



# Politikbrief „CO<sub>2</sub>-Senkung im Wärmemarkt mit Wasserstoff“

Stand Dezember 2019

**BDH**

Bundesverband der  
Deutschen Heizungsindustrie

## 1. Einführung: BDH-Position zur Nationalen Strategie Wasserstoff (NSW)

Als erste Bilanz des Dialogprozess Gas 2030 ist festzuhalten, dass gasförmigen Energieträgern in der Energieversorgung der Zukunft weiterhin eine zentrale Rolle zukommen wird. Einerseits werden sie langfristig notwendiger Bestandteil des deutschen Energiesystems sein, gleichzeitig setzen die ambitionierten Klimaschutzziele einen grundlegenden Transformationsprozess in Gang, der einen Wechsel zu CO<sub>2</sub>-freien bzw. -neutralen gasförmigen Energieträgern auslösen wird, wodurch fossiles Erdgas sukzessive ersetzt wird.

Die Zusammensetzung aus fossilen und nichtfossilen Bestandteilen wird nicht homogen sein und nach Verteilnetzen variieren.

Eine Roadmap für diesen Prozess schafft Planungssicherheit für die Marktteilnehmer und stimuliert Investitionen. Zusätzlich ist Beimischung ein sicherer Weg, CO<sub>2</sub>-Emissionen im Wärmebereich unmittelbar zu verringern (der Energieträger Erdgas deckt heute 42 % des Heizwärmebedarfs in Wohngebäuden).

Insbesondere in den Bereichen, in denen sich der Wärmebedarf nicht mit vertretbarem Aufwand über gesteigerte Energieeffizienz und gebäudenah erzeugte erneuerbare Energie decken lässt, werden CO<sub>2</sub>-freie und -neutrale Energieträger wie Biogas, grüner/blauer Wasserstoff und Power-to-X-Produkte zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Der Dialogprozess Gas 2030 fordert hierfür im weiteren Schritt die Erarbeitung einer Nationalen Strategie Wasserstoff (NSW), in der festgelegt werden soll, wie die Entwicklung und Verwendung von Wasserstoff durch entsprechende gesetzliche Rahmenbedingungen in den kommenden Jahren vorangebracht werden soll. Die Europäische Kommission hat in ihrer Dekarbonisierungs-Roadmap für 2050 die Wichtigkeit von Gas unterstrichen und bereitet eine Aktualisierung des rechtlichen Rahmens für Gas vor.

Die deutsche Heizungsindustrie hat sich im Dialogprozess Gas 2030 dazu bekannt, dass heute bereits bis zu 10 % Wasserstoff in den gasbasierten Wärmeerzeugern verarbeitet werden können. Darüber hinaus wurde die Bereitschaft erklärt, technische Lösungen für erhöhte Anteile von Wasserstoff im (Erd)Gas zu entwickeln.

Vor diesem Hintergrund möchten wir uns als BDH in den Prozess zur Erarbeitung der Nationalen Strategie Wasserstoff (NSW) einbringen und auf folgende Punkte hinweisen:

- Die durch den BDH vertretene deutsche Heizungsindustrie steht für eine marktwirtschaftliche und technologieoffene Energiepolitik. In Bezug auf Wasserstoff und weitere Green Gases muss eine solche marktwirtschaftliche Energiepolitik auf planwirtschaftliche Allokation der Energieträger verzichten. Für Wasserstoff und andere Green Gases heißt dies übersetzt, selbstverständlich eine Verwendung in allen Sektoren, also auch im Gebäudebereich zu sichern – zumal das für den Transport und die Speicherung von Wasserstoff wichtige Gasnetz nicht nur die Industrie, sondern insbesondere den Gebäudebereich versorgt.
- Um das Innovationspotenzial der Wirtschaft zu erschließen, ist eine sektorübergreifende Wasserstoffstrategie erforderlich: Eine politische Priorisierung von einzelnen Anwendungsbereichen behindert Wettbewerb und Entwicklungspotenzial. Eine Vernachlässigung des Gebäudesektors führt zu unnötigen Kosten und Härten für die Bürger.
- Angemessene und langfristig synchronisierte Rahmenbedingungen für die gesamte Wertschöpfungskette sind notwendig, um Forschung, Entwicklung und Investitionen zu ermöglichen – einschließlich geeigneter Regularien für Endgeräte mit einer Lebensdauer von etwa 25 Jahren, Transport- und Verteil-Infrastruktur sowie Erzeugung.
- Die Anerkennung von CO<sub>2</sub>-freien oder -neutralen gasförmigen Energieträgern als Erfüllungsoption im Gebäudeenergiegesetz ist zwingend erforderlich, um ein Level-Playing-Field zu anderen Anwendungen herzustellen.
- Die anteilige Verwendung von CO<sub>2</sub>-freien und -neutralen Gasen muss als hybride Heizung anerkannt werden. Um das CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial zu erschließen, muss die Verbindung von effizienter Heiztechnik mit einer anteiligen Nutzung von CO<sub>2</sub>-freien oder -neutralen Gasen förderfähig sein.

