



E-Bridge
Kompetenz in Energie

H₂-BAROMETER

Unabhängige Bewertung der
Wasserstoffwirtschaft in Deutschland

Ausgabe 2
November 2023

Vorwort



Liebe Leserinnen und Leser,

mit großer Freude dürfen wir Ihnen die neueste Ausgabe des H₂-Barometers präsentieren. Diese Ausgabe steht im Zeichen bedeutender Meilensteine auf dem Weg zu einer nachhaltigen und klimafreundlichen Wasserstoffwirtschaft.

Die Pläne für ein deutsches Wasserstoffnetz werden konkreter. Bundeswirtschaftsminister Dr. Robert Habeck hat die Pläne des vorgestellt nach denen bis 2032 ein 9.700 Kilometer Kernnetz entstehen soll. Die Entwicklung des deutschen Kernnetzes ist ein klares Zeichen für das beeindruckende Engagement der Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland. Sie tragen maßgeblich dazu bei, die Grundlagen für eine Wasserstoffversorgung zu schaffen.

Wir als E-Bridge sind sehr stolz darauf, dass unser Vollkostenindex HydexPLUS eine wichtige Rolle beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft einnimmt, indem er zum Leitindex für die Klimaschutzverträge der Bundesregierung avanciert. Klimaschutzverträge und die THG-Quote sind entscheidende Fördermaßnahmen, die den Einsatz von grünem Wasserstoff maßgeblich vorantreiben.

Unsere Ausgabe beleuchtet ebenfalls die großen Herausforderungen, denen sich Netzbetreiber stellen müssen. Analysen von E-Bridge zeigen, dass weder pauschale komplette Umwidmungen noch pauschale Stilllegungen von Gasnetzen der richtige Weg sind. Stattdessen bedarf es einer individuellen und räumlich differenzierten Betrachtung der Gasverteilnetze als unabdingbare Voraussetzung für eine frühzeitige Planungssicherheit.

Jedoch sehen wir auch, dass es noch Herausforderungen zu überwinden gibt. Mangelnde Anreize im Raumwärmesektor und parallel dazu gestellte Anforderungen an Energieversorger, wie die kommunale Wärmeplanung, erschweren den Einsatz von Wasserstoff erheblich. Hier gilt es, innovative Lösungsansätze zu finden, um gemeinsam an einer nachhaltigen Wärmewende zu arbeiten.

Ein besonderes Highlight dieser Ausgabe ist das exklusive Interview mit Sabine Augustin, Leiterin der Unternehmens- und Strategieentwicklung bei Open Grid Europe. Ihr fundiertes Wissen und ihre inspirierenden Ansichten bieten wertvolle Einblicke in die aktuellen Entwicklungen und Zukunftsperspektiven.

Wir hoffen, dass diese Ausgabe unseres H₂-Barometers Sie inspiriert, informiert und Ihnen neue Perspektiven eröffnet. Gemeinsam können wir einen positiven Beitrag zur Bewältigung der Herausforderungen beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft meistern.

Dr. Henning Schuster

Geschäftsführer E-Bridge Consulting GmbH
Baumschulallee 15 | 53115 Bonn
www.e-bridge.de
Tel. +49 228 90 90 65 0

Thesen und Gesamtstimmung

Kernaussagen aus dem H₂-Barometer

Regulierung

1. Klimaschutzverträge können als wichtiges Instrument für die Energiewende im Industriesektor dienen und die Wasserstoffwirtschaft fördern, indem Infrastruktur und Nachfrage an Wasserstoff steigen. Der HydexPLUS dient als zugrundeliegender Preisindex und Benchmark zur Bestimmung der Subventionshöhe für wasserstoffbasierte Technologien.
2. Die THG-Quote unterstützt nicht nur das Erreichen der CO₂-Ziele im Verkehrssektor, sondern steigert zusätzlich die Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff durch die anteilige Deckung der H₂-Vollkosten. Außerdem deuten Marktindikatoren darauf hin, dass es eine hohe Bereitschaft des Mineralölsektors geben wird, die Strafzahlungen zu vermeiden und stattdessen THG-Quotenzertifikate zu erwerben.

Upstream

1. Aufgrund der wachsenden EE-Einspeisung und höher erwarteten Gas- und CO₂-Preisen wird grüner H₂ in der Zukunft an Konkurrenzfähigkeit gewinnen. Optimiert man die Auslastung des Elektrolyseurs auf 50 % pro Jahr, zeigen die Grenzkosten bereits heute eine verbesserte Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellem H₂.
2. Der optimierte Vollkostenindex HydexPLUS weist ein vergleichbares Preisniveau zum Grenzkostenindex Hydex auf. Dank der optimierten Elektrolyseur-Betriebsweise wird der Kapitalkostenanteil im Vergleich zu den volatilen Grenzkosten fast vollständig ausgeglichen. Dies zeigt die Vorteilhaftigkeit einer optimierten Betriebsweise der Elektrolyse im Hinblick auf die Vollkosten.
3. Bei der Strombeschaffung zur Herstellung von RFNBO-konformem Wasserstoff besteht Optimierungsspielraum. Eine flexible Gestaltung der PPA-Vereinbarung erlaubt einen kosteneffizienten Stromeinkauf.

Midstream

1. Gasverteilnetzbetreiber sollten für jedes Netzgebiet ein strategisches Zielbild entwickeln. Zentrale Eingangsgrößen für eine solche Bewertung sind regionalisierte, szenariobasierte Bedarfsprognosen sowie die lokale Angebotssituation von grünem H₂.
2. Das H₂-Kernnetz ist die zentrale Infrastruktur für den zukünftigen Import und die Verteilung von Wasserstoff in Deutschland und ist daher auch ein zentrales Kriterium bei der Betrachtung von Transformationsoptionen für Gasverteilernetze. Der regulatorisch unterstützte Aufbau ist ein wichtiges Signal für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft.

Downstream

1. Kommunale Wärmeplanungen haben einen großen Einfluss auf die Zukunftsoptionen der lokalen Gasverteilnetze. Daher ist es notwendig, dass sich die Gasverteilnetzbetreiber aktiv in den Planungsprozess einbringen, um die komplexen Chancen und Herausforderungen der Gasinfrastruktur transparent darzustellen.
2. Die Novelle des Gebäudeenergiegesetzes setzt deutliche Schritte in Richtung Klimaschutz. Der Beschluss ist technologieoffen formuliert, setzt jedoch enge Grenzen für den Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt. Insbesondere auf Gasverteilnetzbetreiber kommen signifikante neue Anforderungen und Haftungspflichten zu.

		Upstream	Midstream	Downstream
2021	Ausgabe 1	Moderat positiv	Moderat negativ	Ausgeglichen
	Ausgabe 2	Überwiegend positiv	Moderat negativ	Ausgeglichen
	Ausgabe 3	Moderat negativ	Moderat negativ	Moderat positiv
2022	Ausgabe 1	Ausgeglichen	Ausgeglichen	Überwiegend positiv
	Ausgabe 2	Moderat positiv	Ausgeglichen	Ausgeglichen
2023	Ausgabe 1	Moderat positiv	Ausgeglichen	Moderat positiv
	Ausgabe 2	Moderat positiv	Moderat positiv	Moderat negativ

■	Überwiegend positiv
■	Moderat positiv
■	Ausgeglichen
■	Moderat negativ
■	Überwiegend negativ

Sowohl im Verkehrs- als auch im Industriesektor sorgen Fördermaßnahmen künftig für eine verbesserte Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff. Benchmark für Vollkosten der H₂-Erzeugung im Rahmen der Klimaschutzverträge ist der HydexPLUS.

