

Hintergrundpapier

vom 11. März 2022 zum

für einen Umstieg auf eine resiliente Energieversorgung mit erneuerbaren Gasen

DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

Ansprechpartner

Dr.-Ing. Volker Bartsch

Robert-Koch-Platz 4
D-10115 Berlin
Tel.: +49 30 794736-15
E-Mail: volker.bartsch@dvgw.de

Robert Ostwald

Robert-Koch-Platz 4
D-10115 Berlin
+49 30 794736-46
robert.ostwald@dvgw.de

Philipp Ginsberg

Robert-Koch-Platz 4
D-10115 Berlin
+49 30 794736-65
philipp.ginsberg@dvgw.de

Frank Dietzsch

Josef-Wirmer-Straße 1-3
53123 Bonn
+49 228 9188-914
frank.dietzsch@dvgw.de

Ein Gasumstieg ist schnell möglich – Grüngasstrategie als Maßnahme zur Substitution russischer Gasmengen

Präambel

Dieses Papier zeichnet den Weg zur Dekarbonisierung und gleichzeitigen Absicherung des deutschen Gassystems über erneuerbare und klimaneutrale Gase. Ebenso enthält es kurzfristige Substitutionsoptionen von Importgasen aus Russland.

Jetzt ist die Zeit, die Weichen für Wasserstoff und klimaneutrale Gase zu stellen. Die deutsche Gaswirtschaft hat diesen Weg bereits unwiderruflich eingeschlagen und ist bereit, weiter massiv in die Klimaneutralität zu investieren. **Die Vorarbeiten sind bereits geleistet - wir können sofort handeln.**

Das Gasfach ist von diesem Weg überzeugt, denn wir haben

- das wissenschaftliche Knowhow für eine sichere, sozialverträgliche und klimaneutrale Energieversorgung.
- bereits mit erfolgreichen Reallaboren die technischen Voraussetzungen dafür geschaffen, dass enorme Mengen an benötigtem grünem Wasserstoff und Biomethan in heimischer Erzeugung zur Verfügung gestellt werden können.
- mit über 500.000 Kilometern Gasleitungen die passende Infrastruktur, um in Zukunft 100 Prozent Wasserstoff (aus erneuerbaren Quellen) und andere klimaneutrale Gase transportieren und speichern zu können. Die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur spart Kosten in Milliardenhöhe und schont die Umwelt.
- mit technischen Regeln den Grundstein für eine sichere Umstellung gelegt,
- die feste Überzeugung, dass in Deutschland eine klimaschonende Energieversorgung gelingt, sich mit Wasserstoff -Spitzentechnologie zusätzliche Exportchancen eröffnen und sich neue Arbeitsplätze in Industrie und Mittelstand schaffen lassen.
- bereits in die Wasserstoff-Zukunft investiert. Die Unternehmen der Branche haben Projekte im Umfang von mehreren 100 Millionen Euro gestartet, um in Deutschland Wasserstoff zur Marktreife zu bringen und so schnell wie möglich zu einem Energieträger zu machen, der den Ausstieg aus der fossilen Energieversorgung bezahlbar und versorgungssicher ermöglicht und absichert

Und das ist erst der Anfang:

- Wir werden weiter in die Erzeugung klimaneutraler Gase investieren und die Biomethaneinspeisung forcieren.
- Wir werden in die **Wasserstofftauglichkeit der Gasverteilnetze beschleunigt herstellen**, ab sofort werden (soweit es die BNetzA nicht verbietet) nur noch H₂-taugliche Komponenten verbaut. Da wo der Kundenwunsch besteht und möglichst frühzeitig werden Kunden auf Wasserstoff umgestellt. Das Investitionsvolumen in die H₂-Tauglichkeit der Gasverteilnetze wird auf etwa **7-10 Mrd. Euro** geschätzt. Ein erster detaillierter Transformationsplan für die Deutschen Gasverteilnetze wird bereits im Herbst 2022 vorliegen.
- Wir haben bereits in wasserstofffähige Brennwertgeräte und weitere **wasserstofffähige Gasgeräte** investiert. Ab spätestens 2025 sollen nur noch Gasgeräte angeboten werden, die direkt 100% Wasserstoff nutzen oder nach einer Zwischennutzung mit Erdgas oder Mischgasen leicht und kostengünstig (voraussichtlich unter 300€ und in unter 150 Minuten) auf 100% Wasserstoffnutzung umrüstbar sind.
- Der Aufbau des Wasserstofftransportnetzes beginnt bereits. Die Kostenabschätzung für die **Wasserstofftransportinfrastruktur** zeigt, dass sich ein leistungsfähiges Wasserstofftransportnetz vergleichsweise kostengünstig realisieren lässt. Danach belaufen sich die Investitionskosten bis zum Jahr 2050 auf etwa **18 Mrd. Euro**.

Für den schnellen und erfolgreichen Wandel von einer fossilen hin zu einer resilienten klimaneutralen Energieversorgung braucht es jetzt die unmittelbare Umsetzung folgender Maßnahmen:

	kurzfristig wirksam	mittel und langfristig wirksam
Importe & Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> - Ambitioniertes Grüngasziel: Einführung eines gesetzlichen Ausbauziels für grüne Gase¹ (20 % bis 2030 bezogen auf den Primärenergiebedarf scheinen möglich)² - THG-Minderungsverpflichtung: Etablierung einer Treibhausgasminderungsverpflichtung für Inverkehrbringer von Gas im Non ETS-Bereich zur Sicherung der Zielerreichung des Grüngasziels - „Sprinterprogramm grüne Gase“ zur Erschließung heimischen Wasserstoff- und Biomethan-Potenzials: Unterstützung des Ausbaus von Gas-Aufbereitungsanlagen und von Rohbiogassammelleitungen sowie Elektrolyseuren durch Investitionsanreize und KfW-Programme. - Erhöhung des Elektrolysezieles für Deutschland: Angestrebt werden sollten schnellstmöglich 40 GW – Diese könnten auch dezentral und in Verbindung mit Biogasanlagen schnell realisiert werden. 	<ul style="list-style-type: none"> - „Pyrolyse-2030“: Förderprogramm zur Kommerzialisierung des innovativen Wasserstofferzeugungsverfahrens in Deutschland und zur Erschließung von CO₂-Senken in Ergänzung zur Forschungs-offensive „Wasserstofftechnologien 2030“ (NWS-Maßnahme 25) - Analyse von Importpotenzialen und Aufbau von Partnerschaften: Prüfung des Potenzials aller möglichen Wasserstoffpartnerschaften mit Drittstaaten und Entwicklung von Importen klimaneutraler Gase - Internationale Standardisierung: Etablierung einer internationalen Zertifizierung und Klassifizierung parallel zu entsprechenden Prozessen in Deutschland und der EU
Transport & Verteilung	<ul style="list-style-type: none"> - Booster für H₂-Readyness im Gasnetz: Sofortmaßnahme zur Unterstützung und Beschleunigung der Ertüchtigung der Gastransport- und Verteilinfrastrukturen als resiliente Infrastruktur einer klimaneutralen Wirtschaft - Integrierte Netzregulierung - Umsetzung des Entschließungsantrages des Deutschen Bundestages aus 2021³: Umgehende Reform des EnWG zur Etablierung einer gemeinsamen Regulierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen. Hierbei muss die Einbeziehung von Wasserstoff in die bestehende und bewährte Kosten-Erlös-Regulierung für Erdgasnetze vollzogen werden, um bezahlbare und stabile Entgelte für Endverbraucher sowie Investitionssicherheit für Netzbetreiber zu schaffen.⁴ Auf EU-Ebene sollte sich die Bundesregierung bei Verhandlungen zum EU-Gasmarktpaket entsprechend einbringen 	<ul style="list-style-type: none"> - Europäischer Backbone: Maßnahmen zur Unterstützung der Erweiterung der Wasserstoffnetze zwischen Deutschland und anderen EU-Mitgliedstaaten

¹ Gesetzliches Ziel analog zum Ausbauziel der erneuerbaren Energien im Strombereich; schließt Biomethan, Wasserstoff und seine Folgeprodukte ein.

² Frontier Economics (2022): Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045, Seite 11.

³ Deutscher Bundestag (2021): Drucksache 19/30899, online verfügbar via: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/308/1930899.pdf>.

⁴ Bei den Gesamtsystemkosten werden sich durch die verhältnismäßig geringen Kosten für das Wasserstoffnetz kaum Änderungen ergeben, das auf der bestehenden Gasinfrastruktur aufsetzt. Für Transportkunden wird so ein nahtloser Übergang von Erdgas auf Wasserstoff zu gleichen Entgelten ermöglicht.

