

Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmesektors

Studie

Dr. Christoph Gatzen
Frontier Economics Limited
Dr. Ann-Katrin Lenz
Frontier Economics Limited

Herausgeber

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

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

info@dvwg.de

www.dvgw.de

Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmesektors

Studie

September 2021

DVGW-Förderkennzeichen G 202101

Zusammenfassung

Hintergrund und Zielsetzung

Um das im internationalen Klimaabkommen von Paris im Jahr 2015 vereinbarte Ziel einer Erderwärmung um maximal 2 Grad Celsius (bzw. „möglichst“ um weniger als 1,5 Grad Celsius) einzuhalten, müssen globale Treibhausgasemissionen deutlich gesenkt werden. Vor diesem Hintergrund wurden sowohl auf EU-Ebene als auch auf nationaler Ebene ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt. Bei der Erfüllung dieser Ziele kommt dem Wärmemarkt angesichts seiner Größe und den damit einhergehenden Treibhausgasemissionen eine zentrale Rolle zu.

Zur Defossilisierung des Wärmesektors können u. a. erneuerbare oder emissionsarme Gase (Wasserstoff, synthetisches Methan, Biomethan) eine Rolle spielen. Dieses Potenzial grüner Gase (insbesondere von Wasserstoff) im Wärmesektor wird in der politischen Debatte aktuell jedoch mit Verweis auf Energieeffizienzsteigerungen („Gebäudesanierungen“) und einer Elektrifizierung mittels Wärmepumpen nicht hinreichend berücksichtigt. Aufgrund einer vermeintlich unzureichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff für alle Sektoren (Verkehr, Industrie, Wärme; „Champagner-Argument“) und der „Alternativlosigkeit“ von Wasserstoff in einigen Industrie- bzw. im Verkehrsanwendungen wird die Nutzung von Wasserstoff im Wärmemarkt von einigen Stakeholdern sogar explizit abgelehnt¹. Vor diesem Hintergrund hat der DVGW Frontier Economics damit beauftragt, die mögliche Rolle von erneuerbarem Wasserstoff im Wärmesektor näher zu untersuchen.

Heterogenität des Wärmesektors und nachfrageseitige Saisonalität des Wärmesektors erfordern grüne Moleküle zur Defossilisierung

Energieeffizienzsteigerungen mittels Gebäudesanierung bzw. die Elektrifizierung des Wärmemarktes durch elektrische Wärmepumpen sind ohne Zweifel wichtige Bausteine für die Wärmewende; eine zeitnahe Umsetzung im erforderlichen Umfang dürfte angesichts der großen Zahl unsanierter Altbauten jedoch viele praktische Probleme bereiten (die Sanierungsrate liegt flächengemittelt, auf alle Wohngebäude bezogen, aktuell bei ca. 1 % pro Jahr²). Darüber hinaus erfordert die hohe nachfrageseitige Saisonalität des Wärmesektors einen hohen Speicherbedarf, der im erforderlichen Umfang lediglich über Moleküle gedeckt werden kann, sowie – bei umfassender Elektrifizierung – einen erheblichen Bedarf an Back-up-Kapazität im Strommarkt. An kalten Wintertagen müssen dann viele Millionen Wärmepumpen auch in Zeiten von Windflauten sicher betrieben werden können. Eine signifikante Elektrifizierung des Wärmesektors im Jahr 2030 würde beispielsweise zu einem zusätzlichen Bedarf an gesicherter Stromerzeugungsleistung in Deutschland im Umfang von 7 bis 40 GW führen.

Grüner Wasserstoff ist angesichts möglicher Importe nicht knapper als grüner Strom „Made in Germany“

Angesichts der Größe der nachgefragten Energiemengen im Wärmesektor werden voraussichtlich auch zukünftig Importe von Energie allgemein sowie Wasserstoff im Speziellen erforderlich sein. Heute importiert Deutschland trotz des erfolgreichen Ausbaus der erneuerbaren

¹ Vgl. z. B. DNR et al. (2021), Offener Brief „Kein Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor“ an den Bundeswirtschaftsminister vom 11. Februar 2021; sowie Avere et al. (2021), Open letter “Decarbonising the EU building stock with available solutions and no direct use of hydrogen” an die Europäische Kommission vom 20. Januar 2021.

² Zu unterscheiden sind zudem Teil- und Vollsanierungen. Vgl. Umweltbundesamt (2020).

Stromerzeugung auf ca. 250 TWh/a Grünstromerzeugung immer noch rund 70 % seines Primärenergiebedarfes von ca. 3000 TWh/a (das meiste über fossile Mineralölprodukte und Erdgas). International gibt es verschiedene Länder, die gute Voraussetzungen zur Produktion und zum Export von erneuerbarem Wasserstoff besitzen und ein Interesse daran haben dürften als Exporteure für Deutschland und Europa aufzutreten. Da erneuerbare Gase im Gegensatz zu Strom auch über weitere Strecken transportierbar sind (per Pipeline oder Schiff), wird global erzeugter erneuerbarer Wasserstoff nicht knapper sein als deutscher Grünstrom. Das in den Diskussionen angeführte sogenannte „Champagner-Argument“ ist bei zeitnahe Aufbau bzw. Nutzung entsprechender internationaler Importketten also nicht zutreffend.

„Windows of Opportunity“ für erneuerbaren Wasserstoff sollten zur zügigen Defossilisierung möglichst effizient über alle Sektoren hinweg genutzt werden

Die Defossilisierung der Volkswirtschaft wird kurzfristig in allen Sektoren zunächst mit Kosten/Investitionen verbunden sein, die sich dann langfristig durch die Begrenzung des Klimawandels und dessen Wirkungen auf die Menschheit rentieren. In allen Sektoren gibt es zudem Anwendungen, bei denen Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen kann (z. B. Schwerlastverkehr oder Gebäude mit hoher und „peakiger“ Wärmenachfrage), aber auch Anwendungen, wo z. B. die direkte Elektrifizierung vermutlich einfacher wäre (beispielsweise Kleinwagen mit geringen Reichweitenanforderungen oder Neubauten mit geringen Wärmeleistungs- und Wärmebedarfsanforderungen). Auch sind die CO₂-Vermeidungskosten in den einzelnen Sektoren bei der Anwendung von grünem Wasserstoff als Defossilisierungsoption sehr abhängig von unterschiedlichen Vermeidungskostentreibern und dem Anwendungsfall in den jeweiligen Sektoren, wie wir überschlägig für vier exemplarische Anwendungsfälle³ berechnet haben. Je nach Annahme und Lebenszyklusbetrachtung für grünen Wasserstoff liegen die CO₂-Vermeidungskosten aus der Wasserstoffnutzung zwischen knapp 100 EUR/t CO₂ (günstigster Fall Industrie) bis hin zu knapp 1500 EUR/t CO₂ („hoher“ Fall, Logistikzentrum). Die Vermeidungskosten im Wärmesektor liegen im Vergleich zwischen den Industrie- und Verkehrsanwendungsbeispielen. Hohe Wasserstoffpreise treiben vor allem die Vermeidungskosten im Wärmemarkt hoch, während niedrige Wasserstoffpreise die Vermeidungskosten im Wärmemarkt schnell absenken können. Die Verkehrsfallstudie reagiert durch hohe Systemkostenanteile (Fahrzeugmehrkosten, Tankstelleninfrastruktur) hingegen darauf nur sehr eingeschränkt. Die Bandbreiten der CO₂-Vermeidungskosten der Wasserstoffanwendungen können schließlich auch innerhalb eines Sektors stark variieren. Beispielsweise liegen die Werte für den Austausch von grauem durch grünen Wasserstoff bei der Ammoniak-Produktion bei höheren H₂-Kosten mit bis zu 400 EUR/t CO₂ deutlich über den CO₂-Vermeidungskosten der Fallstudie für die Stahlindustrie. Zudem gibt es in allen Sektoren weitere „gute“ und „schlechte“ Anwendungsfälle für Wasserstoff (über unsere exemplarischen Fallbeispiele hinaus).

Angesichts der Unsicherheit über die Höhe der zukünftigen CO₂-Vermeidungskosten in den Sektoren sowie angesichts der Heterogenität der Anwendungsfälle innerhalb der Sektoren ist eine per se Ausklammerung des Wärmesektors beim kurz- bis mittelfristigen vorgesehenen Wasserstoffeinsatz – wie in der nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehen – aus unserer Sicht nicht sinnvoll zu begründen. Im Gegenteil: Für den Klimaschutz kommt es auf schnelles Handeln an, damit das verbleibende THG-Budget nicht bereits in den kommenden Jahren

³ Wir betrachten für den Verkehrssektor ein Logistikzentrum mit H₂- anstatt Diesel-LKWs, für den Wärmesektor ein Blending von H₂ in ein städtisches Gasverteilnetz im Umfang von 20 Vol.%, sowie für den Industriesektor die Umrüstung eines Stahlwerks auf Direktreduktion mit H₂, sowie den Ersatz von grünem durch grauen H₂ bei der Ammoniak-Produktion.

„aufgefressen“ wird. Hier kann z. B. der Wärmesektor durch geringe Systemintegrationskosten in Netzen mit geringer Zahl an H₂-sensiblen Verbrauchern einen Vorteil bieten.

Ferner sind soziale und industriepolitische Aspekte, wie Energiearmut, Investitionsfähigkeit oder auch internationale Wettbewerbsfähigkeit, in einer politischen Strategie zu beachten. Ebenso sind Resilienz und Robustheit von Defossilisierungsansätzen wichtig: Setzt man alles auf eine Karte – z. B. eine schnelle Verdrängung von Öl und Gas durch Wärmepumpen – kann es zu einer Überlastung des Stromsystems kommen, insbesondere wenn parallel der Kernenergieausstieg, der Kohleausstieg, die Verkehrswende, die Wärmewende, der großflächige Ausbau und die Anbindung der Offshore-Windenergie, sowie die Reduktion der Energieimportabhängigkeit (derzeit importiert Deutschland rund 70 % seines Primärenergiebedarfes) gleichzeitig angegangen werden sollen. Auch im Wärmemarkt sind daher neben den wichtigen „grünen Elektronen“ auch die „grünen Moleküle“ zwingend erforderlich, um überhaupt eine realistische Chance zu haben, die anstehenden Klimaschutzziele erreichen zu können.

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund der Studie: Potenzial von Wasserstoff im Wärmemarkt wird in der politischen Debatte nicht hinreichend berücksichtigt.....	1
2	Der Wärmesektor spielt eine wichtige Rolle bei der Defossilisierung der Volkswirtschaft	4
2.1	Der Wärmesektor spielt aufgrund seiner Größe eine wichtige Rolle bei der CO ₂ -Vermeidung in der Volkswirtschaft	4
2.2	Zur Erreichung der Klimaschutzziele können erneuerbare Gase und die vorhandene Gasnetzinfrastruktur eine wichtige Rolle spielen.....	6
2.3	und werden in allen Sektoren auch unverzichtbar sein.....	7
2.4	Fazit: Da die Elektrifizierung zur Defossilisierung des Wärmesektors ökonomische und technische Grenzen hat, werden grüne Moleküle (u. a. H ₂) ebenfalls eine zentrale Rolle spielen	17
3	Global denken – Grüner Wasserstoff ist nicht knapper als grüner Strom, da transportier- und speicherbar.....	19
3.1	Der Heimatmarkt der nationalen Wasserstoffstrategie zielt auf Technologieentwicklung – die erzeugten Mengen sind langfristig ein „Tropfen auf den heißen Stein“	19
3.2	Weltweit ist aber großes Potenzial zur Produktion von Wasserstoff vorhanden.....	20
3.3	Transport von erneuerbarem Wasserstoff nach Deutschland ist mittelfristig wirtschaftlich	21
3.4	Fazit: Globales Denken ist erforderlich, um den Endenergiebedarf zu decken und Kostenvorteile zu heben.....	24
4	CO ₂ -Vermeidungskosten sollten die Verwendung von Wasserstoff determinieren – vier Fallstudien.....	25
4.1	Einheitliche Annahmen zu Kosten und CO ₂ -Rucksack von grünem H ₂ für alle Fallstudien	27
4.2	Fallstudie Verkehr: Logistikzentrum mit Brennstoffzellen-LKWs.....	28
4.3	Fallstudie Industrie: Umrüstung eines Stahlwerks auf Direktreduktion mit Wasserstoff.....	30
4.4	Fallstudie Industrie: Ersatz von grauem durch grünen Wasserstoff in der Ammoniak-Produktion.....	35
4.5	Fallstudie Wärme: Blending von 20 Vol.-% H ₂ in ein städtisches Gasverteilnetz	36
4.6	Kein Lock-In-Effekt durch Blending im Wärmesektor zu erwarten	40
4.7	Fazit und Ausblick auf Bandbreite absolut möglicher Vermeidungskosten	42
5	Es kommt für den Klimaschutz auf die kommenden Jahre an und „Windows of Opportunity“ sollten möglichst effizient über alle Sektoren hinweg genutzt werden.....	47
6	Berücksichtigung der Ausgangssituation und klares Zielverständnis sind wichtig für die Festlegung der politischen Stoßrichtung.....	50
7	Fazit – Wir brauchen mehrere Technologieoptionen und auch Wasserstoff für den Wärmemarkt.....	53
8	Literaturverzeichnis	55

9	Abbildungsverzeichnis.....	61
10	Tabellenverzeichnis.....	63

1 Hintergrund der Studie: Potenzial von Wasserstoff im Wärmemarkt wird in der politischen Debatte nicht hinreichend berücksichtigt

Der Wärmesektor spielt eine wichtige Rolle bei Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens

Um das im internationalen Klimaabkommen von Paris im Jahr 2015 vereinbarte Ziel einer Erderwärmung um maximal 2 Grad Celsius (bzw. „möglichst“ um weniger als 1,5 Grad Celsius) einzuhalten, müssen globale Treibhausgasemissionen deutlich gesenkt werden. Vor diesem Hintergrund wurden sowohl auf EU-Ebene als auch auf nationaler Ebene ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt.

- **EU:** Bis 2050 soll die EU klimaneutral werden, bis 2030 sollen die EU-weiten CO₂-Emissionen gemäß dem Beschluss des EU-Gipfels vom 11. Dezember 2020 bereits um 55 % gegenüber dem Niveau von 1990 gesenkt werden.
- **Deutschland:** Mit dem Klimaschutzplan 2050 hat sich Deutschland das Ziel gesetzt, die nationalen Treibhausgasemissionen (THG) bis zum Jahr 2030 um 55 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren und im Jahr 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Diese Ziele werden voraussichtlich durch das Klimaschutzgesetz 2021 jedoch noch einmal verschärft werden (65 % weniger THG-Emissionen bis 2030, Klimaneutralität bis 2045).⁴

Bei der Erfüllung dieser Ziele kommt dem Wärmemarkt eine zentrale Rolle zu: Allein der Gebäudesektor ist heute für etwa 14 % der unmittelbaren CO₂-Emissionen in Deutschland verantwortlich bzw. knapp 25 %, wenn die indirekten Emissionen berücksichtigt werden, die im Energiesektor für die Bereitstellung von Energie im Gebäudesektor anfallen.⁵ Zusätzlich umfasst der Wärmemarkt auch erhebliche Wärmeverbräuche im Industriesektor. Ein Großteil der notwendigen Energie zur Wärmeherzeugung im Gebäude- und Industriesektor wird hierbei in Form von Erdgas über die Gasverteilnetze in Deutschland zu den Verbrauchern gebracht. Gemäß Klimaschutzplan 2050 von Dezember 2016 und Klimaschutzprogramm 2030 von Oktober 2019 sollen die **CO₂-Emissionen des Gebäudesektors bis 2030 auf 70 Mio. t gesenkt werden. Dies entspricht einer Reduktion von etwa 40 % gegenüber den etwa 118 Mio. t CO₂ im Jahr 2020.** Dabei ist jedoch davon auszugehen, dass das nationale Sektorziel für den Gebäudesektor im Rahmen eines Klimaschutzgesetzes 2021 weiter verschärft werden wird. Bis zum Jahr 2045 müssten die Emissionen im Gebäudesektor demnach vollständig eliminiert werden.

Defossilisierung des Wärmesektors durch erneuerbare und emissionsarme Gase derzeit nicht hinreichend berücksichtigt

Bei der Defossilisierung des Wärmesektors können – neben Energieeffizienzsteigerungen und einer Elektrifizierung mittels Wärmepumpen – auch erneuerbare oder emissionsarme Gase (Wasserstoff, synthetisches Methan, Biomethan) eine Rolle spielen. Dieses Potenzial von erneuerbaren und emissionsarmen Gasen, insbesondere Wasserstoff, im Wärmemarkt wird in

⁴ Vgl. die Pressemitteilung des BMWi zum Klimaschutzpakt vom 12. Mai 2021 unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>.

⁵ Vgl. Bundesregierung (2019), S. 50.

der politischen Debatte aktuell jedoch aus verschiedenen Gründen nicht hinreichend berücksichtigt, bzw. wird von einigen Stakeholdern sogar explizit negiert:⁶

- **Intra-Sektorenperspektive** – Der Wärmemarkt soll primär durch eine Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden („Sanierung von Gebäudehüllen“) und Heizungsanlagen in Kombination mit einer Elektrifizierung durch elektrische Wärmepumpen sowie erneuerbarer Fernwärme oder Solarthermie defossilisiert werden.⁷ Der Einsatz von erneuerbaren und/oder emissionsarmen Gasen, wie z. B. Wasserstoff, soll möglichst gering ausfallen. Dies wird mit einer geringeren Energieeffizienz, der Nutzungskonkurrenz des Wasserstoffs und einem möglichen Technologie-Lock-in begründet.
- **Inter-Sektorenperspektive** – Die europäische⁸ und deutsche⁹ Wasserstoffstrategie sehen den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in einer ersten Phase primär in der Industrie und im Schwerlastverkehr. Dies stützt sich im Wesentlichen auf die Kombination der Argumentation aus vermeintlich unzureichender Verfügbarkeit von Wasserstoff für alle Sektoren (Wasserstoff als „knappes Gut“, („Champagner-Argument“)¹⁰ in Verbindung mit der häufigen Alternativlosigkeit von Wasserstoff zur Defossilisierung von Anwendungsfällen in einigen Industrien und für einige Verkehrsträger.

Bei der Intra-Sektorenperspektive wird jedoch die Heterogenität des Wärmesektors außer Acht gelassen. Sanierung und Elektrifizierung stellen kurz- bis mittelfristig nur in einigen Anwendungsfällen echte Alternativen zur Defossilisierung durch erneuerbare oder emissionsarme Gase dar, da unsanierte Altbauten wahrscheinlich einen großen Teil des Gebäudebestands ausmachen¹¹ und eine zeitnahe Sanierung von Gebäuden in großem Umfang oder Einbauten von großen Wärmepumpenanlagen angesichts begrenzter Handwerkerkapazitäten, Anforderungen an Vorlauftemperaturen und Spitzenlasten in Mehrfamilienhäusern, Investitionsbedarfe, Implikationen auf Mieten etc. viele praktische Probleme bei der Umsetzung bereiten dürften. Aus Klimasicht kommt es aber auf eine schnelle Reduktion der Emissionen an, damit das noch verfügbare Treibhausgasbudget nicht schon in den ersten Jahren mit noch hohen Emissionen aufgebraucht wird.

Bei der Sektor-fokussierten Betrachtung werden zentrale Vorteile des Wärmesektors bei der Aufnahme von Wasserstoff ignoriert, wie dessen vergleichsweise geringe Systemintegrationskosten. Ein „Blending“ von Wasserstoff in das Gasverteilnetz kann bis zu einer Grenze von 10-20 Vol.-% ohne größere „Upfront-Investitionen“ erfolgen und somit den zügigen Aufbau eines Wasserstoffmarktes unterstützen. Zudem ist mit Blick auf die Möglichkeit des Imports von Wasserstoff und einem heute schon vorhandenen globalen Energiehandel zu hinterfragen, inwiefern global erzeugter Wasserstoff tatsächlich ein „knapperes Gut“ darstellt als in Deutschland bzw. Nachbarländern erzeugter Grünstrom.

⁶ Vgl. z. B. DNR et al (2021) sowie Avere et al. (2021).

⁷ Vgl. BMU (2016), S. 42.

⁸ Europäische Kommission (2020).

⁹ BMWi (2020a).

¹⁰ Dies wurde u. a. von verschiedenen Verbänden im Rahmen des offenen Briefs „Kein Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor“ von verschiedenen Umwelt- und Naturschutzverbänden vom 11. Februar 2021 propagiert, vgl. DNR et al. (2021).

¹¹ Ca. 70 % der Gebäude wurden vor 1979 und somit vor der ersten Wärmeschutzverordnung aus dem Jahr 1977 gebaut. Zudem gelten lediglich gut 13 % der Bestandsgebäude als vollsaniert oder Neubau; rund 36 % der heutigen Wohngebäude gelten als unsaniert und etwas mehr als 51 % zumindest teilsaniert. Vgl. Umweltbundesamt (2019).

Aufbau der Studie

Vor diesem Hintergrund analysieren wir in dieser Studie im Auftrag des DVGW

- die Notwendigkeit von erneuerbarem und emissionsarmen Wasserstoff bei der Defossilisierung des Wärmesektors (Kapitel 2),
- die Verfügbarkeit von Wasserstoff bei Berücksichtigung eines globalen Wasserstoffmarktes (Kapitel 3),
- CO₂-Vermeidungskosten unter Berücksichtigung von Systemintegrationskosten für ausgewählte Fallstudien in den Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme (Kapitel 4),
- die besondere Rolle des Wärmemarktes als Vorreiter, Koordinator für die „Plattformtechnologie“ Wasserstoff (Kapitel 5), sowie
- die Festlegung und Auswahl einer politischen Stoßrichtung unter Berücksichtigung der Ziele der Politik für eine ausgewogene Balance aus Technologieförderung im Heimatmarkt und Kosteneffizienz der Energiewende (Kapitel 6),
- bevor wir in Kapitel 6 die wesentlichen Ergebnisse kurz zusammenfassen.