Im Raumwärmesektor fehlen derzeit noch regulatorische Anreize für Wasserstoff. Hier verbleibt das Risiko bei den Gasnetzbetreibern, von denen einerseits Zielbilder für ihre Gasnetze und andererseits Entwürfe für die kommunale Wärmeplanung erwartet werden.

Zwar ist die Novelle des Gebäudeenergiegesetzes technologieoffen formuliert, ein realistischer und zeitnaher Einsatz von Wasserstoff wird aber eher erschwert als vereinfacht.



INTERVIEW

Interview mit Sabine Augustin, Head of Corporate Development & Strategy bei Open Grid Europe (I/II)

Open Grid Europe GmbH (OGE) betreibt als Fernleitungsnetzbetreiber mit rund 12.000 km das größte Ferngasnetz in Deutschland. Das Unternehmen gestaltet den Energiemix der Zukunft durch den Transport von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen wie Wasserstoff sowie den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur. OGE ist ein wichtiger Akteur der Energiewende und Wegbereiter der grünen Transformation in Deutschland und Europa.

Als Fernleitungsnetzbetreiber gestaltet OGE aktiv die Planung der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur. Die bestehenden Erdgasleitungen von OGE verbinden schon heute verschiedene Aufkommensquellen mit großen Energieabnehmern und Speichern – diese Leitungen werden sukzessive auf Wasserstoff umgestellt. Zur Strategieumsetzung entwickelt OGE bedeutende Projekte rund um die Sektorenkopplung und Wasserstoff – oft gemeinsam mit Partnern. Im Nationalen Wasserstoffrat und zahlreichen Industrie- und Verbandsaktivitäten arbeitet OGE daran, die richtigen Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf zusammen mit der Politik zu erarbeiten.



Sabine Augustin, Head of Corporate Development & Strategy bei Open Grid Europe

Frau Augustin, welche Rolle kommt den Fernleitungsnetzbetreibern im Allgemeinen und der OGE im Speziellen bei dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in den kommenden Jahren zu? Welche Vision verfolgen Sie bei der OGE?

Den Wasserstoffnetzbetreibern kommt eine Schlüsselrolle für das Gelingen der Wasserstoffwirtschaft zu. Wir bauen in den nächsten Jahren das Netz auf, mit dem Kunden quer durch die Republik sicher mit Wasserstoff versorgt werden können und lösen damit das Henne-Ei-Problem. Der Ausbau des H₂-Netzes schafft die Grundlage für Investitionsentscheidungen – sowohl auf der Produzenten-, als auch auf der Kundenseite.

Wir als OGE haben ein klares Ziel, das wir in den nächsten 10 Jahren schaffen wollen: mehr als 2000 km Wasserstoffnetz im Norden, Westen und Süden der Republik. Ein Netz, das die industriellen Zentren versorgt, den Zugang zu Speichern ermöglicht und – ganz wichtig – das für Deutschland 5 Importkorridore erschließt.

Der größte Teil des Wasserstoffs für Deutschland wird aus dem Ausland kommen und daher sind diese Importkorridore von besonderer Bedeutung. Das Netz von OGE ermöglicht den H₂-Import aus Norwegen und der Nordsee, stellt die Verbindung zu den Netzen in Belgien und den Niederlanden her, schließt an das französische Netz für Wasserstoff aus Spanien an und erschließt den Importkorridor über Tschechien. Für uns sind Partnerschaften und Kooperationen ein wichtiger Schlüssel zum Erfolg. Dazu gehören Partnerschaften mit anderen Netzbetreibern, mit denen wir Teile des Netzes auch gemeinsam errichten. Wir arbeiten eng mit den großen Netzbetreibern unserer Nachbarländer und diversen Produzenten zusammen, um die Importkorridore für Wasserstoff zu ermöglichen. OGE pflegt darüber hinaus einen engen Austausch mit Industriekunden und Speicherbetreibern. Und wir kooperieren mit Verteilnetzbetreibern, die eine entscheidende Rolle spielen, sodass der Wasserstoff auch in die Fläche kommt.

Interview mit Sabine Augustin, Head of Corporate Development & Strategy bei Open Grid Europe (II/II)

In welchem Teil der Wertschöpfungskette sehen Sie die größten Herausforderungen beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft? Welche Lösungsansätze würden Sie vorschlagen?

Der Wasserstoffhochlauf kann nur gelingen, wenn alle Teile der Wertschöpfungskette ineinandergreifen. Ich bin überzeugt, dass die von Wirtschaftsminister Habeck für die nächsten Monate anvisierte Entscheidung für das Wasserstoff Kernnetz Dynamik in den Markt bringen wird. Damit wird Planungssicherheit für Produzenten und Kunden auf der Transportseite geschaffen.

Das allein wird jedoch nicht ausreichen. In den ersten Jahren wird Wasserstoff noch teurer sein als fossile Energieträger und hierfür muss ein Ausgleich gefunden werden. Die USA haben mit dem Inflation Reduction Act einen Weg gewählt, bei dem die Erzeugung von Wasserstoff massiv unterstützt wird. Die Erzeugungsprojekte schießen dort wie Pilze aus dem Boden. In Deutschland liegt der Fokus, wie gewöhnlich, eher auf einer Unterstützung der Nachfrageseite. Mit den Klimaschutzverträgen plant die Bundesregierung, den Einsatz von Wasserstoff im großen Stil zu fördern. Ich hoffe sehr, dass diese einen ähnlich starken Impuls für Deutschland geben, wie der IRA in den USA.

Im Wasserstoffbereich wird es zu einem Revival der Midstream-Rolle kommen. Während diese im liberalisierten Strom- und Gasmarkt an Bedeutung verloren hat, ist es für den Wasserstoffhochlauf wichtig, Nachfrage zu aggregieren und langfristige Lieferverträge einzugehen.

Welche politischen Entscheidungen setzen Ihrer Meinung nach positive Signale im Hinblick auf den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft? Wo sehen Sie akuten Nachbesserungsbedarf vonseiten der politischen Entscheidungsträger?

Die Entscheidung für das Wasserstoff Kernnetz und der Start der Klimaschutzverträge werden positive Signale für den Wasserstoffhochlauf setzen. Es sind zwei ganz entscheidende Maßnahmen.

Aus meiner Sicht sollten die politischen Entscheidungsträger nun den Mittelstand mehr in den Fokus nehmen, der für einen Großteil der Arbeitsplätze und der Wertschöpfung in Deutschland steht. Die meisten mittelständischen Betriebe sind an das Verteilnetz angeschlossen. Daher ist es wichtig, direkt nach der Entscheidung für das Kernnetz die Weiterentwicklung des Netzes auf der Verteilebene zu planen. Gleichzeitig ist es wichtig, die Klimaschutzverträge so weiterzuentwickeln, dass sie auch für den Mittelstand funktionieren.

Immer wieder hitzig wird die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt diskutiert. Die Kommunen werden sich im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung in den nächsten Jahren damit intensiv beschäftigen müssen. Die Antworten werden von Versorgungsgebiet zu Versorgungsgebiet unterschiedlich ausfallen. Die politischen Entscheidungsträger müssen den Rahmen für die Kommunale Wärmeplanung so ausgestalten, dass er technologieoffen ist und es keine Denkverbote gibt.