Anwendungen	<ul style="list-style-type: none"> - Energiekostenentlastung für Endverbraucher: Temporäre Absenkung der Mehrwertsteuersatzes auf Wasserstoff auf 7 Prozent in der Markthochlaufphase zur Beschleunigung der Entwicklung eines Massenmarktes und als industrie- und sozialpolitische Maßnahme zur Entlastung der Verbraucher⁵ - Einen Klimabonus für fortschrittliche Gasendanwender schaffen, der den Einsatz klimaneutraler Gase fördert. Analog zur Mehrfachanrechnung von Ladestrom von Batteriefahrzeugen soll der Bezug von klimaneutralen Gasen für Endanwender in den Gasnetzen doppelt CO₂ -mindernd auf die CO₂ -Abgabe gemäß BEHG angerechnet werden. Dieser Mechanismus reizt den Markthochlauf klimaneutraler Gase an und ermöglicht damit zügigen und effektiven Klimaschutz. Dieser Mechanismus soll bis 2030 zeitlich begrenzt werden. - H₂-Umstellbonus für fortschrittliche Gasendanwender einführen, der die Umrüstung von Kundenanlagen auf H₂ fördert. Die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung in der Gasendkundenbelieferung (BEHG) sollen zukünftig überwiegend für die Dekarbonisierung der Gasversorgung auf Anwenderseite eingesetzt werden. Ein Fonds, der entsprechend über die Erlöse aus der CO₂ -Bepreisung des nationalen Emissionshandels finanziert werden soll, sollte Gas-Endanwender dabei unterstützen, die komplette Umstellung von gasversorgten Regionen auf Wasserstoff anwenderseitig zu ermöglichen. Konkret sollen kundenseitige Maßnahmen, die die Umstellung von Kundenanlagen auf eine H₂ -Versorgung ermöglichen, unterstützt werden. 	<ul style="list-style-type: none"> - BEG-Reform: Technologieneutrale Ausgestaltung von Politikinstrumenten und Förderprogrammen für den zügigen Einsatz 100% wasserstofffähiger Brennwertgeräte klimafreundlicher Heiztechnologien (BEG-Fördertatbestände) Auch der Austausch von NT-Gaskesseln durch BW-Geräte spart bis zu 47 TWh/a Erdgas ein.
Übergreifend	<ul style="list-style-type: none"> - Definition grüner Wasserstoff: Die Bundesregierung muss die Etablierung einer für Unternehmen umsetzbaren EU-Definition unterstützen - Wasserstoff als zentrales Element in der kommunalen Wärmeplanung: Die Bundesregierung sollte in der novellierten Nationalen Wasserstoffstrategie Wasserstoff klar als unverzichtbaren Baustein für die Wärmeversorgung der Zukunft anerkennen und diesen für kommunale Wärmeplanung empfehlen - Sicherung des Fachkräfteangebots: unmittelbare und umfassende Ermittlung des künftigen Fachkräftebedarfs in der Wasserstoffwirtschaft durch die Bundesregierung und unmittelbare Integration der Erkenntnisse in Ausbildungs- und Weiterbildungsprogramme 	

⁵ Zu den Auswirkungen der Entwicklung der Kostenbestandteile (insbesondere Mehrwertsteuer) bei steigenden Erdgaspreisen (Beschaffung) siehe BDEW-Gaspreisanalyse: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>.

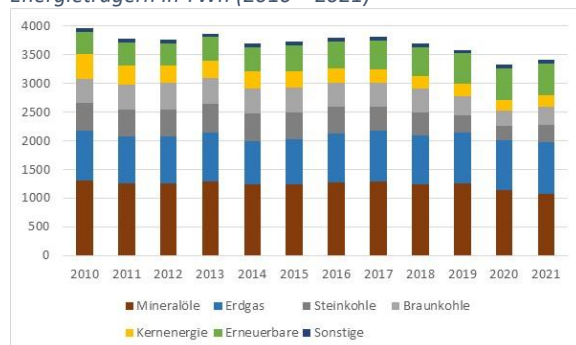
Kernaussagen (Fokus Hochlauf grüner Gase):

- Die Abhängigkeit von russischem Erdgas und anderen fossilen Energieträgern kann bereits mittelfristig durch einen ambitionierten Hochlauf grüner, klimaneutraler Gase ersetzt werden.
- Die heimische Produktion von erneuerbaren Gasen ist dabei ein wichtiger Baustein, um die Abhängigkeit zu senken. Der Anteil an erneuerbaren Gasen muss in den nächsten Jahren massiv gesteigert werden. Jährlich sind rund 300 TWh erneuerbare Gase in Deutschland im Jahr 2030 heimisch erzeugbar (Quelle DVGW). Damit wäre aber bereits ein Großteil der russischen Gasmenge substituierbar.
 - Es ist zwingend notwendig, den Ausbau der Erzeugung klimaneutraler Gase mit dem Fokus Deutschland und Europa bzw. vorzugsweise entlang der bestehenden Lieferwege für Erdgas voranzutreiben. In Deutschland muss ein ambitionierter Hochlauf von nachhaltigem Biomethan organisiert werden: Anzustreben ist ein Zielwert von rund 8 TWh/Jahr in den Startjahren bis 2025. Dies bedeutet ein Umswitchen der stromerzeugenden Biogasanlagen in Gasnetzeinspeiseanlagen.
 - Für den Wasserstoffhochlauf ist der Bau von 40 GW Elektrolyse in Deutschland ein schnell anzustrebender Größenwert
- Entgegen der häufigen Annahme muss Wasserstoff keine Mangelware bleiben. Bereits ab dem Jahr 2030 kann der Bedarf an Wasserstoff mehr als gedeckt werden. Die Menge übertrifft um ein Vielfaches alle gängigen Nachfrageprognosen. Bis 2045 könnten Industrie, Fahrzeuge sowie Gebäude dann mit einer Energiemenge von 850 TWh versorgt werden. Durch den Import von grünem Wasserstoff wäre auf lange Sicht sogar ein Angebot von etwa 2.000 TWh denkbar. Dies entspricht mindestens dem Doppelten der Energie, die im klimaneutralen Deutschland der Zukunft benötigt wird.
- Der Import klimaneutraler Gase ist ein notwendiger Baustein in der Diversifizierungsstrategie bei der zukünftigen Gasbeschaffung. Diese ist insofern notwendig, dass Deutschland seinen Gasbedarf nicht vollständig durch heimische Produktion wird decken können.
- Gase und die Gasinfrastruktur bilden das Rückgrat der Versorgung unserer Gesellschaft mit Energie und für die Strom- und Wärmeversorgung gleichermaßen.
- Auch zukünftig kommt Gas bei der Energieversorgung eine wichtige Rolle zu. Denn den Ausstieg aus der Kernkraft und Kohleverstromung stabilisiert und sichert Gas als flexibler und über lange Zeiträume speicherbarem Energieträger das Energiesystem.
- Der Einsatz von klimaneutralen Gasen hat wirtschaftliche und soziale Vorteile. Bereits 2030 kann Wasserstoff zu Preisen von 4,5-8 ct/KWh produziert werden.
- Der Weg über die Elektrifizierung der Verbrauchssektoren („all electric world“) führt zu erkennbaren Nachteilen bei der Versorgungssicherheit, hätte auch sozialpolitisch gravierende Auswirkungen. Eine Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren sollte daher nur in Maßen verfolgt werden.
- Dieses Papier identifiziert 9 größere Handlungsfelder, welche die Abhängigkeit von russischem Erdgas senken helfen können.

Im deutschen Energiesystem ist Gas zur Strom- und Wärmeversorgung unverzichtbar

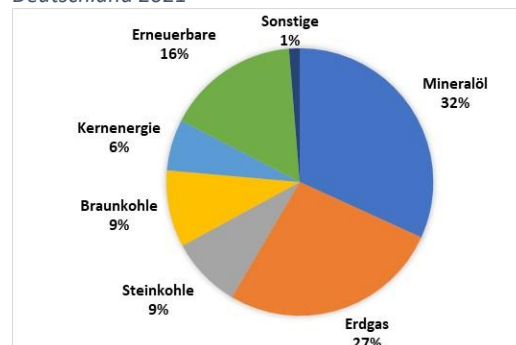
Bei der Versorgung des Industrielands Deutschland mit Energie, kommt dem Energieträger Gas eine zentrale Rolle zu. Ein Blick in den **Primärenergieverbrauch** des Jahres 2021 zeigt: Der Anteil von Erdgas am Energiesystem beträgt derzeit 27 Prozent und wird damit mengenmäßig nur von Mineralöl mit 32 Prozent übertroffen (siehe Abbildung 2). Durch den mittelfristigen Wegfall von Kohle- und Atomkraftwerken verbleiben neben den erneuerbaren Energiequellen (Sonne, Windkraft und Biomasse) nur noch Gaskraftwerke und Pumpwasserspeicherkraftwerke sowie perspektivisch Wasserstoffkraftwerke, um die Versorgung mit Strom abzusichern. Stromnetzbetreibern stehen damit aufgrund des Kohle- und Atomausstiegs in einem zunehmenden Maße immer weniger gesicherte Erzeugungsleistung zur Verfügung. Moderne Gaskraftwerke können schnell gestartet werden, sind schwarzstartfähig und können zudem flexibel geregelt werden. Den Gaskraftwerken kommt daher eine steigende Bedeutung zu, sowohl für die gesicherte Erzeugung elektrischer Energie als auch für den Schwarzstart des Stromnetzes im Falle eines deutschlandweiten Zusammenbruchs des Stromnetzes (siehe Abbildung 1).⁶

Abbildung 1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern in TWh (2010 – 2021)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGE (2021): Primärenergieverbrauch Jahr 2021.

Abbildung 2: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2021



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGE (2022): Energieverbrauch zieht wieder an.

Auch beim **Endenergieverbrauch** spielt Erdgas in Deutschland eine wichtige Rolle. Diese Rolle zeigt, dass Moleküle (heute fossil, morgen klimaneutral) unverzichtbarer Bestandteil von Energiesystemen sind. Im Jahr 2021 wurden in Deutschland in allen Sektoren insgesamt 1009 TWh Erdgas verbraucht.⁷ Bei spezifischer Betrachtung des Energieverbrauchs des Wärmemarktes wächst die Bedeutung von Erdgas noch mehr: Im Jahr 2020 wurden 45 Prozent des häuslichen sowie industriell-gewerblichen Wärmebedarfs in Deutschland über Gase gedeckt. Zum Vergleich: Der Anteil der Erneuerbaren Energie im Wärmemarkt lag 2020 bei lediglich 12,5 Prozent (siehe Abbildung 4).⁸ Durch den geplanten Kohleausstieg müssen zukünftig rund acht Prozent des Endenergieverbrauchs substituiert werden. In den vergangenen Jahren hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des Wärmemarktes jedoch nur geringfügig erhöht (siehe Abbildung 3). Da Erdgas einen geringeren CO₂-Fußabdruck besitzt als Kohle und Mineralöl, sollte es weiter Teil des Wärmemixes bleiben und diese klimaschädlicheren Energieträger zunächst mit ersetzen. Absolut notwendig ist jedoch die schnelle Steigerung des Anteils grüner Gase.

