordnung überlassen bleiben.

## V. Schutz von Endkunden

Schließlich sind Rahmenbedingungen für Gasart und Gasqualität auch im Hinblick auf den Umgang mit Neu- und Bestandskunden der Netzbetreiber aufzustellen.

Letztverbraucher sind insoweit schutzbedürftig, wie diese im Vertrauen auf eine bestimmte Gasversorgung langfristige Investitionen getroffen haben (z.B. in Heizungssysteme oder bei Industrieanwendungen). Dies gilt nicht nur für Fälle der Beimischung, sofern die Quote nicht konstant bleibt, sondern und gerade auch für die Nutzung von reinen Wasserstoffnetzen durch die Letztverbraucher. Ein entsprechender *Bestandsschutz* ist für Letztverbraucher daher von höchster Relevanz.

Allgemein lässt sich sagen, dass jedem Netzanschluss diesbezüglich *technische Bedingungen* zugrunde liegen (in Deutschland für Mittel- und Hochdruck gemäß § 17 Abs. 1 EnWG i.V.m. einem Netzanschlussvertrag sowie nach § 18 EnWG bzw. gemäß der Ergänzenden Bedingungen des Netzbetreibers gemäß Niederdruckanschlussverordnung). Danach haben Letztverbraucher also einen Anspruch auf Kontinuität und qualitativ gleichbleibender Versorgung, was zugleich der Umsetzung von Art. 3 Abs. 2 GasRL 2009 dient. Die oben genannten nationalen Bestimmungen beziehen sich sowohl auf Strom- als auch Gasversorgungsnetze, sodass diese aufgrund ihrer offenen Formulierung auch für (reine) Wasserstoffnetze unter der Prämisse Anwendung finden können, dass für Wasserstoffnetze eine Niederdruckebene sowie höhere Druckebenen existieren.

Dieser Anspruch der Letztverbraucher auf Einhaltung einer bestimmten Gasart sollte daher im Gegenzug für eine (teilweise) Wälzung der Kosten, die bei Umstellung der Verbrauchsgeräte entstehen, gesetzlich eingeschränkt werden. Kosten sind – sofern sie Klimaschutzbedingt veranlasst wurden – bundesweit auf Gasverbraucher umzulegen. Erfahrungen aus der Umstellung von L- auf H-Gas in Deutschland (§ 19a EnWG) oder die gegenwärtigen Erwägungen zur Wasserstoffumstellungen in Großbritannien können hierbei berücksichtigt werden.

## C. Zur Finanzierung von Wasserstoffnetzen

### I. Weiterentwicklung bestehender Werte

In ihrem Europäischen Green Deal vom 11. Dezember 2019 fordert die Europäische Kommission das zum Erreichen der Klimaziele neue innovative Technologien Anwendung finden sollen, aber *vorhandene* Infrastrukturen und Vermögenswerte möglichst modernisiert und weitergenutzt werden sollen.<sup>10</sup> Diese Aufforderung hat vorliegendes Gutachten aufgegriffen und einen Ansatz mit größtmöglichem Wohlfahrtsgewinn möglichst ohne Inanspruchnahme staatlicher Subventionen gesucht.

Demnach sieht die Schaffung des *Kombinetzbetreibers* auch vor, dass bestehende Erdgas-Assets genutzt werden und Finanzierung erforderlicher Investitionen, je nach Ausbaugeschwindigkeit, aus den laufenden Einnahmen aus der Erdgasinfrastruktur erfolgt. Dadurch kann auch das Henne-Ei-Problem bzw. ein *First-Mover-Disadvantage* eines Infrastrukturbasierten Markthochlaufs umgangen werden. Nach einer kurzen Erläuterung zur regulatorischen Umsetzung hinsichtlich der Kostenallokation wird dies in Teil 2 vertiefend behandelt.

### II. Regulatorische Umsetzung; Kostenallokation

Ausgehend vom bestehenden Rechtsrahmen gibt es zwei Möglichkeiten, Kosten die durch eine Integration von Wasserstoff in die Erdgasnetze verbunden sind, verursachungsgerecht zuzuordnen. Beide Mechanismen, für die in Deutschland genügend Erfahrungswerte bestehen, sind mit spezifischen Vor- und Nachteilen verbunden:

Gemäß § 20b Spiegelstr. 1 GasNEV i. V. m. § 33 Abs. 10 GasNZV werden die Kosten für die Einspeisung von Biogas bundesweit auf die Netzentgelte umgelegt. Indes könnte § 20b GasNEV um einen weiteren Spiegelstrich ergänzt, der die bundesweite Wälzung zur Finanzierung des Ausbaus von Wasserstoffnetzen vorsieht. Hierdurch werden die Investitionskosten zum einen transparent dargestellt, investitionswillige Netzbetreiber könnten vorweggehen. Allerdings wäre eine getrennte Buchführung erforderlich. Eine gleichmäßige Kostenwälzung auf die Netzentgelte für die Nutzung von Erdgasnetzen verliert jedoch spätestens dann seinen Sinn, wenn im Rahmen der Transformation des Erdgasnetzes zu einem reinen Wasserstoffnetz sukzessive Erdgaskunden wegfallen, wodurch zugleich die Umlage für die verbliebenen Erdgasnetznutzer steigt.