REGULIERUNG

Klimaschutzverträge (Carbon Contract for Difference, CCfD)

Klimaschutzverträge nach dem Konzept der CO₂-Differenzverträge (CCfD)

- Klimaschutzverträge unterstützen Industrieunternehmen dabei, in klimafreundliche Produktionsanlagen zu investieren, die sich andernfalls nicht rechnen würden (z.B. in der Stahl-, Zement-, Papier- oder Glasindustrie).
- Die Mehrkosten von Unternehmen aus emissionsintensiven Branchen, die durch die Errichtung und den Betrieb von klimafreundlicheren Anlagen im Vergleich zu herkömmlichen Anlagen entstehen, sollen staatlich ausgeglichen werden.
- Diese Förderung bietet eine Möglichkeit für die Markteinführung klimafreundlicher Prozesse, wie etwa die Nutzung von grünem Wasserstoff.
- Die CCfD dienen zur Sicherung gegen Preisrisiken, Ausgleich von Mehrkosten und Schaffung von sicheren Investitionsrahmenbedingungen.

Die Funktionsweise eines Klimaschutzvertrages

- Minderungskosten sind zusätzliche Produktionskosten, die bei grüner Stahlproduktion über die Kosten der grauen Produktion hinaus pro eingesparter Tonne CO₂ entstehen.
- Der Vertragspreis wird pro eingesparter Tonne CO₂ festgelegt und entspricht den erwarteten Minderungskosten abzüglich des CO₂-Preises.
- Das Beispiel in der Abbildung rechts zeigt, dass bspw. mit grünem Wasserstoff erzeugter Stahl wegen fallender Minderungskosten und eines gestiegenen CO₂-Preises nach 15 Jahren wettbewerbsfähig ist. Danach muss das Unternehmen die Subventionen an den Staat zurück zahlen, da der Vertragspreis negativ ist.

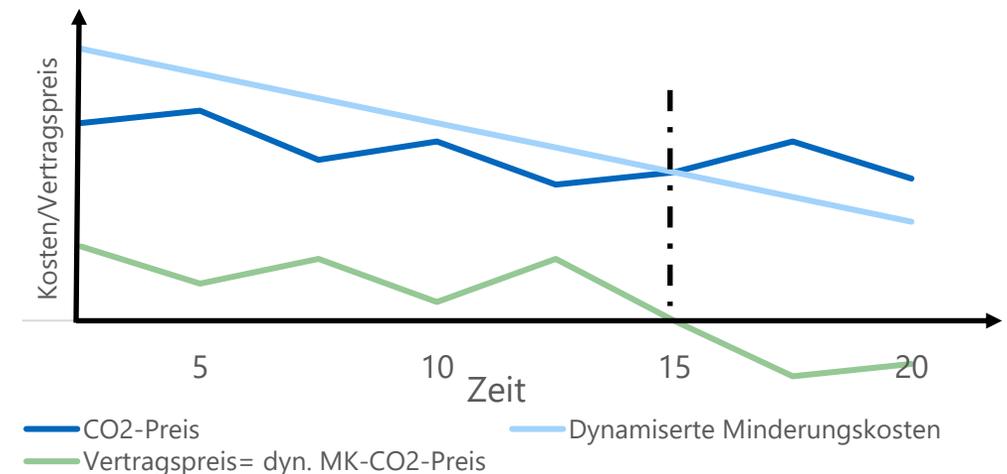
Klimaschutzverträge können als wichtiges Instrument für die Energiewende im Industriesektor dienen und die Wasserstoffwirtschaft fördern, indem Infrastruktur und Nachfrage an Wasserstoff steigen. Der HydrexPLUS dient als zugrundeliegender Preisindex und Benchmark zur Bestimmung der Subventionshöhe für wasserstoffbasierte Technologien.

Basispreise und Preisindizes

- Da für grünen Wasserstoff keine Handelsdaten zur Verfügung stehen, werden Kostenindikatoren zur Bestimmung der Basispreise und Futurekontrakte herangezogen.
- Für grünen und blauen Wasserstoff wird der ungewichtete Mittelwert der Werte des Wasserstoff-Kostenindicators HydrexPLUS green bzw. blue für den jeweiligen Abrechnungszeitraum verwendet.

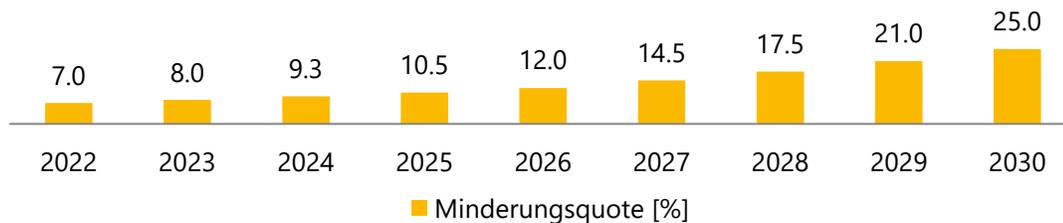
Positive Auswirkungen für die Wasserstoffwirtschaft

- Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur wird unterstützt und angekurbelt
- Innovationen zur Herstellung von Wasserstoff und in der Nutzung für Industrie werden vorangetrieben
- Nachfrage an Wasserstoff der Industrie wird angeregt



Grüne H₂-Zertifikate aus der THG-Quote gem. RED II können im Transport- und Mineralölsektor monetarisiert werden

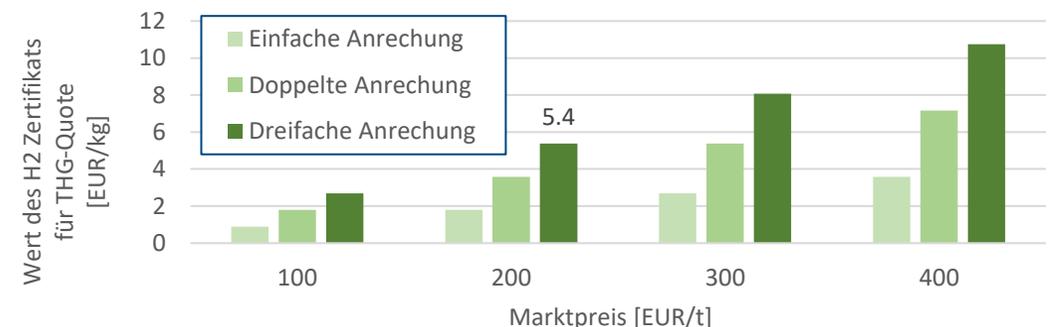
- Nach der 37. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) und dem delegierten Rechtsakt der EU können strombasierte Kraftstoffe (RFNBO - renewable fuels of non-biological origin) unter Einhaltung der entsprechenden Kriterien für die grüne Wasserstoffherstellung auf die Treibhausgasquote angerechnet werden.
- Die Treibhausgasminderungsquote für den Verkehrssektor wird bis 2030 von derzeit 8 % auf 25 % steigen (§ 37a Abs. 4 Satz 1 BImSchG).



- Unternehmen, die Mineralölkraftstoffe auf den Markt bringen, haben zwei Möglichkeiten, die THG-Quote zu erfüllen:
 - Reduzierung der eigenen CO₂-Emissionen durch Direktvertrieb emissionsarmer Kraftstoffe
 - Erwerb von THG-Quotenmengen von Dritten, die selbst nur emissionsarme oder emissionsfreie Kraftstoffe anbieten und daher nicht der Quotenpflicht unterliegen oder ihre Verpflichtung überschreiten.
- Das Einnahmepotenzial und die Zahlungsbereitschaft des Verkehrssektors werden durch geltende Pönalen (ca. 600 EUR/t_{CO₂}) im Rahmen der RED II unterstützt, wenn die THG-Quote nicht erreicht wird.