⁶ DVGW (2019): LNG und Versorgungssicherheit: Erdgas: ein sicherer und zuverlässiger Partner in der Energiewende, S. 4.

⁷ BDEW (2022): Konjunktur und Energieverbrauch, Ausgabe 01/2022, online verfügbar via: https://www.bdew.de/media/documents/Fakten_und_Argumente_Konjunkturbericht_2022_01_Ausgabe.pdf.

⁸ AGE (2021): Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken.

Abbildung 3: Endenergieverbrauch Wärme in Deutschland nach Energieträgern in TWh (2010 – 2020)

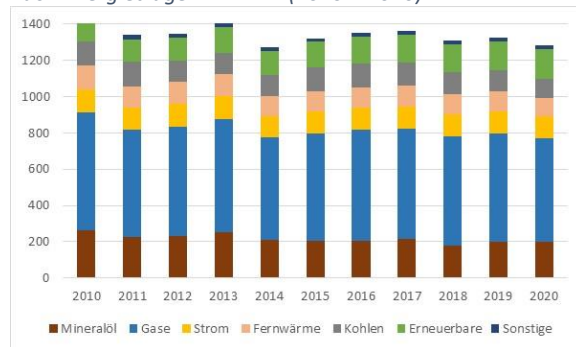
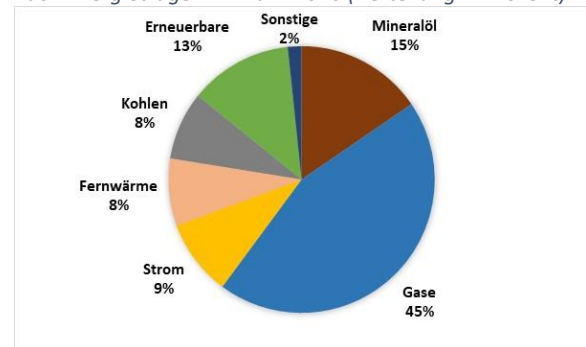


Abbildung 4: Endenergieverbrauch Wärme in Deutschland nach Energieträgern im Jahr 2020 (Verteilung in Prozent)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEBA (2021): Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland.

Die Gasversorgung erfolgt in Deutschland überwiegend über ein rund 550.000 Kilometer langes Rohrleitungssystem, das in **Fernleitungs- und Verteilnetze** unterteilt ist. Beide Netzebenen sind für die Gasversorgung essenziell. Während über die Fernleitungsnetze große Energiemengen importiert und über lange Strecken transportiert werden, bilden die Verteilnetze regionale Hubs für die Versorgung in der Fläche. Etwa die Hälfte aller deutschen Haushalte (ca. 19 Millionen) sowie rund 1,8 Millionen industriell-gewerbliche Kunden sind direkt an die Verteilnetze angeschlossen. Laut Schätzungen des DVGW beträgt der Wiederbeschaffungswert des deutschen Gasnetzes (ohne Speicher) etwa 300 Milliarden Euro und ist damit eine der wertvollsten Infrastrukturen Deutschlands.⁹

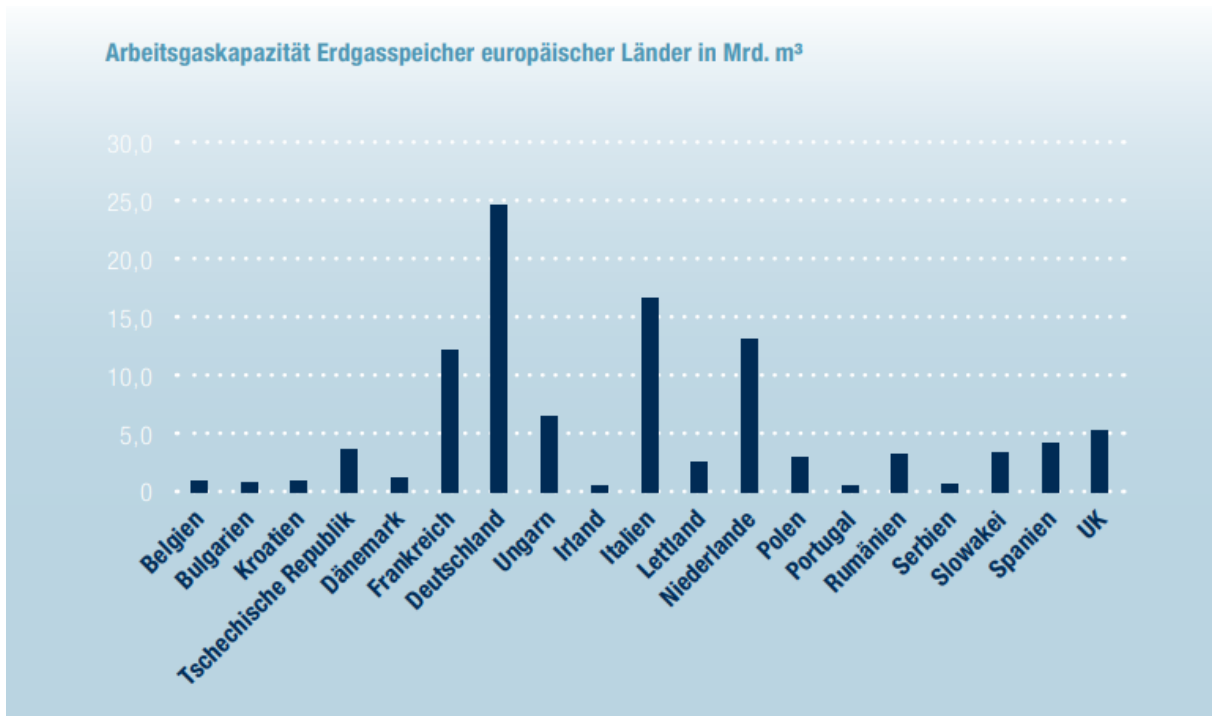
Ein wesentlicher Bestandteil der Gasinfrastruktur bilden zudem **Gasspeicher**, die an die Fernleitungs- und Verteilnetze angeschlossen sind. Die Gasspeicher haben gerade im Winter zusammen mit den Netzen eine wichtige Systemfunktion, da über diese Infrastrukturen große Mengen an Energie vorgehalten und verteilt werden können. Derzeit existieren in Deutschland 47 Untertage-Erdgasspeicher mit einem Speichervolumen von 24 Mrd. Kubikmeter. Diese Menge entspricht rund einem Viertel des im Jahr 2020 in Deutschland verbrauchten Gases.¹⁰ Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird die Rolle der Netze und Speicher immer wichtiger. Deutschland verfügt im Vergleich mit anderen EU-Mitgliedstaaten zudem über die größten Speicherstätten (siehe Abbildung 5). Als zentral gelegenes EU-Mitgliedsland hat Deutschland auch gegenüber seinen europäischen Partnern eine geopolitische Verantwortung, wenn es um die Weiternutzung dieser Transport- Verteil- und Speicherinfrastrukturen geht.

Dies illustriert eindrucksvoll, dass Gase und die Gasinfrastruktur das Rückgrat der Versorgung unserer Gesellschaft mit Energie bilden.

⁹ H2vorOrt (2020): Wasserstoff über die Gasverteilnetze nutzbar machen, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf>.

¹⁰ BDEW (2021): Gasspeicher in Deutschland, online verfügbar via: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/gasspeicher-deutschland/>.

Abbildung 5: Arbeitskapazität Erdgasspeicher europäischer Länder im Vergleich



Quelle: DVGW (2019): LNG und Versorgungssicherheit: Erdgas: ein sicherer und zuverlässiger Partner in der Energiewende, S. 20, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/LNG-und-Versorgungssicherheit-DVGW-Broschuere.pdf>.

Für den Aufbau eines resilienten, bezahlbaren und klimaneutralen Energiesystems sind daher folgende Schritte notwendig:

1) Nutzung vorhandener europäischer Erdgasvorkommen

Innerhalb von Europa verfügt Norwegen über die größten verfügbaren Erdgasvorkommen (siehe Tabelle 1). Zusätzliche Mengen an Erdgasimporten aus europäischen Ländern (ohne russisches Erdgas), können derzeit daher vor allem über die norwegischen [Transportrouten](#) über EUROPIPE I und II und NORPIPE (8 Mrd. Kubikmeter) aber auch über die Erhöhung der Eigenproduktion und Ausspeicherung von L-Gas aus dem Groningfeld (6 Mrd. Kubikmeter) organisiert werden. Darüber hinaus bestehen in anderen europäischen Ländern, wie dem Vereinigten Königreich, Polen und Rumänien, Kapazitäten in Höhe von 10 Mrd. Kubikmeter Erdgas. Inwieweit diese Kapazitäten benötigt werden, um in den jeweiligen Ländern selbst russische Gasmengen zu substituieren ist unklar.