2 Der Wärmesektor spielt eine wichtige Rolle bei der Defossilisierung der Volkswirtschaft

2.1 Der Wärmesektor spielt aufgrund seiner Größe eine wichtige Rolle bei der CO₂-Vermeidung in der Volkswirtschaft

Wärmesektor kann unterschiedlich weit definiert werden und umfasst einen Endenergieverbrauch von bis zu 1400 TWh

Der Wärmesektor kann unterschiedliche Arten von Wärme- (und Kälte-) Anwendungen verschiedener Nutzergruppen umfassen. Infolgedessen kann auch die Größe des Wärmesektors entsprechend schwanken (siehe Abbildung 1):

1. Im Fall einer **eng gefassten Definition**, die den Endenergiebedarf für **Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte von Haushalten sowie** Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (**GHD**) berücksichtigt, würde der Wärmesektor gut **700 TWh an Endenergieverbrauch** umfassen.
2. Nimmt man zudem den Endenergieverbrauch für **Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte der Industrie** hinzu, resultiert ein Verbrauch von insgesamt **ca. 760 TWh**.
3. Eine noch weiter gefasste Definition **inklusive Prozesswärme- und Prozesskältebedarf** der drei Nutzergruppen würde den Verbrauch nahezu verdoppeln (**1400 TWh**).

Je nach Definition ist der Endenergieverbrauch im Wärmebereich also fast doppelt so groß wie der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor.¹²

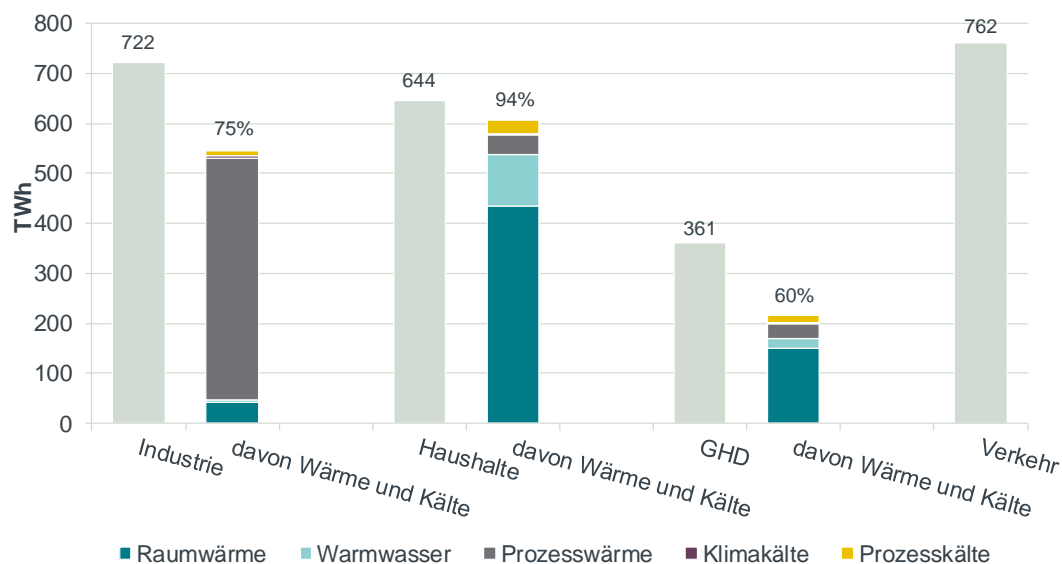


Abbildung 1 Anteil Wärmebedarf am Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018

Quelle: Frontier Economics basierend auf BMWi (2020b)

¹² In dieser Studie beziehen wir uns i. d. R. auf die zweite Definition bzw. geben an, falls wir davon abweichen.

CO₂-Emissionen des Gebäudesektors und Teile der Energiewirtschaft sind bis 2030 gegenüber heute um weitere 75 Mio. t CO₂-eq zu reduzieren

Die mit dem Endenergieverbrauch im Wärmesektor verbundenen CO₂-Emissionen (bzw. Emissionen von CO₂-Äquivalenten) sind in den offiziellen Statistiken und Energiebilanzen dem Gebäudesektor und teilweise der Energiewirtschaft zugeordnet (siehe Abbildung 2). Letztere umfasst alle Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger in Kraftwerken der öffentlichen Strom- und Wärmebereitstellung. Im Jahr 2019 war der Gebäudesektor für ca. 120 Mio. t CO₂-eq (14 % der unmittelbaren CO₂-Emissionen in Deutschland) verantwortlich, zzgl. der indirekten Emissionen aus dem Energiesektor für ca. **200 Mio. t CO₂-eq** (knapp 25 %).¹³ Dies entspricht einer Reduktion der Emissionen gegenüber 1990 um 42 % im Gebäudesektor und 46 % in der Energiewirtschaft.

Gemäß dem Klimaschutzplan 2050 von Dezember 2016 und dem Klimaschutzprogramm 2030 von Oktober 2019, sollen die Emissionen des Gebäudesektors bis zum Jahr 2030 auf 70 Mio. t, die der Energiewirtschaft auf 175 Mio. t gesenkt werden. Dies entspricht einer Reduktion um rund 60 % bis 2030 gegenüber 1990 (-67 % im Gebäudesektor und -62 % in der Energiewirtschaft)¹⁴. Wenn wir die bereits erfolgten Reduktionen von 1990 bis 2019 berücksichtigen und den Anteil der Emissionen des Wärmebedarfs an der Energiewirtschaft bei gut 30 % konstant halten, entspricht dies einer noch notwendigen **weiteren Senkung um weitere 75 Mio. t CO₂ bis zum Jahr 2030 gegenüber 2019 in den Bereichen Gebäude und Energiewirtschaft (für Wärmebereitstellung) bzw. einer Reduktion um knapp 40 % im Vergleich zum heutigen Emissionsniveau im Wärmesektor. Langfristig (2050) soll der Wärmesektor nahezu emissionsfrei sein.**

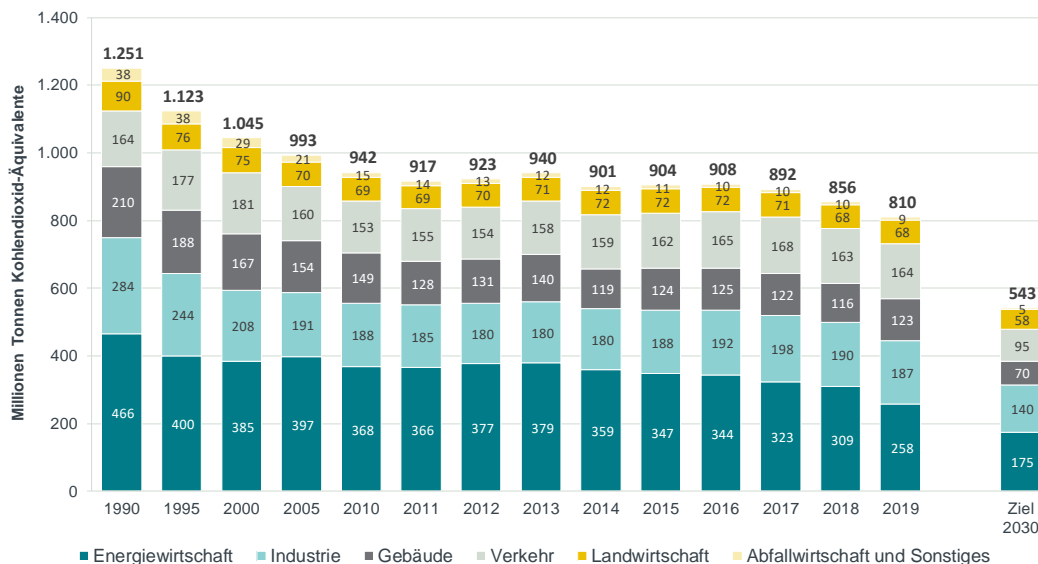


Abbildung 2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland

Quelle: Frontier Economics (2021a) auf Basis von BMU (2020)

¹³ Vgl. Bundesregierung (2019), S. 50.

¹⁴ Vgl. BDEW (2020a), S. 13.

2.2 Zur Erreichung der Klimaschutzziele können erneuerbare Gase und die vorhandene Gasnetzinfrastruktur eine wichtige Rolle spielen...

Der in Abschnitt 2.1 skizzierte Endenergieverbrauch von 1400 TWh bei weit gefasster Definition des Wärmesektors (inklusive Prozesswärme) basiert zu großen Teilen auf fossilen (importierten) Energieträgern. Die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland weist für 2018 einen Bedarf von ca. **1000 TWh an fossilen Energieträgern für Wärme** aus, d. h. für dezentrale Heizungen mit Erdgas, Flüssiggas und Heizöl sowie Fernwärme mit Erdgas und Kohle (siehe Abbildung 3). Diese fossilen Energieträger können u. a. durch „grüne Moleküle“, z. B. durch erneuerbaren Wasserstoff (bzw. erneuerbare Gase allgemein) ersetzt werden, um den Wärmesektor zu defossilisieren. Weitere wichtige und notwendige Optionen zur Defossilisierung wären die Steigerung der Energieeffizienz und somit Senkung des Primärenergieverbrauchs, die Nutzung von dezentraler Solarthermie und Biomasse und der Umstieg auf elektrische Wärmepumpen.

Darüber hinaus kann erneuerbarer Wasserstoff auch in den Sektoren Industrie (als Feedstock) und Verkehr (z. B. im Straßenverkehr inklusive Schwerlastverkehr oder in Zügen) Anwendung finden. Hier bestehen zusätzliche Anwendungspotentiale (siehe Abbildung 3).

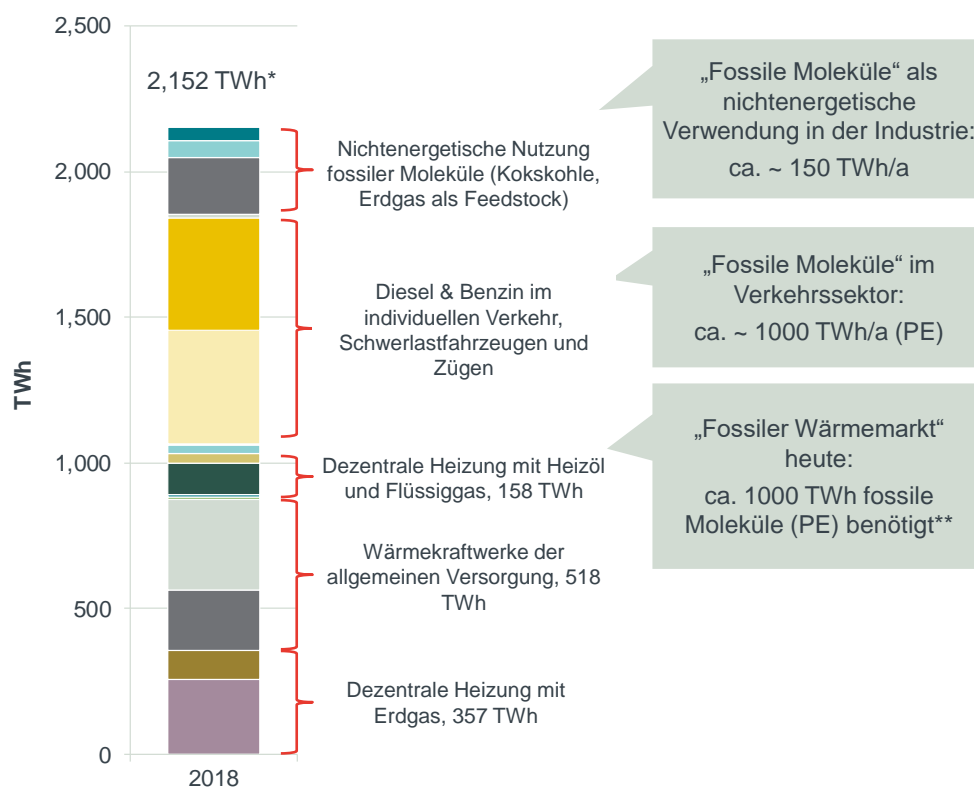


Abbildung 3 Fossile Energieträger spielen derzeit eine große Rolle und können u. a. durch erneuerbaren Wasserstoff ersetzt werden

Quelle: Frontier Economics basierend auf AG Energiebilanz e.V. (2020)

Hinweis:* Nicht in der Grafik enthalten sind Primärenergie-Beiträge von Kernkraft, Erneuerbaren Energien und Braunkohle – ca. ~ 1000 TWh (Primärenergie) plus „andere Gase“ sowie sonstige Anwendungen, z. B. im Agrarsektor.

** Dies schließt jeglichen Stromverbrauch von Wärmepumpen sowie die Verwendung von Biogasen, Biomasse, PV etc. aus, die ebenfalls Teil des Wärmesektors sind, aber in Zukunft wahrscheinlich nicht durch Wasserstoff ersetzt werden.

Der erneuerbare Wasserstoff kann entweder lokal produziert oder über ein reines Wasserstoffnetz, mittels Blending in bestehende Erdgasnetze oder in flüssiger Form per LKW zu den Verbrauchern transportiert werden. Je nach Anwendung sind die einzelnen Wege unterschiedlich

vorteilhaft und dementsprechend unterschiedlich wahrscheinlich. Eine sehr grobe Darstellung möglicher Wege in Abhängigkeit vom Endverbraucher ist in Abbildung 4 zu finden. In Kombination mit den Energieverbräuchen aus 2018 ist ersichtlich, dass die heutigen Gasverteilnetze eine zentrale Rolle bei der Verteilung von erneuerbaren Gasen spielen. So könnten über das Verteilnetz heute knapp 1000 TWh fossile durch erneuerbare Moleküle ersetzt werden. Der tatsächliche Wert dürfte allerdings deutlich darunter liegen, da z. B. der Switch von Heizöl auf Wasserstoff u. a. einen Gasnetzanschluss erfordert und einige heutige Heizölnutzer auch auf Wärmepumpen, solarthermische Energiegewinnung oder Biomasse umsteigen werden. Ein Blick auf die Größenordnungen zeigt aber, dass Gasverteilnetze eine wichtige Rolle spielen werden, um „grüne Moleküle“ zu den Endverbrauchern zu bringen.

		Lokale H ₂ -Produktion 	Reines H ₂ -Netz 100 % H ₂	Blending 	LKW mit flüssigem H ₂ 	Ungefährer Energieverbrauch 2018 in TWh
Industrie	Industrie (H ₂ als Feedstock)	✓	✓	✓		100
	Straßenverkehr (exkl. CNG- Fahrzeuge)				✓	200
Verkehr	CNG-Tankstellen			✓		400
	Schienenverkehr	✓				5
Wärme	Dezentrale Wärmeversorgung (inkl. Erdgas, Heizöl, ohne EE u. Strom)			✓		550
	Fernwärme		✓			520
TWh		35	555	985	200	1773

Abbildung 4 Es gibt unterschiedliche Wege zum Transport erneuerbaren Wasserstoffs zum Endverbraucher in den Sektoren (schematische Darstellung der Potenziale)

Quelle: Frontier Economics. Energieverbräuche basieren auf AG Energiebilanz e.V. (2020).

Hinweis: Beim Blending von Wasserstoff wird (im Gegensatz zum reinen H₂-Netz) lediglich ein gewisser Anteil an Erdgas im Gasnetz durch Wasserstoff ersetzt. CNG-Tankstellen (sowie weitere potentielle H₂-sensible Verbraucher) können dabei über Filteranlagen geschützt werden.

Der Energieverbrauch der Industrie (Feedstock) wurde gleichmäßig über die drei Optionen aufgeteilt.

2.3 ...und werden in allen Sektoren auch unverzichtbar sein

In den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie existieren neben der oben bereits skizzierten Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff bzw. erneuerbaren Gasen regelmäßig auch weitere Optionen zur Defossilisierung. Im Grunde ähneln sich die Optionen in den jeweiligen Sektoren und umfassen die direkte Elektrifizierung, Energieeffizienzmaßnahmen oder die Anwendung grüner Moleküle aus Biomasse oder nicht biogenen nachhaltigen Brennstoffen. Die technischen Lösungen variieren dann mit der jeweiligen Anwendung und den Erfordernissen in den Sektoren. Im Verkehrssektor kommt es z. B. auf Volumen und Gewichte und Energiedichte an. Im Wärmesektor eher um die Deckung saisonal schwankender Nachfrage und deutlich größere Energiemengen sowie Spitzenlasten je Anwender. Die wesentlichen Defossilisierungsoptionen in den Sektoren sowie Anwendungsfälle mit begrenzten Alternativen sind in Abbildung 5 dargestellt (keine abschließende Liste).

	Wärmesektor	Verkehrssektor	Industriesektor
Alternative Defossilisierungsoptionen zu erneuerbarem Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> Gebäudesanierung Elektrische Wärmepumpen für Raumwärme und Warmwasser von HH, GHD und kleineren Industriebetrieben Fernwärme Nahwärme (z. B. über Abwärme) Solarthermie Biomasse 	<ul style="list-style-type: none"> E-Mobilität insbesondere für PKW, leichte Nutzfahrzeuge und Schienenverkehr Biokraftstoffe Synthetische Kraftstoffe 	<ul style="list-style-type: none"> Prozesswärme: Wärmepumpen für geringe bis max. mittlere Temperaturniveaus (Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte der Industrie siehe Spalte zum Wärmesektor)
Allenfalls begrenzte Alternativen zu erneuerbarem Wasserstoff bzw. synthetischen Energieträgern	<i>Schnelle und umfassende Elektrifizierung durch erforderliche Gebäudesanierung, Saisonalität und erforderliche Back-up-Erzeugung begrenzt</i>	<ul style="list-style-type: none"> Schwerlastverkehr Seeschifffahrt Luftverkehr 	<ul style="list-style-type: none"> Prozesswärme mit hohen Temperaturniveaus Stoffliche Nutzung von H₂

Abbildung 5 Übersicht zu Defossilisierungsoptionen in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die in der Abbildung verwendete Definition des Wärmesektors entspricht der zweiten Definition in Abschnitt 2.1.

In allen drei Sektoren existieren neben Wasserstoff weitere Defossilisierungsoptionen, die insbesondere auf direkter Elektrifizierung oder biogenen Energieträgern basieren. Es wird allerdings ebenfalls deutlich, dass in allen Sektoren Anwendungen existieren, bei denen erneuerbarer Wasserstoff bzw. darauf basierende synthetische Energieträger nahezu alternativlos sind bzw. erhebliche Vorteile aufweisen. Für den **Verkehrs- und Industriesektor** gilt:

- Elektrifizierung – Im Verkehrssektor gilt dies z. B. für den Schwerlastverkehr, die Seeschifffahrt oder den Luftverkehr, die in absehbarer Zukunft nur eingeschränkt elektrifizierbar und somit auf synthetische Kraftstoffe zur Defossilisierung angewiesen sind.¹⁵ In der Industrie wird die stoffliche Nutzung von Wasserstoff beispielsweise in der Chemieindustrie oder die Verwendung von Wasserstoff bei der Umwandlung zur Erzeugung von Prozesswärme mit hohen Temperaturniveaus nicht oder kaum ersetzbar sein.
- Der Einsatz von biogenen Energieträgern ist schließlich durch das vorhandene Potential begrenzt. Mit Blick auf die Gasnetze wird zumindest bei Biogas deren zentrale Rolle ebenso gestärkt.

Die Erforderlichkeit von erneuerbarem Wasserstoff im **Wärmesektor** werden wir im Folgenden detaillierter untersuchen.

Durch die Heterogenität des Wärmesektors bestehen nur z. T. Alternativen zur Defossilisierung mit grünen Molekülen (auf Wasserstoffbasis)

Zur Defossilisierung der Wärmebereitstellung im Gebäudesektor – also bei Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser für Haushalte, GHD und Industriebetriebe (Definition 2, siehe Abschnitt 2.1) – stellt der Grundsatz „Efficiency First“ regelmäßig ein wesentliches Element dar. „Efficiency First“ kann durch bessere Dämmung von Gebäuden sowie durch effizientere

¹⁵ Vgl. z. B. Agora Energiewende (2017).

Heizungssysteme erzielt werden. Unter letztere fallen insbesondere Wärmepumpen,¹⁶ die allerdings nur in Gebäuden mit einem recht hohen Sanierungsstand effizient eingesetzt werden können.

Abbildung 6 zeigt, dass der Wohnungsbestand in Deutschland relativ alt ist. Ca. 25 % des Wohnungsbestandes wurde vor 1949 erbaut und weitere 42 % bis zum Jahr 1978. Damit stammen rund 2/3 der Wohnungen aus der Zeit vor der ersten Wärmeschutzverordnung im Jahr 1977. Zudem gelten lediglich gut 13 % der Bestandsgebäude als vollsaniert oder Neubau und entsprechen damit höheren energetischen Standards;¹⁷ rund 36 % der heutigen Wohngebäude gelten als unsaniert und etwas mehr als 51 % zumindest teilsaniert.¹⁸ Angesichts von derzeitigen Vollsanierungsraten von knapp 1 % pro Jahr, kann eine zur Erreichung der Klimaziele ausreichend zeitnahe Sanierung der Gebäude in Frage gestellt werden.¹⁹ Elektrische Wärmepumpen können somit lediglich in begrenztem Umfang bei der großen Zahl an unsanierten Altbauten zur Defossilisierung eingesetzt werden, sondern sind eher für Neubauten geeignet.