Die THG-Quote unterstützt nicht nur das Erreichen der CO₂-Ziele im Verkehrssektor, sondern steigert zusätzlich die Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff durch die anteilige Deckung der H₂-Vollkosten. Außerdem deuten Marktindikatoren darauf hin, dass es eine hohe Bereitschaft des Mineralölsektors geben wird, die Strafzahlungen zu vermeiden und stattdessen THG-Quotenzertifikate zu erwerben.

- Der monetäre Wert eines grünen Wasserstoffzertifikates wird nach der 37. BImSchV wie folgt berechnet:
 - Der Basiswert des CO₂-Äquivalents (fossil) wird prozentual um die Treibhausgasminderungsquote, die bis 2030 auf 25 % ansteigt, verringert.
 - Anschließend wird dieser Wert mit den verursachten Treibhausgasemissionen des grünen Wasserstoffs inkl. Antriebseffizienzfaktor (der nach dem neusten Referentenentwurf für Wasserstoff mit 0,4 ggü. 1 für Verbrennungsmotoren angesetzt wird) subtrahiert (nach Umsetzung des delegierten Rechtsaktes in nationales Recht werden keine Treibhausgasemissionen bei RNFBO konformen Wasserstoff zugerechnet).
 - Die Differenz ergibt die THG-Minderungsmenge an, die durch den Einsatz von grünem Wasserstoff eingespart wird. Diese THG-Minderungsmenge darf nach dem neusten Referentenentwurf bei grünem Wasserstoff mit drei multipliziert werden.
- Der monetäre Wert eines grünen Wasserstoffzertifikats auf Basis eines dreifachen Kredits und einem Marktpreis von 200 EUR/t_{CO₂} beträgt 5,4 EUR/kg_{H₂}.
- In Abhängigkeit der H₂-Vollkosten (vgl. HydrexPLUS) können durch den Quotenhandel anteilig die Vollkosten gedeckt werden.



Heizwert von H₂: 33,33 kWh/kg



UPSTREAM

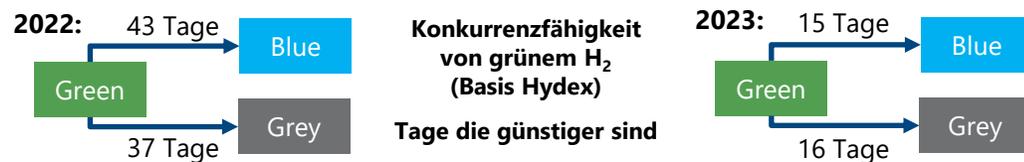
Hydex – Entwicklung der Grenzkosten für die Wasserstoffherzeugung

- Der grenzkostenbasierte Wasserstoffpreisindex Hydex ist in 2023 über alle Erzeugungstechnologien im Mittel deutlich zurückgegangen und war auch nicht mehr so volatil wie in 2022. Dies ist insbesondere mit den gefallenem Strom-, Gas und CO₂-Inputpreisen erklärbar (Abbildung 1).

- Jahresdurchschnittswerte von 2022 und 2023 im Vergleich:

Hydex	Green	Blue	Grey
Mittelwert 2022 EUR/MWh	358	209	202
Mittelwert 2022 EUR/kg	11.93	6.96	6.73
Mittelwert 2023 EUR/MWh	178	91	96
Mittelwert 2023 EUR/kg	5.96	3.03	3.19

- In Zeiten von hoher EE-Einspeisung ist grüner Wasserstoff (Hydex green) wettbewerbsfähig gegenüber konventionellem H₂ auf Basis von Erdgas (Hydex blue und Hydex grey).



- Betrachtet man bei der Herstellung von grünem H₂ nur die 50 % der Tage mit den günstigsten Strominputpreisen, wird grüner Wasserstoff konkurrenzfähiger im Vergleich zu konventionellem Wasserstoff (Abbildung 2). Es ergäbe sich ein Herstellungspreis von 5,16 EUR/kg (2023) für grünen Wasserstoff.

Aufgrund der wachsenden EE-Einspeisung und höher erwarteten Gas- und CO₂-Preisen wird grüner H₂ in der Zukunft an Konkurrenzfähigkeit gewinnen. Optimiert man die Auslastung des Elektrolyseurs auf 50 % pro Jahr, zeigen die Grenzkosten bereits heute eine verbesserte Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellem H₂.

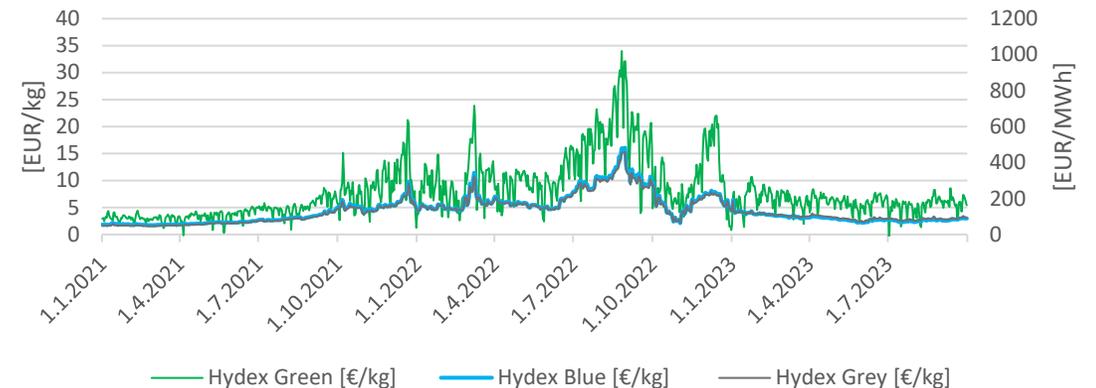


Abbildung 1: Hydex – Historische Preisentwicklung 2021 – 2023 in EUR/kg und EUR/MWh

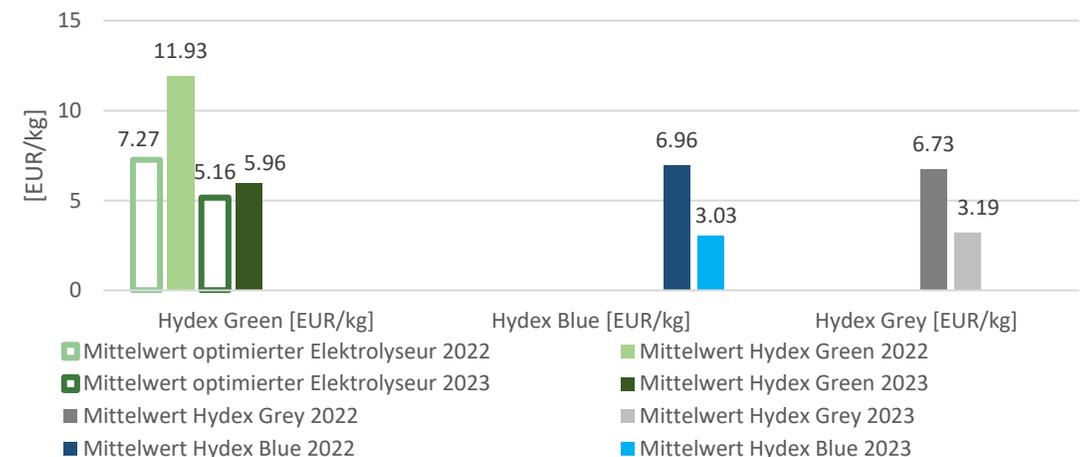


Abbildung 2: Hydex – Durchschnittspreise 2022/2023 und mit 50 % der preisgünstigsten Tage für grüne Wasserstoffproduktion

