

POSITIONSPAPIER 2.0

zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft

Berlin, 14.12.2023

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 293.000 Beschäftigten wurden 2020 Umsatzerlöse von 123 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 16 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Wärme 88 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat rund 76 Prozent ihrer CO₂-Emissionen seit 1990 eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 957 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten. Wir halten Deutschland am Laufen – klimaneutral, leistungsstark, lebenswert. Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: [2030plus.vku.de](https://www.vku.de/2030plus).

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Management Summary

In diesem Positionspapier werden die wichtigsten Faktoren für den Wasserstoffmarkthochlauf dargestellt. Der VKU schlägt verschiedene Maßnahmen vor bzw. bezieht zu Instrumenten Position, die zu einer beschleunigten und breiten Verfügbarkeit von klimaneutralem und langfristig weitgehend grünem Wasserstoff beitragen.

Es steht außer Frage, dass das Industrieland Deutschland CO₂-freie Moleküle in erheblichem Umfang importieren muss. Dazu hat die Bundesregierung eine Import-Strategie angekündigt. Gleichmaßen wichtig ist, dass die inländischen Potenziale zur Wasserstoffproduktion konsequent gehoben werden.

Im Schlaglicht: Maßnahmen für den erfolgreichen H₂-Markthochlauf:

- Nachfrage, Angebot und Infrastruktur sind zu betrachten.
- Es darf keine Vorfestlegungen bei den Verbrauchssektoren geben: Jegliche H₂-Nachfrage ist zu unterstützen. Der Markt entscheidet, wo der Wasserstoff zum Einsatz kommt. CO₂-Bepreisung/das Brennstoffemissionshandelsgesetz und der EU-Emissionshandel sind hierbei wichtige einflussnehmende Parameter. Marktverzerrungen sind aufzuheben.
- Der Markthochlauf braucht Offenheit bei den Herstellungsverfahren: Mit welchem Verfahren H₂ produziert wird, muss unerheblich sein. Wichtig ist, dass ein möglichst breites Spektrum an Wasserstoffherzeugung (Elektrolyse, Dampfreformierung aus Biogas, Katalyse, Pyrolyse, ...) zugelassen ist. Das übergeordnete Ziel ist dabei der Einsatz (Produktion und Verwendung) von grünem H₂. Die Förderung von anderen Erzeugungsarten darf dieses Ziel nicht konterkarieren.
- Gedeckelte Netzentgelte können den Kunden helfen, die zumindest anfänglich hohen Kosten für H₂ zu schultern. Auch Verteilnetzbetreiber brauchen entsprechende finanzielle Ausgleichsmechanismen, wie den intertemporalen Kostenausgleich. Die Renditen der Netzbetreiber müssen angemessen sein und kapitalmarktfähige Konditionen bieten.
- Nutzung von vorhandener Infrastruktur: Viele Gas-/H₂-Netze bleiben und werden weiter benötigt. Der Umfang weitergenutzter oder neu errichteter Infrastruktur richtet sich an den konkreten Bedingungen vor Ort aus.
- Der regulatorische Rahmen für die Verteilernetze muss fit gemacht werden für die Zeit der Transformation, d.h. Umstellung oder Rückbau/Stillegung.

Inhalt

Management Summary	2
Im Schlaglicht: Maßnahmen für den erfolgreichen H ₂ -Markthochlauf:.....	2
Zielsetzung und Einflussfaktoren für die Wasserstoffwirtschaft	3
Gasförmige Energieträger bleiben wichtig - auch über 2045 hinaus	3
H ₂ -Markthochlauf braucht das Zusammenspiel aus Steigerung von Nachfrage, Angebot und Ertüchtigung der Infrastruktur	4
Nachfrageseitige Stimulation	5
VKU für Wasserstoff-Einsatz in allen Sektoren	5
Der Zankapfel Wärmemarkt.....	6
Zusammenfassende VKU-Empfehlung für den Wärmemarkt	9
Nachfrage durch den Stromsektor:	9
Einbindung in H ₂ -Infrastruktur (Netze und Speicher) ist elementar. Schlüsselfragen: Wann? Wo? Welche Kapazitäten?	12
Steigerung des Wasserstoff-Angebots	12
Instrumente für die 10 GW bis 2030	13
Nachhaltigkeitskriterien für Wasserstoff	15
Aufbau der Infrastruktur	17
Wie weiter mit der (EE-)Gasnetzinfrastruktur?.....	17
Anforderungen für die (EE-)Gasnetzinfrastruktur von morgen	18

Zielsetzung und Einflussfaktoren für die Wasserstoffwirtschaft

Deutschland will die europäischen und nationalen Klimaschutzziele mit der Energiewende effizient und fristgerecht erfüllen. Die Kommunalwirtschaft in Deutschland unterstützt diese Zielstellung und steht bereit, diesen Weg engagiert über alle Sektoren hinweg mitzugestalten.

Gasförmige Energieträger bleiben wichtig - auch über 2045 hinaus

In diesem Transformationsprozess des Energiesystems werden gasförmige Energieträger ohne fossilen Kohlenstoff einen wichtigen Bestandteil bilden. Wasserstoff, aufbereitetes Methan aus Biogas, Deponiegas, Klärgas oder Grubengas und synthetisches Erdgas können zur Defossilisierung von Industrie, Flug- und Schwerlastverkehr sowie zur Rückverstromung in reinen Stromerzeugern eingesetzt werden. Darüber hinaus können sie unter anderem durch die Nutzung in KWK-Anlagen, die Strom erzeugen und die gleichzeitig anfallende Wärme in (kommunale) Wärmenetze einspeisen, auch einen wichtigen Beitrag

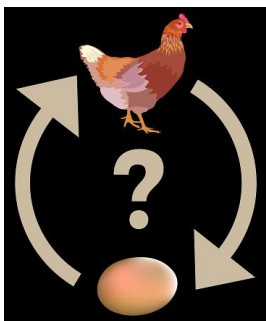
zur Wärmewende leisten. Erneuerbare Gase bieten mittelständischen Industrie- und Gewerbetunden, die fast alle an die Gasverteilernetze angeschlossen sind, eine vielfach notwendige Defossilisierungsoption, sofern eine Elektrifizierung nur begrenzt möglich ist. Dies gilt auch für die dezentrale Wärmeversorgung im Gebäudebestand: Dort, wo kein Anschluss an ein Wärmenetz möglich, der Einbau von Wärmepumpen nicht sinnvoll oder die Gebäudesanierung im erforderlichen Maße zeitlich nicht umsetzbar und zu kostenintensiv ist, kann die gasbasierte Wärmeversorgung eine gute Alternative bleiben.

Ausschlaggebend sind die grundsätzliche Eignung sowie die technische und wirtschaftliche Anpassungsfähigkeit der verfügbaren und hervorragend ausgebauten Netze für die klimaneutralen Gase. Das Wärmeplanungsgesetz sieht ausdrücklich die Möglichkeit vor, diese Eignung durch die Ausweisung als sog. Prüfgebiet strukturiert zu ermitteln. Die damit verbundene Schnelligkeit Wasserstoff transportieren und verteilen zu können, ist ein wesentlicher Vorteil. Ein weiterer Vorteil liegt in der Entlastung des ansonsten **primär genutzten Stromnetzes** und die funktionale Ergänzung als **Sektorkopplungs- und Speichersystem** durch die gute Steuerbarkeit und Verschiebbarkeit der Last z.B. per Elektrolyse.

H₂-Markthochlauf braucht das Zusammenspiel aus Steigerung von Nachfrage, Angebot und Ertüchtigung der Infrastruktur

Der für das Erreichen der Klimaziele, die Entlastung des Stromsystems, und die verbesserte Resilienz des Gesamt-Energiesystems notwendige Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft hängt stark von verschiedenen **Einflussfaktoren** in den Bereichen **Wasserstoffherzeugung, -nachfrage und -infrastruktur** und den rechtlichen Rahmenbedingungen auf Ebene der EU und Deutschlands ab.

Exkurs: „Henne-Ei-Problem“-Problem



Viele potenzielle H₂-Verbraucher zögern mit Investitionen, weil sie sich nicht sicher sein können, dass dann auch ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht. Auf der anderen Seite wird aber auch die Produktion von Wasserstoff nicht schnell ausgebaut, wenn sich die Hersteller nicht sicher sein können, dann auch ausreichend Abnehmer zu finden.

Exkurs: IPCEI-Projekte stehen vor (unnötigen) Verzögerungen

Für Großprojekte mit grenzüberschreitendem Einfluss setzen die IPCEI (Important Project of Common European Interest) -Projekte der EU für Wasserstofftechnologien und -systeme an. Mit diesem Instrument sollen **integrierte Projekte** entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette gefördert werden. Die Förderung soll Investitionen in die Erzeugung von grünem Wasserstoff, in den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur und die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie und der Mobilität, nicht jedoch im Wärmemarkt, anreizen. Allerdings gibt es bedeutende Verzögerungen bei den IPCEI-Förderbescheiden. Dies führt eher zu Stillstand als zu Bewegung auf dem Wasserstoffmarkt. **Hier muss es zu schnelleren Prüfbescheiden kommen, damit die Projekte endlich in die Umsetzung kommen.**

Nachfrageseitige Stimulation

VKU für Wasserstoff-Einsatz in allen Sektoren

Der VKU plädiert ausdrücklich für eine **nachfrage- und angebotsorientierte Strategie** zur Forcierung des Wasserstoffhochlaufs. Er stellt sich damit gegen die Auffassung, dass der Wasserstoff-Verbrauch von vornherein eng restringiert werden müsse. Anhänger dieser Auffassung führen an, dass ausgehend vom heutigem Stand und von den verfügbaren Erzeugungskapazitäten der späterhin ausschließlich grüne Wasserstoff ein vergleichsweise ineffizienter und teurer Energieträger sei und damit bei erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Konkurrenz zur direkten Stromnutzung stünde.