- Die Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbarem Wasserstoff muss verbessert werden: Investitionen müssen mit einem Marktanzreizprogramm unterstützt werden. Durch eine Senkung der Stromnebenkosten wie etwa der EEG-Umlage müssen die operativen Kosten reduziert werden.
- Regulatorische Spielräume der Renewable Energy Directive II (RED II) müssen für den Markthochlauf von erneuerbarem Wasserstoff genutzt werden. Eine sektorielle Zielerfüllung muss ermöglicht werden.
- Ein CO<sub>2</sub>-basiertes Zertifizierungssystem für erneuerbare und dekarbonisierte Gase muss in Anlehnung an eine europäische Klassifizierung der Brenngastypen implementiert werden.
- Eine Quote für CO<sub>2</sub>-freie oder CO<sub>2</sub>-neutrale Gase bis 2030 (inkl. Biomethan, Power-to-Gas und Wasserstoff) würde Innovations- und Investitionssicherheit für die gesamte Wertschöpfungskette einschließlich der Wärmeerzeuger geben.
- Im Rahmen der NSW sollten auch die Potenziale grünen und blauen Wasserstoffs ermittelt und bewertet werden. Hierfür bedarf es einer wissenschaftlichen Potenzialanalyse. Der DVGW hat bereits erste überschlägige Rechnungen erstellt und könnte eine solche Potenzialanalyse in erweitertem Umfang erstellen.

## 2. Klima- und energiepolitischer Kontext

Basierend auf dem Pariser Klimaschutzabkommen von 2015 setzt die Bundesregierung CO<sub>2</sub>-Minderungsziele für 2030 und für 2050. In Deutschland gilt laut Klimaschutzplan 2050 für den Wärmemarkt ein Reduktionsziel von minus 40 % für das Jahr 2030. Dies entspricht einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 119 Mio. Tonnen auf 70–72 Mio. Tonnen. Für das Jahr 2050 gilt das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestands.

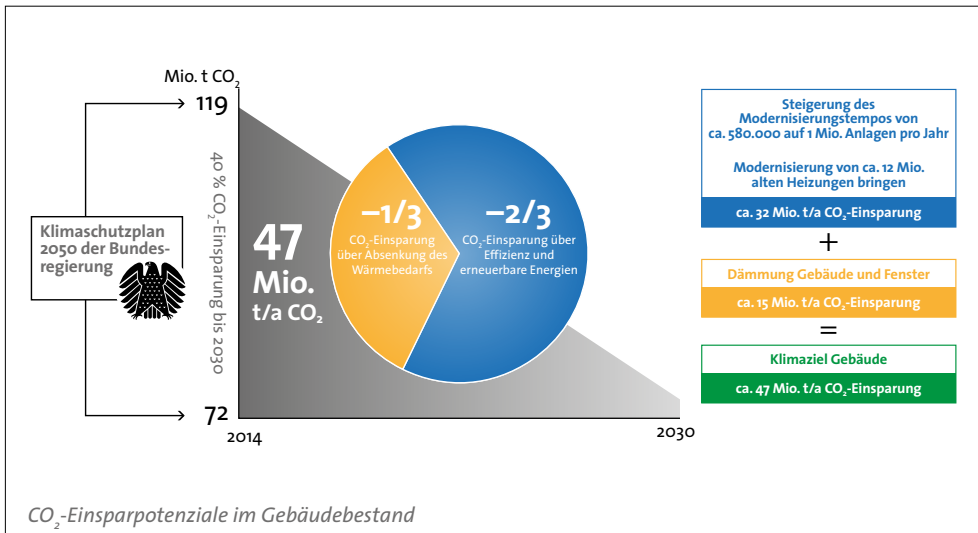
Laut der neuen Gebäuderichtlinie sollen Mitgliedstaaten durch langfristige Sanierungsstrategien sicherstellen, dass der Gebäudebestand in Niedrigstenergiegebäude umgewandelt wird. Dieses Ziel soll durch Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbare Energien erreicht werden. Die Politik setzt u. a. auf das Prinzip „Efficiency First“, nach dem die Verbräuche im Gebäudebereich halbiert werden. Der verbleibende Energiebedarf von etwa 400 TWh muss durch CO<sub>2</sub>-neutrale oder CO<sub>2</sub>-freie Energieträger gedeckt werden.