HydexPLUS – Entwicklung der optimierten Vollkosten für die Wasserstoffherzeugung

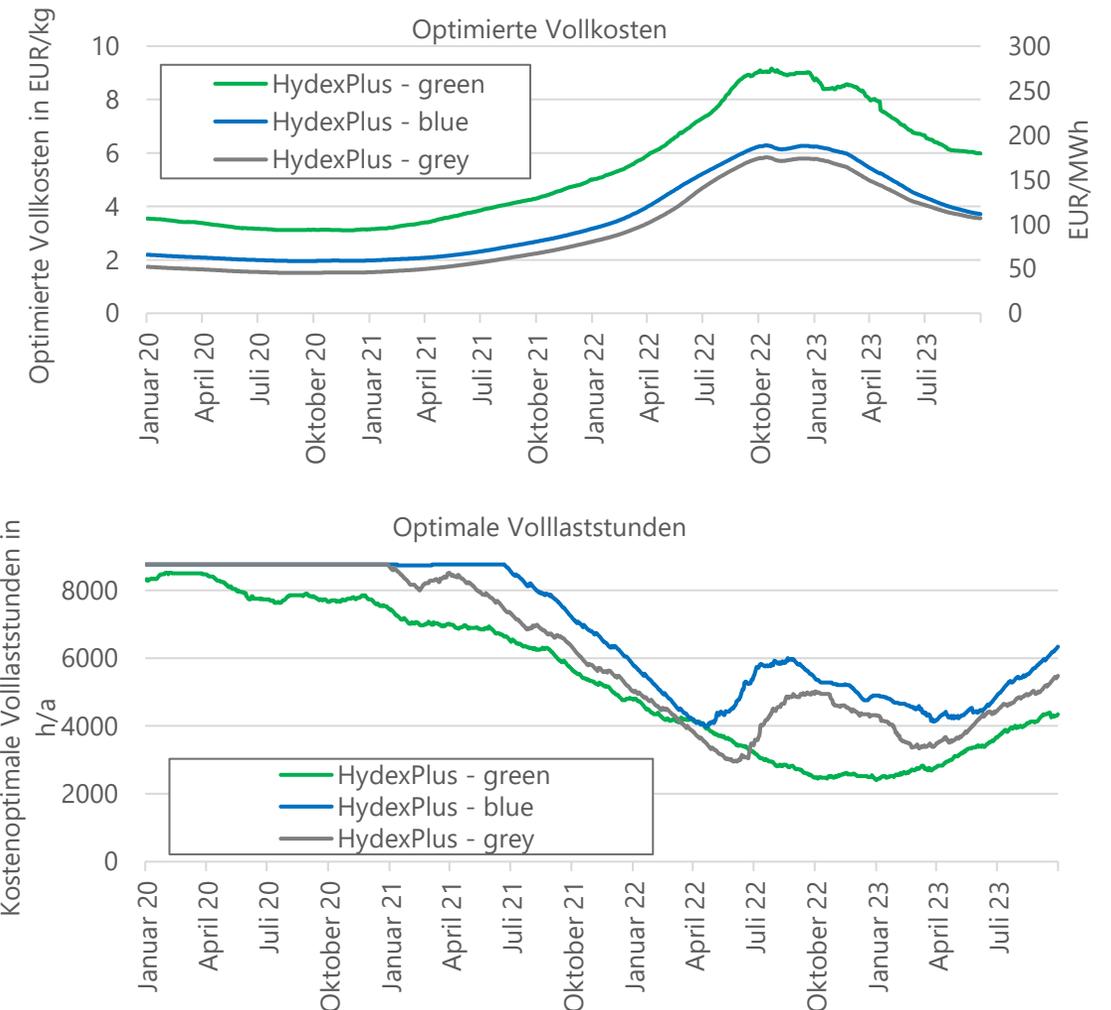
Auswertung im Zeitverlauf

- Kostenoptimaler Betriebspunkt (Vollkosten und opt. Volllaststunden) wird tagesscharf für das jeweils zurückliegende Jahr berechnet. Rechts: Verlauf von Jan. 2020 bis Sept. 2023.
- Anstieg der Erzeugungskosten seit Mitte 2021, besonders ab Anfang 2022 aufgrund der Energiekrise. Erste leichte Entspannung auf den Märkten Ende 2022 führt zu einer kurzen Stagnation der HydexPLUS-Indizes. Seit Anfang 2023 ist ein deutlicher Rückgang der Preise zu verzeichnen.
- Ende September lagen die Vollkosten für grünen H₂ bei etwa 6 EUR/kg und für blauen bzw. grauen H₂ bei 3,65 bzw. 3,50 EUR/kg. Dabei beliefen sich die optimalen Volllaststunden der grünen Erzeugung auf etwa 4300 h/a. Reformer für grauen H₂ sollten möglichst 5500, für blauen H₂ etwa 6300 h/a laufen, um kostenoptimal zu produzieren.

Interpretation und Schlussfolgerungen

- Trotz leichter Entspannung der Commodity-Märkte liegt die kostenoptimale Betriebsweise der Elektrolyse bei etwa 50 % der Stunden im Jahr. Hier zeigt sich der große Einfluss der Strombezugskosten für die H₂-Vollkosten.
- Der HydexPLUS green liegt auf dem gleichen Kostenniveau wie der durchschnittliche Hydex green für 2023. Die optimierte Betriebsweise mit geringeren Strombezugskosten kompensiert die zusätzlich berücksichtigten Kapitalkosten.
- Gestiegene CO₂-Zertifikatskosten führen zu einer deutlichen Annäherung und einer Verringerung des Spreads zwischen blauem und grauem Wasserstoff.
- Analog zu den Grenzkostenindizes Hydex blue und Hydex grey ist auch beim Vollkostenindex HydexPLUS zu erwarten, dass die grauen Erzeugungskosten künftig höher als die blauen Kosten sein werden.