---

<sup>10</sup> European Green Deal der Europäischen Kommission, 11. 12. 2019 COM(2019) 640 final

Aus den oben Genannten ergibt sich schließlich, dass am Ende eine Finalisierung und Überführung in das Netzentgeltsystem erforderlich ist, sodass daraus durchaus die Schlussfolgerung gezogen werden kann, die Finanzierung ohne den Zwischenschritt einer Umlage bereits unmittelbar im Netzentgeltsystem auszugestalten.

Schließlich könnte der Ausbau des Wasserstoffnetzes im Rahmen der Anreizregulierung gemäß § 21a EnWG durch ein einheitliches Netzentgelt mit gemeinsamer Erlösobergrenze für Erdgas- und Wasserstoffnetze finanziert werden. Dies hat den Vorteil, dass die Entgeltsystematik von Beginn der Transformation an gleich bleibt, die Kosten einheitlich geprüft sowie das Eigenkapital einheitlich verzinst werden.

Demgegenüber ist solch eine Tarifgestaltung weniger transparent und führt zu regional unterschiedlichen Belastungen. Zwar gilt im Fernleitungsnetz seit 2020 ein einheitliches Netzentgelt mit horizontaler Kostenwälzung – mithin ist für den Netznutzer unerheblich, in welcher Region Wasserstoffstrukturen benötigt werden. Leider besteht hier aber die Gefahr, dass Verteilernetze – die gleichfalls die Transformation vorgelagerter Netze nachziehen müssten – mangels Wälzungsmechanismus besonders belastet werden. Insofern bedürfte es – je nach Netzebene – unterschiedliche Mechanismen.

## Teil 2 Finanzierung des Aufbaus von Wasserstoffnetzen durch Integration in den rechtlichen Rahmen der Gasnetzregulierung

Autoren: Thomas, Straßer (Wirtschaftsprüfer/Steuerberater)  
Fimpel, Andreas (Steuerberater)

### A. Hintergrund und Arbeitsthese

Hintergrund für vorliegende Analyse ist die Dekarbonisierung der Gaswirtschaft. Einerseits braucht es zwar auch zukünftig einen gasförmigen Energietransport, andererseits ist aber evident, dass Erdgas über 2050 hinaus durch CO<sub>2</sub>-neutrale Gase ersetzt werden muss. Insofern kann die Zukunft im Wasserstoff liegen. Gegenwärtig werden dazu in der Branche verschiedene Rahmenbedingungen diskutiert. Eine These dabei ist, dass der größte Wohlfahrtsgewinn in einer **regulierten Wasserstoffinfrastruktur** liegt, die sich aus den bestehenden (regulierten) Erdgasnetzbetreibern heraus entwickelt.



## I. Ausgangspunkt der Überlegung

Die Aufgabe der Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur sollte den bestehenden Gasnetzbetreibern übertragen werden. Die Finanzierung erforderlicher Investitionen kann dann aus den laufenden Einnahmen aus der Erdgasinfrastruktur erfolgen.

Neben anderen Vorteilen für die Transformation vermeidet dieser Ansatz zugleich drohende Sonderabschreibungen der heutigen Erdgasinfrastruktur, die alternativ erforderlich werden könnten. Denn Energienetze i. w. S. kennen keinen abschließenden Amortisationszeitraum bzw. Investitionszyklus. Für regulierte Energienetze charakteristisch ist eine Mischkalkulation aus abgeschriebener und neuer Infrastruktur. Infolge der – bei einer Festlegung eines Endzeitpunkts – kontinuierlich kürzer werdenden Nutzungszeiträume, müssten die Netzentgelte gegen Ende der Erdgaswirtschaft entsprechend ansteigen. Darüber hinaus werden durch die Nutzung der bestehenden Organisationsstrukturen der heutigen Gasnetzbetreiber systematisch ein paralleler Aufbau analoger Strukturen für die Wasserstoffinfrastruktur bzw. der sich daraus ergebenden Kosten vermieden. Dies gilt aber nicht nur für den Aufbau, sondern aufgrund von Skaleneffekten auch für den laufenden Betrieb.

Eine Quantifizierung dieses Ausgangspunkts vermag das wirtschaftliche Potential aufzuzeigen, das in der Integration der Wasserstoffinfrastruktur in das bestehende Regulierungssystem liegt.

## II. Zu überprüfende Arbeitshypothese

Es wird davon ausgegangen, dass ein kombinierter Netzbetreiber für den Einsatz von Erdgas und Wasserstoff, der in einem gemeinsamen Regulierungsregime – das mit dem heutigen vergleichbar ist – verhaftet ist, die kostengünstigste Variante einer Transformation der Gaswirtschaft darstellt. Welches Potential in dieser Arbeitshypothese steckt, soll nachfolgend quantifiziert bzw. ökonomisch untermauert werden („volkswirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Begründung“). Dies soll dergestalt erfolgen, dass eine Quantifizierung durch eine Gegenüberstellung der Kosten vor Erweiterung des Regulierungsrahmens um Wasserstoffinvestitionen bei gleichzeitiger Sonderabschreibung des bestehenden Erdgasnetzes mit den Kosten unter Berücksichtigung dieser Investitionen als Kombi-Netzbetreiber verglichen wird. Dieser Kombi-Netzbetreiber soll die Assets sukzessive umwidmen können und dadurch Sonderabschreibungen vermeiden.