Die Erreichung der Ziele für 2050 bedeutet, dass der Wärmemarkt zum Teil elektrifiziert wird. Die Nutzung von CO<sub>2</sub>-neutralen und CO<sub>2</sub>-freien Gasen und flüssigen Brennstoffen im Gebäudebereich optimiert die Kosten der Energiewende (z. B. dena Leitstudie 2019 folgert, dass im kostenoptimierten Szenario für 2050 für eine THG-Reduktion von 95 % 2,9 Mio. / 6,4 Mio. Wärmeerzeuger mit CO<sub>2</sub>-freien und CO<sub>2</sub>-neutralen flüssigen/gasförmigen Brennstoffen betrieben werden). Für die schrittweise Dekarbonisierung von Erdgas haben demnach Biomethan, CO<sub>2</sub>-freier und CO<sub>2</sub>-neutraler Wasserstoff und synthetisches Methan eine Schlüsselrolle. In diesem Papier analysieren wir technologische Hintergründe und notwendige politische Rahmenbedingungen, um das Potential von Wasserstoff für die Energiewende im Gebäudebereich zu erschließen.

## 3. Doppelstrategie aus Effizienz und CO<sub>2</sub>-freien und CO<sub>2</sub>-neutralen Energie für den Gebäudebereich

In Deutschland beträgt der jährliche Endenergieverbrauch für die Beheizung der Gebäude und deren Warmwasserbereitung ca. 800 TWh, welcher überwiegend den 21 Mio. Heizungen zugeordnet werden. Der gesamte Endenergieverbrauch liegt bei ca. 2.500 TWh. Dass der Prozentsatz bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen mit 26 % deutlich niedriger liegt als beim Endenergieverbrauch, liegt an der Dominanz des Energieträgers Erdgas mit seinen spezifisch niedrigen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu Energieträgern wie Kohle.

Annähernd 12 Mio. der 21 Mio. Heizungen entsprechen technologisch nicht dem Stand der Technik. Sie verbrauchen zu viel Endenergie und emittieren unnötig viel CO<sub>2</sub>.