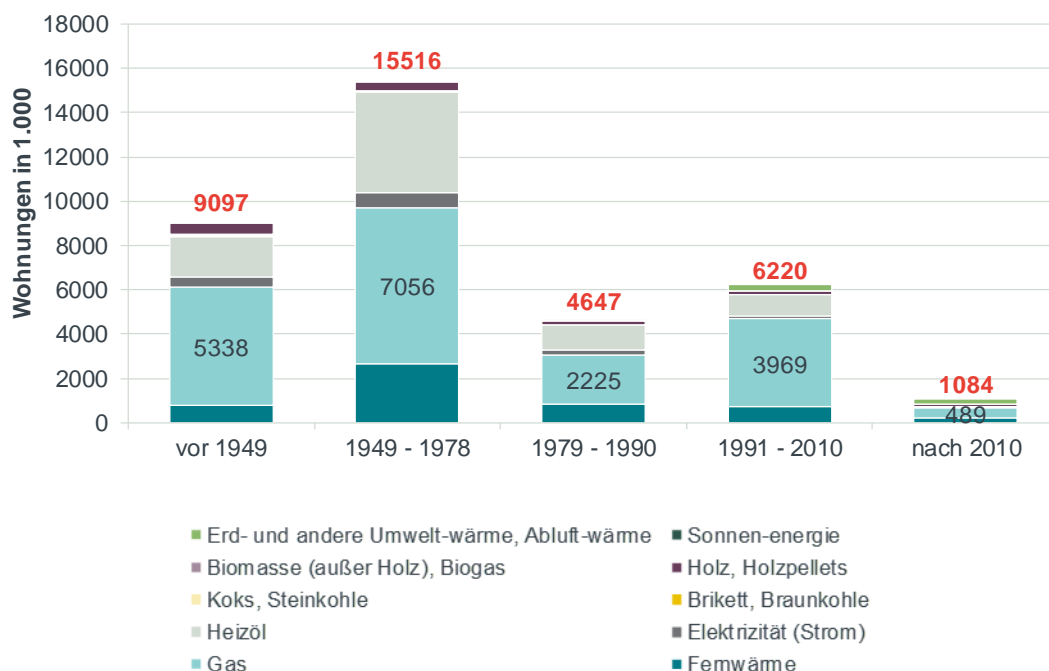


Abbildung 6 Altersstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2018 (insgesamt knapp 40 Mio. Wohnungen)

Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten des Statistischen Bundesamtes – 2018 – Wohnen in Deutschland, Zusatzprogramm des Mikrozensus 2018

Ferner ist aus Abbildung 6 ersichtlich, dass gut 50 % der Wohnungen mit Baujahr vor 1979 mit Erdgas beheizt werden. Der Anteil dieser Wohnungen an allen mit Erdgas beheizten Wohnungen beträgt 65 % und dürfte – angesichts eines mit abnehmender Isolierung steigenden Verbrauchs pro m² – den Großteil des Gesamterdgasverbrauchs von Haushalten ausmachen. Das Blending von Wasserstoff in bestehende Erdgasnetze stellt somit eine Möglichkeit dar,

¹⁶ Wärmepumpen nehmen unter Aufwendung von elektrischer Arbeit thermische Wärmeenergie aus der Umwelt (Luft, Wasser, Erde) auf und geben diese als Nutzwärme ab. Bei Verwendung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen erfolgt somit eine CO₂-freie Produktion von Wärme.

¹⁷ D. h. gemäß den Plausibilitätskriterien des Umweltbundesamtes (2019), S. 33, 10 bis 150 kWh/m² und Jahr.

¹⁸ Vgl. Umweltbundesamt (2019), S. 76.

¹⁹ Vgl. für nähere Erläuterungen auch Frontier Economics (2021a).

Erneuerbare Energie im Wärmemarkt auch bei geringem Sanierungsstand zu stärken und Emissionen zeitnah zu senken.

Zudem erfordert die nachfrageseitige Saisonalität des Wärmesektors einen hohen Speicherbedarf

Eine zukünftig hohe Zahl an Wärmepumpen würde, neben den bereits skizzierten Herausforderungen bei der Gebäudesanierung, erhebliche Auswirkungen auf die Stromnachfrage besitzen. Die monatliche Stromnachfrage ist aktuell über das Jahr weitgehend konstant (siehe Abbildung 7) und deckt sich im monatlichen Durchschnitt recht gut mit dem Erzeugungsprofil von Wind- und PV-Anlagen in Deutschland (siehe Abbildung 8).

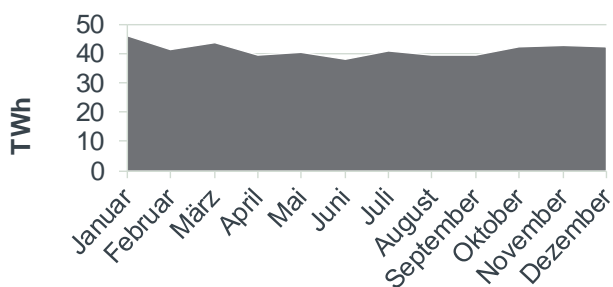


Abbildung 7. Monatliche Stromnachfrage Deutschland 2019

Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten von SMARD.de

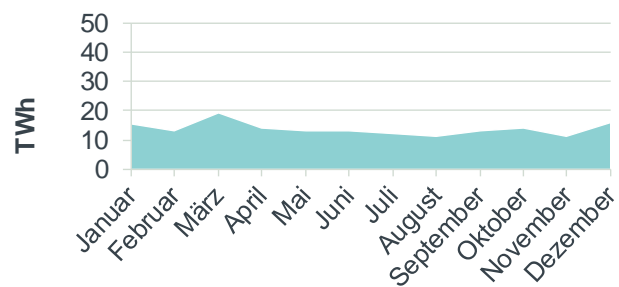


Abbildung 8. Monatliche Erzeugung von Wind und PV in Deutschland 2019

Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten von SMARD.de

Der in Abbildung 9 dargestellte monatliche Erdgasverbrauch weist hingegen starke saisonale Schwankungen auf, die primär durch den Wärmebedarf getrieben sind. Dabei liegt die monatliche Spitzennachfrage beim Erdgas bei bis zu 150 TWh/Monat, die monatliche Spitzennachfrage von Strom lediglich bei ca. 45 TWh/Monat, d. h. um Faktor 3 niedriger.

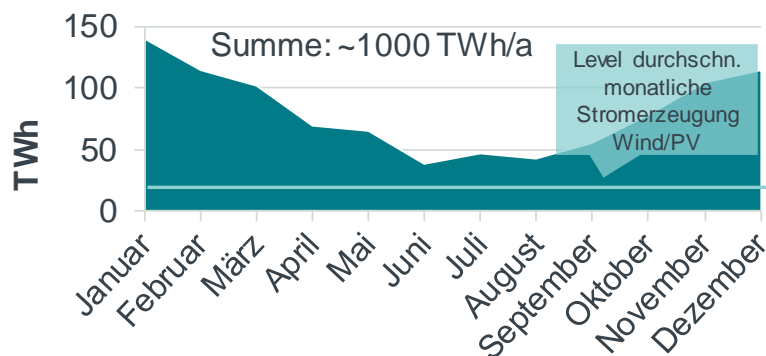


Abbildung 9 Monatlicher Erdgasverbrauch (2019) ist – hauptsächlich durch den Wärmemarkt – stark saisonal getrieben

Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten von BDEW, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/monatlicher-erdgasverbrauch-deutschland-2019/>

Auch über das Jahr betrachtet sind die nachgefragten Mengen an Strom mit knapp 550 TWh/a (Endenergieverbrauch) und Erdgas mit 1000 TWh/a stark unterschiedlich. Der gesamte Endenergiebedarf im Wärmesektor liegt für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme (inklusive weiterer Primärenergieträger) bei ca. 1400 TWh. Demgegenüber beträgt die heutige EE-Stromerzeugung in Deutschland lediglich knapp 250 TWh/a und entspricht somit lediglich ca. 13 % des heutigen aggregierten Endverbrauchs an Strom und Energiebedarf im Wärmesektor. Selbst wenn man den kompletten heute erzeugten erneuerbaren Strom in Deutschland durch

Wärmepumpen (mit einer über das Jahr realisierbaren durchschnittlichen Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe von 2,5)²⁰ in 625 TWh/a Wärme umwandeln würde (und damit andere Sektoren wie Verkehr und sonstige Stromnachfrage in Industrie und Haushalten vom Zugang zu Grünstrom statistisch ausschließen würde), könnte lediglich ein Anteil von ca. 45 % der heutigen Wärmenachfrage (650 von 1400 TWh/a) gedeckt werden.

Die hohen Unterschiede beim Energiebedarf würden im Fall einer weitgehenden Elektrifizierung des Wärmesektors trotz Energieeffizienzsteigerung zu einem sehr starken Anstieg des Stromverbrauchs führen. Dieser Anstieg dürfte durch EE-Anlagen in Deutschland wahrscheinlich schwierig abzudecken sein und würde bei unzureichender Vor-Ort-Produktion den Import und somit die Transportierbarkeit von „grüner“ Energie in Form von Strom und grünen Molekülen erfordern. Ein Import über längere Strecken (d. h. von außereuropäischen Produktionsstandorten) kann regelmäßig lediglich über Moleküle erfolgen und nicht über Strom direkt.²¹ Auch im Fall einer weiten Verbreitung von Wärmepumpen wäre folglich eine teilweise Umwandlung in Wasserstoff oder darauf basierender Energieträger zum Transport (mit Rückverstromung in Deutschland) erforderlich. Dies gilt auch für den innereuropäischen/-deutschen Transport von Grünstromerzeugungszentren z. B. im Norden Deutschlands (Küstenstandorte, Offshore-Wind) zu den Verbrauchszentren in NRW oder Süddeutschland, wenn der Bau weiterer HGÜ-Leitungen in Deutschland oder innerhalb Europas, z. B. aufgrund von Akzeptanzproblemen, nicht oder nur mit großer Vorlaufzeit (> 10 Jahre) umsetzbar ist,²² während internationale Gaspipelines bereits vorhanden sind und umgestellt werden könnten.

Aus der Kombination aus nachfrageseitiger Saisonalität des Wärmesektors und der vergleichsweise konstanten Stromerzeugung von EE-Anlagen in Deutschland ergibt sich, dass bei einer umfangreichen Elektrifizierung des Wärmesektors eine Zwischenspeicherung erheblicher Energiemengen für längere Perioden notwendig wäre. Eine Zwischenspeicherung wäre durch Umwandlung von Strom in Wasserstoff und spätere Rückverstromung möglich. Batterien sind zur Speicherung von Strom in den erforderlichen Mengen über längere Zeiträume hingegen auch zukünftig trotz verbesserter Batterietechnologie ungeeignet.²³ Dies zeigt auch ein Blick auf die derzeit im Markt vorhandenen Speicherkapazitäten: Existierende Stromspeicherkapazitäten (inklusive Pumpspeicher) belaufen sich in Deutschland auf lediglich 0,04 TWh, während die vorhandene Gasinfrastruktur mit Gasspeichern mit einem installierten Arbeitsgasspeichervolumen von 260 TWh in Deutschland bereits auf die hohe Saisonalität der Wärmenachfrage ausgerichtet ist.²⁴

²⁰ Die Jahresarbeitszahl hängt sowohl von der Art der Wärmepumpe sowie der Außentemperatur ab. Die durchschnittlich realisierbare Jahresarbeitszahl von 2,5 basiert auf der in diesem Abschnitt weiter unten getroffenen vereinfachten Annahme, dass in den kalten Monaten – also 1/3 des Jahres – lediglich eine Jahresarbeitszahl von 1,5 erreicht werden kann, während 2/3 der Zeit eine Jahresarbeitszahl von 3 erreicht wird.

²¹ Ein Transport über weitere Strecken (ab ca. 600 km, vgl. z. B. Siemens Fact Sheet High-voltage Direct Current Transmission, verfügbar unter www.siemens.com/press/pool/de/feature/2013/energy/2013-08-x-win/factsheet-hvdc-e.pdf) wäre über High Voltage Direct Current (HVDC) Leitungen realisierbar. Die weltweite längste HGÜ-Leitung befindet sich in China und beträgt gut 3000 km (vgl. die Pressemitteilung von ABB unter <https://new.abb.com/news/detail/13922/abb-wins-orders-of-over-300-million-for-worlds-first-1100-kv-uhvdc-power-link-in-china>).

²² Vgl. hierzu beispielsweise die Realisierungszeiten für die derzeitigen HGÜ-Projekte in Deutschland. Gemäß dem Netzentwicklungsplan Strom 2022 aus dem Jahr 2012 wurde eine Inbetriebnahme der HGÜ-Leitungen in den Jahren von 2017 bis 2021 anvisiert. Im Netzentwicklungsplan Strom 2035 aus dem Jahr 2021 wird hingegen von einer anvisierten Inbetriebnahme in den Jahren 2023 bis 2028 ausgegangen.

²³ Vgl. Sterner/Stadler (2014).

²⁴ Vgl. Frontier Economics basierend auf Basis von Gas Infrastructure Europe and Geth et al. (2015).

Bei einer großen Zahl elektrischer Wärmepumpen ist eine hohe Back-up-Erzeugung für kalte Winter erforderlich

Eine überwiegende Elektrifizierung des Wärmemarktes würde nicht nur Herausforderungen in Bezug auf die zu verschiebenden Energiemengen (TWh) mit sich bringen, sondern wäre auch mit Blick auf die Stromerzeugungskapazitäten (GW) zur Absicherung der Wärmepumpen problematisch.

Der Stromsektor ist bislang nicht auf die Bedienung der Saisonalität des Wärmesektors ausgerichtet. Dies gilt insbesondere für die Stromerzeugungskapazitäten mit Blick auf zukünftig mögliche Spitzenlasten im Fall einer umfangreichen Elektrifizierung des Wärmesektors. Die offizielle Leistungsbilanz der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zeigt, dass mittelfristig bereits ohne eine starke Steigerung der Spitzennachfrage erhebliche Herausforderungen auf uns zukommen, da in Folge des Kohle- und Kernenergieausstieges erhebliche Mengen an „gesicherter Leistung“ das System verlassen.²⁵ Spitzenlasterhöhend wirken dann neben der Elektrifizierung des Wärmesektors auch die Elektrifizierung des Verkehrssektors. Eine signifikante **Elektrifizierung des Wärmesektors würde zu einem zusätzlichen Bedarf an gesicherter Leistung im Umfang von 7 bis 40 GW führen. Insgesamt wären zusätzliche Back-up-Kapazitäten im Umfang von 25 bis 58 GW aufzubauen** (Abbildung 10).

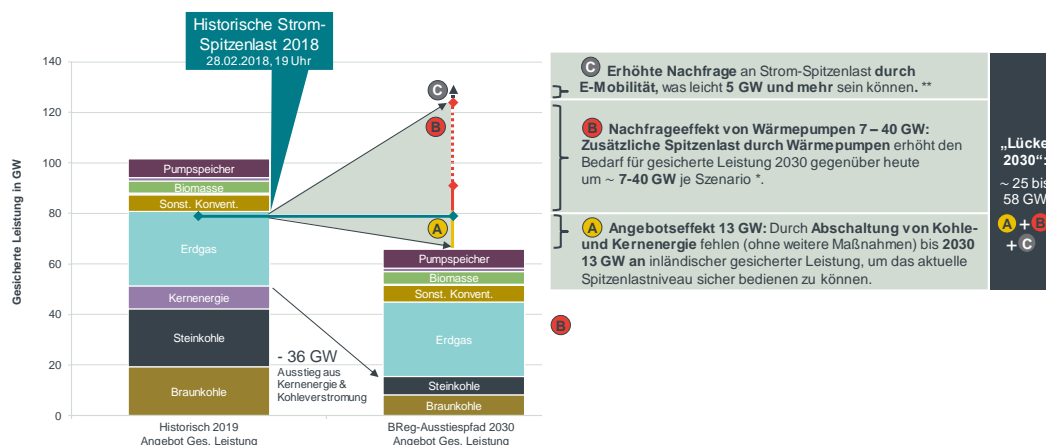


Abbildung 10 Elektrifizierung des Wärmemarkts kann Strom-Spitzenlast im Jahr 2030 deutlich erhöhen

Quelle: Frontier Economics basierend auf Frontier Economics (2021a) sowie unter Rückgriff auf Daten der Bundesnetzagentur abgerufen unter SMARD.de, ÜNBs (2020) und BMU (2020).

Die oben genannten Werte ergeben sich unter Berücksichtigung der folgenden Annahmen:²⁶

- **Angebotsseite – Ausstieg aus Kernenergie und Kohleverstromung:** Zum Ende des Jahres 2022 steigt Deutschland vollständig aus der Kernenergie aus. Zusätzlich reduzieren sich die Erzeugungskapazitäten für Braun- und Steinkohlekraftwerke im Zuge des Kohleausstieges bereits bis 2030 erheblich. Gegenüber heute führt dies ceteris paribus zu einem Rückgang der gesicherten Leistung um 36 GW. Wird vereinfachend angenommen, die sonstigen Erzeugungskapazitäten blieben wie auch die Spitzenlast unverändert, ergäbe sich allein hierdurch eine „Lücke“ zwischen gesicherter Leistung und Spitzenlast in Höhe von 13 GW in 2030 (Punkt A).

²⁵ Vgl. ÜNBs (2020).

²⁶ Die Analyse und zugehörigen Ausführungen basieren auf Frontier Economics (2021).

- **Nachfrageseite – Hoher Zusatz-Bedarf aus dem Wärmesektor:** Eine Elektrifizierung des Wärmesektors wird – in Anbetracht der im vorstehenden Unterabschnitt skizzierten Energiebedarfe im Wärmemarkt im Vergleich zum Strommarkt – auch unter Berücksichtigung möglicher Effizienzsteigerungen zu einem deutlichen Anstieg der Spitzenlastzeit an kalten, dunklen Wintertagen führen und somit den Bedarf an gesicherter Leistung erhöhen. Der untere Wert der Bandbreite an zusätzlicher Leistung von 7 GW ergibt sich unter Berücksichtigung von 3 Mio. zusätzlicher Wärmepumpen in 2030 gegenüber heute (derzeit sind rund 1 Mio. Wärmepumpen installiert),²⁷ 3 kW_{el} Spitzenlast-Bedarf je Einheit²⁸ sowie einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 80 %²⁹. Der obere Wert von 40 GW ergibt sich bei Annahme von 5 Mio. zusätzlicher Wärmepumpen in 2030 gegenüber heute,³⁰ 9 kW_{el} Spitzenlast-Bedarf je Einheit³¹ sowie einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 90 %.³² Zur Einordnung: In Deutschland gibt es knapp 20 Mio. Gebäude mit knapp 40 Mio. Wohnungen, d. h. selbst die in der Abschätzung angenommenen 6 Mio. installierten Wärmepumpen sind nur ein Bruchteil der erforderlichen Wärmereizeuger in Deutschland.

Bei dieser überschlägigen Abschätzung wurde keine umfassende Flexibilisierung der Nachfrage berücksichtigt, welche die Lücke an Back-up-Erzeugung entsprechend verringern könnte.³³ Allerdings würde dies eine Steuerbarkeit der Anlagen erfordern, zudem wären gegebenenfalls auch Netzengpässe zu bedenken sowie abnehmende Flexibilität bei längeren Unterbrechungen (Dunkelflauten), da die (insbesondere älteren) Gebäude dann bei längeren Unterbrechungen auch auskühlen. Insgesamt ist die oben genannte Bandbreite im Vergleich zu derzeit diskutierten umfassenden Elektrifizierungsszenarien eher konservativ gerechnet, da die für den oberen Wert angenommene Zahl der 6 Mio. installierten Wärmepumpen auf 20 Mio. Gebäude in einigen Szenarien noch deutlich übertroffen wird. Die spezifische elektrische Heizleistung mit 9 kW_{el} kann auch deutlich höher sein, wenn ältere und größere Einfamilienhäuser (dort kommen häufig Wärmepumpen mit einer elektrischen Heizleistung von 3-4 kW_{el} plus ca. 6 kW_{el} Heizstab zum Einsatz³⁴), Mehrfamilienhäuser, Gewerbebetriebe oder auch den Einsatz von Heizstäben für die Spitzenlast einbezogen werden. Lediglich bei der angenommenen Gleichzeitigkeit könnte man gegebenenfalls mit weiterem Aufwand noch zusätzliche Flexibilität über die hier angenommene Gleichzeitigkeit von 80-90 % heben – diese Flexibilität wird aber auch für das Netz und die Kombination mit der Elektromobilität

²⁷ Diese Annahme lehnt sich an die im NEP im Szenario A getroffene Annahme (4 Mio. Wärmepumpen in 2035) sowie die in der Dena/EWI (2018) im Technologiemiixszenario unterstellte Zahl an Wärmepumpen in 2030 i. H. v. 3,4 Mio. Wärmepumpen an. Von diesen Werten ist die 1 Mio. heutiger Wärmepumpen jeweils abzuziehen. Hier weichen wir unter Rückgriff auf die genannten Quellen leicht von der Annahme von 5 Mio. Wärmepumpen in Frontier Economics (2021a) ab.

²⁸ Dies entspricht in etwa einer Wärmepumpe eines Einfamilienhauses mit KfW-55 Standard.

²⁹ In der Dena/EWI (2018) werden je nach Anzahl der Anlagen Werte von 80 bis 100 % angenommen. 100 % könnten z. B. bei extremer Kältewelle in einer einzelnen Stunde auftreten.

³⁰ Diese Annahme orientiert sich an der im NEP im Szenario B getroffene Annahme (5 Mio. Wärmepumpen in 2035) sowie – mit Abschlägen – an der in der Dena/EWI (2018) im Elektrifizierungsszenario unterstellte Zahl an Wärmepumpen in 2030 i. H. v. 7,1 Mio. Wärmepumpen. Von diesen Werten ist die 1 Mio. heutiger Wärmepumpen jeweils abzuziehen.

³¹ Dies entspricht beispielsweise der Leistung bei Inanspruchnahme eines Heizstabes, einem Mix an Altbauten und Mehrfamilienhäusern mit entsprechend großer Wärmepumpe bzw. einem Haus mit KfW 100 Standard.

³² Siehe Fußnote 29.

³³ Vgl. dazu z. B. Aurora (2021).

³⁴ Für ein Einfamilienhaus Baujahr 2003, 160 qm, 4 Personen weisen die Planungshilfen z. B. eine Wärmeleistung von knapp 9 kW_{el} aus, die beispielsweise durch eine kommerziell verfügbare Wärmepumpe mit 4,6 kW_{th} Heizleistung mit einem zusätzlichen 6 kW_{el} Heizstab gedeckt werden kann. Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern, Gewerbe, Kindergärten etc. haben häufig eine elektrische Leistung von über 20 kW_{el} bei einer Heizleistung an Normtagen von rund 60 kW_{th} (COP 3).

benötigt („Sperrzeiten“), wo in den Millionen geplanten privaten Ladepunkten (Wallboxen) Leistungen von jeweils 11 bzw. 22 kW_{el} pro Ladepunkt zu erwarten sind (s. u.)³⁵.