Der VKU vertritt die folgenden Gegenargumente:

- Nur wenn ein möglichst großer H₂-Bedarf zulässig und möglich ist, sind entsprechende Investitionen in H₂-Erzeugungskapazitäten hierzulande wie auch im Ausland realistisch.
- Zudem wird Wasserstoff für die Systemstabilität benötigt. In der Betrachtung benötigter Mengen geht es daher nicht ausschließlich um die Effizienz der Einzelanwendung, sondern um eine Systemeffizienz¹.

Wir halten fest:

- Neben den europäischen und rechtlichen Rahmenbedingungen, stabilen Investitionsbedingungen und Technologieoffenheit ist auch die Energieeffizienz zur Vermeidung möglicher Kostenrisiken bei Einsatz grüner Gase relevant.
- Defossilisierungslösungen für Industrie, Gewerbe und Wärmemarkt müssen technologieoffen reguliert werden, ohne bestimmte/individuelle Sektoren auszuschließen.

¹ Diese setzt sich zusammen aus Erzeugungseffizienz (hohe Vollaustunden bei begrenzter Leistung), Verteilungsnetz-Effizienz (PV-Leistungsbegrenzung entsprechend dem lokalen Bedarf), Übertragungsnetz-Effizienz, Sektorenkopplung, Wirtschaftlichkeit (minimale Gesamtkosten aus Erzeugung, Netz, Speicher und Backup-Versorgung) und Umweltfreundlichkeit (begrenzte Raumwirkung für hohe Akzeptanz). (Günther Brauner: Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung).

ßen. Dabei kann die Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff durchaus priorisiert werden. Dies gilt unter der Prämisse dies nicht über prohibitiv hohe Preise oder Aufschläge für einzelne Marktakteure zu erreichen.

Der Zankapfel Wärmemarkt

Gegenwärtig besteht auf EU-Ebene und teilweise auch in Deutschland der Trend, Regelungen zu treffen, die Wasserstoff für Anwendungen im Wärmemarkt ausschließen oder zumindest erschweren (.

Dieser Trend ist außerordentlich problematisch. **Dagegen** sprechen die folgenden Faktoren:

- › Obwohl die kommunale Energiewirtschaft massiv in den Ausbau der Fernwärme investiert (Ziel der Bundesregierung: mittelfristig jährlich mindestens 100.000 Gebäude neu an Wärmenetze anzuschließen), wird es nicht überall Wärmenetze geben können. Fernwärmenetze werden sich vor allem in dicht besiedelten Regionen durchsetzen. Im ländlichen Raum wird der Anteil alternativer Heizsysteme größer sein.
- › Um den Gebäudebestand auch außerhalb von Wärmenetzgebieten zu defossilisieren, sollte nicht ausschließlich auf strombetriebene Heizsysteme (d.h. vor allem Wärmepumpen) gesetzt werden. Dagegen sprechen praktische Gründe wie der bestehende Fachkräftemangel und Engpässe am Gerätemarkt. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass nicht jedes Bestandsgebäude den energetischen Vorteil eine Wärmepumpe nutzen kann, sondern um dies zu erreichen ebenfalls auf Knappheiten bei Personal und Material stößt. Schließlich gibt es systemische Gründe, denn bei einem vorrangig elektrischen Szenario würde erhebliche zusätzliche Netzausbaukosten für das Stromnetz insbesondere in Ballungsräumen anfallen.

Für die auch zukünftige Zulassung von EE-Gasen zum Heizen sprechen folgende Aspekte:

- › Gastransformationspläne sollen zwar eine Fokussierung auf Industrieabnehmer legen, um hier ein stabiles und bezahlbares Angebot zu schaffen. Daneben müssen aber auch (Backup-) Gaskraftwerke und ggf. KWK-Anlagen für Spitzen in Wärmenetzen Berücksichtigung finden.
- › Einstellung einer Win-Win-Situation für Gewerbe und Haushalte: Gerade in Gebieten, wo Industrie- und Gewerbebetriebe auf einen Anschluss ans Gas-(Wasserstoffverteilernetz angewiesen sind, ist es sinnvoll, auch Wohnhäuser über die Gas-/Wasserstoffleitungen zu versorgen. So können in diesen speziellen Fällen Industrie- und Haushaltskunden zusammen von einer bestehenden Infrastruktur profitieren. Je mehr Kunden an das Netz angeschlossen werden, desto moderater fallen die Netzentgelte für den Einzelnen aus.
- › Im Wärmebereich sieht die Nationale Wasserstoffstrategie 2.0 bis 2030 keine breite Anwendung von Wasserstoff vor, allerdings soll auch die Umnutzung von

Gasverteilernetzen auf Wasserstoff sowie der Einsatz dezentraler H₂-Kessel rechtlich und technisch ermöglicht werden. Entscheidend ist, dass eine **Nutzung grüner Gase in der Wärmeerzeugung grundsätzlich möglich bleibt**, insbesondere auch in KWK-Anlagen sowie zur Versorgung von industriellen oder gewerblichen Anwendungen und im Gebäudebestand. Sie darf nicht von vornherein ausgeschlossen werden, sofern ihre technische Umsetzung und infrastrukturellen Voraussetzungen mit den Vorgaben und Annahmen einer kommunalen Wärmeplanung sowie den nachgeordneten oder parallelen Transformationsplänen und gebäudeindividueller Betrachtungen im Einklang stehen. Gemäß dem Gesetz für die Wärmeplanung und zur Defossilisierung der Wärmenetze (Entwurf) und dem Gebäudeenergiegesetz bleibt der Einsatz von grünen Gasen grundsätzlich möglich. Zentrale Fragen bleiben jedoch offen und Herausforderungen bestehen. Das betrifft vor allem rechtliche Hürden mit Folgen für mögliche Wasserstoffnetzausbaugebiete, wie ein vom VKU in Auftrag gegebenes Gutachten der Kanzlei Becker Büttner Held (BBH)² zeigt.

Exkurs: Kurz-Gutachten im Auftrag des VKU

Im Gebäudeenergiegesetz finden sich Vorgaben, welche Inhalte ein Fahrplan zur Umstellung von Gasnetzen zu Wasserstoffnetzen, den der Netzbetreiber mit der Gemeinde abschließt, haben muss. Im Rahmen eines Kurzgutachtens durch die Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) mit dem Titel „[Fahrpläne zur Gasnetztransformation gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEGE im Lichte des Konzessionsrechts und künftiger Entflechtungsvorgaben](#)“ hat der VKU die Bedeutung und den notwendigen rechtlichen Anpassungsbedarf für eine erfolgreiche Umsetzung dieser Fahrpläne untersuchen lassen.

Im Ergebnis kommen die Gutachter zu den folgenden konkreten Forderungen und Lösungsvorschlägen:

- **Entflechtung:** Die Position der Europäischen Kommission zur Trennung des Betriebs der Infrastruktur von anderen Wertschöpfungsstufen des Wasserstoffmarkts (vertikale Entflechtung) sowie von dem Betrieb von Gasnetzen (horizontale Entflechtung) in Art. 62 f. EU-GasRL-E ist derart restriktiv, dass die notwendige Aufnahme des Betriebs eines H₂-Netzes durch bestehende Gas-VNB im Prinzip ausgeschlossen erscheint.
- **Konzessionsverträge:** In den §§ 46 ff. EnWG könnte die Bestimmung aufgenommen werden, dass die Gemeinden den Neuabschluss eines Gaskonzessionsver-

² BBH im Auftrag des VKU: „Fahrpläne zur Gasnetztransformation gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEGE im Lichte des Konzessionsrechts und künftiger Entflechtungsvorgaben“, Sept. 2023, abrufbar hier: <https://www.vku.de/themen/infrastruktur-und-dienstleistungen/artikel/bbh-kurzgutachten-fahrplaene-zur-gasnetztransformation-gemaess-71k-abs-1-nr-2-geg-e-im-lichte-des-konzessionsrechts-und-kuenftiger-entflechtungsvorgaben/>

trages auch dann verweigern können, wenn sich das um die Konzession bewerbende EVU nicht bereit erklärt, im künftigen Konzessionszeitraum die Erfüllung der Anforderungen des genehmigten Fahrplans sicherzustellen.