Für Netze in Deutschland lassen sich die Auswirkungen am besten mit Blick auf die Entwicklung der Kosten für Netznutzer erkennen; im Idealfall **bleiben die Netzentgelte trotz Wasserstoffinvestitionen gleich**. Dabei ist zu berücksichtigen, dass mit

der Höhe der spezifischen Netzentgelte zwei Effekte kombiniert werden. Zum einen handelt es sich dabei um die Kosten in Form einer Erlösobergrenze der Netzbetreiber, aber auch um die Entwicklung der Absatzmengen. Die Bestätigung bzw. Quantifizierung der These erfolgt nachfolgend deshalb in zwei Schritten. Volkswirtschaftlich sollen dabei sowohl die Kosten für die heutigen Netznutzer, aber auch des Staates gleich bleiben, wie ohne die Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur.

## **B. Wirtschaftliche Analyse**

Die Quantifizierung der Netzbetreiberkosten bzw. deren Veränderung ohne Berücksichtigung von Mengeneffekten kann isoliert betrachtet werden und wird nachfolgend **unter II.** analysiert.

Die Kombination mit Effekten aus der Veränderung von Mengenabsätzen erfordert eine differenzierte Betrachtung. Hintergrund ist, dass für „reine Erdgasnetzbetreiber“ unter Berücksichtigung der Dekarbonisierung von deutlichen Mengenrückgängen auch ohne Kostenveränderungen auszugehen ist und daher bei Fortführung dieser Erdgasnetze stark steigende spezifische Netzentgelte zu erwarten sind. Dies bedeutet, dass bisherige Gasnetzkunden auf eine alternative Energieversorgung umsteigen und die Netznutzer, die weiterhin Erdgas nutzen mit deutlich höhere Netzentgelten belastet sind. Für eine Betrachtung, ob volkswirtschaftlich durch die Wasserstoffinvestitionen, die dazu führen, dass wieder mehr Gasmengen im Netz abgesetzt werden und die spezifischen Netzentgelte vergleichsweise geringer sind, keine Mehrbelastung erfolgt, sind auch die Kosten der alternativen Energieversorgungen mit einzubeziehen (vgl. hierzu weiter **unter III.**).

## **I. Grundlage für Annahmen zur Absatzentwicklung**

Zur Prüfung und Quantifizierung der vorgenannten These haben wir uns auf Voruntersuchungen für Gasverteilnetze gestützt. In der sog. Wärmewendestudie<sup>11</sup> wurden die Auswirkungen auf unterschiedliche Modellnetztypen bei der sich verändernden Nachfrage aufgrund der Dekarbonisierung untersucht. Hierbei ging es insbesondere darum, die Auswirkungen und die möglichen Reaktionen der Netzbetreiber auf die sich verändernden Nachfragemengen zu untersuchen.

Die Erkenntnis zu den abnehmenden Mengen basiert auf zahlreichen Studien zur Entwicklung der Erdgasnachfrage vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung.