Tabelle 1: Erdgasvorräte in Europa (Ende 2020)

Land	Erdgasvorkommen (in Milliarden Kubikmeter)
Dänemark	> 50
Deutschland	> 50
Italien	> 50
Niederlande	100
Norwegen	1400
Polen	100
Rumänien	100
Vereinigtes Königreich	200
Restliches Europa	100

Quelle: BP (2021): Statistical Review of World Energy 2021, S. 34.

2) Einsatz von LNG-Terminals

Zusätzliche Bedarfe an Gas können zum Teil kurzfristig über den Bezug von LNG gedeckt werden: Derzeit stehen in Europa 247 Mrd. Kubikmeter Einspeisekapazitäten pro Jahr zur Verfügung. Bei der derzeit bestehenden Auslastung der 21 LNG-Terminals in Europa rund 60 Prozent im Jahr 2020), bestünden freie Regasifizierungskapazitäten in Höhe von rund 100 Mrd. Kubikmeter pro Jahr. Die EU-Mitgliedstaaten werden ihre Kapazitäten in den kommenden Jahren sukzessive weiter erhöhen, sodass bis Mitte der 2020er Jahre mit einer zusätzlichen Erhöhung der Regasifizierungskapazitäten um mehr als 100 Mrd. Kubikmeter pro Jahr auszugehen ist (siehe Tabelle 3).¹¹ Die EU bezieht LNG bislang aus verschiedenen Lieferländern (siehe Abbildung 6). Die LNG-Bezugsquellen sind damit bereits zu einem gewissen Grad diversifiziert. Da die EU pro Jahr 17,2 Mrd. Kubikmeter LNG aus Russland bezieht, würde sich die Auslastung der Regasifizierungskapazitäten im Falle eine Bezugsstopps entsprechend reduzieren bzw. frei werden. Deutschland verfügt gegenwärtig über kein eigenes LNG-Terminal, hat aber über seine stark vernetzte Gasnetzinfrastruktur die Möglichkeit LNG-Mengen zu beziehen, zum Beispiel über die LNG-Terminals Dunkerque, Gate und Zeebrugge.

Beim Bezug von zusätzlichem LNG bieten sich kurzfristig LNG-Importe aus den USA an, da sich diese strukturell von anderen Angeboten unterscheiden: „US-LNG-Anbieter erwerben das Erdgas auf dem US-Großhandelsmarkt) zum Marktpreis, tragen die Kosten der Verflüssigung und bieten es dann entweder in längeren, aber flexiblen Verträgen (beispielsweise mit niedriger Mindestabnahmemenge) oder sogar „spot“ (im Kurzfristmarkt) für den sofortigen

¹¹ Gas Infrastructure Europe (GIE), GIE LNG Database, Import Terminals, online verfügbar via: https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/1409/220304_GIE_LNG_Map_Database.xlsx.

Kauf an denjenigen Käufer an, der den höchsten Preis bietet. US-LNG-Exporte sind also deutlich flexibler als das traditionelle LNG-Angebot [...]“¹². Die LNG-Exporte aus den USA sind seit 2017 im Vergleich zu den Vorjahren stark und fortlaufend angestiegen (siehe Tabelle 2). Als weiteres Land kommt insbesondere Katar infrage, als weltweit größte Lieferant von Flüssigerdgas (LNG) sowie andere nordafrikanische Länder.

Tabelle 2: LNG-Exporte aus den USA im Zeitraum 2010 bis 2020 in Mrd. Kubikmeter

Jahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Menge	1,5	1,8	0,8	0,2	0,4	0,7	4,0	17,1	28,6	47,4	61,4

Quelle: BP (2021): Statistical Review of World Energy 2021, S. 42.

Zur zukünftigen Absenkung der THG-Emissionen der LNG-Importe bietet sich die Methanpyrolyse an. Auf diese Weise könnte das importierte LNG in Wasserstoff umgewandelt werden. Der in dem Verfahren anfallende Kohlenstoff kann entweder gespeichert oder als Rohstoff eingesetzt werden, um weiter Wertschöpfung in der EU zu generieren.

Bei zunehmender LNG-Nutzung wird LNG auch zunehmend preissetzend für Erdgas werden. Auch aus diesem Grund sollte LNG gleichzeitig um die Komponente grüne Gase erweitert werden.

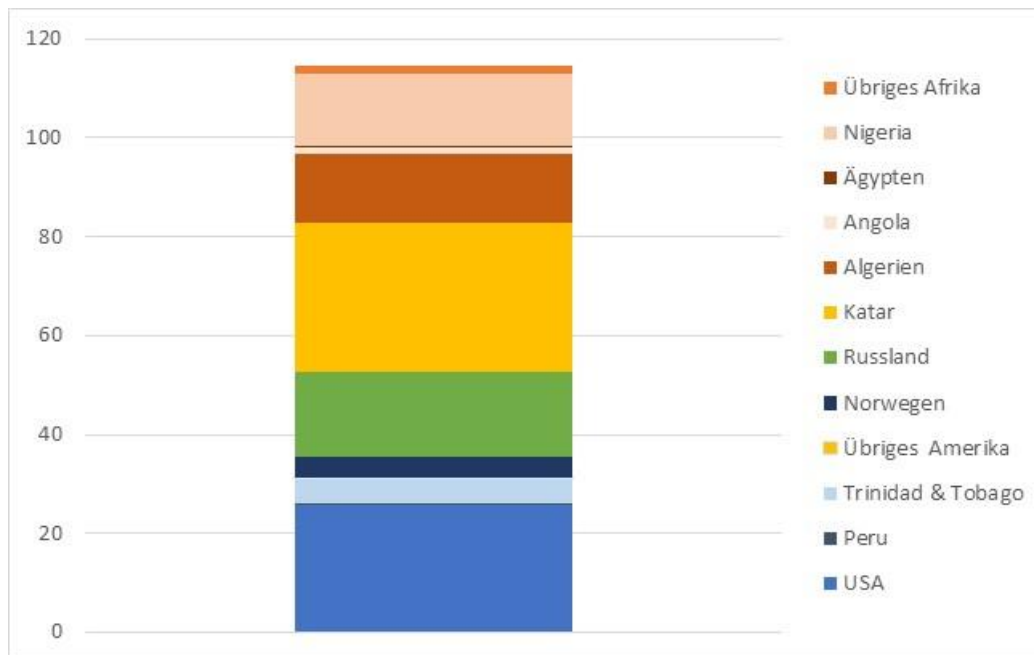
Tabelle 3: Regasifizierungskapazitäten in den EU-Mitgliedstaaten und anderen europäischen Ländern (in Mrd. m³ / Jahr)

Land	In Betrieb in 2020 ¹⁾	Auslastung in 2020 (in %) ¹⁾	In Betrieb in 2022 ²⁾	Auslastung in 2022 (in %)	Gebaut (nicht in Betrieb) ²⁾	Im Bau ²⁾	Geplant ²⁾
Belgien	7	90 %	9	n/a		8	
Deutschland							20
Estland							7
Frankreich	25	66 %	33	n/a			6
Griechenland		49 %	7	n/a			9
Irland							10
Italien	11	82 %	15	n/a			10
Kroatien			3	n/a			4
Lettland							2
Litauen			4	n/a			
Malta			1	n/a			
Niederlande	9	77 %	12	n/a		1	4
Polen			5	n/a		3	5
Portugal	6	70 %	8	n/a			
Spanien	44	37 %	60	n/a	7		3
Zypern						1	
EU27	102	67 %	156	n/a	7	11	78
Türkei	20	51 %	44	n/a		10	
Vereinigtes Königreich	38	38 %	48	n/a		5	
Europa	160	62 %	247	n/a	7	26	78

Quelle: 1) International Gas Union (IGU) (2021): 2021 World LNG Report, Seite 82, online verfügbar via: https://natargas.com.co/wp-content/uploads/2021/07/IGU_WorldLNG_2021_compressed.pdf; 2) Gas Infrastructure Europe (GIE) (2022): Annual regasification capacity of LNG large scale import terminals per country (bcm(N) / year), online verfügbar via: <https://www.gie.eu/transparency/databases/lng-database/>.

¹² Holz und Kempfert (2020): DIW-Aktuell Nr. 50, online verfügbar via: https://www.diw.de/de/diw_01.c.793703.de/publikationen/diw_aktuell/2020_0050/neue_gaspipelines_und_flues_siggas-terminals_sind_in_europa_ueberfluessig.html.

Abbildung 6: Europäische Flüssiggas-Importe nach Herkunft im Jahr 2020



Quelle: BP (2021): Statistical Review of World Energy 2021, S 44.

3) Erschließung des heimischen und europäischen Wasserstoff- und Biomethan-Potenzials

Eine sehr kurzfristige, massive Reduktion des Gasbedarfes ist kaum möglich, wohl aber bereits eine mittelfristige Umstellung auf klimaneutralen Wasserstoff

Bei genauer Analyse des Energiesystems wird schnell deutlich, dass eine schnelle Reduktion des Gasbedarfes und eine Substitution dieser Energiemengen durch andere Energieträger (Strom und andere) aufgrund der erheblichen Menge kurzfristig weder realisierbar noch sinnvoll ist.