- › Besteht bei Auslaufen des Gaskonzessionsvertrages bereits ein genehmigter Fahrplan gemäß § 71k Abs. 1 Nr. 2 GEG-E, so könnte die Möglichkeit eröffnet werden, dass die Gemeinde den bestehenden Gaskonzessionsvertrag mit dem bisherigen Gaskonzessionär ohne Ausschreibung der Konzession - jedenfalls bis zu dem für die Vollendung des Fahrplans vorgesehenen Zeitpunkt - verlängern kann.
- › Alternativ: Den Gemeinden könnte die Möglichkeit eingeräumt werden, einen laufenden Gaskonzessionsvertrag vor einer Erstellung des Fahrplanes vorzeitig zu beenden und ohne Ausschreibung mit dem bisherigen Konzessionär zu verlängern oder neu auszuschreiben.
- › Wasserstoff-Zielnetz: Gesetzliche Verankerung der Verpflichtung der Fernleitungsbetreiber zur unverzüglichen Erstellung einer integrierten Wasserstoff- und Gasnetzentwicklungsplanung und zur engen Zusammenarbeit mit den VNB (möglichst auch) unter Berücksichtigung der Netzentwicklungsplanung für Strom, die mindestens alle zwei Jahre aktualisiert werden sollte.

› Winterliche Limits im Stromsystem:

- Insbesondere in der Heizperiode kann noch nicht gesichert mit mehr als 65% EE-Anteil im Strommix gerechnet werden. Verschiedene Studien³ zeigen, dass selbst bei sehr hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien im Stromsystem eine große Residualnachfrage insbesondere im Winter verbleibt, die nach Einsatz aller übrigen Flexibilitätsoptionen (bspw. Speicher, Lastmanagement) durch den Einsatz von Kraftwerken gedeckt werden muss. Für einen klimaneutralen Betrieb von Backup-(Gas)kraftwerken fehlt es aktuell noch an Investitionssignalen seitens der Bundesregierung. Derzeit befindet sich eine neue Kraftwerksstrategie des BMWK in Erarbeitung.
- Die Stromnetzinfrastuktur auf Verteiler- sowie auf Übertragungsnetzebene ist für die Peak-Zeiten in den kalten Wintermonaten nicht ausgelegt. Der Ausbau hinkt dem Plan hinterher. Der Rückgriff auf die Gasnetzinfrastuktur kann erhebliche Entlastungen bieten.

Exkurs: Mengen und Preise von Wasserstoff

Es ist keineswegs absehbar, dass grüne Gase und insbesondere grüner Wasserstoff nur in geringen Mengen und zu hohen Preisen verfügbar sein werden. Die Autoren einer Meta-Analyse kommen zu dem folgenden Ergebnis:

³ Z.B. Agora KND 2045 bzw. Dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“

„Die für Deutschland verfügbaren erneuerbaren und dekarbonisierten Gase reichen zur Deckung des Bedarfs (...) aus. (...) Die Kostenschätzungen variieren stark: Die Kosten von grünem Wasserstoff liegen bei 53 bis 134 EUR/MWh (2030) bzw. 36 bis 90 EUR/MWh (2045/2050).“⁴

Zusammenfassende VKU-Empfehlung für den Wärmemarkt

Aus Sicht des VKU ist es nicht zielführend, den Lösungsraum heute unnötig und dysfunktional zu verengen. Vielmehr muss sichergestellt werden, **dass grüne Gase ab 2024 auch bilanziell in Gasthermen genutzt bzw. nachgewiesen werden können und die entsprechenden Mengen so schnell wie möglich verfügbar sind**. Zugleich ist darauf zu achten, dass der anstehende Transformationsprozess nicht zu einer ineffizienten Doppelung von Infrastrukturen führt.

Nachfrage durch den Stromsektor:

Aufgrund des sukzessiven Ausscheidens von steuerbarer Kraftwerksleistung (durch den vollzogenen Ausstieg aus der Kernenergie sowie die angestrebte Beendigung der Verstromung von Braun- und Steinkohle bis 2030), wird mittelfristig auf der Erzeugungsseite eine Leistungslücke entstehen.

Laut aktuellem Monitoringbericht der BNetzA zur Versorgungssicherheit Strom ist deswegen allein bis 2031 ein Zubau von gasbasierten - und künftig klimaneutral betriebenen - Kraftwerken in einer Größenordnung von 17 bis 21 GW erforderlich. Um diesen Bedarf zu adressieren, hat die Bundesregierung im März eine **Kraftwerksstrategie** angekündigt. Mit der Strategie wird das Ziel verfolgt, eine Leistungs- bzw. Versorgungslücke zu vermeiden und gleichzeitig die Transformation des Stromsystems hin zur (nahezu) Klimaneutralität im Jahr 2035 zu fördern. Erste Leitlinien wurden über eine Pressemitteilung des BMWK am 1. August 2023 bekannt gegeben. Darin werden die folgenden Segmente benannt:

Segment 1: Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke: Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbarem Wasserstoff (§ 39 p EEG):

- Standorte, an denen eine Anbindung an eine Infrastruktur, wie einen großen Wasserstoff- oder Ammoniakspeicher, an ein regionales Netz oder einen Wasserstoff-Cluster oder eine Importmöglichkeit für Wasserstoff oder Ammoniak, vergleichsweise früh gegeben ist.
- Gegenstand der Förderung ist die Erzeugung von Strom aus erneuerbarem Wasserstoff, sobald das Kraftwerk in Betrieb genommen wird.
- Für die Jahre 2024 bis 2028 ist ein Ausschreibungsvolumen von insgesamt 4,4 GW vorgesehen.

⁴ Team Consult im Auftrag von BDEW, DVGW und Zukunft Gas, [Metastudie](#) bestehender Szenarioanalysen zu Mengen- und Kostenerwartungen erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts „Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem – Transformationspfad für die neuen Gase“.

Segment 2: Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke: Innovative Konzepte mit wasserstoffbasierten Stromspeichern (§ 39o EEG):

- Es soll die gesamte Wasserstoff-Wertschöpfungskette von der variablen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zur Elektrolyse, Speicherung und Rückverstromung des erzeugten Wasserstoffs entwickelt und getestet werden.
- Das Gesamtsystem kombiniert Wind- und PV-Anlagen mit einem wasserstoffbasierten Stromspeicher (Elektrolyseur, lokaler Wasserstoffspeicher und Wasserstoffkraftwerk), wodurch eine steuerbare erneuerbare Stromerzeugung auf der Grundlage von erneuerbarem Wasserstoff entsteht.
- Es eignet sich besonders für Standorte, an denen erst vergleichsweise spät eine Infrastruktur für Wasserstoffkraftwerke zur Verfügung steht.
- Insgesamt ist ein Ausschreibungsvolumen von 4,4 GW geplant. Das Ausschreibungsvolumen bezieht sich auf die Kapazität der Umrüstung, d.h. die Leistung der Wasserstoffkraftwerke

Segment 3: Wasserstoff-Ready-Kraftwerke / konvertierbare Kraftwerke mit Wasserstoff-Umstiegspflicht bis 2035:

- Neue oder bestehende Kraftwerke, die zunächst für einen klar begrenzten Zeitraum mit Erdgas betrieben werden und bis spätestens 2035 auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden müssen
- Mit dieser Maßnahme sollen bis zu 15 GW Kraftwerkskapazität angesprochen werden. Davon sollen in den Jahren 2024 bis 2026 insgesamt 10 GW ausgeschrieben werden, wovon bis zu 6 GW für neue Kraftwerke reserviert werden können. Solche Mengen, die nicht mit neuen Kraftwerken gefördert werden, sind offen für die Umrüstung bestehender Kraftwerke auf Wasserstoffbetrieb. Nach einer Evaluierungsphase können dann nach 2026 auch die verbleibenden 5 GW ausgeschrieben werden.

Exkurs: Taxonomie

Der komplementäre Rechtsakt der Europäischen Union zur Taxonomie sieht für die H₂-Readiness von Gaskraftwerken neben den technischen Voraussetzungen auch eine Verpflichtung zur Nutzung des Anteils erneuerbarer und dekarbonisierter Gase ab 2036 von 100 % vor.

Ob 2036 Wasserstoff (bilanziell oder physisch) in diesen Mengen ausreichend zur Verfügung stehen wird, ist – trotz der geplanten Inbetriebnahme des Wasserstoff-Kernnetzes bis 2032 – aktuell offen.

- Im Rahmen nationaler Maßnahmen sollte daher eine Verpflichtung zur Nutzung des Anteils erneuerbarer und dekarbonisierter Gase an die tatsächliche Verfügbarkeit geknüpft werden und nicht an theoretische Zielmarken.
- Wichtig ist, die Kriterien auch im Rahmen der nächsten Überarbeitung der EU-Taxonomie entsprechend anzupassen.

Der Schwellenwert aus der Taxonomie von 100 g CO₂-Äquiv. / kWh über den Lebenszyklus neuer Energieerzeugungsanlagen kann unter den gegenwärtigen Bedingungen selbst von hocheffizienten Gas-KWK-Anlagen nicht erreicht werden, da dieser Wert das Vorhandensein von klimaneutralen Gasen (maßgeblich von Wasserstoff) in ausreichender Menge voraussetzt. Die Taxonomie sieht jedoch ausdrücklich eine Kategorie sogenannter Übergangsaktivitäten vor (Art. 10 Abs. 2), die als nachhaltig eingestuft werden können, wenn ihre Emissionswerte der besten Leistung des Sektors entsprechen, CO₂-arme Alternativen nicht behindern und nicht zu Lock-In-Effekten führen.