- **Nachfrageseite – Moderater Zusatzbedarf aus dem Verkehrssektor:** Auch im Verkehrssektor ist eine Zunahme der E-Mobilität zu erwarten. Die erhöhte Nachfrage kann dabei zu einer weiteren Erhöhung der Back-up-Kapazität von 5 GW oder mehr führen (Punkt C). Dies entspricht in Anlehnung an Dena/EWI (2018) einem 11 kW_{el}-Bedarf je E-Fahrzeug, einer eher moderaten Annahme von 10 Mio. zusätzlichen Fahrzeugen in 2030, sowie einer gleichzeitigen Ladequote von ca. 5 %.³⁶ Auch hier ist gegebenenfalls eine mögliche Reduktion durch Flexibilisierung möglich (oder auch eine Problemverschärfung, wenn die angenommenen 5 % Gleichzeitigkeit nicht erreicht werden kann).

Die Vorhaltung und der Einsatz dieser Back-up-Stromerzeugung ist umgelegt auf die Wärmepumpen nicht zu vernachlässigen

Neben den Fragen der stromseitigen Versorgungssicherheit sind auch die Kosten der Besicherung zu bedenken. Eine sehr einfache, überschlägliche Rechnung zeigt, dass diese nicht zu vernachlässigen sind:

- Angenommen sei eine notwendige Back-up-Leistung von 10 GW bei 4 Mio. installierten Wärmepumpen. Dies stellt einen eher niedrigen Wert aus der oben hergeleiteten Bandbreite dar.
- Das Back-up erfolgt durch GuD-Kraftwerke mit Investitionskosten von 900 EUR/kW und einem Wirkungsgrad von 60 %.
- Bei einer Lebensdauer von 40 Jahren, einem Zinssatz von 5 % und 2 % als fixe O&M-Kosten im Jahr kostet die Vorhaltung des Kraftwerkes rund 70.000 EUR/MW_a. Pro Wärmepumpe entspräche dies Vorhaltekosten von ca. 175 EUR/a.
- Auch der Einsatz der Back-up-Kraftwerke verursacht weitere Stromkosten: Kostet der ohne Back-up eingesetzte Strom rund 6 ct/kWh (Vollkosten Windenergie), so kostet eine grüne kWh Strom aus dem Back-up-Kraftwerk rund 15 ct/kWh (bei 9 ct/kWh für grünen Wasserstoff geteilt durch 60 % Wirkungsgrad).
- Ein modernes Einfamilienhaus benötigt zur Raumwärmeerzeugung und Warmwassererzeugung ca. 10 MWh/a an Wärmeenergie (andere Gebäudetypen deutlich mehr). Bei einer Jahresarbeitszahl von ca. 3 übersetzt sich dieses in einen Strombedarf von ca. 3,5 MWh/a.
- Wie dargestellt ist der Heizwärmebedarf sehr saisonal und übertrifft im Winter regelmäßig die EE-Erzeugung, zudem kann es zu Dunkelflauten kommen. Selbst wenn wir als konservative Annahme annehmen, dass nur ca. 20 % des Stromes für das Einfamilienhaus nicht direkt „aus dem Windportfolio“ in die Wärmepumpe fließen, sondern aus den Back-up-Kraftwerken zu variablen Kosten von 15 ct/kWh erzeugt werden

³⁵ Nicht thematisiert wurden hier auch Vorlauftemperaturen oder Legionellen-Thematik, die in der Praxis ebenfalls eine Rolle spielen und Flexibilität bzw. den Einsatz von Wärmepumpen dort beschränken können und wo heute vor allem Erdgasbrenner (teilweise auch in Kombination mit Wärmepumpen) eingesetzt werden.

³⁶ Verschiedene Studien (vgl. Oliver Wyman, 2018 oder McKinsey, 2018) weisen darauf hin, dass der Spitzenlast-Bedarf durch E-Mobilität bei stärkerer Lade-Gleichzeitigkeit höher liegen kann. Zusätzlich kann der Anstieg an Spitzenlast durch E-Mobilität lokal deutlich höher liegen (bspw. im sub-urbanen Raum mit hohem Anteil an E-Autos).

müssen, sind dies Mehrkosten von $(15 \text{ ct/kWh} - 6 \text{ ct/kWh}) \times 3500 \text{ kWh/a} \times 20 \% = 63 \text{ EUR/a}$.

- Das bedeutet: Selbst bei kleinen Einfamilienhäusern fallen aus dem Back-up-Effekt Kosten in der Größenordnung von 200 EUR/a und Wärmepumpe an³⁷. Dies kann sich auch bei größeren Gebäuden oder höheren Erzeugungsanteilen aus den Back-up-Kraftwerken noch deutlich erhöhen. Wie unsere Fallstudie zum Wärmemarkt (siehe Abschnitt 4.5) zeigen wird, ist auch die Verwendung von Wasserstoff im Wärmemarkt recht teuer (was leider auf alle Vermeidungsoptionen zutrifft). Wichtig ist uns an dieser Stelle vor allem, dass dieser Kosteneffekt der Back-up-Kraftwerke mitgedacht wird³⁸, da er insbesondere bei Anwendungsfällen mit hohen Strombedarfen noch deutlich ansteigen kann (ältere Einfamilienhäuser kommen schnell auf Wärmebedarfe von 30 MWh/a – dies übersetzt sich in Strombezüge von ca. 10 MWh/a und alleine über die Kostensteigerung der variablen Kostenanteile im Back-up-Stromsystem steigen die Kosten für solche Anwendungsfälle auf 300 EUR/Wärmepumpe und Jahr an.

Bei Besicherung über H₂-Kraftwerke kann der Wirkungsgrad einer Wärmepumpe dem Wirkungsgrad eines direkten Einsatzes von H₂ entsprechen

In der politischen Diskussion wird als zentraler Vorteil elektrischer Wärmepumpen oftmals angeführt, dass diese einen hohen Wirkungsgrad bei optimalen Rahmenbedingungen besitzen. Dies ist dann der Fall, wenn der erzeugte Strom direkt in der Wärmepumpe verbraucht werden kann und die klimatischen Bedingungen nicht zu extrem/kalt sind. Letzteres ist relevant, da sich die Wärmepumpe einen Teil ihrer Energie aus der Umgebungsluft holt. Bei einer Jahresarbeitszahl von 3 ergibt sich aus 100 % Strominput unter Berücksichtigung von Verlusten bei der Übertragung schließlich eine nutzbare Energie i. H. v. 285 % (siehe Abbildung 11 „El. Wärmepumpe Standardtag“).

Durch die Kombination aus hoher Saisonalität der Nachfrage im Wärmesektor und der – monatlich betrachtet – vergleichsweise konstanten Stromerzeugungsprofile von EE-Anlagen in Deutschland (Stromangebot) bedarf es bei einer umfangreichen Elektrifizierung des Wärmesektors erheblicher Zwischenspeicherungsmengen, um die erhöhte Wärmenachfrage im Winter zu decken. Es ist folglich eine Zwischenspeicherung von Strom (z. B.) in Form von Wasserstoff und eine spätere Rückverstromung mit H₂-/Gas-Kraftwerken erforderlich.

Wenn unterstellt wird, dass 80 % der in der Wärmepumpe verwendeten Energie an einem kalten Wintertag durch den Speicher fließen und 20 % aus direkter Erzeugung stammen, bleiben vom ursprünglich produzierten Strom nach Zwischenspeicherung, Rückverstromung und Verteilung lediglich 41 % übrig.³⁹ Darüber hinaus ist die Leistungszahl der Wärmepumpen an kalten Tagen deutlich geringer als im Jahresmittel („JAZ“) (Annahme hier: 1,5 für kalten Wintertag), sodass von 1 kWh Strominput am Ende noch 61 % als thermische Energie (kWh_{th}) genutzt werden können (siehe Abbildung 11 „El. Wärmepumpe Wintertag“).

³⁷ Ähnliche Ergebnisse erhält man, wenn man mit einer Absicherung via offene Gasturbine statt GuD nachdenkt. Diese ist in der Anschaffung günstiger (500 EUR/kW statt 900 EUR/kW), hat aber niedrigere Wirkungsgrade (45 % statt 60 %). In Summe ergeben sich ebenfalls rund 200 EUR/a und Wärmepumpe mit fixen Kosten von 100 EUR/Wärmepumpe und Jahr und variablen Kosten von 100 EUR/Wärmepumpe und Jahr.

³⁸ Es geht also nicht darum, die Anwendung von Wärmepumpen per se zu kritisieren. Wir erachten die Wärmepumpentechnologie als eine sehr wichtige und unentbehrliche Säule der Wärmewende.

³⁹ Neben Übertragungsverlusten i. H. v. 5 % wurde bei der durch den „H₂-Speicher“ fließenden Energie ein Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 67 %, Speicherverluste i. H. v. 5 %, ein Wirkungsgrad des Gaskraftwerkes von 45 % unterstellt.

Bei einer direkten Nutzung des erzeugten Wasserstoffs im Brennwertkessel fällt die Rückverstromung hingegen weg. Hier wird der eingesetzte Strom zum Elektrolyseur transportiert⁴⁰ und in Wasserstoff umgewandelt. 80 % des Wasserstoffs werden im Anschluss nicht direkt verwendet, sondern zwischengespeichert. Unter Berücksichtigung eines Wirkungsgrads des Brennwertkessels von 110 % sowie 1 % Übertragungsverlusten im Gasnetz ergibt sich schließlich insgesamt eine nutzbare Energie von 67 % der eingesetzten Energie (siehe Abbildung 11 „Grüner H₂ mit Brennwertkessel Wintertag“). Dies liegt über der nutzbaren Energie einer elektrischen Wärmepumpe an einem Wintertag ohne ausreichende Grünstromspeisung.

Zusammenfassend lässt sich feststellen:

- Bei direkter Verstromung von erneuerbarem Strom durch Wärmepumpen unter klimatischen Normalbedingungen können aus 1 kWh Grünstrom fast 3 kWh Wärme gewonnen werden.
- An kalten Tagen und bei notwendiger Zwischenspeicherung rutscht dieser Wert aufgrund der Wirkungsgradverluste „in der Kette“ dramatisch ab – aus 1 kWh Grünstrom entstehen noch 0,61 kWh Wärme. Die direkte Nutzung des Wasserstoffs über eine Brennwerttherme wäre hier sogar effizienter (0,67 kWh statt 0,61 kWh).
- Unterstellt man, dass ca. 2/3 des Grünstroms für die Wärmepumpe ohne Zwischenspeicher und unter Normalbedingungen verbraucht wird und ca. 1/3 über den Zwischenspeicher und Rückverstromung läuft,⁴¹ lassen sich dank der Wärmepumpe im Jahresmittel aus 1 kWh Strom noch gut 2 kWh Wärme produzieren.

Die „Wärmepumpenkette“ ist somit unter der Annahme 2/3 zu 1/3 auch im Schnitt noch deutlich effizienter als die „Wasserstoffkette“ – allerdings auch deutlich teurer und aufwendiger, da zwar „weniger Windräder“ für die Erzeugung braucht werden, aber Stromnetz, Wasserstoffnetz, Elektrolyseur, Speicher, Kraftwerk und Wärmepumpe benötigt werden, wohingegen die Wasserstoffkette ohne Back-up-Kraftwerk und teure Wärmepumpe auskommt. An kalten Tagen ohne ausreichende EE-Erzeugung ist die Wasserstoffkette effizienter. Berücksichtigt man Importe von Energie in Molekülform (Wasserstoff) aus Weltregionen mit besseren Wind- oder Solarbedingungen als in Deutschland, verschieben sich die Relationen weiter zugunsten der Wasserstoffkette.

⁴⁰ Die Übertragungsverluste betragen dabei wiederum 5 %.

⁴¹ Um zu dieser Aufteilung zu gelangen, haben wir den durch Wind und PV erzeugten Strom in Deutschland in den einzelnen Monaten des Jahres 2019 gemäß den monatlichen Anteilen an der Gesamtstromerzeugung derart hochskaliert, dass wir über das Jahr den Gesamterdgasverbrauch des Jahres 2019 erreicht haben. In den Monaten Januar, Februar, November und Dezember liegt der monatliche Erdgasverbrauch höher als die erzeugte Strommenge, also an ca. 33 % der Tage des Jahres 2019.

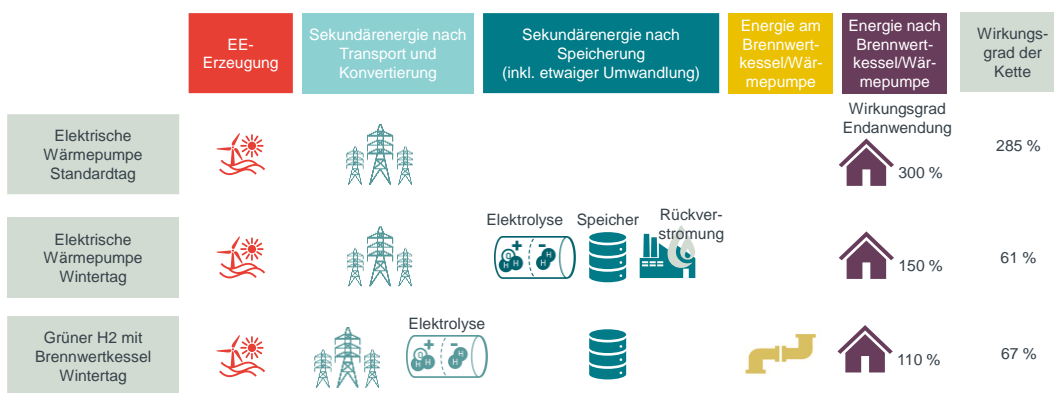
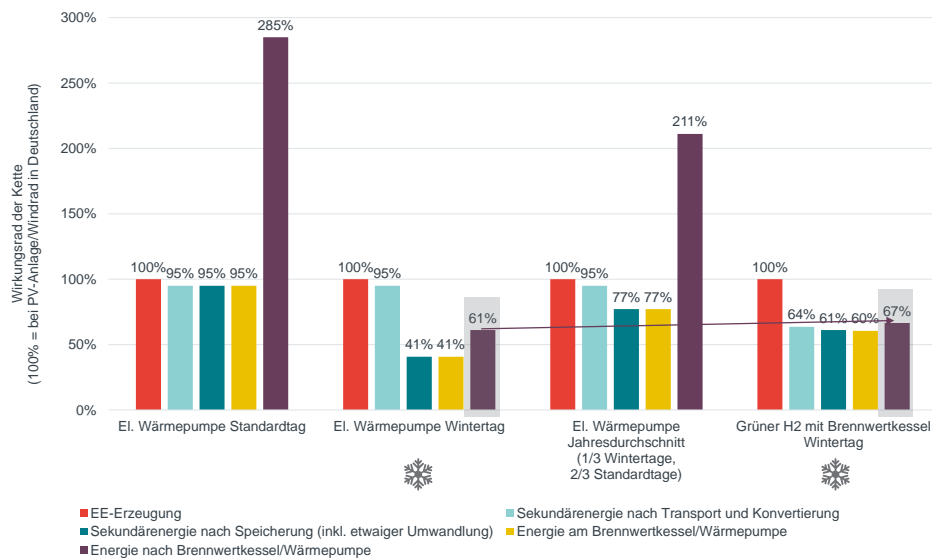


Abbildung 11 Wirkungsgrad von Wärmepumpen liegt an Wintertagen mit Besicherung über H₂-Kraftwerke unter dem Wirkungsgrad eines direkten H₂-Einsatzes

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Annahmen: 5 % Stromübertragungsverluste, 67 % Wirkungsgrad des Elektrolyseurs, 5 % Speicherverluste, 45 % Wirkungsgrad Gaskraftwerk, Jahresarbeitszahl Wärmepumpe an Standardtag 3, bei Wintertag 1,5, 1 % Übertragungsverluste im Gasnetz, Wirkungsgrad Brennwertkessel 110 %.

2.4 Fazit: Da die Elektrifizierung zur Defossilisierung des Wärmesektors ökonomische und technische Grenzen hat, werden grüne Moleküle (u. a. H₂) ebenfalls eine zentrale Rolle spielen

Der Wärmesektor emittierte 2019 – bei außer Acht lassen von Prozesswärme – durch den Einsatz von fossilen Energieträgern ca. 200 Mio. t CO₂eq. Gemäß Klimaschutzplan 2050 und Klimaschutzprogramm 2030 sollen die Emissionen bis 2030 um weitere 75 Mio. t CO₂eq (also knapp 40 %) gesenkt werden. Um dieses Defossilisierungsziel für den Wärmesektor und das europäische allgemeine Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen, werden auch der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff im Wärmesektor sowie die vorhandene Gasnetzinfrastruktur in Ergänzung zu Wärmepumpen und Sanierungen eine wichtige Rolle spielen. Dies liegt an folgenden Faktoren:

- dem hohem Alter des Wohnungsbestands in Deutschland und dem gleichzeitig geringen Sanierungsstand, was einen umfassenden und schnellen Einsatz von Wärmepumpen erschwert, da eine zeitnahe Sanierung der Gebäude schwierig bzw. kaum umzusetzen ist;

- der hohen nachfrageseitigen Saisonalität des Wärmesektors, die einen hohen Speicherbedarf bedingt, der nur in Form von Molekülen erfüllt werden kann;
- dem erheblichen Bedarf an Back-up-Kapazitäten (z. B. durch H₂-Kraftwerke) bei umfassender Elektrifizierung des Wärmesektors, was die CO₂-Vermeidungskosten erheblich erhöht und den Wirkungsgrad verschlechtert;
- der Größe der Nachfrage des Wärmesektors, sodass trotz Energieeffizienzsteigerung (durch Sanierungen und effizientere Anlagen, wie Wärmepumpen) grüne Energie importiert werden muss, was die Transportierbarkeit der Primärenergieträger erfordert und bei Strom nur über kürzere Distanzen (d. h. innerhalb Europas) gegeben ist. Die Energie muss auch zukünftig „ins Land geholt werden“ (heute liegt die Importquote an Primärenergie in Deutschland bei ca. 70 %) ⁴² und sie muss auch innerhalb des Landes verteilt werden. Zum Vergleich: Das große Stromkabelprojekt „Südklink“ von TenneT und TransnetBW kostet ca. 8-10 Mrd. Euro, ist ca. 1300 km lang (Norddeutschland bis nach Bayern und Baden Württemberg) und hat eine Übertragungskapazität von 2x2 GW ⁴³. Bei einer elektrischen Leistung von 4 kW pro Wärmepumpe (und 100 % Gleichzeitigkeit) könnten dadurch 1 Mio. Wärmepumpen in Süddeutschland mit Strom aus Norddeutschland versorgt werden. Das Projekt wurde ursprünglich geplant, um den Wegfall der Kernkraft und Steinkohlekraftwerke im Süden zu kompensieren. In diesen Planungen waren weder die weitreichende Elektrifizierung des Wärmesektors, noch die umfangreiche Elektrifizierung des Verkehrssektors abgebildet. Zudem beträgt der zeitliche Vorlauf dieses Projekts (von erstmaliger Ausweisung im Netzentwicklungsplan Strom bis zur derzeit anvisierten Inbetriebnahme) ca. 10 Jahre, was aus Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung sowie der damit verbundenen Umstellung auf Erdkabel resultiert. Weitere ähnliche Vorhaben in größerer Zahl dürften somit zeitnah kaum oder nur sehr schwer umzusetzen sein.

⁴² Vgl. AG Energiebilanz e.V. (2020).

⁴³ Vgl. die Homepage von TransnetBW unter <https://www.transnetbw.de/de/suedlink/faq>.

3 Global denken – Grüner Wasserstoff ist nicht knapper als grüner Strom, da transportier- und speicherbar

In Kapitel 2 haben wir gezeigt, dass grüne Moleküle (u. a. Wasserstoff) zur Defossilisierung des Wärmesektors zukünftig aus mehreren Gründen benötigt werden. Dennoch sehen die europäische und deutsche Wasserstoffstrategie den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in einer ersten Phase primär in der Industrie und im Schwerlastverkehr mit Verweis auf die mangelnden Defossilisierungsalternativen in diesen Anwendungen/Sektoren. In diesem Kontext propagieren verschiedene Umweltverbände die vermeintlich unzureichende Verfügbarkeit von Wasserstoff für alle Sektoren (Wasserstoff als „knappes Gut“).⁴⁴ Erneuerbarer Wasserstoff ist jedoch – im Gegensatz zu Strom aus EE-Anlagen – auch über weitere Strecken transportierbar und somit importierbar. In diesem Kapitel erläutern wir, dass

- eine rein lokale Produktion von erneuerbarem⁴⁵ Wasserstoff zur Deckung der Nachfrage nicht ausreichen wird, sondern mittelfristig auch ein H₂-Import – wie in der europäischen und nationalen Wasserstoffstrategie bereits vorgesehen – notwendig sein wird (Abschnitt 3.1);
- weltweit ein großes Potential zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff besteht und ein weltweiter Markt auch durch eine weltweit bestehende Nachfrage realistisch ist (Abschnitt 3.2);
- der Transport von Wasserstoff nach Deutschland mittelfristig effizient und wirtschaftlich ist (Abschnitt 3.3);
- und somit erneuerbarer Wasserstoff nicht knapper als Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen in Deutschland bzw. nah gelegenen und über das Stromnetz angebotenen Nachbarländern ist (Abschnitt 3.4).

3.1 Der Heimatmarkt der nationalen Wasserstoffstrategie zielt auf Technologieentwicklung – die erzeugten Mengen sind langfristig ein „Tropfen auf den heißen Stein“

Die im Juni 2020 veröffentlichte Nationale Wasserstoffstrategie (NWS)⁴⁶ sieht bis 2030 in Deutschland Elektrolyseure mit einer elektrischen Bezugsleistung von bis zu 5 GW_{el} und eine H₂-Erzeugung von bis zu 14 TWh_{H₂}/a vor.⁴⁷ Dem steht gemäß der NWS allerdings eine prognostizierte Nachfrage von 90 bis 110 TWh_{H₂} gegenüber, was im oberen Bereich der prognostizierten Wasserstoffnachfrage in 2030 verschiedener Studien liegt (siehe Abbildung 12). Die laut NWS für 2030 anvisierten 14 TWh/a sind folglich nur ein kleiner Teil der potenziellen Nachfrage – egal in welchen Sektor man sie letztlich steckt.