Insbesondere im **Wärmemarkt** sind mit Blick auf den geringen Effizienzstandard des Gebäudebestands und der verbauten Heizsysteme keine kurzfristigen Maßnahmen zur Reduzierung des Gasverbrauchs möglich. Die als effizient geltende elektrische Wärmepumpe taugt weder kurz- noch mittelfristig als großflächiger Ersatz, da ein großflächiger Rollout auf zahlreiche Hürden im Gesamtsystem stieße: weder sind hierfür im Gebäudebestand die bautechnischen Voraussetzungen gegeben, noch sind Strominfrastruktur und Strommengen darauf ausgelegt (Leistung und Arbeit). Darüber hinaus mangelt es an den notwendigen Kapazitäten im Handwerk, um elektrische Wärmepumpen in großer Stückzahl zu verbauen.¹³ Zuletzt würde eine Elektrifizierung des Wärmemarktes einen erheblichen Bedarf an Back-up-Kapazitäten zur Deckung der Spitzenlast notwendig machen. Nach Berechnungen von Frontier Economics wäre bei einer Stückzahl von 9 Mio. verbauten elektrischen Wärmepumpen und einem Vollzug des Ausstiegs aus der Kohleverstromung und Kernkraft eine zusätzliche Back-Up-Leistung von 58 GW gesicherter Leistung notwendig, was aufgrund des Kohle- und Atomausstiegs perspektivisch nur durch wasserstofffähige Gaskraftwerke gewährleistet werden könnte.¹⁴ Damit würde selbst eine Vollelektrifizierung des

¹³ Frontier Economics (2021): Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmesektors, S. 2., online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202101-h2-waermemarkt-abschlussbericht.pdf>.

¹⁴ Ebd., S. 12.

Wärmemarktes erhebliche Gas- bzw. Wasserstoffmengen erfordern. Das Vorhalten dieser Kraftwerke bedeutet für jeden Stromkunden mindestens 200-300 €/a zusätzliche Kosten.

Auch ein Einbauverbot von Gasheizungen im Neubau und insbesondere im Gebäudebestand wäre nicht zielführend, da neue Gasbrennwertgeräte schon in den nächsten Jahren „H₂-ready“ sein werden¹⁵ und somit ein fossiler Lock-in-Effekt geräteseitig faktisch ausgeschlossen werden kann. Eine breite und sektorübergreifende Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff ist wiederum wichtig, um eine überproportionale Belastung „ersten Wasserstoffkunden“ bei den Netzentgelten zu vermeiden. Alle Gaskunden von heute können potenziell die Wasserstoffkunden von morgen sein. Die Kosten der Transformation der Gasinfrastruktur von Gas zu Wasserstoff sollten daher in einem technologieoffenen Ansatz somit von allen heutigen Gaskunden gemeinsam geschultert werden.

Die deutsche Heizgeräteindustrie ist bereit: Alle seit 2020 verkauften Gas-Brennwertgeräte haben eine Wasserstoff-Verträglichkeit von 20 Prozent. Auch die älteren Heizgeräte sind meist bis zu dieser Konzentration ohne Probleme nutzbar. Deutsche Hersteller haben angekündigt, dass ab spätestens 2025 nur noch Neugeräte in den Markt gebracht werden, die im Bestand weiterhin mit Methan/Wasserstoffgemischen betrieben werden können, aber auch über preiswerte Umrüstkits mit wenig Aufwand auf 100% Wasserstoff umgestellt werden können.

Der Heizungsbestand bietet ein ideales Zeitfenster: Nutzt man jetzt konsequent die natürlichen nur leicht beschleunigten Austauschzyklen der Heizungen, wird zum Zeitpunkt der Umstellung auf 100% Wasserstoff der größte Teil der dann im Markt befindlichen Geräte auf 100% H₂ betreibbar sein. Rund 600.000 Gasgeräte werden pro Jahr erneuert und durch H₂-ready Geräte ausgetauscht, so dass damit das gesamte System (Netz und Endgeräte) H₂-ready sind. Ca 75% der heute betriebenen Gasheizungen werden in 2025 20 Jahre oder älter sein. Wir stehen hier daher vor einer großen Chance, wenn jetzt konsequent die richtigen Richtungsentscheidungen getroffen werden.

Eine Reduktion des Gasbedarfes in der Stromerzeugung kann schnell erreicht werden, wenn auf effiziente und hocheffiziente KWK-Technologien gesetzt wird. Trotz eines beschleunigten Ausbaus Erneuerbarer Energien wird zur Deckung der Spitzenlast Kraftwerksleistungen in erheblichem Umfang erforderlich sein und eine schon eine moderate Elektrifizierung zu einer Verdopplung der Spitzenlast des elektrischen Netzes führen¹⁶. Die KWK im Verteilnetz kann genau zur Deckung dieser Spitzen eingesetzt werden.

Im Bereich der **Mobilität** würde eine Reduktion des Gasbedarfes keine große Wirkung entfalten, da der Marktanteil von Fahrzeugen für erdgas-basierte Kraftstoffe verschwindend gering ist. Zudem kommt bei der Kraftstoffgewinnung bereits heute etwa zur Hälfte Biomethan zum Einsatz.¹⁷ Hier wäre die Zielsetzung sinnvoller, diesen Anteil perspektivisch auf 100 Prozent zu steigern.

¹⁵ HZwei (2020): Neue Gasheizgeräte sind „H₂-ready“, online verfügbar via: <https://www.hzwei.info/blog/2020/04/02/neue-gasheizgeraete-sind-h2-ready/>; NOW GmbH (2022): Wärme, Stationäre Energieversorgung, online verfügbar via: <https://www.now-gmbh.de/sektoren-themen/waerme/>.

¹⁶ Streblov und Müller (2021) Maximale Heizleistungen im gasbasierten Wärmesektor, S. 5.

¹⁷ CNG-Club (2020): Biomethan bringt CNG voran, online verfügbar via: <https://www.cng-club.de/Biomethan-bringt-CNG-voran>.

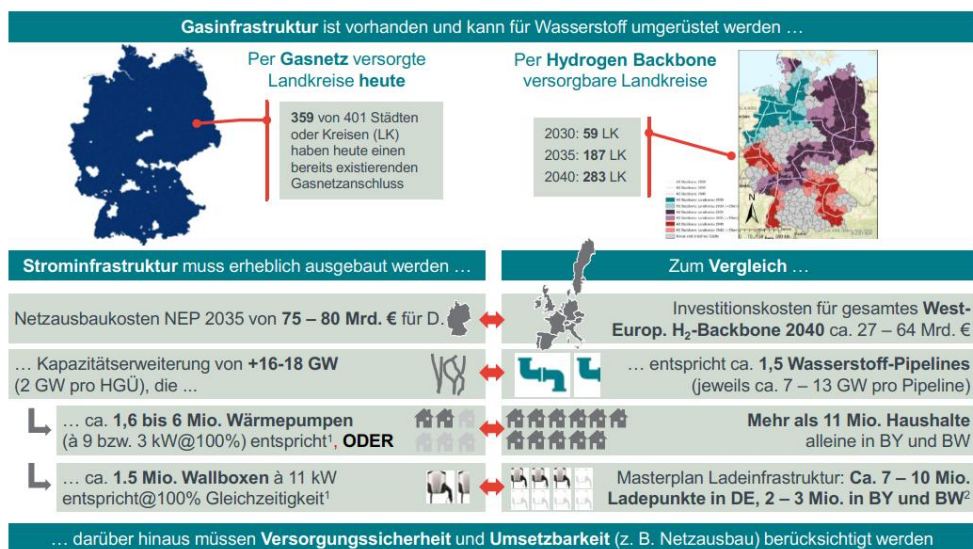
Klimaneutrale Gase sind für ein resilientes Energiesystem der Zukunft essenziell

Umso wichtiger ist es, dass sich die bereits erfolgten enormen Investitionen in die Gasinfrastruktur auch in Zukunft rechnen werden: mit vergleichsweise geringen Investitionskosten von rund 45 Mrd. Euro kann die **gesamte** Gasinfrastruktur auf H₂-Readiness ertüchtigt werden und somit die Grundlage für die Gestaltung des Wegs zur Klimaneutralität bilden.¹⁸ Überall dort, wo heute Erdgas eingesetzt wird, kann in naher Zukunft klimaneutraler Wasserstoff zur Anwendung kommen.

Der Aufbau des Wasserstofftransportnetzes beginnt bereits. Die Kostenabschätzung für die Wasserstofftransportinfrastruktur zeigt, dass sich ein leistungsfähiges Wasserstofftransportnetz vergleichsweise kostengünstig realisieren lässt. Danach belaufen sich die Investitionskosten bis zum Jahr 2050 auf **etwa 18 Mrd. Euro**. Die Schätzung deckt die Kosten für die notwendigen Investitionen für den überregionalen Transport ab. Nicht berücksichtigt sind z.B. Kosten zur Umstellung von Speicherinfrastruktur, für Offshore-Leitungen oder auch Leitungen für die Anbindung einzelner Erzeugungsanlagen und zu einzelnen Verbrauchern. Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist die Ergänzung zum ebenfalls notwendigen Ausbau der Strominfrastruktur, dessen Investitionsbedarf allein bis 2035 gemäß NEP Strom auf 72 – 76,5 Mrd. Euro geschätzt wird. Eine integrierte Netzplanung kann dazu beitragen, den insgesamt benötigten Netzausbau zu optimieren. Die Wasserstoffinfrastruktur würde die Integration und Speicherung von erneuerbarer Energie über erzeugungsnahe Elektrolyseanlagen ermöglichen und deutlich beschleunigen. Zudem stellen Wasserstoffleitungen ein Vielfaches an Transportkapazität im Vergleich zu HGÜ-Leitungen bereit und können damit effizient einen großen Teil des auch zukünftig benötigten Energieimports nach Deutschland realisieren. Der Kosten/Nutzen Vergleich zwischen Strom- und Gasnetz zeigt eindeutig die Vorteile im Gassystem. Es sind mehr Anwendungen auf einem kostengünstigeren Weg erreichbar (siehe Abbildung 7).