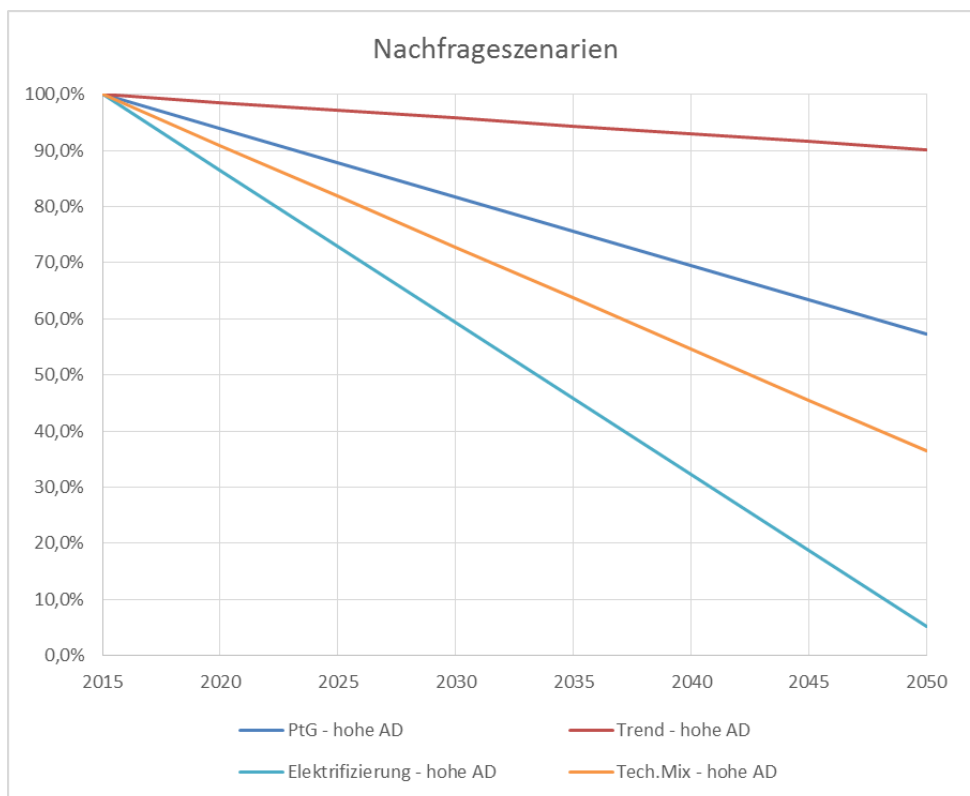
---

<sup>11</sup> Die Wärmewende und ihre Auswirkung auf die Gasverteilnetze; Becker Büttner Held PartGmbH, Becker Büttner Held Consulting AG; Berlin/München 2018 ([Zusammenfassung](#) online verfügbar).

Diese wurden zusammengefasst und daraus die wesentlichen Transformationspfade abgeleitet. Hierbei handelt es sich um die folgenden Nachfrageszenarien bezogen auf den erdgasbezogenen Wärmemarkt:

- Trend (näherungsweise konstante Mengen; Klimaziele werden nicht erreicht);
- Power to Gas (synthetische gasförmige Brennstoffe, wie Wasserstoff und synthetisches Methan, gewinnen an besonderer Bedeutung);
- Technologiemix (Mix an unterschiedlichen Technologien bzw. Power to Gas und Elektrifizierung) und
- Elektrifizierung (gasbasierte Technologien werden bis 2050 durch strombasierte Technologien substituiert).

Daraus ergeben sich folgende Mengenreduzierungen je Nachfragszenario für die Raum- und Prozesswärmeversorgung:



Nicht erfasst ist in vorgenannter Graphik bzw. der Wärmewendestudie dabei die Erdgasversorgung des Verkehrs oder Gas zur Stromerzeugung.

## II. Entwicklung Erlösobergrenzen Erdgasnetze (ohne Wasserstoff)

In einem ersten Schritt haben wir untersucht, wie sich die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber im Zeitablauf bis zum Jahr 2050 verhalten würden, wenn keine neuen Investitionen in Leitungen mehr erfolgen. Diese Entwicklung haben wir der aktuellen Versorgungssituation der Netzbetreiber ohne Auswirkungen aus der Dekarbonisierung (Status Quo) gegenübergestellt. In Höhe einer potentiellen Absenkung der Erlösobergrenzen könnten Investitionen in Wasserstoffnetze bzw. die Umrüstung der bestehenden Erdgasnetze erfolgen, ohne dass in Summe die Kosten für den erweiterten Netzbetrieb inkl. Wasserstoff ansteigen. Bei unveränderten Kosten für die Netznutzer könnten die Investitionen in Wasserstoffleitungen damit mitfinanziert werden.

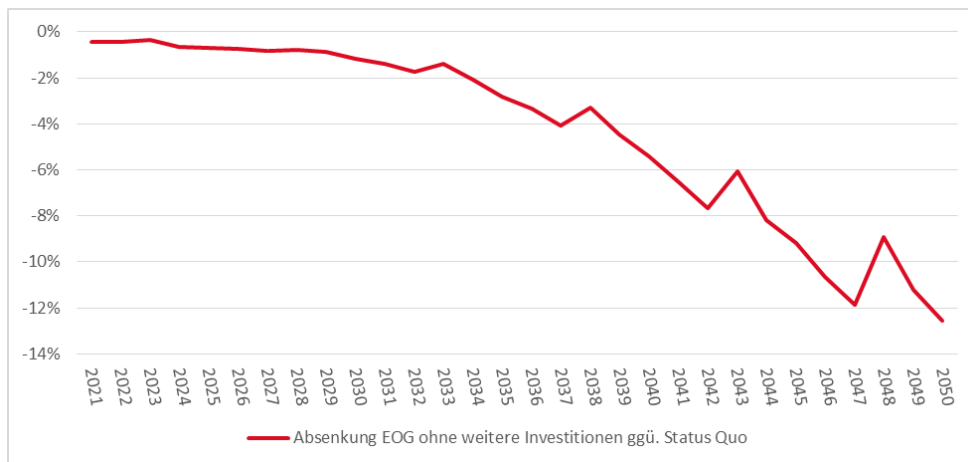
### 1) Investitionspotential im Rahmen der Erlösobergrenzen