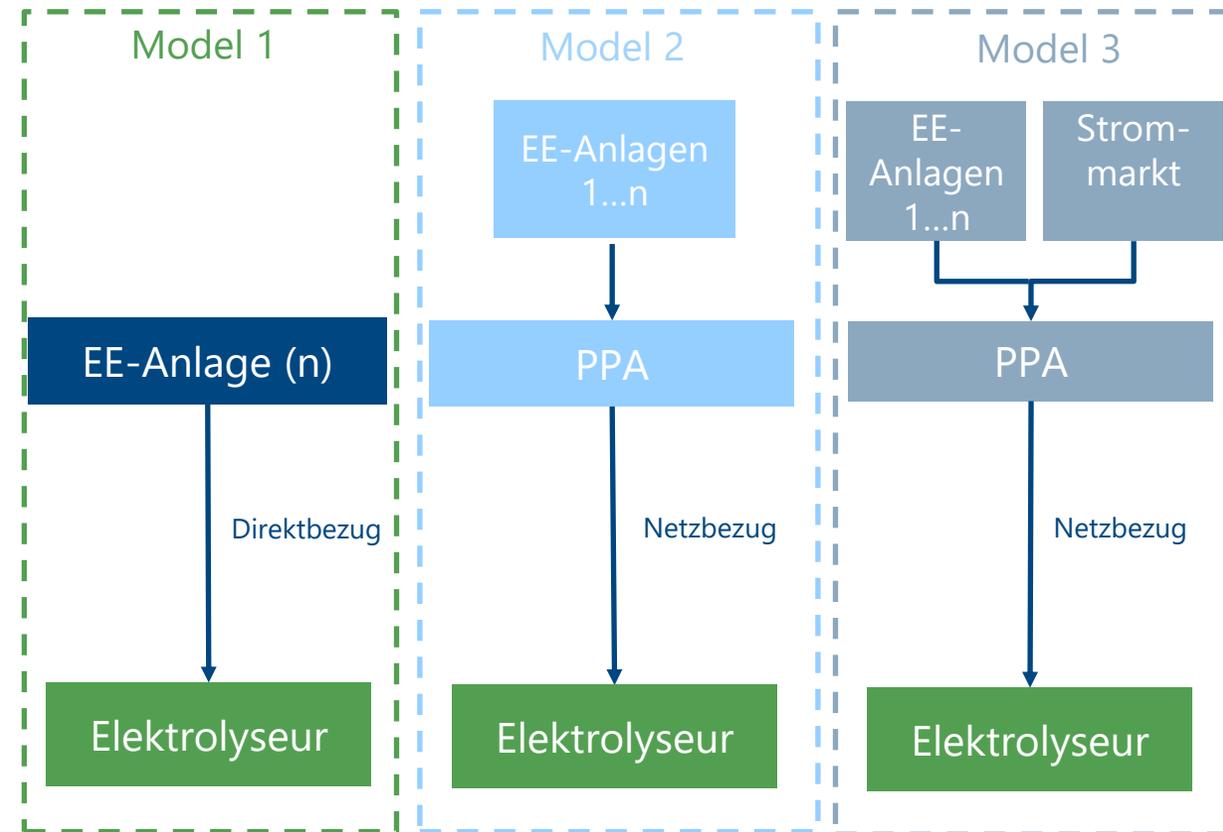
Der optimierte Vollkostenindex HydexPLUS weist ein vergleichbares Preisniveau zum Grenzkostenindex Hydex auf. Dank der optimierten Elektrolyse-Betriebsweise wird der Kapitalkostenanteil im Vergleich zu den volatilen Grenzkosten fast vollständig ausgeglichen. Dies zeigt die Vorteilhaftigkeit einer optimierten Betriebsweise der Elektrolyse im Hinblick auf die Vollkosten.



Strombeschaffung zur Herstellung von RFNBO-konformem grünem Wasserstoff

- Geschäftsmodelle für Elektrolyseure hängen maßgeblich davon ab, inwieweit die von der EU im delegierten Rechtsakt REDII beschlossenen Kriterien zur grünen Strombeschaffung erreicht und ausgestaltet werden können. Der grünen Strombeschaffung kommt dadurch eine zentrale Bedeutung zu.
 - Hierzu gibt es klare Regelungen zur zeitlichen und geografischen Korrelation von Strom und Wasserstoffherzeugung sowie zur Additionalität der erneuerbaren Anlagen (EE). Dazu gibt es einzelne Ausnahmeregelungen (<20 EUR/MWh; 36 % des CO₂-Preises).
 - Grundsätzlich werden drei Modelle bei der Strombeschaffung unterschieden (siehe Bild):
- 1. Direktanschluss EE-Anlage:**
 - Integriertes Model über die gesamte Lieferkette
 - Eingeschränktheit der Flexibilität des Elektrolyseurproduktion kann durch größere EE-Anlagen und Speicherlösungen begegnet werden.
 - 2. Unstrukturiertes PPA-Modell:**
 - Strombezug über langfristige PPA in gleicher Preis- und Gebotszone zum Festpreis
 - PPA ermöglicht unabhängige Standortwahl
 - Durch Auswahl verschiedener geeigneter EE-Anlagen kann Auslastung Elektrolyseurs gesteigert werden.
 - 3. Strukturiertes PPA-Modell:**
 - Strombezug in gleicher Preis- und Gebotszone über strukturierte flexible PPA
 - PPA erlaubt Strombeschaffung flexibel zu gestalten; Teil des Stroms kann direkt am Strom(spot)markt zu Niedrigpreisperioden und unter den Kostenschwellen (<20 EUR/MWh; 36 % des CO₂-Preises) bezogen werden.

Bild: Strombeschaffungsmodelle:



Bei der Strombeschaffung zur Herstellung von RFNBO-konformem Wasserstoff besteht Optimierungsspielraum. Eine flexible Gestaltung der PPA-Vereinbarung erlaubt einen kosteneffizienten Stromeinkauf.



H_2



MIDSTREAM

Eine regional differenzierte Betrachtung der Zukunftsoptionen für Gasverteilnetze ist Voraussetzung für eine frühzeitige Planungssicherheit

Status quo: Gasverteilernetzbetreiber planen zum großen Teil vollständige Umwidmung auf Wasserstoff¹

- 212 der 226 (93 %) Gas-VNB, die an dem Gas-Transformations-Prozess des DVGW teilnehmen, rechnen mit einer Wasserstoffverteilung bis 2045.
- 7 % planen mit dem reinen Bezug von klimaneutralem Methan über den vorgelagerten Netzbetreiber im Zieljahr.
- Aktuelle Rechtslage: Es gibt eine Anschlussverpflichtung für bestehende Kunden und (eingeschränkt) für Neukunden (§§ 17 und 18 EnWG) an die Gasverteilnetze, sodass **noch 2021 die Rekordsumme von 1,1 Milliarden Euro in den Netzneubau investiert wurde**.
- Erste regulatorische Anpassung der BNetzA Überarbeitung der KANU-Festlegung: Gasleitungsneubauten können nun bis 2045 vollständig abgeschrieben werden. Diese Regelung betrifft Altanlagen jedoch nicht.

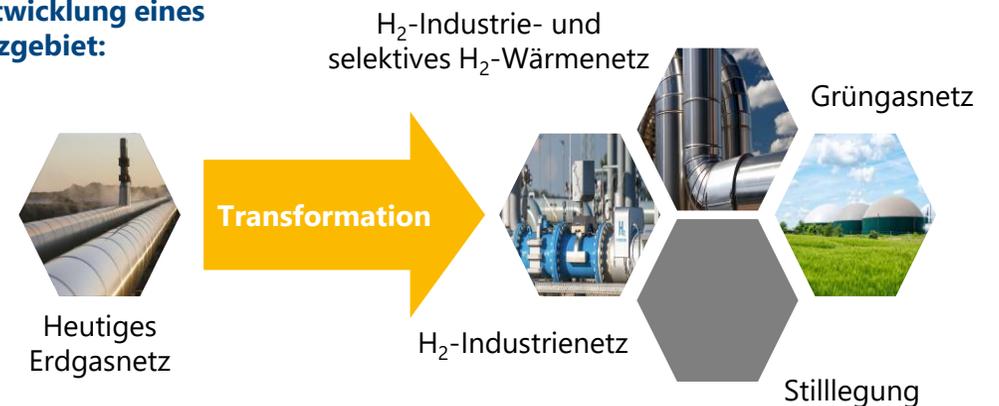


Agora-Prognose: Die Länge von Gasverteilnetzen sinkt um 71 bis 94 Prozent bis 2045²

- Die derzeitige Netzentgeltssystematik wird dazu führen, dass immer höhere Netzentgelte durch immer weniger Kunden getragen werden müssen.
- Aufgrund der Langfristigkeit der Netzinvestitionen werden bis zur geplanten Klimaneutralität 2045 viele der bereits errichteten neueren Anlagen noch nicht refinanziert sein (kalkulatorische Nutzungsdauer für Erdgasleitung im Bestand bis zu 55 Jahren nach GasNEV).
- **Ohne weitere Anpassungen des Ordnungsrahmens drohen laut der Agora-Untersuchung bis 2044 eine Verzehnfachung der Netzentgelte und Stranded-Assets von bis zu 10 Milliarden Euro.**

Lösung: E-Bridge-Ansatz ist die Entwicklung eines realistischen Zukunftsbildes je Netzgebiet:

Gasverteilernetzbetreiber sollten für jedes Netzgebiet ein strategisches Zielbild entwickeln. Zentrale Eingangsgrößen für eine solche Bewertung sind regionalisierte, szenariobasierte Bedarfsprognosen sowie die lokale Angebotssituation von grünem H₂.