Abbildung 7 Vorteile einer Zwei-Energieträger-Welt (Quelle: frontier economics)

Große Herausforderungen auch bei den Stromnetzen: Die z. T. bereits bestehende Infrastruktur für grüne Gase ist elementar, um das Stromsystem nicht zu überfordern



frontier economics

Quellen: Guidehouse (2020) European Hydrogen Backbone, UNB (2021) NEP Strom 2035 zweiter Entwurf, Bundesregierung (2019) Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung.
¹ Bei 80 % bis 90 % Gleichzeitigkeit der Wärmepumpen, hypothetische 100% Gleichzeitigkeit der Wallboxen.
² Ca. 7 – 10 Mio. nicht-öffentliche Ladepunkte in Deutschland, Anteilig an Bevölkerung für BY und BW ca. 2-3 Mio.

¹⁸ DVGW (2018): Transformationspfade der Gasinfrastruktur. Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21, S. 47.

Die Vorteile einer Zwei-Energieträger-Welt aus grünen Gasen und grünem Strom gegenüber einer reinen Elektrifizierung liegen auf der Hand:

- Klimaneutraler/grüner Wasserstoff wird perspektivisch in **2050 mit rund 5 ct/kWh** günstiger sein als Erdgas und somit eine sozialverträgliche Energiewende ermöglichen. Die Projektpartner von HyDeal-Ambition haben z.B. angekündigt noch vor 2030 europaweit Wasserstoff zum Preis von 1,50 Euro je Kilogramm bereitzustellen.¹⁹ Dies entspricht einem Preis von 4,5 ct/kWh.²⁰ Die Berechnungen des DVGW ergeben bei konservativeren Kostenannahmen bereits in 2030 Gestehungskosten für klimaneutralem Wasserstoff aus Elektrolyseverfahren von 8 ct/kWh.²¹ Eine Studie zum European Hydrogen Backbone kommt zu ähnlichen Kostenannahmen für 2030 und geht bis 2050 von weiteren Kostensenkungen aus.²² Dabei können bis 2050, für die von den Verbrauchern benötigten Wasserstoffmengen, Preise von unter 1,50 Euro je Kilogramm erreicht werden (siehe Abbildung 8).
- Mit der Weiternutzung der Gasinfrastruktur kann ein massiver, kostenintensiver und langwieriger Ausbau des Stromnetzes vermieden werden, der in der Bevölkerung auf Widerstand stößt, wie sich in der Formierung zahlreicher Bürgerinitiativen gegen einen Netzausbau zeigt. Die Gasinfrastruktur ist somit der Schlüssel zu kosteneffizientem und schnellem Klimaschutz.²³ Vorteile bei der Weiternutzung ergeben sich zudem bei der Netzstabilität: Die deutsche Erdgasinfrastruktur ist sehr gut ausgebaut und hat einen sehr hohen Grad an Zuverlässigkeit. In den letzten Jahren hat es Lieferunterbrechungen von in Summe weniger als zwei Minuten je Jahr im Gesamtsystem in Deutschland gegeben, 2013 sogar nur von knapp 40 Sekunden.²⁴
- Die Transport-, Verteil- und Speicherkapazitäten der Gasinfrastruktur werden, wie oben beschrieben, mit dem Atom- und Kohleausstieg das Rückgrat einer sicheren, resilienten und grundlastfähigen Stromversorgung Deutschlands bilden. Auch aus Sicht der Stromwirtschaft ist ein Fortbestand der gaswirtschaftlichen Assets und ein Ausbau von klimaneutraler Gaserzeugungskapazitäten zwingend notwendig.²⁵
- Während der Transformation hin zur Klimaneutralität werden Gase einen zunehmend geringeren CO₂-Footprint aufweisen. Einige Verfahren können sogar negative Emissionen erzielen und als CO₂-Senke genutzt werden (siehe Abbildung 9), deren Bedeutung in der Klimaschutzpolitik in Zukunft zunehmen werden.²⁶ Der Einsatz von klimafreundlichen Gasen ist damit essenziell für das Erreichen der Klimaschutzziele.

¹⁹ OGE (2021): 30 Energieakteure planen Aufbau einer integrierten Wertschöpfungskette, um europaweit grünen Wasserstoff zum Preis fossiler Brennstoffe anzubieten, online verfügbar via: <https://oge.net/ Resources/Persistent/4/8/c/b/48cb7945cfd265f110264c9ba6375d4598473f7e/Press%20release%20HyDeal%20v1.5 DE Rev.11.02 neu.pdf>.

²⁰ Zur Umrechnung: 1 €/kg H₂ = 3,0 ct/kWh H₂.

²¹ Frontier Economics (2022): Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045.

²² Wang et al. (2021): Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, Seite 59ff, online verfügbar via https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021_v3.pdf.

²³ Frontier Economics et al. (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland, S. 30f., online verfügbar via: <https://www.frontier-economics.com/media/2260/der-wert-der-gasinfrastruktur.pdf>; RND

(2020): So steht es um den Ausbau des Stromnetzes in Deutschland, online verfügbar via: <https://www.rnd.de/politik/stromnetz-deutschland-so-steht-es-um-den-ausbau-der-stromtrassen-OJEG3NBWQ3EZHVH36XSJRFWVKE.html>.

²⁴ DVGW (2019) LNG und Versorgungssicherheit: Erdgas: ein sicherer und zuverlässiger Partner in der Energiewende, S. 3.

²⁵ Zeit Online (07.03.2022): Ökostrombranche will russisches Gas durch Biogas ersetzen, online verfügbar via: https://www.zeit.de/news/2022-03/07/oekostrombranche-will-russisches-gas-durch-biogas-ersetzen?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.de%2F.

²⁶ Gores, S., Fallasch, F., Siemons, A., Duwe, M., Evans, N. (2020): Turning Points for the Ambition of European Climate Targets. Getting granular on the process and identifying cornerstones for discussion, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Berlin: Öko Institut and Ecologic Institute, S 13ff, online verfügbar via: https://www.ecologic.eu/sites/default/files/publication/%5bcurrent-date%3Ajust_year%5d/euambi_final_0.pdf.

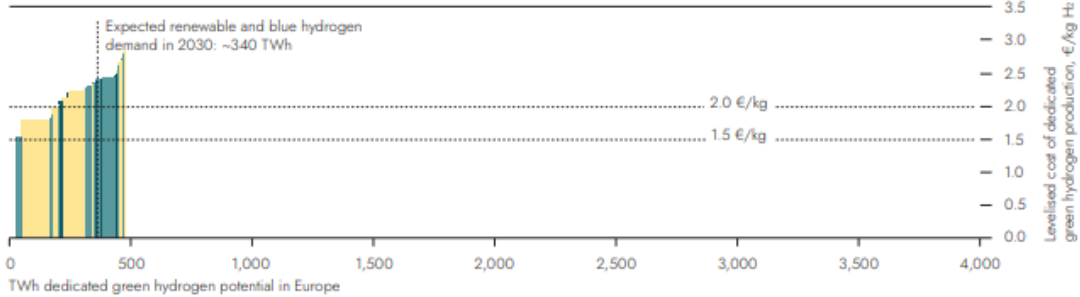
Abbildung 8: Gestehungskosten von grünem Wasserstoff in Europa (2030 bis 2050)

FIGURE 25

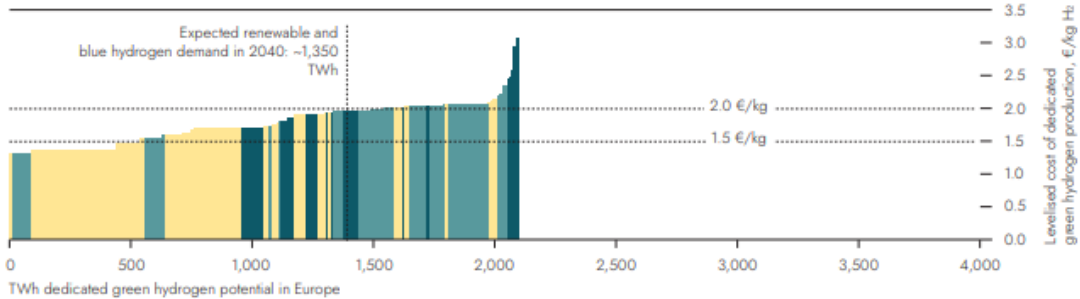
Supply-production cost curves of European (EU+UK) green hydrogen supply potential from dedicated renewables in 2030, 2040, and 2050