Derzeit werden in Deutschland knapp 70 TWh_{H₂} (überwiegend grauer) Wasserstoff in der Industrie als Rohstoff verbraucht.⁴⁸ Folglich wäre auf Basis der Zahlen der NWS bereits im Jahr

⁴⁴ Dies wurde u. a. von verschiedenen Verbänden im Rahmen des offenen Brief „Kein Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor“ von verschiedenen Umwelt- und Naturschutzverbänden vom 11. Februar 2021 propagiert.

⁴⁵ Dies gilt speziell für grünen Wasserstoff mit Blick auf das Erneuerbare-Energien-Potential, aber auch mit Blick auf blauen Wasserstoff und die damit verbundenen Speichermöglichkeiten für CO₂ bzw. deren Akzeptanz.

⁴⁶ Vgl. BMWi (2020).

⁴⁷ Bis 2035 bzw. spätestens 2040 sollen weitere 5 GW_{el} in Deutschland zugebaut werden (also insgesamt 10 GW_{el}).

⁴⁸ Vgl. FfE (2019a), S. 17.

2030 von einem Import von Wasserstoff auszugehen, sofern nicht der Verbrauch/Produktion von grauem Wasserstoff erhöht wird. So wird der Aufbau eines internationalen Wasserstoffmarkts in der NWS sowohl auf EU-Ebene als auch weltweit durch verschiedene Maßnahmen vorbereitet.⁴⁹

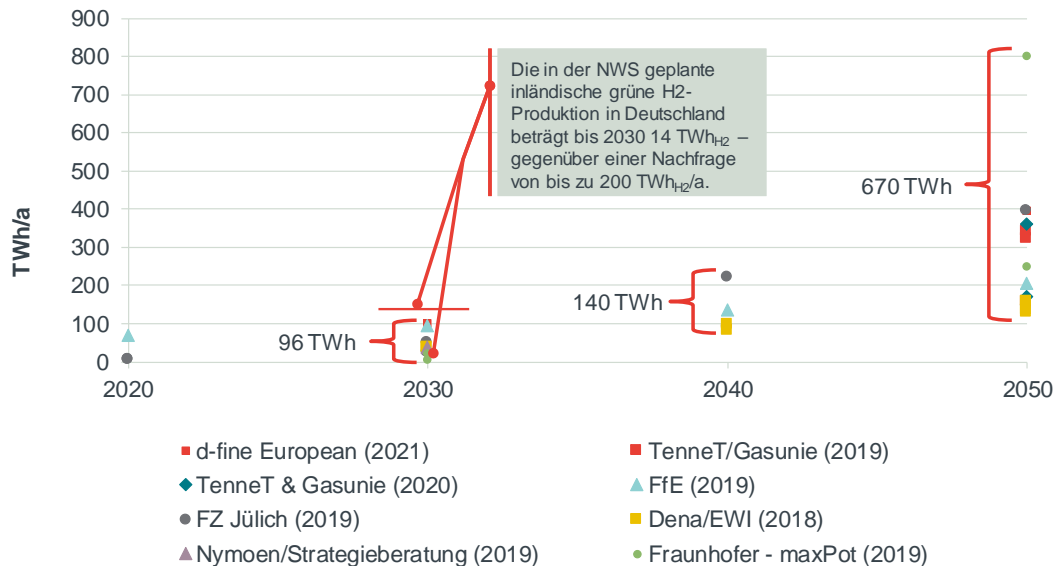


Abbildung 12 Prognostizierte H₂-Nachfrage in Deutschland

Quelle: Frontier Economics basierend auf den angegebenen Studien

Hinweis: Die Studien berücksichtigen i. d. R. blauen und grünen Wasserstoff. Lediglich FZ Jülich (2019) betrachtet auch grauen Wasserstoff im 80 % Szenario.

Auch langfristig wird globales Denken erforderlich sein, um den Wasserstoffbedarf in Deutschland zu decken. Abbildung 12 zeigt, dass alle Studien bis zum Jahr 2050 eine erhebliche Zunahme der Wasserstoffnachfrage vorhersagen. Die Projektionen schwanken hierbei recht stark zwischen rund 130 TWh_{H₂}/a und bis zu 800 TWh_{H₂}/a.

3.2 Weltweit ist aber großes Potenzial zur Produktion von Wasserstoff vorhanden

Um die deutsche und weltweite Nachfrage nach Wasserstoff zu decken, kann auf die weltweit vorhandenen und erheblichen Potentiale für Erneuerbare Energien zurückgegriffen werden. Zudem eröffnen sich langfristig dank der Floating-Offshore-Technologie in Zukunft auch größere weitere EE-Potentiale in Deutschland und Europa. Hierfür bräuchte es aber bis zum Jahr 2050 neben einer Verzwanzigfachung der installierten Anlagenleistung an Offshore-Wind⁵⁰ auch umfangreiche Transportnetze offshore und onshore sowie Speicher. Ohne Importe von grünen Molekülen nach Europa wird es also mittel- bis langfristig nicht funktionieren (auch die EU importiert heute ca. 50 % des Primärenergiebedarfs aus Regionen außerhalb Europas)⁵¹.

⁴⁹ Auf EU-Ebene identifiziert die Bundesregierung z. B. Herkunfts-/Nachhaltigkeitszertifikate und europäische Qualitätsstandards als wesentliche Themen. Ferner werden Kooperation mit EU-Mitgliedstaaten, speziell den Nord- und Ostseeanrainern sowie Südeuropa, hinsichtlich der Nutzung von EE-Potentialen anvisiert. Der Aufbau eines weltweiten H₂-Marktes soll Kostendegression und Versorgungssicherheit gewährleisten. Konkrete diesbezügliche Maßnahmen sind die Berücksichtigung von Wasserstoffthemen in bestehenden/ neuen Energiepartnerschaften sowie Pilotvorhaben in anderen Ländern. Vgl. BMWi (2020a).

⁵⁰ Heute sind rund 15 GW an Offshore-Windenergie-Anlagen in Europa installiert. Diese sollen bis zum Jahr 2030 auf 60 GW anwachsen und im Jahr 2050 laut EU-Strategie 300 GW erreichen. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf

⁵¹ Wie beschrieben liegt die Importabhängigkeit Deutschlands aktuell sogar bei rund 70 % des Primärenergiebedarfes. Die Importabhängigkeit wird und soll gesenkt werden – allerdings werden signifikante Importmengen auch langfristig verbleiben. <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html>

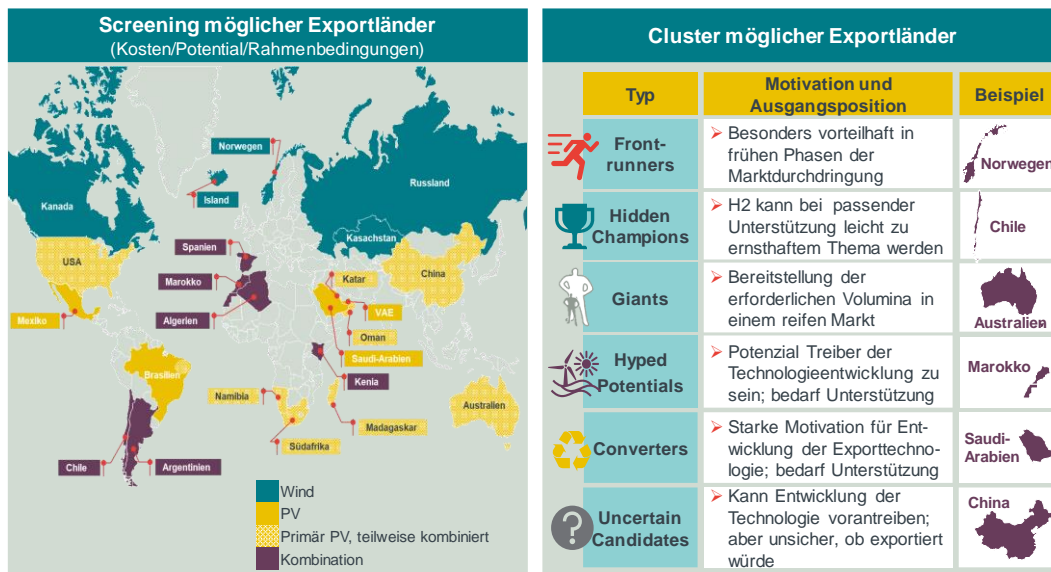


Abbildung 13 Weltweit existieren viele Länder mit sehr guten Produktions- und Exportpotenzialen von Wasserstoff (exemplarische Auswahl)

Quelle: Frontier Economics (2018).

Hinweis: Die Zuordnung der potentiellen Exportländer zu einem bestimmten Typ ist nicht unbedingt eindeutig und abgegrenzt. Vielmehr können auf jeden Typ auch Merkmale anderer Typen zutreffen. Ebenso lassen sich einige Länder in mehrere Kategorien einteilen, da diese sich nicht gegenseitig ausschließen, bzw. sich gegenseitig ergänzen können.

Potentielle Anbieter von Wasserstoff sind tendenziell Länder mit guten klimatischen Bedingungen, hoher Flächen- und Wasserverfügbarkeit,⁵² guter Infrastruktur und – in Relation dazu – geringem eigenen Energieverbrauch. Abbildung 13 zeigt exemplarisch wie divers die potentiellen Exportländer hinsichtlich der aktuellen energiewirtschaftlichen Gegebenheiten, der möglichen Motivation zur Herstellung von Wasserstoff bzw. allgemeiner von PtX und ihrer potentiellen Rolle auf einem globalen Markt sind. Insgesamt dürfte ein internationaler Wasserstoffmarkt dazu beitragen können, die „Lücke“ zwischen dem Bedarf nach grüner Energie in Deutschland und dem heimischen Produktionspotenzial zu füllen.

3.3 Transport von erneuerbarem Wasserstoff nach Deutschland ist mittelfristig wirtschaftlich

Der Import von grünem⁵³ Wasserstoff geht oft mit weiteren Vorteilen einher, da in vielen Regionen der Welt bessere klimatische Bedingungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen bestehen als in Deutschland. Dies führt zu höheren Volllaststunden (siehe Abbildung 14 und Abbildung 15) und senkt die Strombezugskosten für Elektrolyseure, was sich wiederum in höheren Auslastungen der CAPEX-lastigen Elektrolyseure widerspiegelt.

⁵² In der betrachteten Studie (Frontier Economics (2018)) wird in Regionen mit Wasserknappheit aber vorhandenem Zugang zum Meer davon ausgegangen, dass Entsalzungsanlagen eine Option zur Wasserbereitstellung darstellen.

⁵³ Eine ähnliche Logik kann auch für blauen Wasserstoff angewendet werden, wenn in anderen Teilen der Welt die geologischen Voraussetzungen für die Speicherung von CO₂ günstiger sind als in Deutschland.

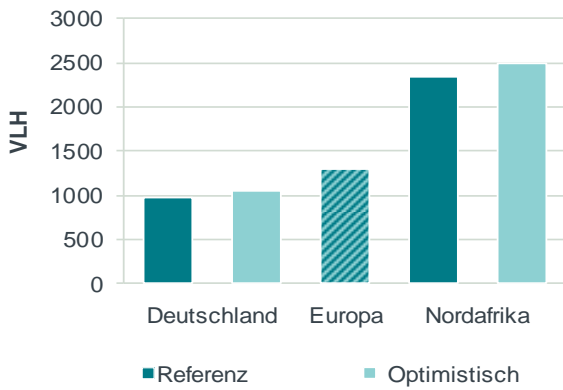


Abbildung 14. Volllaststunden für PV an ausgewählten Standorten

Quelle: Frontier Economics basierend auf Frontier Economics (2020a) unter Rückgriff auf Daten von BMWi (2020c), BDEW (2020b), Fraunhofer ISE (2018), EVWind (2019), FZ Jülich (2017), Roland Berger/Prognos (2019)

Hinweis: Referenz = Referenzszenario, Optimistisch = Optimistisches Szenario

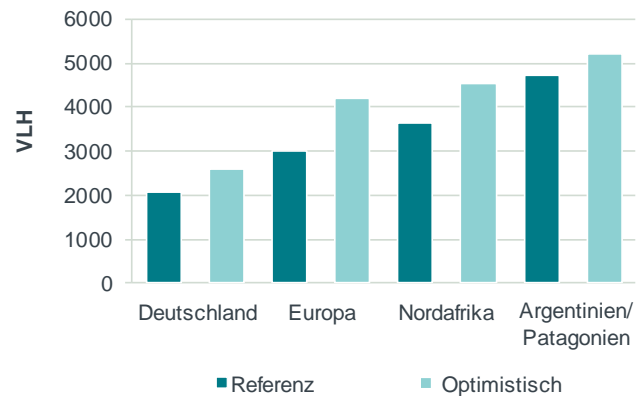


Abbildung 15. Volllaststunden für Wind (onshore) an ausgewählten Standorten

Quelle: Frontier Economics basierend auf Frontier Economics (2020a) unter Rückgriff auf Daten von BMWi (2020c), BDEW (2020b), Fraunhofer ISE (2018), EVWind (2019), FZ Jülich (2017), Roland Berger/Prognos (2019)

Hinweis: Referenz = Referenzszenario, Optimistisch = Optimistisches Szenario

Neben den Gesteherungskosten für grünen Wasserstoff in verschiedenen Teilen der Welt sind ferner die Transportkosten nach Deutschland bzw. Europa zu berücksichtigen. Importpreise, die beide Komponenten berücksichtigen, wurden u. a. von Frontier Economics et al. (2018), IEA (2019a), Leiblein et al. (2021), Hydrogen Council (2020) und Guidehouse/Tractebel (2020) geschätzt und sind in Abbildung 16 dargestellt. Die Importkosten weisen zwar in Abhängigkeit der Region und dem Transportweg (d. h. per H₂-Pipeline oder als Schifftransport über Ammoniak⁵⁴) eine gewisse Schwankung auf, langfristig ist aber durch den entstehenden Wettbewerb mit einem einheitlichen Weltmarktpreis zu rechnen. Im Laufe der Zeit sinken die Preise und die Spannbreite nimmt ab:

- 2020: 13,5 bis 19 ct/kWh
- 2030: 9 bis 12 ct/kWh
- 2050: knapp 7 ct/kWh

Im Vergleich dazu liegen die heutigen Gesteherungskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland im Mittel zwischen ca. 10 bis 15 ct/kWh (siehe Abbildung 17),⁵⁵ hängen aber sehr stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Werte im unteren Bereich ergeben sich lediglich bei einer umfassenden Befreiung von Netzentgelten, Steuern und Abgaben, Volllaststunden des Elektrolyseurs von über 2000 h/a sowie z. T. einer kostenfreien Aufnahme von Überschussstrom.

⁵⁴ In diesem Fall wäre bei gewissen (industriellen) Anwendungen auch eine direkte Verwendung von Ammoniak denkbar, was die Kosten entsprechend senken würde.

⁵⁵ Vgl. Frontier Economics (2021b).

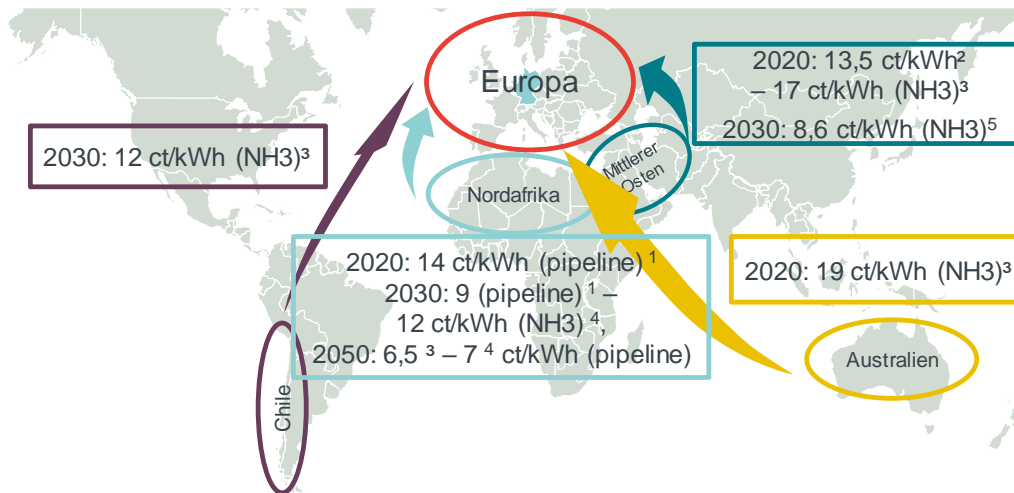


Abbildung 16 Die Importpreise von grünem Wasserstoff weisen über die Zeit ein ähnliches Niveau auf

Quelle: Frontier Economics basierend auf ¹ Leiblein et al. (2021), ² Frontier Economics et al. (2018), ³ Guidehouse/Tractebel (2020), ⁴ Frontier Economics et al. (2018) sowie IEA (2019), ⁵ Hydrogen Council (2020).

Ein großer Hebel für die Wasserstoffgestehungskosten in Europa ist ferner die Regulierung der zulässigen Strombezugskriterien, u. a. die Frage, ob eine Kombination aus Befreiung des Strombezuges zur Wasserstoffproduktion von der EEG-Umlage und Nutzung von Grünstrom aus ehemals geförderten Anlagen bzw. auch die Nutzung von Graustrom mit Einreichung von Herkunftsnachweisen aus Bestandsanlagen zulässig wäre. Für diesen Fall setzen wir Kosten für handelbare Herkunftsnachweise i. H. v. 2 EUR/MWh_{el} an.⁵⁶ Wir gehen dabei von qualitativ eher „hochwertigen“ Herkunftsnachweisen aus und setzen deshalb einen tendenziell höheren Preis an. Hier stellt sich allerdings die Frage, inwieweit dieses Vorgehen letztlich konsistent mit den Vorgaben aus den noch ausstehenden delegierten Rechtsakten⁵⁷ der Europäischen Kommission sein wird.⁵⁸ Gilt dies nicht, gehen wir im zweiten betrachteten Fall („Strompreis PPA + HKN“) davon aus, dass der Strombezug via Power-Purchase-Agreement (PPA) erfolgt, d. h. auch die Kosten einer zusätzlichen EE-Anlage abdeckt. Diese Kosten im PPA setzen sich aus dem Wert für den Strom und für das HKN+ (Grünstrom aus zusätzlicher Erzeugung) zusammen. Unter Verwendung der aktuellen Vollkosten für neue Windräder (inklusive zusätzlicher Kosten für eine Vergleichmäßigung der Windeinspeisung, die einen Elektrolyseurbetrieb von bis zu 4000 h erlaubt) werden die Strombezugskosten inklusive HKN+ mit 60 EUR/MWh_{el}⁵⁹ abgeschätzt.

Als Kernaussagen lassen sich ableiten, dass je nach zukünftiger regulatorischer Ausgestaltung die zukünftigen Gestehungskosten von grünem Wasserstoff in Deutschland stark schwanken können. In Anbetracht der sehr vorteilhaften Annahmen im Best Case, ist davon auszugehen, dass die **durchschnittlichen Gestehungskosten für Wasserstoff in Deutschland eher im Bereich von gut 15 ct/kWh liegen und damit auf einem ähnlichen Niveau wie die heutigen Importpreise liegen** (siehe Abbildung 16). Im Laufe der Zeit ist jedoch insgesamt mit sinkenden Weltmarktpreisen für erneuerbaren Wasserstoff zu rechnen.

⁵⁶ Vgl. Hauser et al. (2019).

⁵⁷ Siehe Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001 (RED II), Art. 37 (3).

⁵⁸ Das sogenannte „Additionality Prinzip“ in der RED II und die ökonomische Logik sprechen eher dafür, dass langfristig mit Vollkosten neuer EE-Anlagen für die Wasserstoffproduktion zu rechnen ist.

⁵⁹ Diese Abschätzung lehnt sich an die Auktionsergebnisse der Bundesnetzagentur für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2020 an. Vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html;jsessionid=EB97074721B04D92D235253A07FD3660.

Schließlich ist, wie in Abschnitt 3.1 festgestellt, nicht damit zu rechnen, dass die nationale Wasserstoff-Erzeugung in Deutschland die nationale Nachfrage decken wird, sodass ein Import sehr wahrscheinlich sein ist.

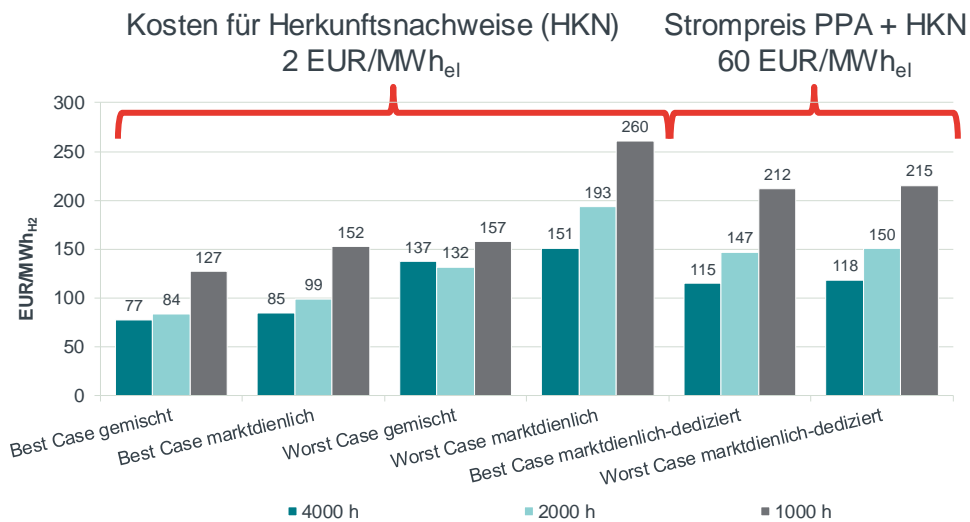


Abbildung 17 In Deutschland liegen die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff durchschnittlich bei ca. 100 bis 150 EUR/MWh_{H₂}

Quelle: Frontier Economics (2021b).