CO<sub>2</sub>-Senkung im Wärmemarkt mit Wasserstoff

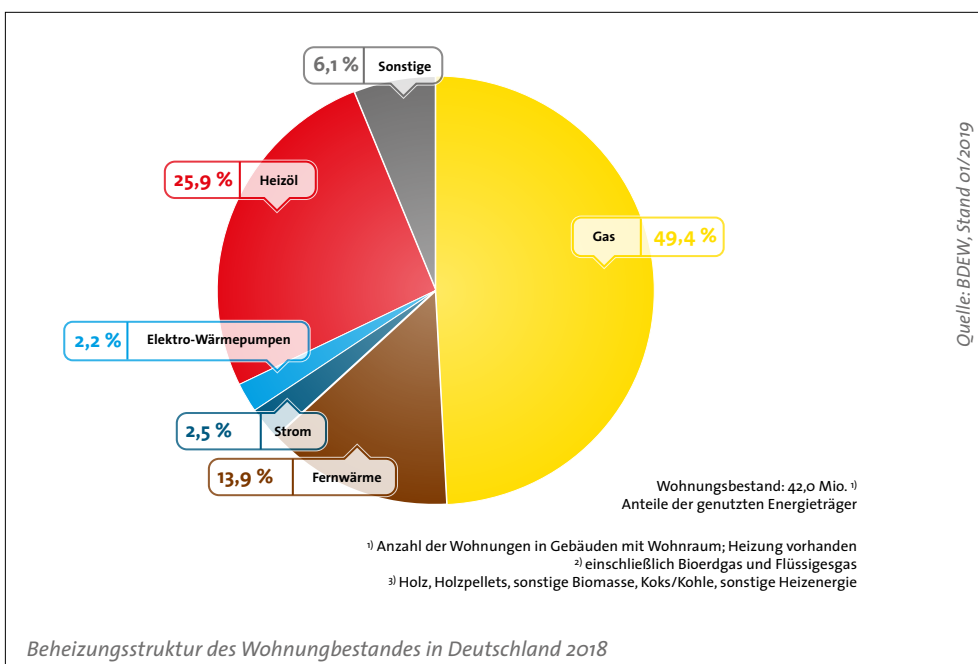
Stand Dezember 2019

Der Chart zeigt auf, dass über den Austausch der veralteten Heizungen durch Brennwerttechnik gut zwei Drittel der einzusparenden CO<sub>2</sub>-Mengen bis 2030 realisiert werden können. Weitere CO<sub>2</sub>-Einsparungen können durch hybride Lösungen mit erneuerbaren Anteilen erzielt werden, z. B. durch Einkopplung von solarer Strahlungsenergie, Umweltwärme, Biomasse oder Kraft-Wärme-Kopplung, und durch CO<sub>2</sub>-freie und CO<sub>2</sub>-neutrale Anteile in Brennstoffen.

Somit ließen sich die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele für das Jahr 2030 im Gebäudebereich mit den schon heute vorhandenen technologischen Mitteln tatsächlich erreichen. Dagegen steht allerdings eine seit Jahren andauernde Stagnation bei der Modernisierung von Heizungstechnik und der energetischen Sanierung. Der Chart verdeutlicht, was getan werden müsste, um die Ziele tatsächlich zu erreichen. Im anlagentechnischen Bereich müsste zum Beispiel eine Beschleunigung des Austauschs von heute rund 600.000 auf 1 Mio. moderne Heizungen pro Jahr erfolgen. Damit das langfristige Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 erreicht werden kann, bedarf es einer gravierenden Veränderung des Energiemixes. Insbesondere die Dekarbonisierung der fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl, u. a. durch die Beimischung von grünem und ggf. auch blauem Wasserstoff, spielt hier eine zentrale Rolle.

#### 4. CO<sub>2</sub>-freier und CO<sub>2</sub>-neutraler Wasserstoff als Erdgasersatz

Der heutige Energiebedarf für den Gebäudebereich (Raumwärme und Warmwasser) liegt bei ca. 800 TWh. Der Chart zeigt hierzu die Anteile der genutzten Energieträger.



Mit ca. 50 % dominiert Erdgas die Beheizung des Wohnungsbestandes (objektbezogen), gefolgt von Heizöl mit ca. 26 %. Nach wie vor gibt es in Deutschland in etwa 1,05 Mio. Wohnungen eine Wärmeversorgung über elektrische Nachtspeicheröfen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Wärmemarkt liegt bei einer Größenordnung von 13 %. Diese teilen sich auf in biogene Festbrennstoffe (66 %), Erd- und Umweltwärme (ca. 9 %), Solarthermie (5 %), flüssige bzw. gasförmige Biomasse (ca. 13 %) sowie biogene Abfälle (7 %).

Vom Grundsatz her würde Wasserstoff und Biogas möglichst sukzessive fossiles Erdgas ersetzen. In der Anfangsphase bis 2030 soll der Anteil Biomethan erhöht werden. Parallel sollte der Wasserstoff schrittweise dem Erdgas beigemischt werden. In dieser frühen Phase kann mit 10 bis 30 % Beimischung gerechnet werden. Erste 100 %-Wasserstoff-Pilotnetze werden gleichzeitig getestet, wie etwa die Fortführung der jetzt startenden Aktivitäten in den Reallaboren.

Bei Neugeräten können 20–30 % Beimischungen bei heutigem Stand realisiert werden. Diese Werte können zukünftig erhöht werden. Dies setzt jedoch Studien und entsprechende technologische Entwicklungen voraus.