Wind onshore
Wind offshore
Solar PV

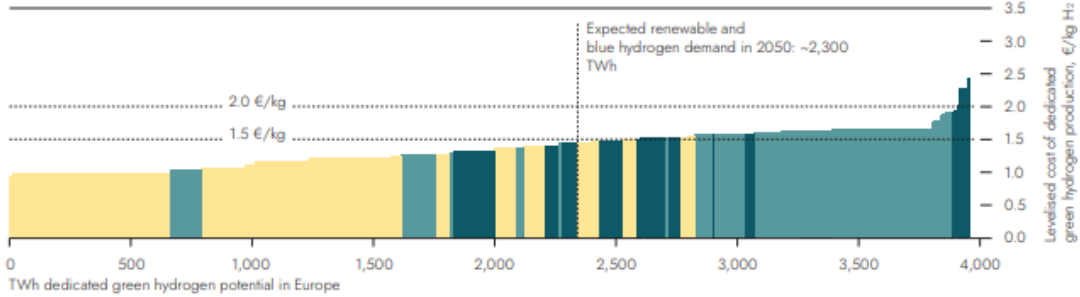
2030



2040



2050

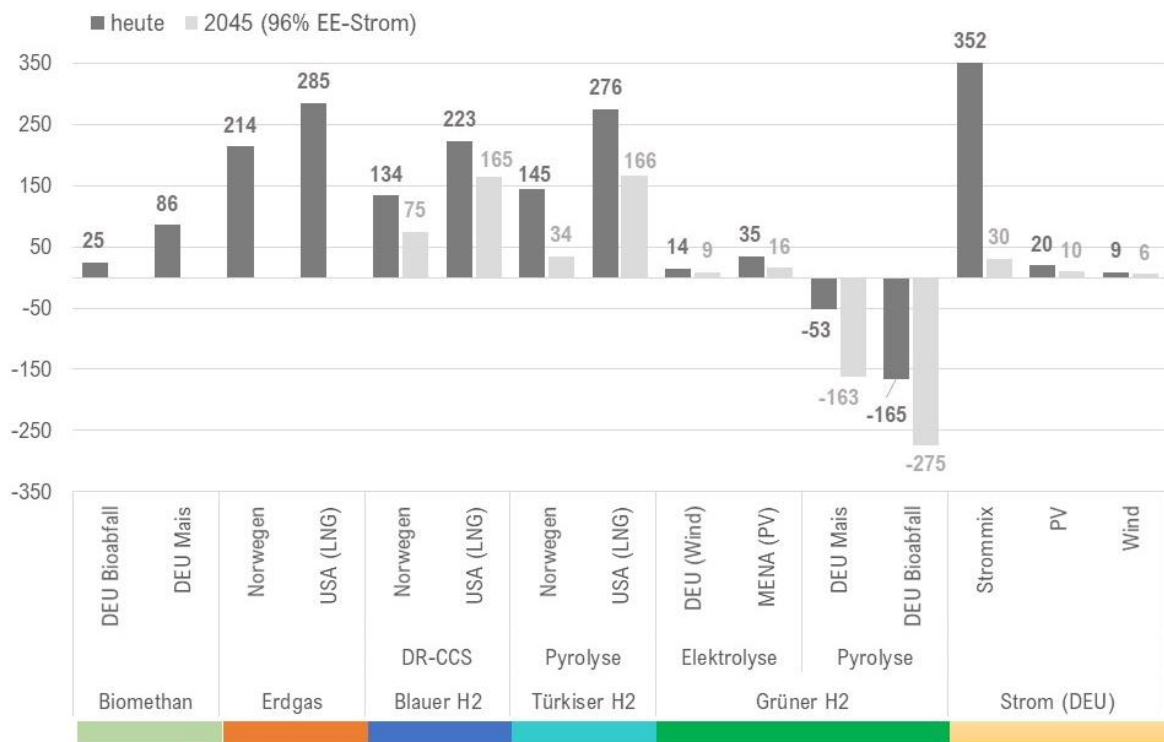


Source: Guidehouse analysis assuming electrolyser costs as reported by BNEF and RES-E capacity factors from JRC's ENSPRESO database

Each volume 'slice' on the x-axis represents green hydrogen production potential—after considering the needs of the electricity market—in a specific country.

Quelle: Wang et al. (2021): Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, Seite 61.

Abbildung 9: CO₂-Fußabdrücke einzelner Energieträger



Quelle: Eigene Berechnung des DVGW (2022).

Die heimische Produktion von klimaneutralen Gasen ist eine wichtige Voraussetzung, um die überproportionale Abhängigkeit von einzelnen Lieferländern zu senken. Das wirtschaftlich und technisch darstellbare heimische Potenzial liegt bei 300 bis 400 TWh²⁷, was fast einem Drittel des gesamten heutigen Gasbedarfes Deutschlands entspricht. Damit wäre ein Großteil der russischen Gasmenge substituierbar insgesamt können bis 2030 rund 810 TWh an klimaneutralen Gasen zur Verfügung gestellt werden, wenn klare regulatorische Rahmenbedingungen diese Energieträger geschaffen werden. Etwas mehr als die Hälfte der Mengen kann in Deutschland und anderen europäischen Ländern produziert werden (siehe Tabelle 4). Diese Potenziale sollten gehoben werden, um eine Importabhängigkeit so weit wie möglich zu reduzieren und um die heimische Wertschöpfung zu stärken. **Die Potenziale an klimaneutralem Wasserstoff und Biomethan reichen aus, um den Großteil des fossilen Erdgasbedarfs bis 2030 zu ersetzen und die Bedarfe an Wasserstoff in den verschiedenen Verbrauchssektoren zu bedienen** (siehe Abbildung 10).

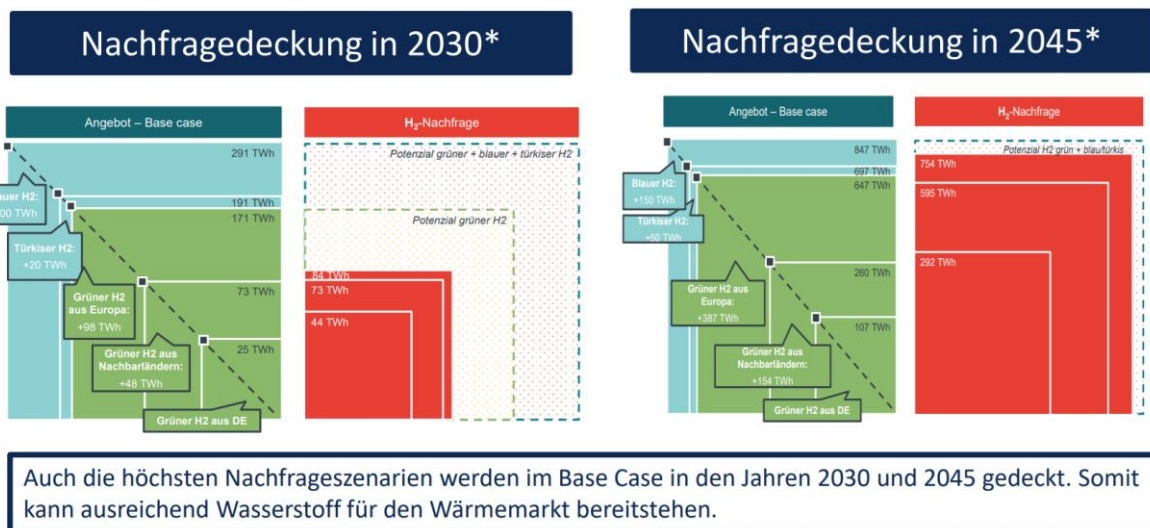
²⁷ Ecofys (2018): Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201802-201657.pdf>.

Tabelle 4: Verfügbare Mengen klimaneutraler Gase im Base case und optimistischen Szenario

	2030		2045	
	Base case	optimistisches Szenario	Base case	optimistisches Szenario
Biomethan	102 TWh	173 TWh	159 TWh	295 TWh
- Umrüstung Biogasanlagen	63 TWh	63 TWh	63 TWh	63 TWh
- SNG-Route	22 TWh	22 TWh	59 TWh	59 TWh
- Zusätzliche Biogasanlagen	17 TWh	28 TWh	32 TWh	53 TWh
- Importe	-	60 TWh	-	120 TWh
Grüner Wasserstoff	171 TWh	486 TWh	648 TWh	1934 TWh
- Geplante Projekte DE	25 TWh	35 TWh	107 TWh	146 TWh
- Nachbarländer	48 TWh	49 TWh	154 TWh	159 TWh
- Andere europäische Länder	98 TWh	100 TWh	387 TWh	400 TWh
- MENA	-	302 TWh	-	1229 TWh
Blauer Wasserstoff	100 TWh	100 TWh	150 TWh	200 TWh
Türkiser Wasserstoff	20 TWh	50 TWh	50 TWh	100 TWh
Gesamt	393 TWh	809 TWh	1007 TWh	2529 TWh

Quelle: Frontier Economics (2022): Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045.

Abbildung 10: Nachfragedeckung in Deutschland durch klimaneutrale Gase in 2030 und 2045 möglich