Meilenstein: FNB veröffentlichen Antrag für das Kernnetz, Regierung plant Finanzierung mit Amortisationskonto

Pläne für Wasserstoffkernnetz der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber als Meilenstein

- Das Wasserstoffkernnetz ist ein Vorschlag der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und beschreibt den Ausgangspunkt für den Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes in Deutschland. Im Fokus des Wasserstoffkernetzes steht insbesondere die Dekarbonisierung großindustrieller Anwendungen sowie die zentrale Einspeisung.

Kürzlich vorgestellter Antragsentwurf durch die FNB bei der BNetzA sieht Kernnetz mit einer Gesamtlänge von 9.700 km vor

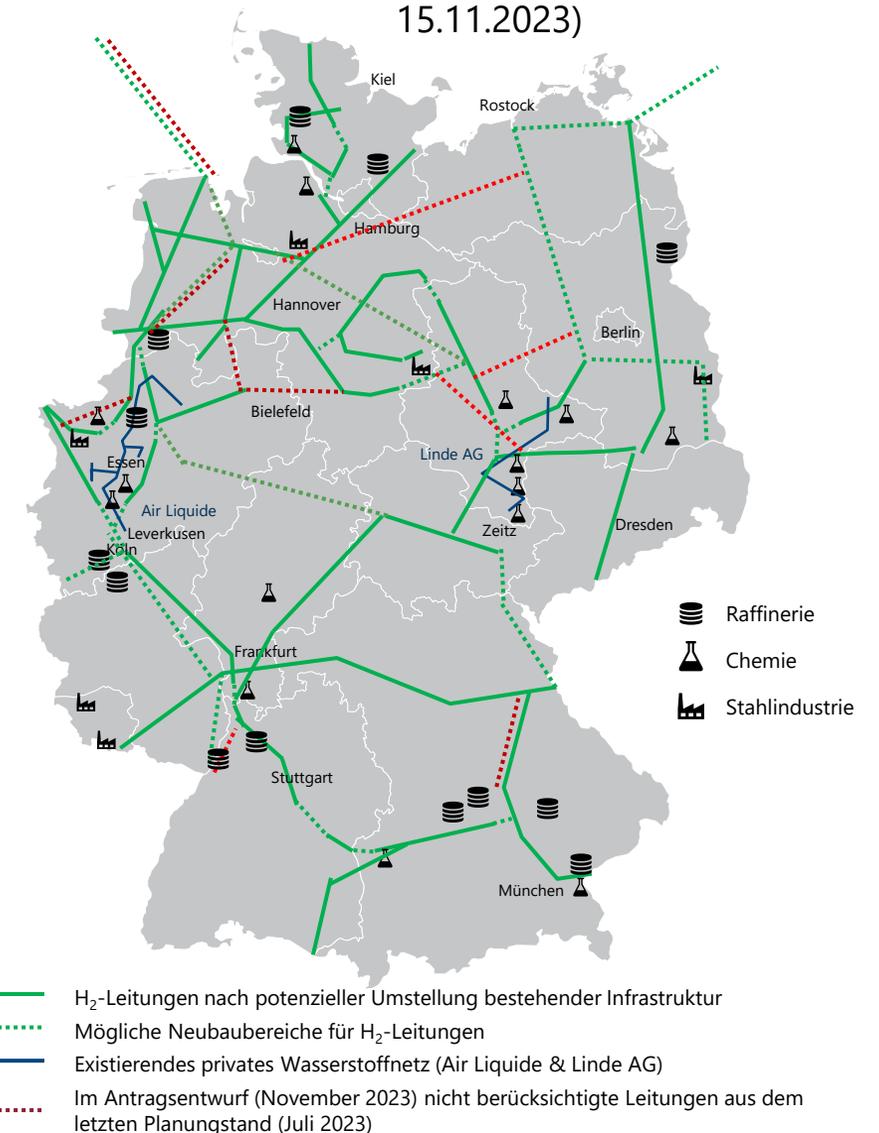
- Am 15. November 2023 reichten die FNB den Antragsentwurf bei der BNetzA ein. Die Gesamtlänge des optimierten Kernnetzes beträgt ca. 9.700 km. Gegenüber dem letzten Planungsstand (Juli 2023) ist dies eine Verkürzung um ca. 1.500 km, da aus Effizienzgründen auf einige Paralleltrassen verzichtet wurde.
- Das Kernnetz besteht zum überwiegenden Teil aus umgerüsteten Erdgasleitungen (ca. 60 %). Die Ein- und Ausspeisekapazitäten betragen ca. 100 GW bzw. 87 GW.
- Am 14. November 2023 wurden zudem zwei Absichtserklärungen von deutschen und niederländischen Ministern und Vertretern der FNB unterzeichnet: Eine zur weiteren Kooperation im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur, sowie eine Erklärung bzgl. einer gemeinsamen Ausschreibung für den Import von grünem H₂ über jeweils 300 Mio. Euro.

Finanzierungskonzept sieht Amortisationskonto zur Vermeidung prohibitiv hoher Netzentgelte im Hochlauf vor

- Die FNB schätzen die erforderlichen Investitionskosten auf 19,8 Mrd. €. Nach dem Referentenentwurf der EnWG-Novelle zum Kernnetz (§§ 28o - 28s) soll die Finanzierung über ein bundesweit einheitliches Netzentgelt erfolgen. Ebenfalls am 15. November 2023 hat das Bundeskabinett die dritte Änderung der EnWG-Novelle beschlossen, welche bereits zentrale Eckpunkte zum Finanzierungsmodell für das Wasserstoffkernnetz enthält.
- Zur Beschleunigung der Nachfrage wird das Netzentgelt jedoch gedeckelt. Dadurch entstehende Fehlbeträge werden auf ein sogenanntes Amortisationskonto gebucht, für das im Wesentlichen der Bund die Haftung übernimmt. Diese Regelung beschränkt sich jedoch explizit auf das Kernnetz und nicht auf die Verteilernetzebene.
- Derzeit wird ein Eigenkapitalzinssatz für das Kernnetz von 6,69 % diskutiert. Damit wäre der EK-Zins niedriger als in der WasserstoffNEV, aber höher als für Erdgasnetze. Begründet wird dies mit dem mittleren Risikoprofil der Kernnetzinvestitionen aufgrund der Einführung des Amortisationskontos.