Hinweis: Best Case: Annahme, dass Elektrolyseure weitgehend von Netzentgelten, Steuern und Abgaben befreit sind, d. h. von den geltenden (aber ggf. unklaren) Ausnahmeregelungen erfasst sind.

Worst Case: Elektrolyseure fallen nicht unter die Ausnahmeregelungen.

Fall "gemischt": Hier wird "Überschussstrom" berücksichtigt.

Fall "marktdienlich": Hier wird kein "Überschussstrom" berücksichtigt.

Fall "marktdienlich-dediziert": Hier kommt der Strom nicht aus dem Netz, sondern direkt von einer EE-Anlage (d. h. kein "Überschussstrom" berücksichtigt).

PPA steht für Power-Purchase-Agreement und HKN für Herkunftsnachweise.

3.4 Fazit: Globales Denken ist erforderlich, um den Endenergiebedarf zu decken und Kostenvorteile zu heben

Die NWS visiert für das Jahr 2030 eine Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland i. H. v. 14 TWh_{H₂}/a an, prognostiziert aber eine Nachfrage von 90 bis 110 TWh_{H₂}/a, sodass bei einem Verbrauch von 70 TWh_{H₂}/a an grauem Wasserstoff bereits 2030 ein gewisser Import impliziert wird, sofern nicht der Verbrauch/die Produktion von grauem Wasserstoff erhöht wird. Langfristig wird die Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland stark zunehmen und – unter Berücksichtigung des Verbrauchs weiterer Stromnachfrager – nicht vollständig über die lokalen Stromerzeugungskapazitäten gedeckt werden können.

Auch international ist eine Zunahme der Nachfrage nach Wasserstoff zu erwarten. Gleichzeitig gibt es verschiedene Länder, die gute Voraussetzungen zur Produktion und zum Export von Wasserstoff besitzen. Da ein Import wirtschaftlich sinnvoll ist, ist die Entwicklung eines globalen Wasserstoffmarktes mit weitgehend ähnlichem Preisniveau zu erwarten.

Insgesamt lässt sich daraus die Schlussfolgerung ziehen, dass grüner Wasserstoff nicht knapper sein wird als deutscher Grünstrom, da dieser – im Gegensatz zu grünem Strom – auch über weitere Strecken transportier- und speicherbar ist.

4 CO₂-Vermeidungskosten sollten die Verwendung von Wasserstoff determinieren – vier Fallstudien

Die betriebs- und volkswirtschaftlichen Entscheidungen über die Verwendung von grünem Wasserstoff können auseinander fallen

Wird dennoch die Frage gestellt, welche Sektoren als „Heimatmarkt“ für den Markthochlauf bis 2030 eine wichtige Rolle spielen sollten, wäre es aus „betriebs-wirtschaftlicher“ Sicht auf den ersten Blick naheliegend, die Verwendung des Wasserstoffs anhand des geringsten „Missing Money“ zu bestimmen, d. h. man beginnt dort, wo der Einsatz von Wasserstoff nahe an der Wirtschaftlichkeit ist. Die Grundüberlegung der Allokation nach dem höchsten Nutzen (optimalerweise reflektiert durch die Zahlungsbereitschaft der Nutzer in den Sektoren und somit dem Verkaufspreis) ist im Ansatz durchaus richtig, berücksichtigt aber nicht, dass **betriebs-wirtschaftliche Kosten** (Missing Money) und **volkswirtschaftliche Kosten** (bestehend aus Produktions- und Systemintegrationskosten) **auseinander fallen**

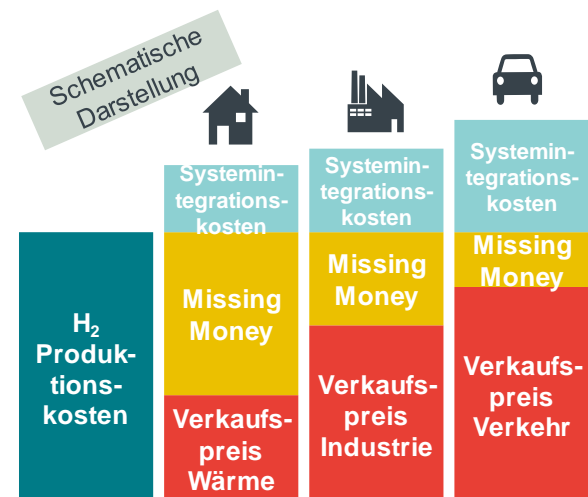


Abbildung 18. Die betriebs- und volkswirtschaftliche Entscheidung über die Verwendung von grünem Wasserstoff können auseinander fallen

Quelle: Frontier Economics (2021b).

können (siehe Abbildung 18). Beispielsweise spiegeln die Tarife, die Infrastrukturnutzer (wie z. B. Elektrolyseurbetreiber oder Industrie) für Netz- oder Speichernutzung zahlen, in der Regel die Systemkosten nicht eins zu eins wider. So werden durch einzelne Nutzer induzierte Netzkosten in der Regel über alle bzw. viele Netznutzer sozialisiert. Dies gilt analog für aufgewendete Fördergelder oder Maßnahmen zum Schutz der Stahl-, Chemie- und anderer Industrien, die Kostenerhöhungen aufgrund der europäischen Klimapolitik nicht auf die Kunden abwälzen können, da andere Produzenten auf dem internationalen Markt diese Kostenerhöhungen nicht im gleichen Maße tragen müssen („Carbon Leakage“).

Ebenso werden dynamische Aspekte wie Innovationskosten oder Beiträge zur Marktreife von Technologien, die aus volkswirtschaftlicher Sicht bedeutend sind, oftmals nicht in der betriebswirtschaftlichen Sicht berücksichtigt.

Vier Fallstudien zu CO₂-Vermeidungskosten in unterschiedlichen Sektoren bei Verwendung von grünem Wasserstoff

Wie beschrieben, ist es für eine sinnvolle Politikausrichtung wichtig, neben den Kosten für den Wasserstoff selbst auch die Systemintegrationskosten für eine Anwendung von Wasserstoff in einem Sektor mit zu bedenken (Umrüstung Netze, neue Tankstellen, neue Fahrzeuge, etc.). D. h. dass die volkswirtschaftlichen Kosten der Anwendung zu verstehen sind (und nicht nur auf den betriebswirtschaftlichen Business Case geschaut werden sollte). Vor diesem Hintergrund untersuchen wir in diesem Kapitel ausgewählte Fallstudien in den Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme die Kosten, die bei der Integration von grünem Wasserstoff entstehen. Dabei berücksichtigen wir sowohl Systemintegrationskosten als auch Unterschiede zwischen

den Produktionskosten mit grünem Wasserstoff und dem derzeit in den einzelnen Fallstudien verwendeten fossilen Energieträger (wie Diesel, Kohle oder Erdgas). Die Summe dieser Kosten setzen wir ins Verhältnis zu den eingesparten CO₂-Emissionen während der Produktion und während der Nutzung (siehe Abbildung 19). D. h. wir berechnen exemplarisch für einzelne Fallstudien die jeweiligen CO₂-Vermeidungskosten bei der Anwendung von grünem Wasserstoff. Da wir sowohl bei den Kosten als auch bei den Emissionen für grünen H₂ jeweils drei Szenarien betrachten, ergeben sich aus der Kombination neun verschiedene CO₂-Vermeidungskosten. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollte die Verwendung des erneuerbaren Wasserstoffs tendenziell dort erfolgen, wo die CO₂-Vermeidungskosten am niedrigsten sind.⁶⁰

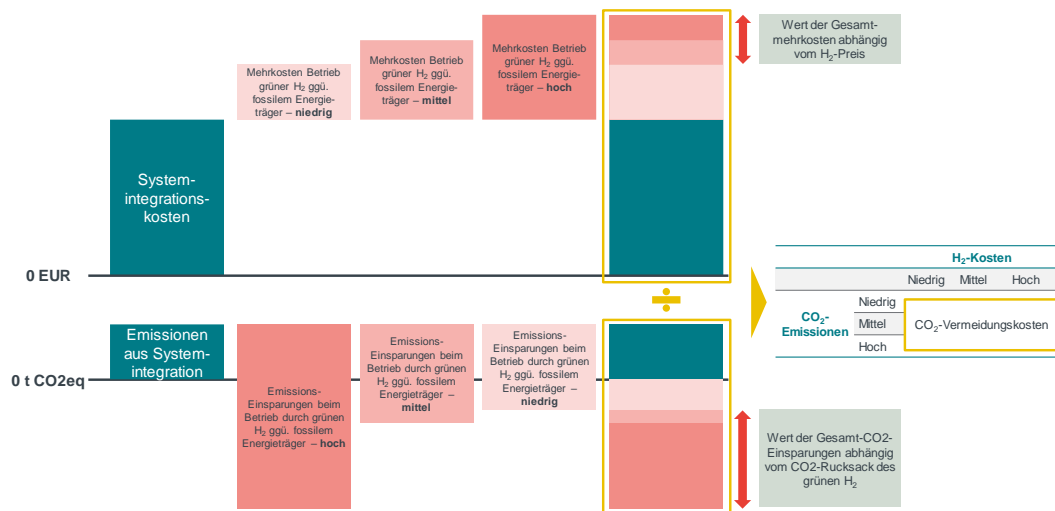


Abbildung 19 Vorgehen bei der Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten in den einzelnen Fallstudien (schematische Darstellung)

Quelle: Frontier Economics

Die betrachteten **Fallstudien** basieren auf näher in Abschnitt 4.1 erläuterten **einheitlichen Annahmen zu Kosten und CO₂-Emissionen von grünem Wasserstoff** und betrachten die folgenden Fälle:

- **Verkehr:** Umstellung eines Logistikzentrums mit 55 LKWs auf Brennstoffzellen-LKWs anstelle von Diesel-LKWs (Abschnitt 4.2)
- **Industrie:**
 - Umrüstung eines Stahlwerks von der Hochofen-Route mit Verbrennung von Koks-kohle auf Direktreduktion mit Wasserstoff (Abschnitt 4.3)
 - Ersatz von grauem durch grünen Wasserstoff in der Ammoniak-Produktion (Abschnitt 4.4)
- **Wärme:** Blending von 20 Vol.-% H₂ in das Gasverteilstnetz einer Stadt mit gut 500.000 Einwohnern (Abschnitt 4.5)

⁶⁰ Weiterhin sind natürlich auch die Kosten der jeweils verfügbaren Alternativen zu bedenken – eine vollständige Systemanalyse oder ein detaillierter Vergleich unterschiedlicher Vermeidungsoptionen in den Anwendungen wird hier aber nicht vorgenommen. Dies wäre auch nicht zielführend, wie ein Blick auf die Spannweite der möglichen Vermeidungskosten in Abhängigkeit unterschiedlicher Kostentreiber im Folgenden zeigen wird.

Der jeweilige fossile Energieträger, der beim Vergleich herangezogen wird, ist folglich jeweils ein anderer. Die Brennstoffpreise und Emissionsintensität variieren folglich zwischen den Energieträgern Diesel, Kokssteine und Erdgas.

Es ist allerdings anzumerken, dass es auch innerhalb der Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme sehr heterogene Anwendungsfälle gibt (z. B. ein neues Einfamilienhaus vs. ein altes Mehrfamilienhaus im Wärmemarkt, Kleinwagen vs. 40t Lastwagen, etc.) und somit unterschiedlich hohe CO₂-Vermeidungskosten bestehen. Aus den Fallstudien können somit keine pauschalen Aussagen für die einzelnen Sektoren abgeleitet werden, aber ein gutes Verständnis für Größenordnungen und Kostentreibern gewonnen werden.

4.1 Einheitliche Annahmen zu Kosten und CO₂-Rucksack von grünem H₂ für alle Fallstudien

Für die Berechnung der Fallstudien legen wir konsistente Annahmen zu den Kosten sowie dem CO₂-Rucksack von grünem Wasserstoff zugrunde. Aufgrund der Unsicherheit in Bezug auf die genannten Parameter betrachten wir in unseren Analysen verschiedene Bandbreiten. Diese Bandbreiten basieren auf drei unterschiedlich hohen Kosten für die Produktion und den Transport von grünem Wasserstoff (niedrig, mittel, hoch) sowie Annahmen zum CO₂-Rucksack des grünen H₂ (niedrig, mittel, hoch). Unsere Analyse der CO₂-Vermeidungskosten beruht somit je Fallstudie auf neun verschiedenen Szenarien.

Die betrachteten Kosten von grünem Wasserstoff sind in Tabelle 1 dargestellt und liegen zwischen einem Mindestpreis von 75 EUR/MWh_{H₂}⁶¹ bei Produktion in Deutschland mit umfangreichen Befreiungen und der Möglichkeit zur kostenfreien Nutzung von Überschussstrom sowie einem Höchstpreis von 150 EUR/MWh_{H₂}⁶² für den Import per Schiff aus Marokko.

Ebenfalls in Tabelle 1 abgebildet sind die angenommenen „CO₂-Rucksäcke“ von grünem Wasserstoff in Abhängigkeit des Betrachtungsrahmens bei der Lebenszyklusanalyse:

- Im niedrigen Fall wurde auf eine reine Nutzungsperspektive abgestellt, welche die Emissionen exkludiert, die in der Bereitstellung des Wasserstoffs anfallen.
- Im mittleren Szenario werden immerhin Emissionen für den Bau und die Installation der Wind-/Solarstrom-Anlagen berücksichtigt.
- Im Szenario mit hohem CO₂-Rucksack werden die Emissionen für die Energiebereitstellung umfassend berücksichtigt. Insbesondere sind hierbei Emissionen für den Aufbau der EE-Anlagen und des Elektrolyseurs sowie Effizienzverluste durch die Elektrolyse, einen Pipelinetransport und die lokale Verteilung und Kompression berücksichtigt.

⁶¹ Der unterste Wert basiert – abweichend von dem ursprünglichen Szenario – auf dem optimistischen Best-Case-Szenario für Gesteuerungskosten von grünem Wasserstoff innerhalb Deutschlands. Vgl. Frontier Economics (2021b).

⁶² Eigene Berechnungen Frontier Economics (2021c).

Tabelle 1: Kosten und CO₂-Emissionen von grünem Wasserstoff

	EUR/MWh _{H₂}	kgCO ₂ eq/MWh _{H₂}
Niedrig	75	0
Mittel	113	30
Hoch	150	77

Quelle: Kosten von niedrig nach hoch: Frontier Economics (2021b), IEA (2019), Frontier Economics (2021c).
CO₂-Emissionen von niedrig nach hoch: Reine Nutzungsperspektive mit null Emissionen, Greenpeace (2020) sowie eigene Berechnungen⁶³

4.2 Fallstudie Verkehr: Logistikzentrum mit Brennstoffzellen-LKWs

Setting der Fallstudie

Für die Fallstudie im Verkehrssektor betrachten wir ein Logistikzentrum mit einer Flottengröße von 55 LKW mit einem zulässigen Gesamtgewicht von jeweils 40 t. Im Ausgangsszenario gehen wir von Diesel-betriebenen LKW mit einer über 7 Jahre gestreckten Gesamtfahrleistung von 700.000 km aus.⁶⁴ Der angenommene Verbrauch beträgt 401 kWh_{Diesel}/100 km bzw. 40 l_{Diesel}/100 km. Außerdem nehmen wir für den Diesel CO₂-Emissionen in Höhe von 268 kgCO₂eq/MWh_{Diesel} an,⁶⁵ sowie Kosten von 0,58 EUR/l_{Diesel}.

Für die Umstellung des Logistikzentrums nehmen wir an, dass das Logistikzentrum in Zukunft mit Brennstoffzellen-LKW (BSZ-LKW) betrieben wird. Für den Betrieb der Brennstoffzelle wird, analog zu den weiteren betrachteten Fallstudien, grüner Wasserstoff genutzt. Der Verbrauch für die BSZ-LKWs liegt bei 364 kWh_{H₂}/100 km bzw. 11 kg_{H₂}/100 km.⁶⁶ Die übrigen Annahmen zu Flottengröße sowie der Gesamtfahrleistung der LKW bleiben von der Umrüstung des Logistikzentrums auf grünen Wasserstoff unberührt. Sonstige Aspekte wie Einflüsse aus Kfz-Steuerbefreiungen, Kaufprämien oder Mautgebühren, die für die betriebswirtschaftliche Perspektive des Transportunternehmens wichtig sind, werden bei der Analyse der volkswirtschaftlichen Kosten ausgeblendet.

Kosten und CO₂-Emissionen über den gesamten Lebenszyklus

Um die ganzheitliche Perspektive der CO₂-Vermeidungskosten zu gewährleisten, berücksichtigen wir nicht nur die Kosten sowie eingesparten CO₂-Emissionen in der Nutzungsphase, sondern über den gesamten Lebenszyklus. Neben der Nutzungsphase betrachten wir hierfür die Herstellungsphase sowie den Aufbau von Infrastruktur am Logistikzentrum.

Um die Systemintegrationskosten in der **Herstellungsphase** zu ermitteln, berücksichtigen wir die Differenz zwischen den Investitionskosten eines BSZ-LKWs i. H. v. 350.000 EUR sowie eines Diesel-LKWs i. H. v. 125.000 EUR.⁶⁷ Ferner gehen wir davon aus, dass die Hälfte der derzeitigen Diesel-LKW passend nach Ende der erwarteten Lebenszeit von sieben Jahren ersetzt werden. Die übrigen Diesel-LKW werden hingegen nach der Hälfte der Lebenszeit durch

⁶³ Eigene Berechnungen basierend auf Onat et al. (2015), ecoinvent Datenbank (Wernet et al., 2016), Gerhardt et al. (2020), Merten et al. (2020), Brändle et al. (2020), Acatech et al. (2017).

⁶⁴ Frontier Economics (2020b).

⁶⁵ Annahmen zum Verbrauch und CO₂-Emissionen für Diesel basieren auf Expertenaussagen.

⁶⁶ Siehe Fußnote 65.

⁶⁷ FfE (2019b), Mittelwert für 2025.

BSZ-LKW ersetzt. Für letztere betrachten wir daher zusätzlich die nicht abgeschriebenen Kosten und Emissionen aus der Herstellung.

Ebenso vergleichen wir die CO₂-Emissionen für die Herstellung eines Diesel-LKWs mit denen eines BSZ-LKWs. Hierbei fallen Mehremissionen bei der Herstellung des BSZ-LKWs aufgrund der zusätzlich benötigten Komponenten (Elektromotor, H₂-Tank, Brennstoffzelle, Pufferbatterie) an. Insgesamt gehen wir davon aus, dass für die Herstellung eines BSZ-LKWs im Vergleich zum Diesel-LKW Mehremissionen in Höhe von 56 t CO₂eq entstehen. Für die Herleitung dieser Mehremissionen berücksichtigen wir insbesondere die Herstellung der zusätzlich benötigten Komponenten für den BSZ-LKW. Dies betrifft die Herstellung des Wasserstofftanks, des E-Antriebsstrangs (inklusive E-Motor), der Brennstoffzelle sowie einer Pufferbatterie.⁶⁸

Neben den LKW betrachten wir den für die Umstellung des Logistikzentrums notwendigen **Aufbau von Infrastruktur**. Basierend auf dem angenommenen H₂-Verbrauch der BSZ-LKW sowie Annahmen zur Kapazität einer H₂-Tankstelle⁶⁹ nehmen wir vereinfachend an, dass für das Logistikzentrum zwei H₂-Tankstellen benötigt werden. Die in dieser Studie unterstellten Kosten pro Tankstelle liegen bei 3 Mio. EUR, die CO₂-Emissionen bei 24 tCO₂eq.⁷⁰

Zusätzlich betrachten wir im Bereich Infrastruktur die Emissionen und Kosten für den Transport des grünen Wasserstoffs zum Logistikzentrum. Insbesondere gehen wir davon aus, dass die Tankstellen des Logistikzentrums aufgrund eines nicht vorhandenen Pipelineanschlusses auf die Versorgung mit Wasserstoff durch LKW-Transporte angewiesen sind. Hierbei zielen wir aus Kostengründen⁷¹ auf einen gasförmigen Transport per Trailer ab. Um die Kosten für den Transport zu berechnen, unterstellen wir eine Distanz von 100 km und setzen Kosten in Höhe von 0,54 EUR/MWh_{H₂}/km an.⁷² Für die Berechnung der CO₂-Emissionen beim Transport des Wasserstoffs zur Tankstelle nehmen wir analog zum Verbrauch der LKWs des Logistikzentrums einen Verbrauch von 364 kWh_{H₂}/100km sowie eine Kapazität des Trailers von 670 kg_{H₂} an.⁷³

Bandbreiten und Treiber der CO₂-Vermeidungskosten

Wie in Abschnitt 4.1 erläutert, berechnen wir Bandbreiten der CO₂-Vermeidungskosten anhand jeweils drei verschiedener Werte für die Erzeugungskosten sowie den CO₂-Rucksack von grünem Wasserstoff (siehe Tabelle 1). Insgesamt liegt die Bandbreite der CO₂-Vermeidungskosten für das Logistikzentrum zwischen 782 EUR/tCO₂eq (niedrige Kosten, niedriger CO₂-Rucksack von grünem H₂) sowie 1.496 EUR/tCO₂eq (hohe Kosten, hoher CO₂-Rucksack von grünem H₂).

In Abbildung 20 sind die Bandbreiten der CO₂-Vermeidungskosten für verschiedene H₂-Kosten (niedrig, mittel, hoch) dargestellt. Pro Szenario der angenommenen H₂-Kosten ergeben sich die Bandbreiten durch die Annahmen zu dem CO₂-Rucksack des grünen Wasserstoffs. Zusätzlich werden pro Bandbreite die Beiträge aus der Systemintegration sowie der Nutzungsphase dargestellt. Hierbei wird deutlich, dass der Anteil der Nutzungsphase an den gesamten

⁶⁸ Die Emissionen wurden anhand von Leistungsdaten aus h2energy (siehe <https://h2energy.ch/wp-content/uploads/2017/06/Brochure-Truck.pdf>) und Angaben zu den Emissionen aus der ecoinvent Datenbank (Wernet et al. (2016)) in der Version 3.5 sowie Agora (2019) hergeleitet.