Zur Beurteilung der Entwicklung der Erlösobergrenzen wurde zunächst eine Ableitung für alle Gasnetzbetreiber (Fernleitungsnetz und Verteilnetz) der heutigen Höhe vorgenommen. Basis hierfür sind die Informationen aus dem Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes Stand November 2019 mit den Informationen zum genehmigten Ausgangsniveau des Jahres 2015 sowie die aktuellen Erlösobergrenzenanträge für das Jahr 2019 der Netzbetreiber im regulären Verfahren, die gem. § 31 ARegV veröffentlicht werden. Die Erlösobergrenzenanträge zeigen im Durchschnitt eine Erhöhung um rd. 15 % gegenüber der ursprünglichen Erlösobergrenze aus der Kostengenehmigung des Jahres 2015. Unter anderem ist dies vermutlich bedingt durch die vergleichsweise hohen Investitionen gegenüber dem Basisjahr, weshalb das zugrunde gelegte Ausgangsniveau entsprechend erhöht wurde. Für alle Netzbetreiber ergeben sich damit angepasste Netzkosten für das Jahr 2019 i. H. v. € 7,1 Mrd. Allerdings sind in den Netzkosten auch vorgelagerte Kosten enthalten (insb. Fernleitungsnetzbetreiber), die für die Ableitung der Kostenbelastung aller Netznutzer zu eliminieren sind, da diese andernfalls doppelt berücksichtigt werden. Die angepassten Netzkosten ohne vorgelagertes Netz betragen € 5,9 Mrd.

Die Entwicklung für alle Gasnetzbetreiber wurde anhand der berechneten Effekte unter Berücksichtigung der heutigen regulatorischen Vorgaben i. R. d. Wärmewendestudie analysiert. Hierbei wurden die ursprünglichen Modellnetze bei unterstellter Vermeidung von weiteren Investitionen in das Gasleitungsnetz im einfachen Durchschnitt zugrunde gelegt. In der Planung der Modellnetze ist aber weiterhin der sichere Gasnetzbetrieb unterstellt, was bedeutet, dass zur sicheren Versorgung in

andere Anlagentypen durchaus Reinvestitionen berücksichtigt sind und auch höhere Instandhaltungsaufwendungen aufgrund des steigenden Durchschnittalters der Leitungen berücksichtigt wurden.

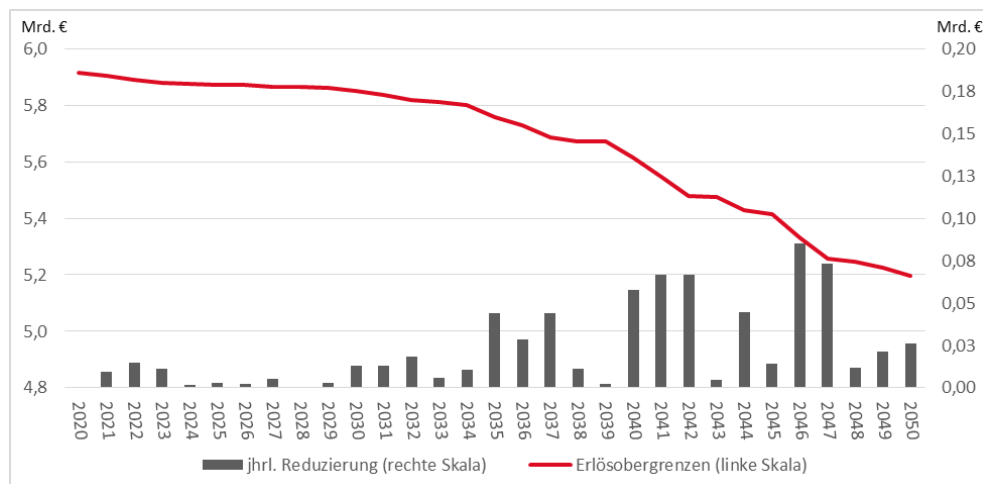
Aus dieser Analyse zeigt sich der nachfolgende Rückgang der Erlösobergrenzen im Zeitablauf gegenüber dem Status Quo:



Die dargestellte Absenkung der Netzkosten im Zeitablauf zeigt ab dem Jahr 2034 eine signifikante Verstärkung an. Zudem ist auch ersichtlich, dass jeweils im ersten Jahr einer Regulierungsperiode nach einem neuen Basisjahr die Absenkung wieder auf niedrigerem Niveau beginnt. Hintergrund hierfür sind die steigenden Instandhaltungskosten bei Vermeidung von leitungsgebundenen Investitionen. Im Jahr 2050 erreicht die Absenkung mit 12,5 % den höchsten Stand.

Unter Berücksichtigung einer Glättung der Kostenabsenkungen innerhalb einer Regulierungsperiode bei entsprechenden periodenspezifischen Erhöhungen zeigen sich die nachfolgenden jährlichen Erlösobergrenzen aller Netzbetreiber in Deutschland und die sich daraus ergebenden jährlichen Absenkungen, die durch entsprechende Kapitalkosten aus Wasserstoffinvestitionen „aufgefüllt“ werden können:

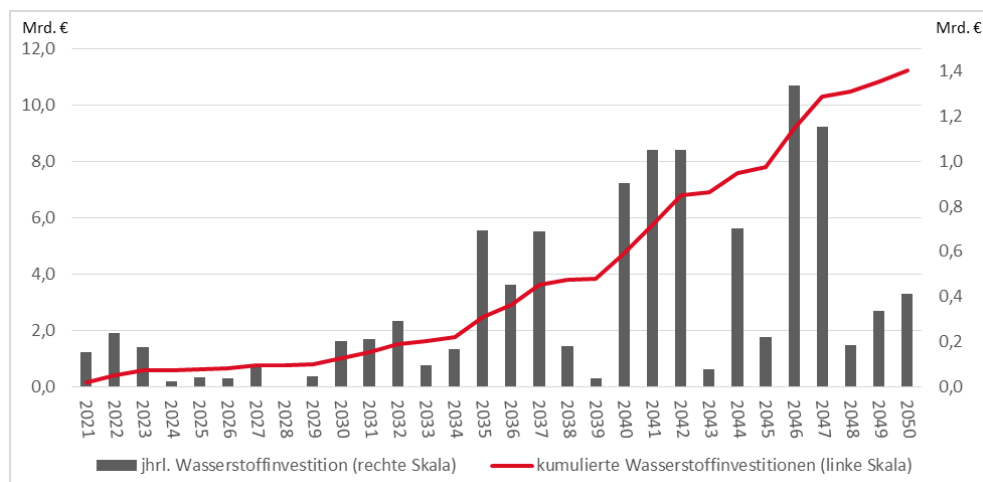
20.05.2020



Der Grund für das doch vergleichsweise geringe Absinken gegenüber der ursprünglichen Erwartung ist, dass der Hauptteil der enthaltenen Kapitalkosten für Bestandsanlagen bis zum Jahr 2034 – die kalkulatorische Abschreibung – in fast unveränderter Höhe enthalten bleibt. Erst danach laufen zunächst bei den älteren Modellnetzen die Bestandsanlagen in der kalkulatorischen Abschreibungen aus und reduzieren entsprechend die Erlösobergrenzen.

## 2) Mehrwert eines kombinierten Erdgas-/Wasserstoffnetzbetriebs

Aus den vorgenannten Absenkungen der Erlösobergrenzen ergäbe sich grundsätzlich nachfolgendes Potential für jährliche Investitionen in Wasserstoffleitungen, die im gleichen Regulierungsregime refinanziert werden könnten und damit die Erlösobergrenzen und in der Folge die Kosten, die durch die Netznutzer zu tragen wären, i. H. v. € 5,9 Mrd. konstant blieben:



Die Ableitung der jährlichen Investitionsbeträge erfolgte retrograd ausgehend von den Reduzierungen in der Erlösobergrenze, was dem Potential der jährlichen Kapitalkosten aus Wasserstoffinvestitionen entspricht. Zur Ableitung der Investitionsbeträge aus den Kapitalkosten wurden kalkulatorische Nutzungsdauern für die Wasserstoffleitungen von durchschnittlich 45 Jahren berücksichtigt. Zudem haben wir die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze aus der Wärmewendestudie i. H. v. 6,8 % für das eigenkapitalfinanzierte Vermögen bis zu 40 % zzgl. kalk. Gewerbesteuer und durchschnittlich 1,7 % für die restliche Finanzierung (Gesamtkapitalkosten inkl. Gewerbesteuer 4,1 %) angesetzt.

**Zwischenergebnis: In Summe können damit € 11,2 Mrd. in Wasserstoffleitungen im Zeitraum 2021 bis 2050 (Ø € 0,4 Mrd. p. a.) bei Beibehaltung des Kostenniveaus im Status Quo investiert werden.**

Bei der bisherigen Analyse wurde dabei noch nicht beachtet, dass bei der endlichen Erdgas-Versorgung gegen Ende des Betrachtungszeitraumes vor dem Jahr 2050 Netz(teile) zurückzubauen sind, die kalkulatorisch noch nicht refinanziert sind. Offen bleibt, ob der „letzte“ Kunde die Refinanzierung einer (kalkulatorischen) Sonderabschreibung für den Anlagenabgang anderer Netzteile oder der Staat dies trägt. Letztere Erwägung basiert aus eigentumsrechtlichen Erwägungen bei staatlich veranlasster Stilllegung. Bei unveränderter, endlicher Erdgas-Versorgung werden diese Kosten zusätzlich entstehen.