Auch ein DNSH-Grenzwert (Do No Significant Harm) von 270 g CO₂e/kWh wäre für zahlreiche Gas-KWK, die gerade für Spitzenlastzeiten zur Versorgungssicherheit bei Wärme und Strom erforderlich sind, nicht machbar. Diesen Schwellenwert schaffen allen voran jene KWK-Anlagen nicht, die angeschafft wurden, da sie schnell hochfahrbar sind und damit den Notwendigkeiten eines Energiesystems mit hohem Anteil volatiler erneuerbarer Energien gerecht werden. Diese Flexibilität geht mit Effizienzverlusten in Form von erhöhten CO₂-Emissionen als etwa bei GuD-Anlagen einher.

- › Neben einem auskömmlichen Schwellenwert ist eine Bewertung der Kennzahl auf Jahresbasis notwendig (Budgetansatz). Nur damit lässt sich der notwendige Einsatz zu Zeiten mit geringer Wärmelast (z.B. bei Dunkelflaute) und damit verbundenen Effizienzeinbußen unter Einhaltung des Schwellenwertes sicherstellen.
- › Auch sollten zum jetzigen Zeitpunkt Anforderungen an spezifische Emissionen nicht an den tatsächlichen Betrieb gestellt werden, sondern an die Fähigkeit, diesen Wert bei Verfügbarkeit von Wasserstoff zu erreichen (H₂-Readiness einer neuen Anlage). Die H₂-Readiness kann jedoch nicht für Anlagen gewährleistet werden, für die vor dem 31.12.2024 ein vollständiger Genehmigungsantrag zur Errichtung und zum Betrieb gestellt worden ist oder die vor dem 31.12.2027 in Betrieb genommen werden.
- › Es muss berücksichtigt werden, dass die Umstellung eines Bestandskraftwerks auf den Brennstoff Wasserstoff erst erfolgen sollte, wenn der Zeitpunkt der Umstellung und der tatsächlichen Verbrennung von Wasserstoff im Kraftwerk wirklich absehbar ist. Anforderungen an H₂-Readiness einer Anlage sollten nur Neubauten und größere Modernisierungsmaßnahmen betreffen.

Die Verbrennung von Wasserstoff und die damit verbundenen Besonderheiten sind in den entsprechenden Verordnungen zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes bislang nicht berücksichtigt. Auch auf EU-Ebene fehlen entsprechende Festlegungen zum Stand der „besten verfügbaren Technik“. Den Genehmigungsbehörden fehlen somit derzeit die gesetzlich vorgeschriebenen, technischen Rahmenbedingungen bei der Bearbeitung von Genehmigungsanträgen von Wasserstoff-gefeuerten Anlagen.

- › In der 13. BImSchV sollten daher für den Betrieb solcher Anlagen Stickoxidemissionsgrenzwerte aufgenommen werden.

- Auch die 44. BlmschV ist für den Brennstoff Wasserstoff anzupassen. Zudem muss derzeit in den Genehmigungsprozessen eine ausreichende Brennstoffversorgung dargelegt werden, was in den meisten Fällen für Wasserstoff derzeit noch nicht möglich ist. Daher ist unter den jetzigen Rahmenbedingungen eine Änderungsgenehmigung notwendig, wenn eine bereits genehmigte und in Betrieb gesetzte „H₂-ready“-Anlage auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt wird.
- Es muss vermieden werden, dass dabei Genehmigungsauflagen vorgeschrieben werden, die beim ursprünglichen Genehmigungsverfahren schon hätten auferlegt werden können. Diesem Risiko muss im BlmSchG, bzw. in der 9. BlmSchV Rechnung getragen werden.

Einbindung in H₂-Infrastruktur (Netze und Speicher) ist elementar.

Schlüsselfragen: Wann? Wo? Welche Kapazitäten?

In Bezug auf die H₂-Ready-Gaskraftwerke ist der Anschluss an ein Wasserstoffnetz bzw. ans H₂-Backbone zentral. Denn für die Betreiber von Gaskraftwerken ist es unerlässlich, Kenntnis darüber zu haben, ab wann, an welchem potenziellen Kraftwerksstandort, welche Wasserstoffmengen verfügbar sind. Zudem müssen sie auch die Gewissheit haben, dass die entsprechenden Kraftwerksstandorte an dieses Wasserstoffnetz auch sicher angeschlossen werden. Weitere Details zur KWK der Zukunft erarbeitet der VKU in einem gesonderten Prozess.

Weil der Betrieb von KWK-Anlagen im Wesentlichen in die kalten Wintermonate fällt, in denen auch der H₂-/Gasbedarf zur sonstigen Wärmeerzeugung am höchsten ist, ist die saisonale Speicherung von Wasserstoff von Anfang an mit zu berücksichtigen und zu planen. Gemäß einer Studie von Initiative Energien Speichern e.V. (INES)⁵ reichen die unterirdischen Erdgasspeicher in Deutschland bei weitem nicht aus, um den in Zukunft erwarteten Wasserstoff-Speicherbedarf zu decken. Neben der Umwidmung von Erdgas- auf Wasserstoffspeicher muss daher die Errichtung weiterer Wasserstoffspeicher entschlossen vorangetrieben werden.

- Da die frühzeitige Erprobung von H₂-Kraftwerken Ziel der aus dem EEG 2023 bestehenden Innovationsausschreibungen (Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff (§§ 28g, 39p, 88f EEG)) ist, sollten auch im Jahr 2022 in Dauerbetrieb genommen wasserstofffähige KWK-Anlagen in die Ausschreibungsverordnung aufgenommen werden. Hier sollte neben einem technologieoffenen Adressatenkreis auch die Umrüstung von KWK-Anlagen einbezogen werden.

Steigerung des Wasserstoff-Angebots

Damit Deutschland seine klimapolitischen Ziele erreichen kann, muss neben der Stimulierung von Nachfrage auch das **Angebot und die Bereitstellung** von klimaneutralen Gasen

⁵ DBI im Auftrag von INES: [Wasserstoff Speichern - soviel ist sicher](#), Juni 2022.

wie Wasserstoff noch stärker unterstützt werden. Dies bedeutet, dass die nationalen Potenziale der Wasserstofferzeugung gehoben und die Importsituation aus dem Ausland begünstigt werden müssen.

Das Elektrolyseziel von zehn Gigawatt bis 2030, wie es auch die Nationale Wasserstoffstrategie 2.0 vorsieht, muss zügig realisiert werden.

Instrumente für die 10 GW bis 2030

- Genehmigungsverfahren müssen beschleunigt, die entsprechende Förderung verstärkt werden. Dies schließt die Unterstützung auch für kleinere und dezentrale Kapazitäten ein.
- Weiterhin sollte eine Förderung nicht auf bestimmte Branchen und Industriezweige beschränkt werden. **Klimaschutzverträge / Contracts for Difference-Modelle** sind auch für diese Anlagen und ein breites Spektrum an Anwendungen vorzusehen und entsprechende Programme des Bundes zu öffnen oder separat einzurichten.
- Konkret bedarf es eines **Starterprogramms**, um das 10-GW-Ziel zu erreichen. Noch bis 2025 muss mindestens 1-GW Elektrolyseleistung in Betrieb gehen. Ermöglicht werden soll dies durch zusätzliche Ausschreibungen, orientiert an dem Instrument der Doppelauktion der staatlichen H₂-Global-Stiftung (und ergänzt durch die Zulassung aller Nutzergruppen/aller Anwendungsbereiche). Bereits vorgesehene Ausschreibungen wie im WindSeeG sollen entsprechend der Ankündigung zeitnah stattfinden.
- Die Planungssicherheit für Investoren in Wasserstoff-Produktionsanlagen hinsichtlich der Strom-Nebenkosten (Netzentgelte, Stromsteuer, etc.) muss erhöht werden. Und regulatorisch verursachte wirtschaftliche Hürden sollten zumindest in der Hochlaufphase der Wasserstoffwirtschaft verringert werden. Dazu zählt insbesondere die Abschaffung oder zumindest die Verlängerung der Frist zur Befreiung von der Zahlung der Netzentgelte über 2026 hinaus.

Exkurs: Netzentgeltbefreiung von Elektrolyseuren

Für den Strombezug großer Elektrolyseure stellt die Befreiung von den Netzentgelten einen erheblichen Wirtschaftlichkeitsfaktor in der Markthochlaufphase dar. Geregelt wird dies im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in § 118 Absatz 6. Die bislang geltende Regelung setzte die Inbetriebnahme der Anlage bis spätestens zum 04.08.2026 voraus. Am 10. November 2023 hat der Bundestag die Möglichkeit zur Verlängerung der Netzentgeltbefreiung um drei Jahre beschlossen. Die Folge einer solchen Änderung ist, dass die einschlägigen Anlagen, die bis August 2029 in Betrieb genommen werden, von einer 20-jährigen Netzentgeltbefreiung profitieren können. Nun werden vorgenannte Anlagen, die ab dem 4. August 2011 innerhalb von 18 – statt wie bisher von 15 - Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von zwanzig Jahren ab

Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt.