Wir gehen davon aus, dass der Wasserstoffanteil für individuelle Abschnitte des Verteilnetzes über diskret definierte Stufen erhöht wird.

## 5. Technische Herausforderungen bei der Nutzung von Wasserstoff im Wärmemarkt

### 5.1 Heizungsanlagenbestand

In Deutschland versorgen 21 Mio. Heizungen 19 Mio. Gebäude mit Wärme und Warmwasser. Ca. 14 Mio. Bestandsheizungen nutzen Erdgas.

Die Verträglichkeit des Anlagenbestands mit Wasserstoff-Beimischungen variiert:

- Der Bestand von Gas-Brennwert- und -Niedertemperaturkesseln kann eine Beimischung von bis zu 10 Volumenprozent Wasserstoff verarbeiten. Dafür sind in der Regel keine Umstellungen an den Wärmeerzeugern erforderlich. Lediglich Diffusionsbrenner für größere Feuerungsleistungen, evtl. auch Prozessfeuerungen, können keine Beimischungen von bis zu 10 % verarbeiten, und können auch nicht umgestellt oder nachgerüstet werden. Für den Großteil des Bestandes sind auch höhere Beimischungen möglich – dafür müssten jedoch zuerst noch sicherheits- und materialtechnische Untersuchungen durchgeführt werden.
- Der Bestand an Geräten mit motorischer KWK kann mit einer Wasserstoffbeimischung bis etwa 5 % betrieben werden. Wesentlich höhere Beimischungen z. B. bis 20 % sind möglich, wenn die Einstellungen an den Geräten entsprechend angepasst werden. Dies ist in der Regel ohne Komplikation möglich.
- Der Bestand an Geräten mit Brennstoffzellen-KWK kann mit einer Wasserstoffbeimischung bis zu 10 % betrieben werden.

Wir gehen davon aus, dass der Wasserstoffanteil für individuelle Abschnitte des Verteilnetzes über diskret definierte Stufen erhöht wird. Eine Anteilserhöhung über diskrete Stufen erleichtert dann auch die Umstellung von KWK-Heizungsanlagen.

Grundsätzlich können Umstellungsprobleme für Übertragungs- und Verteilnetze sowie Gas-Endverbraucher auch gelöst werden, indem ein Teil des verfügbaren Wasserstoffes vor der Einspeisung zu Synthetic Natural Gas (SNG) methanisiert wird – Stichwort Power-to-Gas.

### 5.2 Neuanlagen

Aus Sicht der Heizungsindustrie können signifikante Wasserstoffbeimischungen auch deutlich über 10 Volumenprozent sicher und effizient verarbeitet werden. Die benötigten Produktanpassungen und Technologien werden derzeit entwickelt und in einer Reihe von Pilot- und Demonstrationsprojekten erprobt, u. a. innerhalb der Reallabore Energiewende.

Eine ganzheitliche Herangehensweise über die vollständige Gas-Wertschöpfungskette senkt Kosten und erhöht Akzeptanz. Je früher die notwendigen Weichenstellungen vorgenommen werden, desto besser – dies erleichtert Investitionsentscheidungen und sorgt für einen reibungslosen Gebäude-De karbonisierungspfad für Endverbraucher.

Die Heizungsindustrie ist bereit, die Entwicklung von Gas-Endgeräten auf steigende Anteile von Wasserstoff im Gasnetz auszurichten, damit neu eingebaute Heizungsanlagen zukunftssichere Eigenschaften für Nutzer und Gasnetzbetreiber aufweisen. Investoren und Endkunden wird hierdurch eine erhöhte Investitionssicherheit geboten.

Die technische Lebensdauer von Gasgeräten beträgt etwa 15 bis 20 Jahre. Wir sollten daher die Roadmap zur Dekarbonisierung der fossilen Gasinfrastruktur kurzfristig mit dem Neueinbau von Heizungsanlagen synchronisieren.

## 6. Politische Rahmenbedingungen für die Einführung und den Ausbau von Wasserstoff im Wärmemarkt

Die Europäische Union und Deutschland könnten dem Beispiel Japans folgen und eine eigene Wasserstoffstrategie erstellen. Japan setzt im Übrigen auf blauen und grünen Wasserstoff, sowie auf einen entsprechenden Technologiemark, in dem die Brennstoffzelle für Mobilität und Gebäude eine herausragende Rolle spielt.