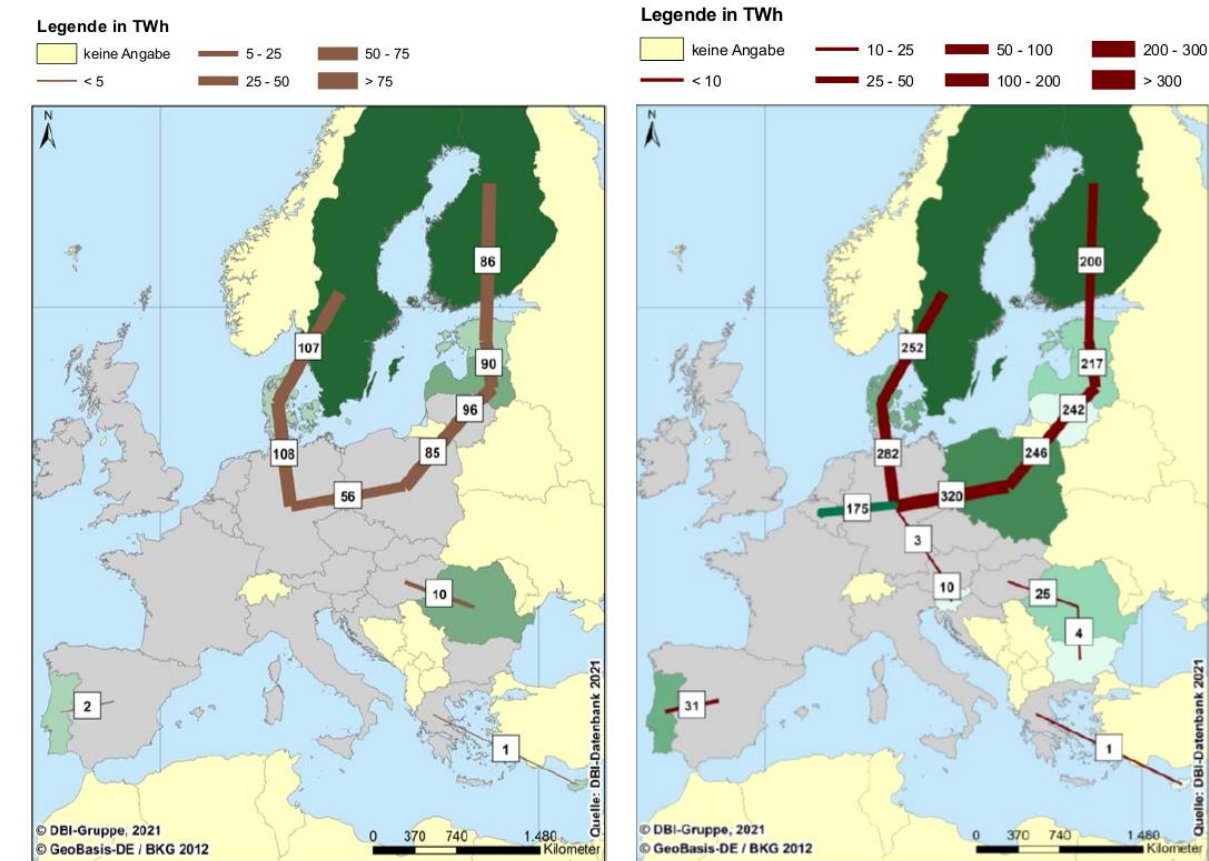


*Die H₂-Nachfragewerte basieren auf der Analyse aus Ariadne (2021) und der Bandbreite aller Szenarien. Um die Primärnachfrage nach Wasserstoff herzuleiten, wurde die Differenz aus der Nachfrage nach Wasserstoff und der Nachfrage nach Wasserstoff + E-Fuels mit einem Wirkungsgrad von durchschnittlich 80% rückgerechnet.

Quelle: Ebd.

Die Angaben zu möglichen Biomethan-Potenzialen werden durch eine weitere Studie des DVGW untermauert. Wie Abbildung 11 (links) zeigt, stehen große Mengen an Biomethan aus den skandinavischen und baltischen Ländern für einen Import nach Deutschland zur Verfügung. Insgesamt ergibt sich im Jahr 2050 ein Biomethan-Importpotenzial aus dem europäischen Ausland von 164 TWh (108 TWh über die Schwedenroute und 56 TWh über die Finnlandroute). Werden auch die heimischen Potenziale berücksichtigt, stehen in Deutschland bis 2050 potenziell rund 340 TWh Biomethan (176 TWh heimische Quellen sowie 164 TWh Import) zur Verfügung. Das Importpotenzial von Biomethan kann deutlich erhöht werden, wenn das bei den Erzeugungsprozessen entstehende grüne CO₂ mit Hilfe von grünem Wasserstoff durch Methanisierungsverfahren zu synthetischem Biomethan umgesetzt wird. Demnach stehen im Verbundraum der EU-27+UK bis 2050 rund 130 Mrd. Kubikmeter Kohlenstoffdioxid aus biogenen Quellen für eine Methanisierung zur Verfügung. Zur vollständigen Methanisierung dieser biogenen CO₂-Potenziale ist ein H₂-Bedarf von rund 1.800 TWh Wasserstoff insbesondere in Skandinavien, Frankreich und Osteuropa notwendig. Wenn die ermittelten grünen CO₂-Potenziale vollständig methanisiert werden, erhöht sich für Deutschland das Importpotenzial für Biomethan mit PtG (SNG, Biogas & synthetisches Biomethan) bis zum Jahr 2050 auf mehr als 600 TWh.

Abbildung 11: Exportströme für methanhaltige EE-Gase (Biogas & SNG) ohne PtG-Potenzial (links) und methanhaltige EE-Gase (Biogas, SNG & EE-CH₄) mit PtG-Potenzial (rechts) in TWh/a (HHV) nach DE im Jahr 2050. Auf der Importroute nach Deutschland erhöhen grün eingefärbte Länder das Exportpotenzial während grau eingefärbte Länder das Importpotenzial nach Deutschland verringern. Grüne Exportströme (175 TWh) können bei vollständiger Deckung des deutschen Importpotenzials zusätzlich in Europa verteilt werden (siehe rechte Grafik). Kleine Potenziale weit entfernter Länder, z.B. Portugal werden von direkten Nachbarn verbraucht.



Quelle: DVGW (2021): Roadmap Gas 2050; Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen & internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für erneuerbare Gase.

Es ist zwingend notwendig, den Ausbau der Erzeugung klimaneutraler Gase mit dem Fokus Deutschland und Europa bzw. vorzugsweise entlang der bestehenden Lieferwege für Erdgas voranzutreiben. In Deutschland muss dazu ein ambitionierter Hochlauf von Biomethan organisiert werden: Anzustreben ist ein Zielwert von rund 8 TWh/Jahr in den ersten Jahren bis 2025. Dies bedeutet ein Umswitchen der bestehenden stromerzeugenden Biogasanlagen in Einspeiseanlagen und ein Aufbau zusätzlicher Biogasanlagen zur Realisierung der oben genannten Potenziale (siehe Tabelle 4). Der Shift von Biogas hin zur Stärkung der Biomethaneinspeisung sollte insbesondere durch folgende Maßnahmen erfolgen:

- Bau von weiteren Gas-Aufbereitungsanlagen
- Bau von Rohbiogassammelleitungen
- Kombination von Biogas- und Elektrolysetechnik zur Mengensteigerung
- Auf der Zeitachse sollten hier 8 TWh/Jahr unter der Berücksichtigung von Planungs- und Bauzeiten angestrebt werden.

Hinzu kommt der Aufbau einer heimischen Produktion von Wasserstoff, insbesondere aus erneuerbarem Strom. Ein weiteres Standbein dieser Strategie ist der Import klimaneutraler Gase. Auch in Hinblick auf Europa, kann grüner Wasserstoff in großen Mengen über die derzeit prognostizierten Wasserstoffbedarfe hinaus produziert werden.²⁸

²⁸ Wang et al. (2021): Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, Seite 61.

4) Erhöhung des Elektrolysezieles für Deutschland

Mittelfristig ist bis spätestens 2030 ein Wasserstoff-Hochlauf anzustreben. Eine solche Maßnahme sollte aus dem Aufbau heimischer Erzeugung und Importen aus verschiedenen Drittstaaten basieren, um einen positiven Einfluss auf die Diversifizierung zu haben. Der Markthochlauf sollte kurzfristig über ein „Sprinterprogramm grüner Wasserstoff“ beschleunigt werden, mit dem Ziel bis 2030 den Bau von 40 GW Elektrolyse in Deutschland zu realisieren.

5) Einführung eines ambitionierten Grüngasziels

Ambitionierte Maßnahmen zur Ausschöpfung der Potenziale von klimaneutralen Gasen sollten durch die Einführung eines gesetzlichen Ausbauziels für grüne Gase (20 % bis 2030 bezogen auf den Primärenergiebedarf) rechtlich untermauert werden. Ein gesetzliches Ziel schafft für alle Akteure der Wasserstoffwirtschaft Verbindlichkeit, Planbarkeit und Investitionssicherheit.

6) Energiekostenentlastung für Endverbraucher

Die Einführung eines verringerten Mehrwertsteuersatz für klimaneutralen Wasserstoff wäre ökologisch, wirtschaftlich und sozial vorteilhaft. Die Maßnahme könnte zeitlich für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft befristet sein und der Mehrwertsteuersatz könnte angehoben werden, sobald sich die Gestehungskosten für Klimaneutralen Wasserstoff durch Hochskalierung von Elektrolysekapazitäten und die Entwicklung eines H₂-Massenmarktes abgesenkt haben. Durch die Maßnahme könnten folgende Auswirkungen erzielt werden:

- Ökologisch: Die Kostenparität von klimaneutralem Wasserstoff mit fossilem Erdgas wird früher erreicht, sodass sich der Einsatz klimafreundlicher Energie früher rechnet;
- Wirtschaftlich und sozial: Verbraucher erhalten einen Anreiz klimaneutrale Energie einzusetzen und werden gleichzeitig entlastet (z.B. Haushalte, Gewerbe und insb. Unternehmen im internationalen Wettbewerb).

7) Booster für H₂-Readiness im Gasnetz

Für die schnelle Gewährleistung der H₂-Readiness der Gasnetze sollte eine Sofortmaßnahme zur Unterstützung und Beschleunigung der Ertüchtigung der Gastransport- und Verteilinfrastrukturen als resiliente Infrastruktur einer klimaneutralen Wirtschaft implementiert werden.

8) Rechtlicher Rahmen einer Wasserstoffwirtschaft

Für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist die Ausgestaltung der Regulierung zur Finanzierung der Wasserstoffnetze ein elementarer Baustein. Hierbei ist eine integrierte Netzregulierung anzustreben, bei der Wasserstoff in die bestehende und bewährte Kosten-Erlös-Regulierung für Erdgasnetze einbezogen wird.

9) Gasbedarfsreduktion durch Effizienzsteigerung im Wärmesektor

Der Austausch von NT Gaskesseln hin zu moderner Brennwerttechnik (die auch problemlos mit klimaneutralen Gasen betrieben werden kann) spart bei Beibehaltung der derzeitigen Austauschrate der Gaskessel rund 4 TWh pro Jahr und erreicht bei einem kompletten Austausch aller NT-Kessel rund 47 TWh/a.