⁶⁹ NREL (2013), FZ Jülich (2018).

⁷⁰ Für die Kosten betrachten wir den Durchschnitt über die in den Studien des FZ Jülich (2018) sowie NREL (2013) angenommenen Kosten i. H. v. 2 Mio. EUR bzw. 3,9 Mio. EUR. Um die Emissionen für den Bau einer H₂-Tankstelle zu ermitteln, setzen wir den Durchschnitt über drei verschiedene „Natural gas service stations“ aus der LCA-Datenbank ecoinvent 3.0 an.

⁷¹ Vgl. IEA (2019a), S. 80.

⁷² Guidehouse/Tractebel (2020).

⁷³ IEA (2019b).

CO₂-Vermeidungskosten mit steigenden H₂-Kosten deutlich ansteigt – von zunächst 5 % im Fall von niedrigen H₂-Kosten auf bis zu 30 % für den Fall hoher H₂-Kosten.

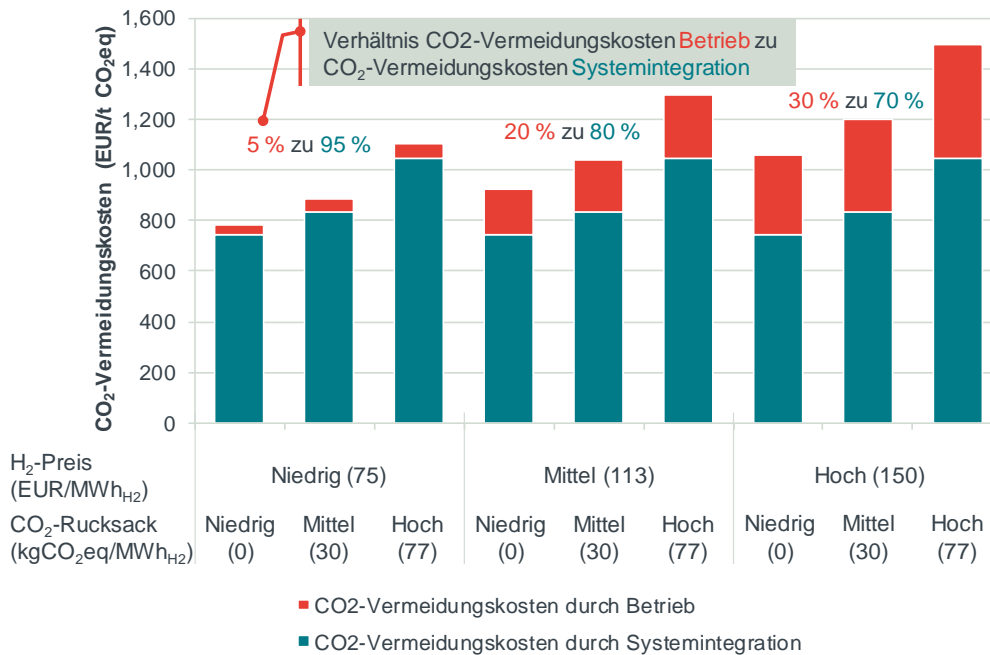


Abbildung 20 CO₂-Vermeidungskosten für ein Logistikzentrum

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für jedes Szenario bei den Kosten für grünes H₂ berechnen wir Bandbreiten für die CO₂-Vermeidungskosten. Diese Bandbreiten basieren auf verschiedenen Annahmen zum CO₂-Rucksack des grünen H₂.

4.3 Fallstudie Industrie: Umrüstung eines Stahlwerks auf Direktreduktion mit Wasserstoff

Setting der Fallstudie

Für die erste Fallstudie im Industriebereich betrachten wir zunächst die in Deutschland zur Stahlerzeugung verwendeten Prozesse. Für das Jahr 2016 gilt hier:

- **Hochofenkonverter-Route:** Diese Route macht 70 % der Stahlerzeugung in Deutschland aus. Dabei ist der wesentliche Primärenergieträger Koks Kohle, die bei dieser Route die hohen CO₂-Emissionen (50 Mio. t/a) treibt.
- **Elektrolichtbogen-Route:** Diese Route macht 29 % der Stahlerzeugung in Deutschland aus. Der Primärenergieträger ist hier Strom. Diese Route benötigt allerdings „Vorprodukte“ (Eisenschwamm), bei deren Erzeugung selbst wieder CO₂-Emissionen erfolgen.
- **Erdgasbasierte Direktreduktion:** Diese macht nur einen geringen Teil der Stahlerzeugung in Deutschland aus.

Zur Reduktion der CO₂-Emissionen bei der Stahlerzeugung ist somit die Substitution der Hochofenkonverter-Route durch eine alternative CO₂-ärmere Technologie erforderlich.

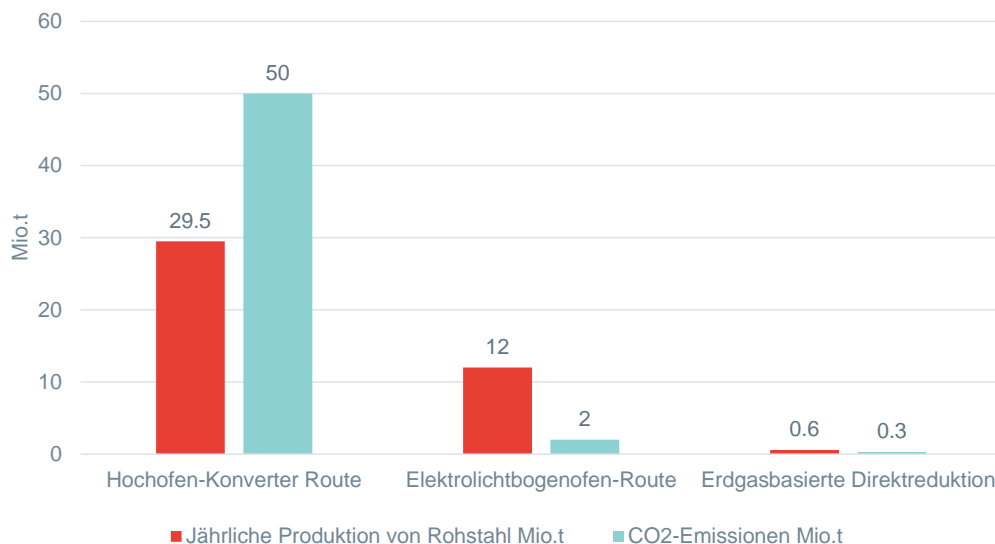


Abbildung 21 **Stahlerzeugung: Technologierouten und CO₂-Emissionen**

Quelle: Agora Energiewende (2020)

Reinvestitionsbedarf und Technologiepfade

Agora Energiewende (2020) geht von einem Reinvestitionsbedarf in der Primärstahlproduktion bis zum Jahr 2030 von ca. 53 % der Gesamtkapazität aus. Wir gehen deshalb davon aus, dass bis zum Jahr 2030 ca. 50 % der Gesamtkapazitäten in der Hochofenkonverter-Route ersetzt werden müssen. Dies entspricht einer jährlichen Stahlerzeugung in Deutschland von 15 Mio. t Stahl.

Als Technologie zur Substitution der Hochofenkonverter-Route wählen wir die Direktreduktion mit Wasserstoff und Elektrolichtbogen. Diese Technologie ist derzeit noch im Entwicklungsstadium, wird allerdings bei der Stahlerzeugung als prioritäre CO₂-freie Technologie für die Zukunft angesehen.⁷⁴

In der Fallstudie vergleichen wir somit die CO₂-Vermeidungskosten aus dem Technologievergleich:

- Hochofenkonverter-Route; gegenüber
- Direktreduktion mit Wasserstoff und Elektrolichtbogen.

Für den Vergleich verwenden wir die in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** angeführten Annahmen. Bei den Investitionen in die Hochofenkonverter-Route gehen wir davon aus, dass auf bestehenden Standorten die Anlagen erneuert werden („brownfield“)⁷⁵. Bei der Direktreduktion mit Wasserstoff und Elektrolichtbogen ist weiterhin der Einsatz von Gas erforderlich. Wir gehen davon aus, dass hier Biogas verwendet wird und daraus keine CO₂-Emissionen entspringen. Es fallen allerdings auch bei dieser Route geringe CO₂-Emissionen an, die im Rahmen des Prozesses im Elektrolichtbogen freigesetzt werden.

⁷⁴ Als Zwischenschritt wird auch die Direktreduktion mit Erdgas (inkl. Wasserstoffbeimischung) und Elektrolichtbogen angeführt.

⁷⁵ Die Investitionskosten für eine neue Anlage („greenfield“) sind natürlich entsprechend höher, allerdings wäre dies wohl keine realistische Investitionsoption im Falle der Hochofenkonverter-Route. Es ist nämlich nicht davon auszugehen, dass ein bestehender Standort gänzlich aufgegeben wird und an einem anderen ein neues Werk errichtet wird.

Tabelle 2: Stahlproduktion - Annahmen

	Hochofenkonverter-Route	Direktreduktion H ₂ und Elektrolichtbogen
Investitionskosten	170 EUR/t _{Stahl} („Brownfield“)	528 EUR/t _{Stahl}
H ₂	-	1,8 MWh/t _{Stahl}
Strom	0,12 MWh/t _{Stahl}	0,58 MWh/t _{Stahl}
Gas	-	0,55 MWh/t _{Stahl}
Kohle	4 GJ/t _{Stahl}	-
Koks	10,8 GJ/t _{Stahl}	-
CO ₂ -Emissionen	0,13 t _{CO2} /t _{Stahl}	1,7 t _{CO2} /t _{Stahl}

Quelle: Rechberger et al (2020), JRC (2013), Vogl et al (2018)

Hinweis: Gas = Biogas

Systeminfrastruktur für Direktreduktion mit Wasserstoff

Aufgrund der benötigten Mengen an Wasserstoff für die Stahlerzeugung gehen wir davon aus, dass der Wasserstoff nicht direkt vor Ort am Stahlstandort erzeugt wird, sondern über ein Leitungssystem zum Standort transportiert wird. Für die Abschätzung der damit verbundenen Kosten für die Systeminfrastruktur gehen wir vom Wasserstoff-Startnetz der „Grüngasvariante“ des Netzentwicklungsplans 2020⁷⁶ aus. Dieser sieht bis zum Jahr 2030 rund 1140 km auf Wasserstoff umgestellte Gasleitungen sowie 94 km neue, reine Wasserstoffleitungen vor. Dafür sind Gesamtinvestitionen von 530 Mio. EUR vorgesehen.

Ein Teil der Stahlstandorte mit Hochofenkonverter Route liegt an oder in der Nähe des Wasserstoff-Startnetzes 2030 (siehe Abbildung 22). In unserer Fallstudie rechnen wir deshalb **50 % des Wasserstoff-Startnetzes** den Systemintegrationskosten zur Bereitstellung von Systeminfrastruktur (Wasserstoffnetz) im Stahlsektor zu (**265 Mio. EUR**).

⁷⁶ FNB Gas (2020).

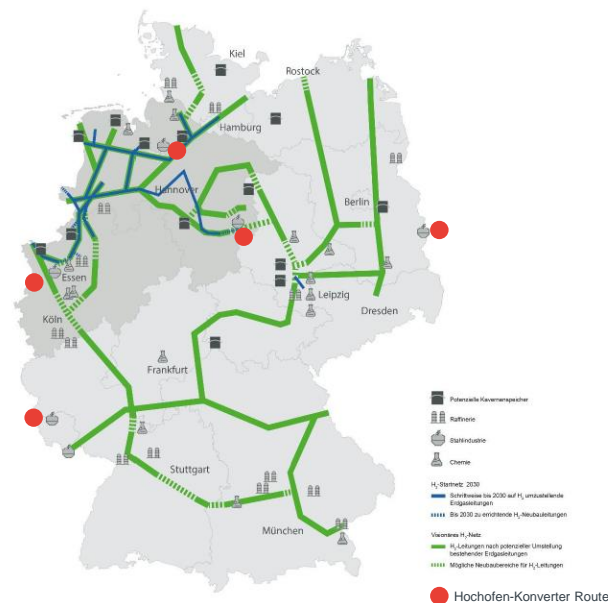


Abbildung 22 Wasserstoff-Startnetz 2030 und Stahlstandorte

Quelle: FNB Gas (2020)

Diese Systemintegrationskosten können allerdings als Untergrenze für die vollständige Defossilisierung der Stahlerzeugung gesehen werden, da einige Stahlstandorte mit Hochofenkonverter Route derzeit nicht am Wasserstoffstartnetz 2030 liegen (Stahlwerke im Osten und Südwesten Deutschlands in Abbildung 22). Für die Umstellung auf Direktreduktion mit Wasserstoff ist hier entweder eine

- Erweiterung des Wasserstoffnetzes durch eine Stichleitung zum relevanten Stahlwerk notwendig, z. B. ca. 890 Mio. EUR⁷⁷ Investitionskosten für eine Wasserstoffleitung bei einer Anbindung des Stahlwerkes im Osten Deutschlands (Abbildung 22), oder
- der deutliche Ausbau des Stromnetzes für die Vor-Ort-Produktion von Wasserstoff erforderlich. Die Investitionskosten für Suedlink von 8- 10 Mrd. EUR bei 2x2 GW und ca. 1300 km Länge können hier als Indikation herangezogen werden. Für die Versorgung des Stahlwerkes im Südwesten von Deutschland (Abbildung 22) würden wir zusätzliche Systemintegrationskosten für das Stromnetz von ca. 3. Mrd. EUR ansetzen.

Bandbreiten und Treiber der CO₂-Vermeidungskosten

Wie in Abschnitt 4.1 erläutert, berechnen wir Bandbreiten der CO₂-Vermeidungskosten anhand jeweils drei verschiedener Werte für die Kosten sowie den CO₂-Rucksack von grünem Wasserstoff (siehe Tabelle 1). Insgesamt liegt die Bandbreite der CO₂-Vermeidungskosten zwischen 118 EUR/tCO₂eq (niedrige Kosten, niedriger CO₂-Rucksack von grünem H₂) sowie 229 EUR/tCO₂eq (hohe Kosten, hoher CO₂-Rucksack von grünem H₂).

In Abbildung 23 sind die Bandbreiten der CO₂-Vermeidungskosten für verschiedene H₂-Kosten (niedrig, mittel, hoch) dargestellt. Pro Szenario der angenommenen H₂-Kosten ergeben sich die Bandbreiten durch die Annahmen zum CO₂-Rucksack des grünen Wasserstoffs.

⁷⁷ Annahme wäre hier eine 380 km lange, neue Wasserstoffleitung mit Kosten von 2,3 Mio./km.

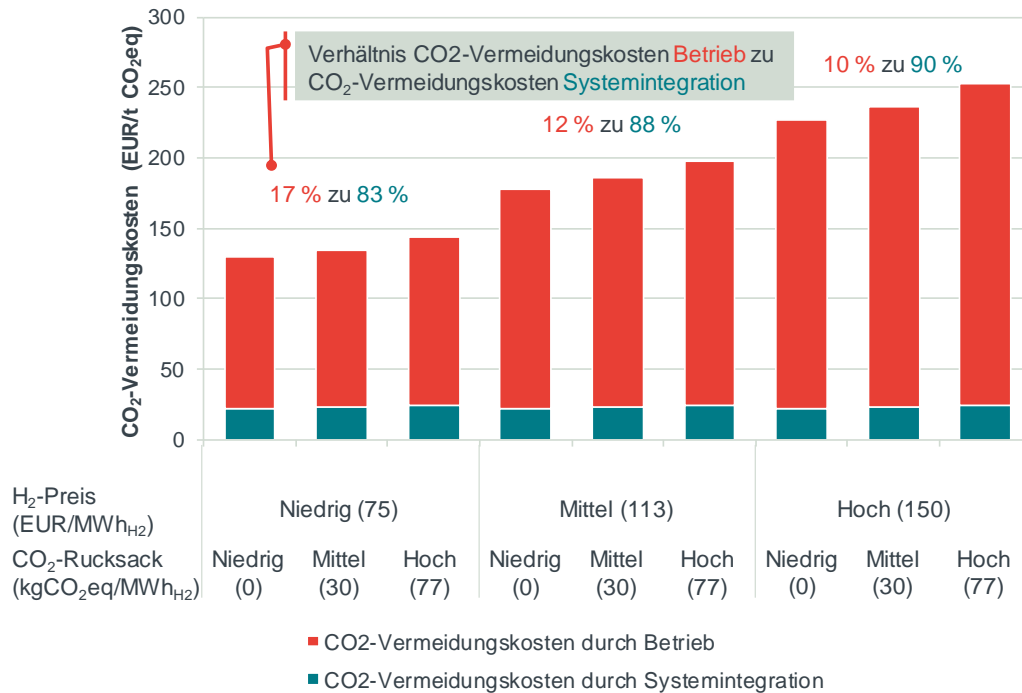


Abbildung 23 CO₂-Vermeidungskosten für Stahlerzeugung

Quelle: Frontier Economics

Zu den CO₂-Vermeidungskosten kann angemerkt werden:

- **Auswirkung auf Wettbewerbsfähigkeit:** Die Produktionskosten für eine t Stahl nach der Hochofenkonverter Route kostet heute ca. 450 EUR/t. Die Vermeidungskosten aus Abbildung 23 übersetzen sich in Mehrkosten von ca. 129 bis 252 EUR/t Stahl. Dies liegt über dem Preisniveau des EU ETS⁷⁸ (bzw. den Carbon Leakage Kompensationen) und bedeutet, dass man ohne Kompensation im internationalen Wettbewerb mit Graustahl nicht mehr wettbewerbsfähig wäre.
- **Infrastrukturkosten für Systemintegration:** Die CO₂-Vermeidungskosten sind im Wesentlichen durch die hohen H₂-Kosten im Vergleich zu Koks Kohle getrieben. Die Infrastrukturkosten für die Wasserstoffinfrastruktur haben im Basisfall nur einen geringen Anteil an den CO₂-Vermeidungskosten. Dies kann allerdings von Fall zu Fall unterschiedlich sein. Beispielsweise gilt für:
 - Variante „Wasserstoffdirektleitung“ (890 Mio. EUR): Wenn eine zusätzliche Wasserstoffleitung zur Anbindung eines einzelnen Stahlwerkes⁷⁹ erforderlich ist, dann erhöht die hierfür erforderliche Infrastruktur die CO₂-Vermeidungskosten um ca. 16 EUR/tCO₂eq (mittel/mittel Fall).
 - Variante „Vor-Ort-H₂-Produktion und Stromnetz“ (3 Mrd. EUR): wenn eine Vor-Ort-H₂-Produktion für ein einzelnes Stahlwerk⁸⁰ erfolgt und dazu das Stromnetz erheblich ausgebaut wird, dann erhöht die hierfür erforderliche Infrastruktur die CO₂-Vermeidungskosten um ca. 55 EUR/tCO₂eq (mittel/mittel Fall).

⁷⁸ Dies lag 2021 erstmals bei über 40 EUR/t CO₂.

⁷⁹ Wir gehen hier von einer jährlichen Stahlproduktion dieses einzelnen Stahlwerkes von 2 Mio.t/Jahr aus.

⁸⁰ Wir gehen hier von einer jährlichen Stahlproduktion dieses einzelnen Stahlwerkes von 2 Mio.t/Jahr aus.

4.4 Fallstudie Industrie: Ersatz von grauem durch grünen Wasserstoff in der Ammoniak-Produktion

Setting der Fallstudie und Annahmen zu Kosten und CO₂-Emissionen

Die zweite Fallstudie im Industriesektor fokussiert sich auf den Ersatz von grauem durch grünen Wasserstoff in der Ammoniak-Produktion. In Deutschland werden dafür jährlich knapp 16 TWh_{H₂} an Wasserstoff benötigt, wobei der Großteil mittels Dampfreformierung vor Ort hergestellt wird.⁸¹

Dieser graue Wasserstoff kann ohne größere Anpassungserfordernisse im Produktionsprozess durch grünen Wasserstoff ersetzt werden.⁸² An Systemintegrationskosten berücksichtigen wir – in Anbetracht der benötigten Mengen – Kosten für den Transport des grünen Wasserstoffs über ein Leitungssystem zum Standort. Hier gehen wir analog zur Stahlfallstudie vom Wasserstoff-Startnetz der „Grüngasvariante“ des Netzentwicklungsplans 2020⁸³ aus. In Anbetracht des geringeren Wasserstoffverbrauches (16 TWh_{H₂}/Jahr gegenüber 27 TWh_{H₂}/Jahr bei der Stahlfallstudie) rechnen wir mit Systemintegrationskosten i. H. v. lediglich 25 % des Wasserstoff-Startnetzes zur Bereitstellung der Systeminfrastruktur (Wasserstoff) im Ammoniaksektor (132 Mio. EUR).

Hinsichtlich der Kosten während der Nutzung unterstellen wir Produktionskosten bzw. einen Preis für grauen Wasserstoff („fossiler Vergleichsfall“) mittels Erdgas-Dampfreformierung i. H. v. 1,50 EUR/kg_{H₂}.⁸⁴ Für den CO₂-Emissionsfaktor nehmen wir 5,2 Mio. t CO₂eq an.⁸⁵

Bandbreiten und Treiber der CO₂-Vermeidungskosten

Wie in den vorstehenden Fallstudien berechnen wir die Bandbreiten der CO₂-Vermeidungskosten anhand jeweils drei verschiedener Werte für die Erzeugungskosten sowie den CO₂-Rucksack von grünem Wasserstoff (siehe Tabelle 1).

In Abbildung 24 sind wiederum die Bandbreiten der CO₂-Vermeidungskosten für verschiedene H₂-Kosten (niedrig, mittel, hoch) dargestellt. Pro Szenario der angenommenen H₂-Kosten ergeben sich die Bandbreiten durch die Annahmen zu dem CO₂-Rucksack des grünen Wasserstoffs. Zusätzlich werden pro Bandbreite die Beiträge aus der Systemintegration sowie der Nutzungsphase dargestellt. Hierbei wird deutlich, dass die Bandbreite der CO₂-Vermeidungskosten primär vom CO₂-Rucksack bzw. den Mehrkosten des grünen Wasserstoffs gegenüber grauem Wasserstoff beeinflusst wird. Darüber haben die Systemintegrationskosten einen verschwindend geringen Anteil an den Kosten im Zähler, welche von den Kosten während der Nutzung dominiert werden.