Darüber hinaus empfiehlt sich eine konsequente und langfristig ausgerichtete Förderung zur Einführung von Wasserstoff im Energiesystem. Die Förderung sollte die Forschung, ordnungsrechtliche Anpassungen und finanzielle Anreize für Gaslieferanten/-versorger, Geräte-Produzenten und auch für Anwender der beschriebenen Wasserstofftechnologien umfassen.

Die Förderung sollte eine hohe Anschubfinanzierung sicherstellen und nach einem gewissen Zeitpunkt degressiv verlaufen. Die Degression sollte sich ausrichten an den zu erwartenden Skaleneffekten bei der Produktion, dem Transport und der Vermarktung von Wasserstoff im Heizungsbereich.

Ordnungsrechtlich sollte das Gebäudeenergiegesetz grünen und blauen Wasserstoff und Biomethan konsequent als erneuerbare Energie berücksichtigen, sowie deren Verwendung in Brennwertgeräten ebenso wie in KWK ermöglichen. Die Definition und Festschreibung von anreizenden Primärenergiefaktoren für wasserstoffanteilige Gase (etwa in Abhängigkeit des H<sub>2</sub>-Anteils im Erdgas) wäre ein wichtiger zukunftsgerichteter Verweis des Gesetzgebers, der auch die notwendigen Signale an Investoren setzen würde, mit dem Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur auf Basis des Erdgasnetzes zu beginnen.

Im technologischen Bereich empfiehlt sich die weitere Förderung der Brennstoffzelle und die Unterstützung von materialtechnischen und anderen Innovationen für die verstärkte Nutzung von Wasserstoff im Wärmeerzeugersystem. Darüber hinaus sollte die Politik auch die Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Aufgabenstellungen positiv unterstützen, d. h. auch finanzielle Hilfen für Test- und Prüfeinrichtungen, die notwendige Normung etc. einplanen.

## Anhang

### 7. Wasserstoff als erneuerbare Energieträger: Status und Entwicklungspotenziale

#### 7.1 Wasserstoff-Wirtschaft heute

Schon seit vielen Jahrzehnten existiert in den Industrieländern der Welt die Wasserstoff-Wirtschaft. Eine Vielzahl industrieller Prozesse im Chemie- und Stahlbereich erfordert den Einsatz von Wasserstoff.

Wasserstoff kommt nicht in der freien Natur vor, sondern ist in Wasser (H<sub>2</sub>O) gebunden. Der größte Teil industriell erzeugten Wasserstoffs wird über Dampfreformierung aus Kohlenwasserstoffen (z. B. Erdgas oder Erdöl) erzeugt. Auch über den elektrolytischen Prozess lässt sich H<sub>2</sub>O in H<sub>2</sub> (Wasserstoff) und O<sub>2</sub> (Sauerstoff) spalten. Der hierfür zur Verfügung stehende benötigte Strom entstammt in der Regel fossilen oder nuklearen Quellen.

## 7.2 Grüner Wasserstoff

Würde nunmehr der elektrolytische Prozess mit Strom aus erneuerbaren Energien erfolgen, wäre der dann erzeugte Wasserstoff ein purer CO<sub>2</sub>-freier erneuerbarer Energieträger. Der heute bei Windkraft und Photovoltaik oftmals anfallende Überschussstrom könnte – anstatt ihn wie heute oftmals üblich abzuregeln – für die Elektrolyse und die Produktion von Wasserstoff eingesetzt werden.

Die hier zur Debatte stehenden Mengen an grünem Wasserstoff fallen noch marginal aus. Würden aber weitere Kapazitäten an erneuerbarem Strom aus Wind und Photovoltaik in besonders geeigneten Regionen der Welt aufgebaut, könnte der gut zu transportierende grüne Wasserstoff erheblich an Bedeutung gewinnen.