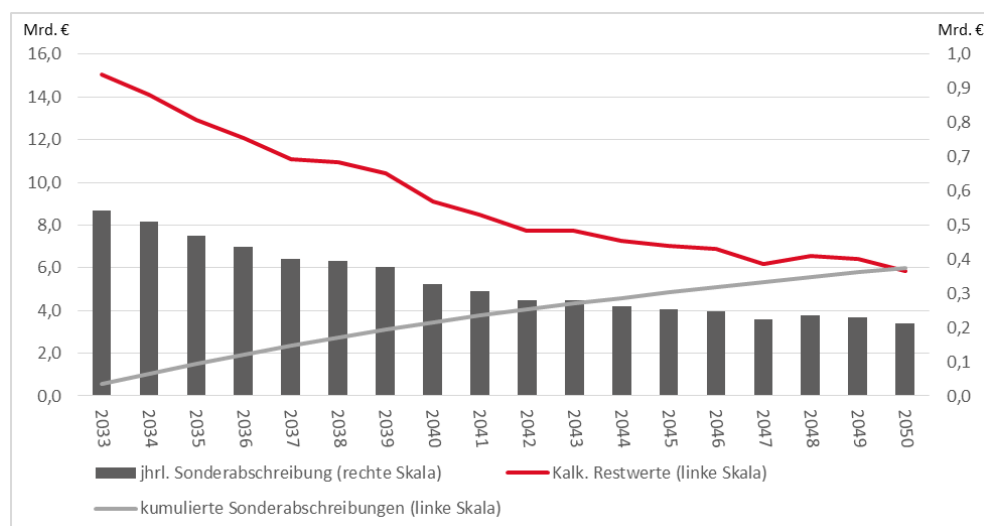
Unterschiedlich werden die Zeitpunkte der Stilllegung bzw. des Rückbaus sein. Dies ist auch abhängig davon, wie hoch die spezifischen Netzentgelte des jeweiligen Netzes im Vergleich zur Versorgung mit alternativen Energieträgern sein werden (vgl. hierzu auch nachfolgend unter 2.).

Die Abschätzung der kalkulatorischen Sonderabschreibung für alle Gasnetzbetreiber in Deutschland erfolgt auf Basis einer vereinfachten Ableitung. Basis hierfür sind ebenfalls jeweils Wertverhältnisse aus der Wärmewendestudie. Hierbei haben wir verschiedene Schätzungen vorgenommen, die in etwa zu gleichen Sonderabschreibungen für alle Gasnetzbetreiber in Deutschland kommen. Entscheidend hierbei ist aber auch der Zeitpunkt der Stilllegung bzw. der Sonderabschreibung. Die Erkenntnisse aus der Wärmewendestudie lassen auf Stilllegung ab dem Jahr 2033 schließen. Der Zeitraum der Stilllegungen wird auf die Jahre ab 2033 bis 2050 gleichverteilt vorgenommen. Da die Restbuchwerte im Zeitablauf sinken, sind die sich daraus ergebenden Sonderabschreibungen im Zeitablauf ebenfalls abnehmend.

20.05.2020

Zudem ist auch der Anteil der Netze, die stillgelegt werden, entscheidend. Insbesondere die Fernleitungsnetze werden vermutlich nicht stillgelegt, da neben der reinen (Raum- und Prozess-)Wärmeversorgung, die zwar überwiegend rückgängig sein wird, auch Stromerzeugung und Verkehr weiterhin an bestimmten Standorten versorgt werden. Von den nachfolgend dargestellten kalkulatorischen Restwerten haben wir schätzungsweise 65 % als stillzulegende Leitungen angesetzt.

Damit ergeben sich im Betrachtungszeitraum die nachfolgend dargestellten kalkulatorischen Sonderabschreibungen:

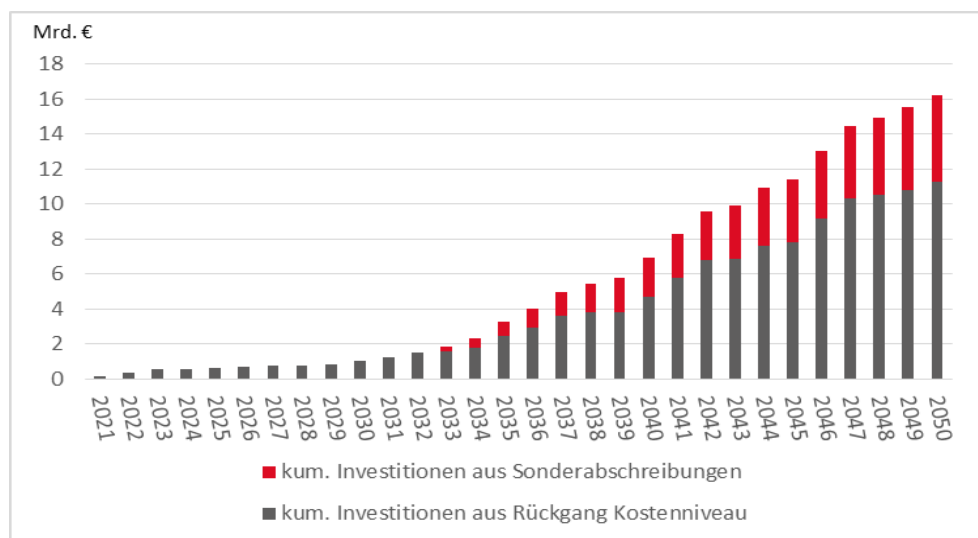


Kumuliert werden damit € 6,0 Mrd. Sonderabschreibungen vorgenommen. Grundsätzlich besteht in dieser Höhe auch die Möglichkeit, anstatt einer Refinanzierung dieser Sonderabschreibungen Investitionen in Wasserstoffleitungen durchzuführen. Allerdings wird damit das Potential insb. bei kumulativer Betrachtung mit den zuvor dargestellten Effekten aus der Kosten- bzw. Erlösobergrenzen-Entwicklung leicht überschätzt. Hintergrund ist, dass nach Vornahme der Sonderabschreibungen keine Kapitalkosten mehr in der Erlösobergrenze enthalten sind. Auch diesen Effekt haben wir überschlägig bereinigt. Im Ergebnis kann aufgrund der Sonderabschreibungen i. H. v. € 5,0 Mrd. Investitionen in Wasserstoffnetze vorgenommen werden. Verteilt über den Zeitraum 2033 bis 2050 sind dies jährlich € 0,3 Mrd.