Diese Anpassung war dringend notwendig und begrüßen wir sehr: Das vormalige Zeitziel war angesichts der Vielzahl der für eine Inbetriebnahme in Deutschland zu überwindenden Hürden maximal für Projekte erreichbar, die sich bereits zum jetzigen Zeitpunkt in einer sehr fortgeschrittenen Projektphase befinden. Somit hatten Projektentwickler keine ausreichende Planungssicherheit. Zwar werden Stromspeicheranlagen / Elektrolyseure durch eine umfangreiche Förderkulisse, bspw. im Rahmen von IPCEI-Projekten, politisch unterstützt. Sie waren aber bislang durch die Fristsetzung und Ausgestaltung der Netzentgeltbefreiung einem hohen Planungsrisiko ausgesetzt. Dies gefährdete die Projektrealisierung und damit den notwendigen Markthochlauf von heimischen Elektrolysekapazitäten.

- › Die Deckung des Wasserstoffbedarfs durch **grünen** und gerade in einer Übergangsphase auch durch kohlenstoffarmen **blauen und türkisen Wasserstoff** sowie Wasserstoff aus Abfällen (**oranger Wasserstoff**) muss ermöglicht werden. Es darf daher keine Beschränkungen auf aktuelle Herstellungsverfahren und Methoden bei der Förderung von Wasserstoff geben, sondern es muss technologieoffen ein **möglichst breites Spektrum an Wasserstofferzeugung** (Elektrolyse, Dampfreformierung aus Biogas, Katalyse, Pyrolyse, ...) zugelassen sein. Dadurch erhöht sich das Angebot. Insbesondere darf keine erneuerbare Energiequelle, unvermeidbare Abwärme, Anlagenart usw. benachteiligt oder gar ausgeschlossen werden. Deponiegas und Klärgas müssen als Erneuerbare Energien als „grün“ gelten, und jede Energie(träger)form, deren Energiegehalt ursprünglich aus Biomasse stammt, muss als „biogen“ gelten, unabhängig von der verfahrenstechnischen Vorkette. Per Elektrolyse aus dem biogenen Anteil der Müllverbrennung erzeugter Wasserstoff sollte als grüner Wasserstoff anerkannt werden. Für kohlenstoffarmen Wasserstoff muss eine Methode zur Berechnung der GHG-Emissionsminderungen möglichst rasch festgelegt werden (und nicht erst zum 31.12.2024). Im Sinne eines heimischen Erzeugungsmarktes sollten die Produktionskosten Berücksichtigung finden und die Förderung für grünen Wasserstoff entsprechend höher sein als für kohlenstoffarmen Wasserstoff.
- › Gerade auch die nicht strombasierte Wasserstoffproduktion kann lokal ein sinnvoller Baustein der Energiewende sein. Aus allen methanhaltigen Gasen, d.h. nachhaltigem oder Abfall-Biogas, Deponiegas, Klärgas und Grubengas, kann durch Stoffumwandlung (Reformierung) energie- und materialeffizient Wasserstoff hergestellt werden.
- › Für den Hochlauf der Wasserstoffproduktion muss die Frage, welche **Wasserressourcen** man dazu vor Ort konkret wie nutzen kann, durch vorausschauende Planung frühzeitig und unter Einbindung des jeweiligen Wasserversorgers geklärt

werden. Gemäß DVGW⁶ werden für die Erzeugung von einem Kilogramm grünem Wasserstoff 10 Liter Reinstwasser benötigt. Der Schutz der Wasserressourcen zur Trinkwasserversorgung darf dabei nicht beeinträchtigt werden.

Nachhaltigkeitskriterien für Wasserstoff

Einheitliche Nachhaltigkeitskriterien sind für eine faire und nachhaltige Wasserstoffproduktion notwendig.

- Die auf EU-Ebene formulierten Anforderungen (delegierter Rechtsakt zum Art. 27 RED II/Additionalität) an grünen Wasserstoff sind in Teilen nicht praktikabel.
- Der Rechtsrahmen zu grünem Wasserstoff ist auf europäischer wie auf nationaler Ebene lückenhaft. Umfangreich geregelt ist lediglich die Konstellation, dass Strom für die Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs, die sogenannten RFNBOs (z. B. Wasserstoff), eingesetzt wird. Im EU-Recht fehlt aber die Klarstellung, dass andere Formen der Wasserstoff-Produktion, insbesondere mit biogenem Ursprung, damit nicht ausgeschlossen sind, sondern im Gegenteil von der Erneuerbare Energien-Definition des Artikel 2 RED erfasst sind.
- Der VKU begrüßt, dass zumindest der nationale Gesetzgeber die Rolle von biogenem Wasserstoff berücksichtigt hat und in § 37b Absatz 8 Satz 3 BImSchG angeordnet hat, dass biogener Wasserstoff ab 1. Juli 2023 auf die THG-Minderungsquote anrechenbar ist. Im Zuge der aktuell stattfindenden Novelle der 37. BImSchG sollte jedoch klargestellt werden, dass dies auch für Wasserstoff gilt, der nicht unmittelbar aus Bioenergie, sondern aus Strom gewonnen wird, der mithilfe von Bioenergie erzeugt wurde (z. B. dem biogenen Anteil im Restmüll und Klärschlammverbrennung). Ohne diese Klarstellungen werden entsprechende Investitionen behindert.
- Die DEHSt hat als zuständige Behörde für den EU-EHS 1/das TEHG neue [Vollzugshinweise zur Zertifizierung der Nachhaltigkeit von biogenen CO2-Emissionen](#) veröffentlicht. Dort steht, dass so weit, wie keine THG-Minderung berechnet werden muss, auch andere, nämlich abfallwirtschaftliche, Nachweissysteme als nach EU-EHS oder EE-RL zulässig sind, insbesondere EfB-Zertifikat, BGS-Gütesicherung.
 - Dies entspricht seit Beginn der BioKraft- und BioStrom-NachV der Forderung des VKU. Nun wird das Verfahren für die Unternehmen der Abfallwirtschaft deutlich einfacher.
 - Nun gelten diese Vollzugshinweise nur für den EHS 1. Der EHS 1 verweist in seinen Anforderungen auf die Nachhaltigkeitskriterien laut EE-RL. Aus VKU-Sicht sollte diese Herangehensweise überall zur Anwendung kommen, wo auf die NH-Kriterien der EE-RL verwiesen wird. Also BioKraft-NachV, BioStrom-NachV, überall wo auf diese beiden verwiesen wird (BEHG/ EBv 2030, Entwurf der G/W-HkNRV, s. Exkurs unten) ...).

⁶ <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2o-fuer-elektrolyse-dvgw-factsheet.pdf>

- Nach dem formalen Abschluss auf EU-Ebene sollte der delegierte Rechtsakt zum Art. 27 RED II zügig in nationales Recht (z. B. 37. und 38. BimSchV) umgesetzt werden. Hierfür sollte die Bundesregierung den größtmöglichen Handlungsspielraum nutzen, denn die Vorlage des Rechtsaktes darf nicht über die strenge Ausgestaltung der Kriterien hinwegtäuschen, insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen geo- und energiepolitischen Rahmenbedingungen. Die Regelung sollte demnach so umgesetzt werden, dass Knappheiten und Preisrisiken möglichst minimiert werden und den Hochlauf von grünem Wasserstoff nicht ausbremsen. Zu strenge Anforderungen z. B. im Bereich der Abwasserentsorgung sind für den Markthochlauf hingegen hinderlich.
- **Bilanzierungsverfahren und Herkunftsnachweise** müssen so etabliert werden, dass heimisch und europäisch produzierter Wasserstoff keine Wettbewerbsnachteile manifestiert.
 - **Weites Verständnis für mögliche EE-Quellen:** Kriterien für Herkunftsnachweise sollten nicht restriktiv sein, sondern eher weit gefasst und damit positive Anreize setzen (Klärgas, Deponiegas, Energie aus Abfällen, Klärschlamm...).
 - **Internationale Ausrichtung:** Herkunftsnachweise sollten so entwickelt werden, dass diese zumindest künftig internationale Anwendung finden können, um die Importkapazitäten maximal nutzen zu können.

Exkurs zur Herkunftsnachweisregisterverordnung (Entwurf vom Oktober 2023):

Herkunftsnachweise (HkN) dienen dazu, einem Kunden oder Energieverbraucher gegenüber dokumentieren zu können, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt worden ist. Sie schaffen damit Transparenz durch Informationen und leisten einen Beitrag zum Verbraucherschutz.

Zur Einrichtung und zum Betrieb des Registers sowie zur vollumfänglichen Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben nach Artikel 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen für die Energiequellen Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte müssen die gesetzlichen Vorgaben konkretisiert werden, was mit dem [Entwurf einer Verordnung über Herkunftsnachweisregister für gasförmige Energieträger, Wärme und Kälte](#) durch das BMWK im September 2023 erfolgte.

In seiner [Stellungnahme](#) fordert der VKU u.a.:

„Der bilanzielle Handel mit grünem Gas darf nicht durch realitätsferne Anforderungen unmöglich gemacht werden. In § 7 Absatz 5 des Entwurfs ist insbesondere klarzustellen, dass es nicht erforderlich ist, dass die im Herkunftsnachweis bezeichnete Gasart auch physisch beim Kunden ankommt. Da sich Moleküle erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Ursprungs im Gasnetz vermischen, ist es faktisch nicht möglich, Kunden auch physisch mit den eingespeisten Grüngasmengen zu versorgen. Der bilanzielle Handel, dessen Vorteil ja gerade darin liegt, eingespeiste Grüngasmengen gezielt den jeweiligen Kunden zuzuordnen, würde dadurch von vornherein unterbunden.“

Aufbau der Infrastruktur

Wie weiter mit der (EE-)Gasnetzinfrastruktur?