Das H₂-Kernnetz ist die zentrale Infrastruktur für den zukünftigen Import und die Verteilung von Wasserstoff in Deutschland und ist daher auch ein zentrales Kriterium bei der Betrachtung von Transformationsoptionen für Gasverteilernetze. Der regulatorisch unterstützte Aufbau soll das Henne-Ei Problem lösen und ist ein wichtiger Meilenstein für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft.

Wasserstoffkernnetz 2032 Deutschland (Schematische Darstellung Antragsentwurf 15.11.2023)





H₂



DOWNSTREAM

Das kommunale Wärmeplanungsgesetz beeinflusst die Transformationsoptionen für wärmegeprägte Gasverteilernetze

Mitwirkungsoptionen und -pflichten für Gasnetzverteilernetzbetreiber bei der kommunalen Wärmeplanung

- Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, für die Bestands- und Potenzialanalyse Daten zur Verfügung zu stellen.
- Der Gasverteilernetzbetreiber hat ein gesetzliches Vorschlagsrecht für die Versorgung eines beplanten Teilgebiets mittels eines Wasserstoffnetzes.
- Es entsteht keine rechtliche Pflicht zur Errichtung, Betrieb oder Ausbau der entsprechenden Infrastruktur der Wärmeplanung.
- Gleichzeitig besteht auch für die Abnehmer keine rechtliche Pflicht zur Nutzung der entsprechenden Infrastruktur.

Transformation des Erdgasnetzes*

Umwidmung als Wasserstoffnetzausbaubereich

- Verzahnung mit dem GEG: Ausweisung als Voraussetzung für zukünftige Aufstellung von H₂-ready-Gasheizungen
- Detaillierter und verbindlicher Fahrplan ist zur Umwidmung notwendig (siehe Folgefolie, sowie § 71k GEG)
- Die Einteilung als Wasserstoffnetzausbaubereich ist „sehr unwahrscheinlich“, wenn dort derzeit kein Gasnetz besteht.

Transformation zu einem Grüngasverteilernetz

- Möglichkeit der Wärmeversorgung mit grünem Methan unter folgenden Voraussetzungen:
 1. Übereinstimmung mit Plänen der vorgelagerten Gasnetzbetreiber
 2. Gasverteilernetzbetreiber muss darlegen, wie ausreichend grünes Methan produziert und gespeichert werden kann.
 3. Kosteneffizienz und Bezahlbarkeit muss durch Gasverteilernetzbetreiber dargestellt werden.

Prüfung von Alternativen: z.B. Erzeugung von Fernwärme mit Wasserstoff

- Wird ein Teilgebiet weder als Wasserstoffnetzgebiet noch als Grüngasverteilernetz eingeplant, ist eine der Prüfung von Alternativen nötig.
- Sinnvolle Alternative wäre z.B., grüne Wärme für Wärmenetze über Gasverteilernetze höherer Druckstufen bereitzustellen (insb. Spitzenlasten).
- Möglichkeit der Stilllegung von Erdgasleitungen ist im Anhang genannt, jedoch ohne detaillierte Spezifizierung der Anforderungen.

Kommunale Wärmeplanungen haben einen großen Einfluss auf die Zukunftsoptionen der lokalen Gasverteilernetze. Daher ist es notwendig, dass sich die Gasverteilernetzbetreiber aktiv in den Planungsprozess einbringen, um die komplexen Chancen und Herausforderungen der Gasinfrastruktur transparent darzustellen.



Laut Gebäudeenergiegesetz gibt es drei Optionen für die zukünftige Installation von Heizungsanlagen mit Gasen

1. Neue Heizungsanlagen mit mindestens 65 % erneuerbaren Gasen

- Heizungen können mit Biomethan, grünem oder blauem Wasserstoff betrieben werden.
- Bezogen auf den Energiegehalt muss der Anteil erneuerbarer Gase $\geq 65\%$ groß sein.
- Bei Versorgung über eine Netzinfrastruktur ist ein bilanzieller Nachweis ausreichend. Dies muss der Heizungsbetreiber nachweisen (\rightarrow entsprechende Tarifangebote nötig).
- Die Kombinationen mit Technologien wie Solarthermie oder Wärmepumpen ist möglich.

2. Betrieb von Erdgasheizungen übergangsweise möglich

- In Gebieten ohne vorliegende Wärmeplanung: Einsatz Gasheizungen mit geringeren Anforderungen an Grüngaseinsatz (Ab 2029 $>15\%$, ab 2035 $>30\%$ und ab 2040 $>60\%$) (§ 71)
- Bei Heizungshavarien in den nächsten fünf Jahren keine EE-Quote nötig (§ 71i)
- Wenn der Anschluss an ein Wärmenetz in der nächsten 10 Jahre geplant ist, werden keine weiteren Anforderungen an die Heizungsanlagen gestellt.

3. Betrieb von Gasheizungen bis zum Anschluss an ein H₂-Netz möglich

- Umrüstung der Heizung auf 100 % H₂-Betrieb muss mit geringem Aufwand möglich sein.
- Standort muss in einem H₂-Ausbaugbiet nach kommunaler Wärmeplanung liegen.
- Vollständige Versorgung des Gebiets mit H₂ muss bis Ende 2044 sichergestellt sein.
- Der Betreiber des Gasverteilernetzes muss bis 30. Juni 2028 einen verbindlichen Fahrplan zur vollständigen Umwidmung vorlegen.

§ 71k: Anforderungen Fahrplan zur vollständigen Umstellung der Gasverteilnetze auf Wasserstoff

1. Vorlage durch Betreiber des Gasverteilernetzes in Zusammenarbeit mit der Stelle zur Durchführung der kommunalen Wärmeplanung **bis 30. Juni 2028**
 2. Vollständige Umstellung der Versorgung aller Abnehmern **auf 100 % Wasserstoff bis Ende 2044**
 3. Darstellung technischer und zeitlicher Schritte zur Umstellung der Infrastruktur in **Übereinstimmung mit NEP-Gas der Fernleitungsnetzbetreiber** oder **ausreichende dezentrale Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff**
 4. **Darstellung der Finanzierung** insb. Klärung der Übernahmekosten der Umrüstung
 5. Beschreibung der **zeitlichen und räumlichen Zwischenschritte** (für 2035 und 2040) unter Berücksichtigung der Klimaschutzziele des Bundes
 6. Veröffentlichung eines **Investitionsplans** mit zwei- bis dreijährlichen Meilensteinen für die Umsetzung des Neubaus oder der Umstellung des Gasnetzes auf H₂
 7. Notwendigkeit der **Genehmigung und regelmäßige (alle drei Jahre) Überprüfung** des Fahrplans durch die **BNetzA**
 8. Pflicht zur **Veröffentlichung** des Fahrplans
- \rightarrow **Bei Nichteinhaltung des Plans: Haftung** für Kosten der nachträglichen Umrüstung der Heizungsanlagen durch **Gas-VNB**

Die Novelle des Gebäudeenergiegesetz setzt deutliche Schritte in Richtung Klimaschutz. Der Beschluss ist technologieoffen formuliert, setzt jedoch enge Grenzen für den Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt. Insbesondere auf Gasverteilnetzbetreiber kommen signifikante neue Anforderungen und Haftungspflichten zu.



Dr. Philipp Heuser
pheuser@e-bridge.com



Andreas Gelfort
agelfort@e-bridge.com



Leona Jovy
ljovy@e-bridge.com



Lorenz Valk
lvalk@e-bridge.com



Philipp Steffens
psteffens@e-bridge.com

E-Bridge Consulting GmbH
Baumschulallee 15
53115 Bonn
www.e-bridge.de
Tel. +49 228 90 90 65 0