**Ergebnis: Kumuliert aus den isolierten Potentialen des Rückgangs des Kosten- und den Sonderabschreibungen können die nachfolgenden jährlichen Investitionen in Wasserstoffleitungen durchgeführt und finanziert werden, ohne dass es dadurch zu einer Mehrbelastung kommt:**



20.05.2020



**Kumuliert ergibt sich eine Investitionssumme in Wasserstoff-Infrastruktur i. H. v. € 16,2 Mrd. Bei dem Betrachtungszeitraum von 30 Jahren ergibt dies vereinfacht ausgedrückt bei gleichmäßiger Verteilung einen jährlichen Investitionsbetrag i. H. v. € 0,5 Mrd.**

### III. Absatzmengeneffekte

Neben dem vorgenannten Effekt, rein bezogen auf die Kosten der Gasnetzbetreiber, gibt es aber auch noch einen Mengeneffekt, der sich bei Analyse der spezifischen Netzentgelte für die Gasnetzbetreiber zeigt. Grund hierfür ist, dass für reine Erdgasnetzbetreiber unter Berücksichtigung der Dekarbonisierung von deutlichen Mengenrückgängen auszugehen ist. Hierbei kann die Kostenseite zunächst außer Acht gelassen werden.

Die Erkenntnis zu den abnehmenden Mengen basiert auf zahlreichen Studien zur Entwicklung der Erdgasnachfrage vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung. Bei der Beurteilung der Erdgasnetze ohne Berücksichtigung von Wasserstoff liegt es nahe, dass hierbei das Nachfragszenario Elektrifizierung bezogen auf die Absatzentwicklung zugrunde zu legen ist, da der Großteil der Gasmengen heute in der Wärme verbraucht wird. Dabei wird deutlich, dass sich bei der stark sinkenden Gasnachfrage die spezifischen Netzentgelte im Zeitablauf vervielfachen. Auch bei den unter 1. dargestellten Absenkungen des Kostenniveaus im Zeitablauf wird es zu einer Vervielfachung der Netzentgelte kommen. Verursacht wird die sinkende Mengennachfrage durch eine Vielzahl von Einzeleffekten. Teilweise wird es sich vorübergehend um Effizienzgewinne in der Wärmeversorgung handeln. Allerdings sind diese Mengeneffekte für vorliegende Analyse unbeachtlich, da das Kostenniveau im Netz im Wesentlichen unbeeinflusst wird und im Grunde die gleichen Kunden die gleichen

Kosten tragen. Nachhaltig wird der Grund des Mengenrückgangs aber im Wechsel von bisherigen Gaskunden begründet sein, die auf eine Versorgung mit alternativen Energieträgern umgestiegen sind. Um für die angedachte Wasserstoffversorgung eine volkswirtschaftliche, vergleichende Kostenanalyse durchführen zu können, müsste aber untersucht werden, wieviel Kunden bei welchen Grenzpreisen in der leistungsgebundenen Versorgung gehalten werden können und um welche Absatzmengen sich dadurch der Gesamtabsatz pro Jahr erhöht. Volkswirtschaftlich wären die vermiedenen Investitionen in die alternativen Energieträger ohne Umstieg systematisch mit in die Analyse einzubeziehen. Der Umstieg in eine alternative Energieversorgung ist auch von anderen staatlichen Abgaben bzw. Auflagen abhängig.

Unterstellt man vereinfachend, dass alle Kunden, die auf eine Alternativversorgung umsteigen könnten, potentiell durch Wasserstoff versorgt, gelten unsere Ausführungen unter 1. zur Analyse ohne Berücksichtigung von Mengeneffekten. Für andere Fälle wäre eine tiefergreifende Analyse noch durchzuführen. Insgesamt würde der Vorteil gegenüber dem isolierten Effekt aus dargestellter Kostenentwicklung (Ergebnis in 1.) vermutlich zu etwas höheren Finanzierungspotentialen für Wasserstoffinvestitionen führen.

### C. Fazit

Im Ergebnis konnte die These, dass eine kombinierte Regulierung für Erdgas und Wasserstoff erhebliche Finanzierungspotentiale aus der Regulierung gegenüber dem Status Quo heben kann, durch unsere Analysen bestätigt werden. Eine überschlägige Quantifizierung ist zumindest, bezogen auf das Kostenvolumen im Netzbereich, in der dargestellten Höhe möglich. Darüber hinaus können weitere Effekte qualitativ eingeschätzt werden.

Prof. Christian Held  
Rechtsanwalt

Johannes Nohl  
Rechtsanwalt

Thomas Straßer  
Wirtschaftsprüfer/Steuerberater

Andreas Fimpel  
Steuerberater