Gas-/H₂-Netze bleiben - aber nicht alle! Der Umfang weitergenutzter oder neu errichteter Infrastruktur richtet sich an den konkreten Bedingungen vor Ort aus.

Es gibt nicht den einen Defossilisierungspfad und damit auch nicht die eine Gasnetztransformation. Möglichkeiten zum Ausbau von Fernwärme, Wasserstofferzeugung, -transport und -bedarf, Gebäudebestand, vorhandene Infrastruktur, Verfügbarkeit von Energiequellen sind wichtige Parameter. Davon abgeleitet wird für jeden Teil eines Gasnetzes entschieden werden müssen, ob dieser weiterhin für (defossilisiertes) Methan mit oder ohne Beimischungen genutzt werden, ob er als Wasserstoffnetz verwendet werden kann, ob eine Stilllegung, Umnutzung oder gar ein Rückbau (dieser wird nur in Ausnahmefällen in Erwägung gezogen) sinnvoll ist.

Exkurs: Studie „Regulatorische Anpassungsbedarfe zur Transformation der Gasversorgung im Kontext der Wärmewende“ im Auftrag des VKU

Im Auftrag des VKU hat die BBH-Gruppe in einer Studie die regulatorischen Anpassungsbedarfe zur Transformation der Gasversorgung im Kontext der Wärmewende ermittelt. Die Autoren kommen zu den folgenden Ableitungen:

- Kommunale Wärmeplanung als zentrale Stellgröße für die Weiterentwicklung der Regulierungen nutzen!
 - Das eine passende Modell für alle kann es nicht geben: Energie-Quellen, Infrastrukturen, Verbrauch, energetischer Zustand des Gebäude-Bestands sind von Ort zu Ort verschieden
 - Die Strategie für eine klimaneutrale Wärmeversorgung muss vor Ort getroffen werden. Die KWP kann als Kenngröße und Benchmark genutzt werden. Netzbetreiber, Netznutzer und BürgerInnen sollten sich darauf verlassen können.
- Netzregulierung flexibel anpassen, um den Wandel der Gasnetze tragbar zu gestalten!
 - Läuft der Betrieb des Gasnetzes ganz oder teilweise aus, sollten auch die Abschreibungsdauern flexibel verkürzt werden können -> **Anpassung des KANU-Beschlusses auch auf Bestandsanlagen, die vor dem 1.1.2023 aktiviert wurden**
 - Ergänzung der **Netzanschlusspflicht um Ausnahmetatbestände** -> ein VNB sollte das Recht zur Kündigung von bestehenden Netzanschlüssen mit angemessener Frist in Gebieten, in denen nach kWP kein Gasnetz vorgesehen ist, haben
 - Netzbetreiber hat höheres ökonomisches Risiko -> Anerkennung durch **höhere EK-Zinsen**
 - Einheitliche Vorgehensweise bei der **Anerkennung von Kosten** aus der Zuführung der **Rückbaurückstellungen für Fälle, in denen der Rückbau entgegen dem grundsätzlichen Vorrang einer bloßen Stilllegung unvermeidbar ist.**

- Die Netze werden individuelle Transformationspfade einschlagen -> der **Effizienzvergleich** passt nicht mehr und muss angepasst oder abgeschafft werden
- Leistungen der VNB für die Defossilisierung der Energieversorgung müssen mit einem Bonus honoriert werden können -> Entwicklung eines neuen **T-Elements**
- Anerkennung von Leistungen des Gasnetzes jenseits der klassischen Versorgungsaufgabe -> Festlegungen pro Business Case im Bereich der Sektorenkopplung

› Wer heute Gasnetze betreibt, soll morgen Wasserstoffnetze betreiben dürfen!

- Auf EU-Ebene plant die Kommission das Unbundling der Gas- und Wasserstoffnetze, also der eigentumsrechtlichen Trennung des Wasserstoff- und Gasnetzes auf Verteilernetzebene. Damit würden unnötige bürokratische Hürden errichtet und effizienter Netzbetrieb verhindert. Besser wäre es, die schon bei Strom- und Gasnetzen bewährte Unterscheidung zwischen FNB und VNB zu erhalten und die für Gasnetzbetreiber bestehenden Unbundling-Vorschriften analog auf Wasserstoffnetzbetreiber anzuwenden.

› Reserve statt Rückbau!

- Nicht länger genutzte Gasnetze sollten auch in einen Reservebetrieb gehen können. Das ließe Möglichkeiten für die Zukunft offen, würde die Resilienz stärken. Rückbau- und dann Wiedererrichtungskosten würden damit vermieden.

Anforderungen für die (EE-)Gasnetzinfrastruktur von morgen

- › Die aktuell im Gesetzgebungsverfahren befindliche Gasbinnenmarktrichtlinie muss die bewährte und strukturell bedingte **Unterscheidung zwischen Gasfernleitungs- und Verteilernetzebene** als Modell auch für Wasserstoff beibehalten.
- › Die Möglichkeit des **gemeinsamen Betriebs von Wasserstoff- und Gasnetzen** ohne unnötige bürokratische Hürden, die aus der Trennung in zwei Gesellschaften im Rahmen einer horizontalen Entflechtung resultieren, muss gegeben sein.
- › Die Verpflichtung zur eigentumsrechtlichen **Entflechtung vertikal integrierter Unternehmen** von Wasserstoffvertrieb und -produktion muss in dem Richtlinien-vorschlag der Kommission **gestrichen** werden. Die Einigung vom 29.11.2023 von EU-Rat, -Parlament und -Kommission auf Änderungen der Gasbinnenmarktrichtlinie und -verordnung bringt hier wichtige Klärung, wie wir wie folgt bewerten:

Artikel 63 - Horizontale Entflechtung der Wasserstoffnetzbetreiber

Besonders erfreulich ist, dass sich die EU-Institutionen gegen eine rechtliche Trennung des Wasserstoff- und Gasnetzes auf Verteilernetzebene entschieden haben. Die neuen Vorgaben gelten nun für Fernleitungsnetzbetreiber, aber mit der Möglichkeit für die Mitgliedstaaten, sich gegen diese Regelung zu entscheiden, wenn eine Kosten-Nutzen-Analyse und Genehmigung der Regulierungsbehörde vorliegt.

Artikel 42 – Entflechtung von Verteilnetzbetreibern und Wasserstoffverteiler-netzbetreibern

Die Gesetzgeber haben sich auf dieselben vertikalen Entflechtungsregeln (rechtliche und operative Entflechtung zwischen Erzeugung, Netzen und Versorgung) für Wasserstoff- und Gas-VNB geeinigt. Während dies ursprünglich weder von Kommission noch Rat gewollt war, folgt die Einigung der Position, die das Parlament entsprechend dem VKU-Vorschlag eingebracht hat.

Artikel 42 Absatz 4

Sehr zu begrüßen ist, dass sich die EU-Institutionen auf eine De-Minimis-Ausnahme bei der Anwendung der rechtlichen Entflechtung von Gas- und Wasserstoff-VNB geeinigt haben. Damit fallen alle Gas- und H₂-VNB mit insgesamt weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden wie bewährt unter die De-Minimis-Ausnahmeregel. Diese neue Regelung ist nach intensivem Werben des VKU erfolgreich in die Trilogverhandlungen eingebracht worden, nachdem sich zuvor weder Kommission noch Rat oder Parlament dafür ausgesprochen hatten.

Artikel 2.21 – Begriffsbestimmungen

Die EU-Institutionen haben sich in der Begriffsbestimmung „Wasserstofftransport“ für die Unterscheidung zwischen Verteilung und Ferntransport von Wasserstoff entschieden. Während dieser Aspekt ursprünglich nicht von der Kommission gewollt und vom Rat vernachlässigt war, hat das Parlament die Anpassung der VKU-Position folgend eingebracht.

- Alle KWK-Standorte sind gleichberechtigt mit industriellen Standorten am H₂-Backbone-Netz zu berücksichtigen. Aktuell besteht Unklarheit über die **passgenaue Infrastrukturanbindung der Anlage zur Brennstoffbelieferung** (bspw. Verlauf; Aus- und Aufbaugeschwindigkeit des Wasserstoff-Backbones, Umstellung der Gasverteilnetze von Erdgas auf Wasserstoff) und / oder **zur Brennstoffspeicherung vor Ort** (z. B. Tanks für flüssige klimaneutrale Brennstoffe). Mögliche Investoren sehen somit Unsicherheiten in der Gewährleistung der **Versorgung mit ausreichenden klimaneutralen Brennstoffmengen**. Dass der Planungsstand zum H₂-Kernnetz (vorgelegt von den FNB am 12.07.2023 und aktualisiert am 14.11.2023) KWK-Anlagen von 100 MW_{el} berücksichtigt, ist richtig und erhöht die Planungssicherheit.