## 7.3 Blauer Wasserstoff

In Ländern mit sehr hohen Erdgasreserven, wie Norwegen und Russland, bestehen Pläne, blauen Wasserstoff aus Erdgas zu erzeugen. Über die sogenannte Dampfreformierung kann aus Erdgas Wasserstoff gewonnen werden, übrig bleibt dann allerdings als Crackprodukt CO<sub>2</sub>. Besonders in Norwegen existieren konkrete Pläne, dieses aus Erdgas abgeschiedene CO<sub>2</sub> im Carbon Capture and Storage Verfahren (CCS) in der Erde (Kavernen, Stollen, ausgebeutete Öl- und Gasförderstätten etc.) zu verpressen. Hierfür bestehen nach Angaben der norwegischen Regierung sehr hohe Kapazitäten.

Bei einem weiteren Projekt zur Herstellung von blauem Wasserstoff, der Pyrolyse von Methan, entsteht neben dem gasförmigen Wasserstoff fester Kohlenstoff. Dieser kann problemlos gelagert oder industriell genutzt werden und könnte die bisherigen Kohlenstoffquellen (Kohle, Öl und Erdgas) ersetzen.

Der übrigbleibende Wasserstoff wäre bei beiden Verfahren CO<sub>2</sub>-frei und könnte insgesamt eine sehr große Rolle bei der Versorgung mit CO<sub>2</sub>-freiem Wasserstoff spielen. Es wird – und hier entstehen gegenwärtig Studien – davon ausgegangen, dass die Potenziale von blauem Wasserstoff deutlich über dem von grünem Wasserstoff stehen.

## 7.4 Methanisierung von Wasserstoff

Das heute für die Beheizung von Gebäuden eingesetzte Erdgas weist nur relativ geringe Schwankungen in der Qualität und dem Brennwert auf. Schwankungen entstehen hauptsächlich durch die unterschiedlichen Provenienzen der Gase. Über Eingriffe der Netzbetreiber (sogenanntes Konditionieren) können diese Schwankungen weitgehend stabilisiert werden. Kommt es zu der geplanten Beimischung von Wasserstoff, muss dies im Sinne der Produktsicherheit, der Effizienz, des Emissionsverhaltens und letztendlich der Betriebssicherheit und der Haltbarkeit der Wärmeerzeuger ebenfalls berücksichtigt werden.

Allerdings kann das Erdgasnetz auch nur begrenzt Wasserstoff aufnehmen. Als eine umsetzbare Option wird jedoch die Möglichkeit gesehen, Kohlendioxid mit dem in der Elektrolyse gebildeten Wasserstoff zu Methan umzuwandeln, zu methanisieren. Methan lässt sich nahezu unbegrenzt in das bestehende Erdgasnetz einspeisen. Der zusätzliche Prozessschritt der Methanisierung ist derzeit noch mit relativ hohen Kosten und Effizienzverlusten verbunden. Jedoch wird auch die Option Methanisierung von Kohlendioxid intensiv untersucht, unter anderem werden innovative dezentrale Konzepte erforscht.

## 8. Produktion und Herkunft von grünem und blauem Wasserstoff

Die Erzeugung von grünem Wasserstoff über elektrolytische Prozesse kann nur in sehr begrenztem Umfang über in Deutschland erzeugten erneuerbaren Überschussstrom realisiert werden. Insofern empfehlen sich als Produktionsstätten besonders wind- und sonnenreiche Regionen der Erde wie, z. B. Nordafrika, Sahara, Mittlerer und Naher Osten und an der chinesischen Grenze die Wüste Gobi. Auch weite Teile Afrikas und Lateinamerikas sowie Australien kommen für solche Produktionsstätten in Frage. Vorteile solcher genannten Produktionsstätten für Wasserstoff liegen in der hohen Kontinuität des Windaufkommens und der Sonneneinstrahlung. Diese hohe Kontinuität erleichtert eine Konstanz und im Übrigen auch technologisch deutlich einfachere Elektrolyse von Wasser.

Der in solchen Regionen produzierte grüne Wasserstoff kann mit heute verfügbaren Speichertechnologien gespeichert und über den Seeweg oder ggf. auch Pipelines transportiert werden. Die heutigen Energielieferanten Europas und Deutschlands könnten bei einer entsprechenden Klimaschutzpolitischen Rahmensetzung mit der Verpflichtung, hohe Anteile von grünem Wasserstoff nach Europa zu liefern, hierin ein Geschäftsmodell erkennen. Durch hohe Skaleneffekte könnten die heute noch hohen Produktionskosten in Zukunft gesenkt werden.