Es kommt die gemeinsame Netzentwicklungsplanung für Wasserstoff und Gas

Das EnWG (Referentenentwurf vom 12.10.2023, und Beschluss des Bundestags vom 15.11.2023) regelt die gemeinsame Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff. Das ist gut! Unklarheit bleibt aber bei der Berücksichtigung der Gasverteilernetze. Hier fehlen diskriminierungsfreie Regelungen, um eine flächendeckende und bedarfsgerechte Wasserstoffversorgung von Industrie, Mittelstand, Strom- und Wärmeversorgung bis hin zu Wasserstoffnetzausbaubereichen im Zuge der kommunalen Wärmeplanung umsetzen zu können.

Unser [Vorschlag](#) dazu ist:

Die laufenden Transformationspläne der Gasverteilernetzbetreiber nach G 2100 des DVGW Regelwerks und perspektivisch sich daraus entwickelnde Umstellfahrpläne der Verteilernetzbetreiber, die die Anforderungen gemäß GEG §71 k erfüllen, müssen sowohl bei der Dimensionierung des Wasserstofftransportnetzes sowie in den Verteilernetzen selbst umfassend Berücksichtigung finden.

- › Die **nationale Regulierung** muss nach Beschluss der Gasbinnenmarktrichtlinie angepasst werden, sodass – nach dem laufenden Übergangsregime mit opt-in-Regulierung – der **Betrieb von Wasserstoff- und Methannetzen im Verbund ohne übermäßige bürokratische Hürden** möglich ist.
- › Zudem sind die regionalen Besonderheiten zu berücksichtigen und die kommunale Wärmeplanung ist als Leitplanung zu integrieren.
- › Die Netzentwicklungsplanung muss energieträgerübergreifend in der **Systementwicklungsplanung** erfolgen. Die Anforderungen an eine Netzplanung nach Art. 25 EED, welche sich lediglich auf den Gebäudesektor bezieht, würde deutlich zu kurz greifen. Eine integrierte Netzplanung muss zwingend den antizipierten Bedarf aller Sektoren unter Berücksichtigung vorhandener Infrastruktur berücksichtigen. Nur so ist eine bedarfsgerechte und volkswirtschaftlich sinnvolle Infrastrukturentwicklung möglich. Voraussetzung für die Weiterentwicklung des Erdgasnetzes zum Wasserstoffnetz ist eine gesamtheitliche Betrachtung und integrierte Planung beider Netze. Die Ermittlung von Erdgasfernleitungen, die für einen Wasserstofftransport nutzbar gemacht werden können, ist ein Optimierungsprozess mit mehreren **Iterations-schritten**. Für die Verteilernetze ist der **Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP)** der Bottom-Up-Planungsprozess zur Erarbeitung eines bedarfsgerechten, kohärenten Zielbilds der klimaneutralen Gasinfrastruktur. Notwendig ist zudem die Schaffung eines gesetzlichen Auftrags an die Gasverteilernetzbetreiber zur Erstellung lokaler Netzausbaupläne für Erdgas und Wasserstoff. Eine solche Verpflichtung zu einer lokalen Netzplanung stellt das notwendige direkte Bindeglied von Gebäude-Energie-Gesetz und Wärmeplanungsgesetz zu den Planungen der vorgelagerten Netzbetreiber dar. Damit wird eine Verzahnung der Top Down-Planungen der FNB mit dem Bottom Up-Ansätzen der VNB sichergestellt. Dabei kann der in der Branche bereits etablierte Prozess zur Erstellung des GTP eine wichtige Grundlage liefern.

Finanzierung der Infrastruktur-Ertüchtigung

Für die anstehenden Investitionsentscheidungen zum Aufbau des Wasserstoffkernnetzes ist es notwendig, den regulatorischen Rahmen so auszugestalten, dass die Projekte im weltweiten Wettbewerb um Kapital bestehen können. Denn ohne Kapitalmarktfähigkeit können die bevorstehenden Investitionsentscheidungen weder aus Sicht der Eigenkapital- noch der Fremdkapitalgeber getroffen werden. Investitionen der Infrastrukturbetreiber in das Wasserstoffkernnetz stehen im direkten Wettbewerb mit den erforderlichen

Ausbauten der Stromnetze. Dementsprechend müssen die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf das jeweilige Chancen/Risiko-Verhältnis vergleichbar sein. Von zentraler Bedeutung ist, dass im Wasserstoffbereich – anders als im Strombereich – noch kein Markt besteht. Der jetzt notwendige Aufbau eines Wasserstoffkernnetzes ist im Hinblick auf dessen Auslastung daher mit erheblichen Risiken verbunden.

Um den Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes in Deutschland mit dem Zieljahr 2032 zu erreichen (vgl. [Planungsstand der FNB zum H2-Kernnetz vom 12. Juli 2032](#) und Aktualisierung vom 14. November 2023), braucht es jetzt verlässliche und stabile Rahmenbedingungen mit einer risikoadäquaten und marktgerechten Verzinsung, um ausreichend Eigen- und Fremdkapital zu mobilisieren. Denn nur dann haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit das notwendige Kapital einzusetzen, um den für die Dekarbonisierung erforderlichen schnellen Aufbau eines Wasserstoffkernnetzes umsetzen zu können.

Exkurs: Einsatz spezifischer Materialien wie PFAS

Die VKU-Mitglieder möchten die Energie- und Wärmewende durch den Aufbau eines Wasserstoffkernnetzes vorantreiben. VKU-Mitgliedsunternehmen sind bereit Risiken einzugehen, sofern sie vertretbar sind und das Risiko-Chancen-Verhältnis ausgewogen ist.

Zum Schutz unserer Ressourcen zur Trinkwasserversorgung ist es wichtig, den Eintrag von PFAS (Per- und polyfluorierte Alkylsubstanzen) frühzeitig zu reduzieren. Denn PFAS sind grundsätzlich persistente Verbindungen, die mikrobiell praktisch nicht abgebaut werden. Die Entfernung von PFAS bei der Trinkwasseraufbereitung ist aufgrund ihrer Stoffeigenschaften aufwändig und daher auch sehr kostenintensiv. Naturnahe Aufbereitungsverfahren, die auf einem Abbau beispielsweise im Boden oder in einem Langsandsfilter basieren, sind nicht wirksam.

Der VKU begrüßt daher grundsätzlich das geplante PFAS-Beschränkungsverfahren auf EU-Ebene im Rahmen von REACH, das Deutschland mit anderen Mitgliedstaaten Anfang 2023 vorgelegt hat, um die Wasserressourcen zur Trinkwasserversorgung vor PFAS-Einträgen zukünftig besser zu schützen.

Im Rahmen des geplanten PFAS Verbots auf EU-Ebene und des Novellierungsprozesses der REACH-Verordnung sollte jedoch berücksichtigt werden, dass manche Technologien, die in der Energiewirtschaft zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen eingesetzt werden, auch zukünftig auf den Einsatz von PFAS angewiesen sind. Dies gilt namentlich für Großwärmepumpen in der Fernwärme, die als vielversprechende Technologie für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen gelten. Der Einsatz von PFAS muss daher immer im Gesamtkontext und unter Berücksichtigung der Treibhausgasbilanz des Wärmesektors bewertet werden. Außerdem müssen Übergangfristen festgelegt werden, die eine Investitionssicherheit garantieren.

Zwar sind die konkreten Auswirkungen noch nicht absehbar, da bislang nur ein zur Konsultation gestellter Vorschläge der Europäischen Chemikalienagentur vorliegt. Die Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur muss jedoch die sich abzeichnenden verpflichtenden europäischen Vorgaben für den Einsatz spezifischer Materialien wie PFAS berücksichtigen.

Die Rolle des Staates bei der Infrastruktur-Ertüchtigung

Die Transformation der Infrastruktur benötigt auch staatliche Unterstützung, um Netzbetreibern einen verlässlichen und investitionsfreundlichen Finanzierungs- und Absicherungsrahmen zu bieten. Dies gilt auch für durch rückläufige Anschlusszahlen und ggf. beschleunigte Abschreibungszeiträume ausgelöste Netzentgeltsteigerungen, um diese für den Endkundenmarkt tragfähig zu halten. Die verschiedenen hierfür geeigneten Optionen müssen zügig geprüft, finanziell hinterlegt und operativ umgesetzt werden. Ebenso gilt: Sofern Netzbetreiber zum Rückbau von Leitungen verpflichtet werden, sollten die Rückbaukosten nicht allein dem Netzbetreiber zu Lasten fallen. Hier gilt es eine angemessene Kostenverteilung vorzunehmen.

Entwurf eines Finanzierungskonzeptes für das Kernnetz vom 3. November 2023

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel eines privatwirtschaftlichen Aufbaus des Wasserstoff-Kernnetzes, das durch Netzentgelte finanziert werden soll. Nach dem aktuellen Entwurf eines Finanzierungskonzeptes für das Wasserstoff-Kernnetz vom 3. November 2023 (Beschluss des Bundestags vom 15.11.2023) soll ein möglichst bundesweit einheitliches Netzentgelt implementiert werden. Es soll in der Hochlaufphase gedeckelt sein, um einen raschen Markthochlauf zu unterstützen. Durch zeitliche Streckung sollen die Netzentgelte auf ein marktgängiges Niveau gebracht werden, bis genügend H₂-Nutzer vorhanden sind, die die hohen Kapital- und Betriebskosten des neuen Netzes finanzieren („intertemporaler Kostenausgleich“).

Bewertung des VKU:

- Das veröffentlichte Finanzierungskonzept gilt für alle Netzbetreiber des Kernnetzes, also auch für die VNB, deren Leitungen ins Kernnetz aufgenommen wurden. Für VNB, deren Leitungen nicht im Kernnetz sind, fehlt der Finanzierungsrahmen nach wie vor. Daher ist zeitnah auch für Verteilernetze eine den Erfordernissen entsprechende Finanzierungsgrundlage zu schaffen.
- Diese Finanzierung ist eine große Aufgabe, die gemeinsam von Staat, Letztverbrauchern und Netzbetreibern zu stemmen ist.
- Gleichzeitig ist der Spielraum für eine finanzielle Unterstützung durch den Staat (vgl. Urteil des Bundesverfassungsgerichts vom 15.11.2023) eng begrenzt.
- Deswegen ist es zwingend erforderlich, dass die gegebenen Spielräume für ein Finanzierungskonzept außerhalb des Kernnetzes, die im Regulierungsrahmen bestehen, maximal ausgenutzt werden. Dies betrifft insbesondere

- die Umsetzung der Regelungen zu Finanzierung auf Basis des Art. 4 Abs. 2 der Gasbinnenmarkt-Verordnung (Art. 4).
 - die Prüfung der Anhebung des EK-Zinses, um die mit dem Aufbau des H₂-Verteilernetzes verbundenen Risiken abzudecken. Wenn die Verteilnetzbetreiber beim Aufbau des Wasserstoffgeschäfts stärkere Risikoelemente übernehmen als beim Konzept des Kernnetzes, müsste sich das auch angemessen in der Höhe des Eigenkapitalzinssatzes widerspiegeln.
 - die Legitimation der noch nicht realisierten Kosten über eine Regelung vergleichbar dem Amortisationskonto
- Das Konzept eines intertemporalen Kostenausgleichs begrüßt der VKU dem Grunde nach. Er kann jedoch nur als ergänzendes Element für Netzbetreiber gesehen werden, um die Netzentgelte gering zu halten. Weitere (regulatorische) Maßnahmen sind erforderlich, wie eine geeignete Förderung der Nachfrageseite: sie hilft zusätzlich, die steigenden Netzentgelte abzufedern.
 - Die anfänglich hohen Netzentgelte, die sich in einer Hochlaufphase ergeben, drohen durch den vorgeschlagenen Mechanismus nicht in ausreichendem Maße gesenkt zu werden.
 - Die Folgen durch den vorgeschlagenen Kostenausgleich sind schwer abzusehen. Deswegen sollte die Wirkung auch im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens regelmäßig geprüft und die Ausgestaltung ggf. angepasst werden.
 - Der im EnWG-E vorgesehene Zinssatz von 6,69 Prozent nach Steuern spiegelt das Risiko der Wasserstoffnetze nicht in angemessener Weise wider. Die aktuelle Fassung der Gasnetzentgeltverordnung sieht in § 10 Abs. 4 eine Verzinsung von 9,0 Prozent nach Steuern vor. Der gewährte Zinssatz sollte mindestens 8,0 Prozent nach Steuern betragen.
 - Wichtige Details der Umsetzung des Amortisierungskontos sind unklar und bedürfen der Präzisierung.

Im Rahmen der Überarbeitung der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) auf europäischer Ebene ist sicherzustellen, dass die Förderung (Beihilfe) von Wasserstoffinfrastrukturen von der AGVO erfasst und entsprechend von einer beihilferechtlichen Einzelnotifizierung freigestellt wird.

Wasserstoff-Speicher sind Teil der Lösung

Neben der Errichtung eines deutschen Wasserstoffnetzes spielt der bedarfsorientierte Aufbau von [Wasserstoffspeicherkapazitäten](#) eine wichtige Rolle. Während in einer frühen Marktphase (bis 2030) die volatile, inländische Erzeugung von grünem Wasserstoff mit der Abnahme großer Industrieabnehmer in Einklang gebracht werden muss, wächst in einem sich entwickelnden Wasserstoffmarkt auch der Bedarf an großvolumigen Spei-

chern als Teil einer klimaneutralen Absicherung der Stromerzeugung. Die vom BMWK veröffentlichten Langfristszenarien zeichnen dabei ein deutliches Bild. In allen Szenarien bis 2045 übersteigt der prognostizierte Speicherbedarf das theoretische Umstellungspotenzial, sodass neben der Transformation bestehender auch der Aufbau neuer Speicherkapazitäten erforderlich ist. Aufgrund langer Planungs- und Umsetzungshorizonte ist dabei eine frühzeitige Weichenstellung elementar. Das in der Nationalen Wasserstoffstrategie 2.0 angekündigte „Konzept für Wasserstoffspeicher“ muss daher zeitnah auf den Weg gebracht und mit flankierenden Fördermaßnahmen ausgestattet werden.

Exkurs: Marktrahmen für den nationalen Hochlauf von Wasserstoffspeichern

Herausforderung:

Der Bau von Wasserstoffspeichern ist sehr kapitalintensiv. Gleichzeitig besteht in der Markthochlaufphase ein hohes Nachfragerisiko, das aus nicht gesicherten Nachfragemengen sowie ungewisser Zahlungsbereitschaft besteht. In dieser Phase ist es daher unerlässlich, den Aufbau der erforderlichen Speicherkapazitäten staatlich abzusichern. Das ist nötig, um einen verlässlichen Rahmen für den Neubau und die sukzessive Umwidmung bestehender Erdgasspeicher zu gewährleisten. Aufgrund langer Realisierungszeiten müssen entsprechende Rahmenbedingungen zeitnah fixiert und umgesetzt werden, um prognostizierte Speicherbedarfe bedienen zu können.

Folgende zentrale Herausforderungen müssen durch einen zukünftigen Marktrahmen adressiert werden:

1. Fördermechanismus
2. Integrierter Planungsprozess
3. Finanzierungsmechanismus

Lösungsvorschläge:

Zu 1) Fördermechanismus:

Durch den Fördermechanismus muss ein sicherer und planbarer Investitionsrahmen geschaffen werden, der den Bau neuer und die Umstellung bestehender Speicher anreizt. Obgleich Wasserstoffspeicher einer staatlichen Absicherung zur Reduktion des Risikos der Markthochlaufphase bedürfen, sollte der Marktrahmen den Übergang für Wasserstoffspeicher in einen freien Markt vorsehen. Das ist eine wesentliche Voraussetzung, um perspektivisch das Angebot und die Nachfrage frei und damit möglichst effizient im Markt zu entwickeln.

Ein sinnvoller Ansatz kann die Einführung von Differenzkontrakten sein. In Frankreich und Großbritannien wird dieser Ansatz bereits umgesetzt bzw. geprüft. Das Konzept beinhaltet jährliche Zu- und Rückzahlungen in Höhe der Differenz zwischen den im Wettbewerb erzielten Vermarktungserlösen und einem dynamischen Referenzerlös. Damit wird das im Markthochlauf bestehende Nachfragerisiko abgesichert.

Zu 2) Planungsprozess

Durch einen integrierten Planungsprozess muss sichergestellt werden, dass ausreichend Speicherkapazitäten unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit und im Einklang mit dem Wasserstoffmarkthochlauf entwickelt werden.

Die Festlegung eines Förder- und Entwicklungspfades sollte sich an der Erreichbarkeit der Ziele zur Klimaneutralität, aber auch an konkreten Marktbedarfen orientieren. Letzteres könnte auf Basis einer zentralen Marktabfrage organisiert werden, die neben der Bestimmung zukünftiger Speicherbedarfe auch die Ableitung von speicherspezifischen Anforderungsprofilen ermöglicht. Zur Auswahl konkreter Projekte für die Förderung können Kriterien, wie der geplante Anwendungsbereich des Speichers (Dunkelflaute, Import-Absicherung, etc.), eine zeitnahe Kernnetzanbindung, bereits vereinbarte Verträge mit Speicherkunden, die Entwicklungszeit des Speichers und die Lage in Verbindung zu Import und Produktion berücksichtigt werden.

Zu 3) Finanzierungsmechanismus

Der zu etablierende Finanzierungsmechanismus sollte pragmatisch gestaltet sein, um von Investoren anerkannt zu werden. Um die regulatorischen Referenzerlöse und damit vor allem die Kosten für die Speicherentwicklung möglichst verursachungsgerecht zu verteilen, ist die Einführung eines sogenannten Amortisationskontos (vgl. Regeln zur Finanzierung des H₂-Kernnetzes) ein zu prüfender Weg. Etwaige Mehr- und Mindererlöse in der Markthochlaufphase werden auf diesem Konto verbucht und künftig ausgeglichen. Der Staat sichert dieses Konto und damit auch die Investition in die Infrastruktur ab. Ein solches Amortisationskonto hat grundsätzlich eine bestimmte Laufzeit und kann so mittelfristig den Weg von Wasserstoffspeichern in einen freieren Markt, ohne staatliche Absicherung, ermöglichen.

Bei Rückfragen oder Anmerkungen steht Ihnen zur Verfügung:

Isabel Orland

Senior-Fachgebietsleiterin Gasnetze

Abteilung Energiewirtschaft

Telefon: +49 30 58580-196

E-Mail: Orland@vku.de