Die Voraussetzung dafür, dass blauer Wasserstoff CO<sub>2</sub>-arm oder -frei ist, liegt in der Möglichkeit und Entscheidung, CCS und ggf. auch CCU (Carbon Capture Usage) zu nutzen. Solche Entscheidungen zeichnen sich wie oben bemerkt bereits in Norwegen ab. Ein Land, das blauen Wasserstoff produziert und CCS oder CCU befürwortet, kann als verlässlicher Produzent und Lieferant von CO<sub>2</sub>-neutralem blauem Wasserstoff gelten. Der Transport des blauen Wasserstoffs könnte analog zu dem Transport von grünem Wasserstoff über Speichertanks und Pipelines erfolgen.

Im Falle von Russland und der Ukraine entstehen Szenarien, blauen und ggf. auch grünen Wasserstoff zu methanisieren, dem Erdgas beizumischen und über die bestehende Pipeline-Infrastruktur nach Europa zu transportieren. Russland untersucht darüber hinaus auch intensiv die Möglichkeit, Methan in Wasserstoff und Kohlenstoff aufzuspalten. Ebenfalls existieren Untersuchungen über Potenziale der Ukraine für die Produktion und den Export von reinem Biomethan.

## 9. Infrastruktur für Wasserstoff

### 9.1 Gasnetz und Gaskavernen

Das Gasnetz und der Gaskavernen in Deutschland bieten Speicherkapazitäten für eine Reserve von bis zu drei Monaten für die Versorgung Deutschlands mit Erdgas. Bei erhöhtem Aufkommen von grünem und CO<sub>2</sub>-frei erzeugtem blauem Wasserstoff würden das Gasnetz und die Gasspeicher zum bedeutendsten Speicher von erneuerbaren Energien in Deutschland werden. Damit umginge die Energiepolitik das bisher noch postulierte bestehende Dilemma, dass sich die benötigten Energiemengen in Batteriespeichern nur sehr bedingt und zu sehr hohen Kosten über längere Zeiträume speichern lassen. Hingegen würde die Speicherung des Wasserstoffs oder auch methanisierten Wasserstoffs eine langfristige, und vom Volumen her bedeutende und preiswerte Langzeit-Speicherung der erneuerbaren Energien zulassen.

### 9.2 Reine Wasserstoffnetze und -inseln

Es existieren Modelle und Pilotprojekte zur Einrichtung von reinen Wasserstoffnetzen oder auch -inseln. Solche Netze und Inseln könnten in unmittelbarer Nähe von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien entstehen. Der hier erzeugte und in solchen Netzen transportierte Wasserstoff könnte industriellen Zwecken, aber auch dem Wärmemarkt zukommen. Bei der Wärmeversorgung empfiehlt sich im Besonderen der Einsatz bereits markttauglicher Brennstoffzellen. Heute nutzen diese Brennstoffzellenheizungen Erdgas, das zuerst über einen Reformier in Wasserstoff umgewandelt wird. Dann wird der so erzeugte Wasserstoff in der Brennstoffzelle zu Wärme und Strom umgewandelt. Steht reiner Wasserstoff aus erneuerbaren Energien in einem Wasserstoffnetz zur Verfügung, würde die Brennstoffzelle Wärme und Strom komplett CO<sub>2</sub>-frei erzeugen können.

## BDH: Verband für Energieeffizienz und erneuerbare Energien

Die im Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V. (BDH) organisierten Unternehmen produzieren Heizsysteme wie Holz-, Öl- oder Gasheizkessel, Wärmepumpen, Solaranlagen, Lüftungstechnik, Steuer- und Regelungstechnik, Klimaanlage, Heizkörper und Flächenheizung/-kühlung, Brenner, Speicher, Heizungspumpen, Lagerbehälter, Abgasanlagen und weitere Zubehörkomponenten. Die Mitgliedsunternehmen des BDH erwirtschafteten im Jahr 2019 weltweit einen Umsatz von ca. 15,7 Mrd. Euro und beschäftigten rund 76.800 Mitarbeiter. Auf den internationalen Märkten nehmen die BDH-Mitgliedsunternehmen eine Spitzenposition ein und sind technologisch führend.

CO<sub>2</sub>-Senkung im  
Wärmemarkt mit  
Wasserstoff

Stand Dezember 2019