⁸¹ Vgl. Dena (2016).

⁸² Unter Umständen fallen jedoch je nach Investitionszeitpunkt „Stranded Investments“ bei den Anlagen zur Dampfreformierung an, wenn diese vorzeitig abgeschrieben werden. Dies klammern wir im Folgenden bei der Berechnung der Systemintegrationskosten allerdings aus.

⁸³ FNB Gas (2020).

⁸⁴ Vgl. IEA (2019a) und Greenpeace (2020).

⁸⁵ Vgl. IEA (2019a) und Greenpeace (2020).

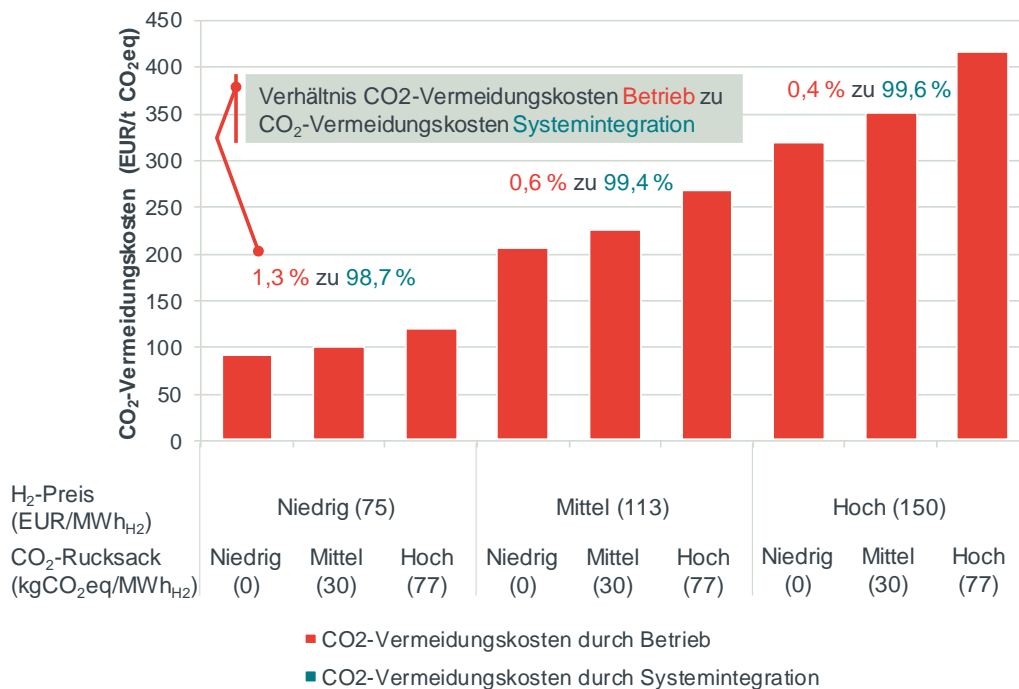


Abbildung 24 CO₂-Vermeidungskosten für den Ersatz von grauem durch grünen Wasserstoff in der Ammoniak-Produktion

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für jedes Szenario bei den Kosten für grünen H₂ berechnen wir Bandbreiten für die CO₂-Vermeidungskosten. Diese Bandbreiten basieren auf verschiedenen Annahmen zum CO₂-Rucksack des grünen H₂.

4.5 Fallstudie Wärme: Blending von 20 Vol.-% H₂ in ein städtisches Gasverteilnetz

Setting der Fallstudie

Für die Fallstudie im Wärmemarkt betrachten wir eine deutsche Großstadt mit gut einer halben Million Einwohner und einem jährlichen Gasverbrauch von knapp 3,5 TWh. Durch Blending von 20 Vol.-% Wasserstoff in das städtische Gasverteilnetz werden ca. 260 GWh/a Erdgas ersetzt.⁸⁶ Die resultierenden Einsparungen der CO₂-Emissionen und die Mehrkosten rechnen wir auf die Lebenslänge einer Heizungsanlage hoch, die wir auf 15 Jahre ansetzen. Die CO₂-Emissionen des Erdgases setzen wir dabei mit 0,2 kgCO₂eq/kWh an, die Emissionen des grünen Wasserstoffs – analog zu den anderen Fallstudien – mit den in Tabelle 1 angegebenen Werten der drei Szenarien.

Die Kosten des erneuerbaren Wasserstoffeinsatzes im Wärmesektor ergeben sich zunächst aus dem höheren Brennstoffpreis (siehe Tabelle 1) gegenüber dem Erdgaspreis i. H. v. 25 EUR/MWh (Großhandelsebene). Darüber hinaus berücksichtigen wir in der Fallstudie folgende Systemintegrationskosten:

- Schutz von Verbrauchern mit einer geringeren Wasserstofftoleranz, wie CNG-Tankstellen oder Industriebetriebe; sowie

⁸⁶ Bei einem Blending von 20 Vol.-% Wasserstoff in das Erdgasnetz, werden aufgrund des geringeren Brennwertes des Wasserstoffs lediglich 7,7 % energetisch ersetzt. Im betrachteten Gasnetz mit einer jährlichen Entnahme von knapp 3,5 TWh führt dies zum Einsatz von ca. 260 GWh Wasserstoff.

- anteilige Investitionskosten für den Transport von Wasserstoff über das Fernleitungsnetz zum Gasverteilnetz.

Als Sensitivität berücksichtigen wir bei den Systemintegrationskosten ferner den Ersatz von einigen Heizungsanlagen aus den 1990er Jahren, die voraussichtlich Probleme bei einem Wasserstoffblending bereiten dürften.

In Abhängigkeit von den örtlichen Bedingungen in einem Gasnetzgebiet kann der Einsatz des H₂ in Form von Blending somit in Summe mehr oder weniger attraktiv sein. Unsere Fallstudie betrachtet ein Szenario, das auf viele Netzgebiete zutreffen kann.

Im Folgenden gehen wir auf die anfallenden Systemintegrationskosten detaillierter ein.

Systemintegrationskosten bei einem Blending von 20 Vol.-% Wasserstoff in ein Gasverteilnetz hängen hauptsächlich von den Kosten für den Schutz vulnerabler Verbraucher ab

Bei einer Einspeisung von Wasserstoff ist zunächst zu beachten, dass einige Anwendungen eine höhere Reinheit des eingesetzten Erdgases erfordern als andere und gewisse Wasserstoff-Blendingarten nicht „vertragen“. Um solche **vulnerablen Verbraucher** im Netzgebiet vor dem beigemischten Wasserstoff zu schützen, müssen vor Ort Filteranlagen errichtet werden, die den Wasserstoff aus dem Gasgemisch wieder abtrennen. Für die Abtrennung kommen verschiedene Technologien in Frage, an denen aktuell intensiv geforscht wird.⁸⁷ Wir gehen in unserer Fallstudie davon aus, dass Verfahren basierend auf Polymer- oder anorganischen Membranen für die Filterung eingesetzt werden, da diese im Vergleich zu anderen Verfahren bereits heute einen hohen Technologie-Reifegrad (TRL, vom englischen „Technology Readiness Level“) und relativ geringe Kosten aufweisen.⁸⁸ Wir betrachten den Einsatz dieser Membranen beispielhaft bei zwei Typen vulnerabler Verbraucher: Erdgastankstellen und Glaswerke. Beide stehen exemplarisch auch für andere vulnerable Verbraucher in denen das Erdgas auf ähnliche Art eingesetzt wird.

Für die Abschätzung der zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten, die durch den Schutz der betrachteten vulnerablen Verbraucher entstehen, nutzen wir Werte aus einem Forschungsbericht des DVGW, der die Kosten für verschiedene Abtrennverfahren anhand exemplarischer Anwendungen vergleicht.⁸⁹ Sofern Spannbreiten für die Kosten angegeben werden, setzen wir in unseren Berechnungen den jeweiligen Mittelwert an. Vor dem Hintergrund intensiver Forschung zu Abtrennungstechnologien⁹⁰ und etwaiger zukünftiger Kostendegressionen durch Lernkurveneffekte u. Ä., betrachten wir dies als eher konservative Annahme der zukünftig erwartbaren Kosten.

In den von uns betrachteten Erdgastankstellen ergeben sich so Investitions- und Betriebskosten in Höhe von ca. 55.600 EUR (Annuität) bzw. 21.000 EUR pro Jahr.⁹¹ CO₂-Emissionen entstehen beim Betrieb der Anlage hauptsächlich durch den Strom, der für die Erhitzung des Gasgemisches im Abtrennungsprozess benötigt wird. Ausgehend von einem Emissionsfaktor

⁸⁷ Vgl. Lubenau/Kussin (2019) für einen Überblick über die technischen Grundlagen, den Forschungsstand und die erwartbaren Kosten verschiedener Verfahren zur Abtrennung des Wasserstoff aus dem Gasgemisch.

⁸⁸ Vgl. Lubenau/Kussin (2019).

⁸⁹ Vgl. Lubenau/Kussin (2019).

⁹⁰ Vgl. Energate (12.04.2021): Forscher entwickeln Trennverfahren für Erdgas und Wasserstoff.

⁹¹ Zur Berechnung der Annuität wurde eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren (vgl. Lubenau/Kussin (2019), S. 58) und ein Zinssatz i. H. v. 6,9 % gewählt.

des deutschen Strommixes im Jahr 2020 von 0,45 kgCO_{2e}/kWh_{el}⁹² ergibt sich ein zusätzlicher CO₂-Verbrauch durch den Schutz der Tankstelle in Höhe von 2 t pro Jahr. Für die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten summieren wir Kosten und Emissionen von 7 Erdgastankstellen im Netzgebiet über die Lebenszeit der Heizungsanlage von 15 Jahren.

Das betrachtete Glaswerk unterscheidet sich von den Erdgastankstellen durch einen höheren Druckbereich, eine kontinuierliche statt diskontinuierliche Betriebsweise und einen durchgängigen Betrieb über das gesamte Jahr.⁹³ Dies führt zu einem erhöhten Erdgasdurchsatz von 1,1 GWh/a (pro Tankstelle) statt 17,4 GWh/a. Das Glaswerk bildet damit eine typische Situation in der Industrie ab. Die intensivere Nutzung führt zu höheren Kosten der Schutzmaßnahmen als bei einer Tankstelle. So ergeben sich Investitions- und Betriebskosten in Höhe von gut 470.000 EUR (Annuität) bzw. 415.000 EUR pro Jahr.⁹⁴ Zusätzliche Emissionen aus dem Strombezug ergeben sich in Höhe von ca. 950 t CO_{2eq} pro Jahr. Zur Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten summieren wir Kosten und Emissionen von zwei Glaswerken im Netz wiederum über die Lebenszeit der Heizungsanlage.

Angesichts des Verbrauchs von 260 GWh_{H₂} im lokalen Gasverteilnetz ist eine rein lokale Erzeugung des Wasserstoffs eher unrealistisch. Für eine konsequente Abschätzung der Integrationskosten von Wasserstoff ins örtliche Gasnetz muss dieses folglich analog zu den Fallstudien im Industriesektor an den **Kosten für die Anpassungen im Fernleitungsnetz** beteiligt werden. Wir nehmen als konservative Abschätzung an, dass das hier untersuchte Gasverteilnetz zu 5 % an den im Netzentwicklungsplan 2020 ausgewiesenen Kosten von insgesamt 530 Mio. EUR beteiligt wird.

In der Fallstudie nehmen wir an, dass **keine Mehrkosten durch Umrüstung des Verteilnetzes** anfallen, da gemäß Müller-Syring et al. (2018) Blendingraten bis zu 25 Vol.-% zumindest ab 2028 ohne Mehrkosten in Netzen aus Stahl- und PE-Leitungen durch reine Umwidmung der ohnehin anstehenden Ersatzinvestitionen ermöglicht werden können.

Hinsichtlich der Erdgasgeräte, die zur Erzeugung von Raumwärme genutzt werden, gehen wir im Basisfall davon aus, dass diese eine Wasserstoffkonzentration von 20 Vol.-% vertragen.⁹⁵ Laut Aussage des DVGW ist lediglich bei Heizungen eines gewissen Typs, die insbesondere in den Jahren 1995 bis 1998 installiert wurden (20 % der heute in Betrieb befindlichen Anlagen in Deutschland), mit Problemen zu rechnen. Da diese Heizungen aber bereits abgeschrieben sind und ohnehin ersetzt werden müssten und die auf dem heutigen Markt erwerbbar sind, setzen wir im **Basisfall keine Mehrkosten für die Erneuerung dieser Heizungsanlagen** an. Wir betrachten jedoch eine **Sensitivität**, in der wir von **Mehrkosten beim Ersatz** ausgehen, da der Umstieg direkt auf sog. „100% H₂-ready“ Geräte erfolgt, deren Preis 16,9 % über dem Preis einer Erdgasheizung liegt,⁹⁷ den wir mit 1200 EUR/Gerät (nur Brenner)⁹⁸ ansetzen. Da bei einer Lebenszeit der Heizungsanlage von bis zu maximal 25 Jahren, der Restwert heute errichteter

⁹² Dies ergibt sich auf Basis einer Pressemitteilung vom UBA im Jahr 2020 unter <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemittteilungen/bilanz-2019-co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom>, sowie Quatschnig (2021), unter <https://www.volker-quatschnig.de/datserv/ren-Strom-D/index.php>.

⁹³ Konkret gibt der DVGW (2019) in den exemplarischen Rechnungen für das Glaswerk gegenüber der CNG-Tankstelle einen Druckbereich von 16 statt 1 bar, einen erhöhten Volumenstrom von 2.000 statt 150 m³/h und jährliche Betriebsstunden von 8.700 statt 800 an.

⁹⁴ Analog zur Membran für die Erdgastankstelle wurden eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren und ein Zinssatz i. H. v. 6,9 % gewählt.

⁹⁵ Vgl. Burmeister et al. (2021), Dörr et al. (2021), DVGW (2020), S. 11

⁹⁶ Vgl. Viessmann (2021).

⁹⁷ Vgl. EHI (2021a).

⁹⁸ Gasbrennwertkessel < 70 MW, vgl. VHK (2019).

Anlagen bei einem Umstieg auf 100 % H₂ z. B. im Jahr 2040 nur noch sehr gering wäre, gehen wir nicht von nennenswerten „Stranded Investments“ aus. Zumal die Heizungsindustrie bereits an Erdgasheizungen arbeitet, die sich mit Hilfe eines Nachrüstsets bei Bedarf auf einen reinen Wasserstoffbetrieb umstellen lassen können.

Bandbreiten und Treiber der CO₂-Vermeidungskosten

In Abbildung 25 sind die CO₂-Vermeidungskosten des Basisfalls anhand der rot-grünen Balken für jeweils drei verschiedene Werte für die Kosten sowie den CO₂-Rucksack von grünem Wasserstoff (siehe Tabelle 1) dargestellt. Insgesamt liegt die Bandbreite der CO₂-Vermeidungskosten zwischen 332 EUR/tCO₂eq (niedrige Kosten, niedriger CO₂-Rucksack von grünem H₂) sowie 1.196 EUR/tCO₂eq (hohe Kosten, hoher CO₂-Rucksack von grünem H₂). Zusätzlich werden pro Bandbreite die Beiträge aus der Systemintegration (grün) sowie der Nutzungsphase (rot) ausgewiesen. Hierbei wird deutlich, dass die Systemintegrationskosten einen vergleichsweise geringen Einfluss haben. Der Anteil beträgt im Fall niedriger H₂-Kosten lediglich 7 % und im Fall hoher H₂-Kosten 16 %. Primärer Treiber der CO₂-Vermeidungskosten sind vielmehr die H₂-Preise und das vergleichsweise geringe CO₂-Einsparpotenzial (da der vergleichsweise saubere Energieträger Erdgas ersetzt wird – aber spätestens mit dem neuen, verschärften „Green Deal“ ist klar, dass auch fossile Gase weitestgehend ersetzt werden müssen, um die Ziele zu erreichen).

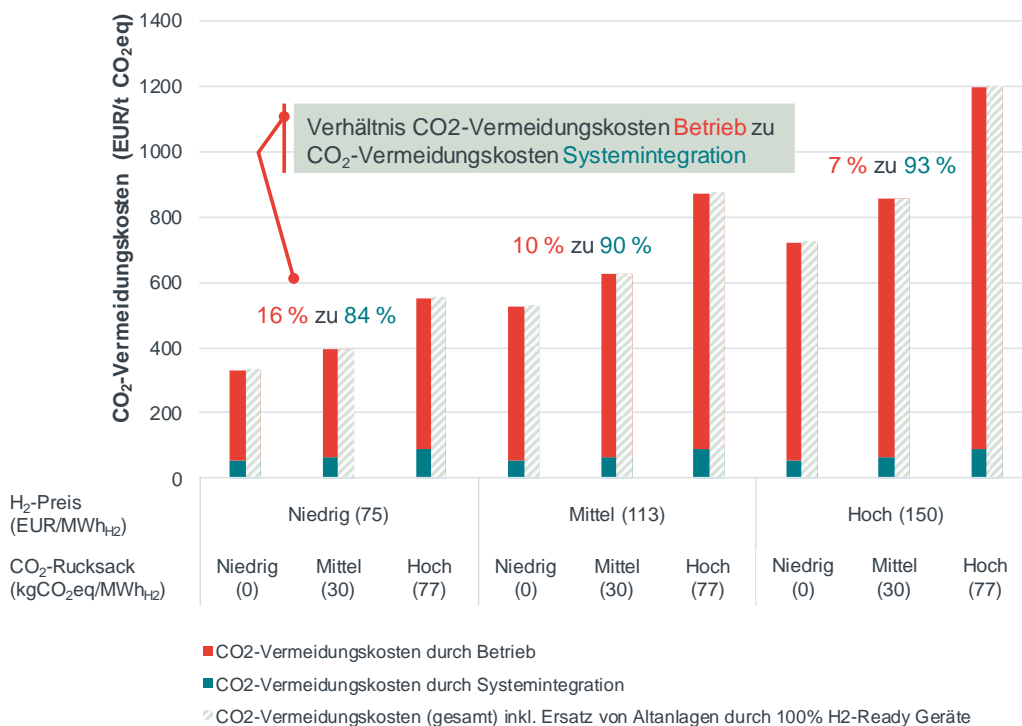


Abbildung 25 CO₂-Vermeidungskosten eines Blendings von 20 Vol.-% H₂ ins Erdgasnetz

Quelle: Frontier Economics

Der schraffierte Balken in Abbildung 25 repräsentiert die CO₂-Vermeidungskosten für die betrachtete Sensitivität (Ersatz von 20 % bereits abgeschriebener Heizungsanlagen durch 100 % H₂-ready Geräte). Hier wird deutlich, dass sich bei den oben dargestellten Annahmen die CO₂-Vermeidungskosten durch die zusätzlichen Systemintegrationskosten in Höhe von ca. 2 Mio. EUR nur leicht erhöhen.

4.6 Kein Lock-In-Effekt durch Blending im Wärmesektor zu erwarten

Im vorstehenden Abschnitt 4.5 haben wir gezeigt, dass die Systemintegrationskosten bei einem Blending von 20 Vol.-% H₂ speziell in ausgewählten Gasverteilnetzen sehr gering sein können, da zunächst kein (nicht ohnehin anstehender Austausch) an Gasheizungen erfolgen muss. So können laut Viessmann⁹⁹ und DVGW¹⁰⁰ heute installierte Geräte 20-30 Vol.-% H₂ ohne signifikante Mehrkosten sicher verarbeiten. Auch weitere Systemintegrationskosten sind überschaubar, sofern die Zahl an angeschlossenen H₂-sensiblen Industriekunden in den einzelnen Netzgebieten eher gering ist. Dieses Vorgehen würde allerdings regional definierte Gasqualitäten und einen entsprechend flexiblen Regulierungsrahmen erfordern. Dies ermöglicht – bei Verfügbarkeit des Wasserstoffs vor Ort¹⁰¹ – einen sofortigen Start bei der Entwicklung eines Wasserstoffmarktes, was durch die Verweildauer der Moleküle in der Atmosphäre Vorteile mit Blick auf das verbleibende Treibhausgas-Budget aufweist (siehe Kapitel 5). Gleichzeitig besteht bei der Umsetzung eines Blendings i. H. v. 20 Vol.-% H₂ i. d. R. kein „Lock-in-Effekt“ fossilen Erdgases. Investitionen in das Fernleitungsnetz werden weiterhin für reine H₂-Verbraucher aus der Industrie relevant sein – das Blending kann dann „am City Gate“ erfolgen und durch dezentrale Wasserstoffproduktion ergänzt werden. Lediglich bei einer großen Zahl H₂-sensibler Industriekunden und den entsprechend erforderlichen Schutzmaßnahmen könnten entsprechend umfangreichere Systemintegrationskosten auftreten.

Diese vulnerablen Kunden werden durch die Maßnahmen geschützt, aber nicht „defossilisiert“. Langfristig wäre also zu hinterfragen, inwiefern Restriktionen durch sensible Industriekunden auf Dauer bestehen bleiben, oder ob sich diese Kunden z. B. durch dort getätigte Defossilisierungsmaßnahmen vom Netz abspalten (und an ein reines Wasserstoffnetz angeschlossen, als Off-Grid-Lösung versorgt werden (z. B. mit Tanklastwagen) oder elektrifiziert werden).

Wie in Kapitel 2 dargestellt, wird erneuerbarer Wasserstoff stets eine Rolle im Wärmesektor spielen. Dies gilt mindestens als Speicher- (und/oder Transport-) Medium sowie zur Back-up-Absicherung, was den Erhalt der Gasinfrastruktur zumindest in weiten Teilen ebenfalls erforderlich macht. Darüber hinaus ist auch eine direkte Verwendung von erneuerbaren Gasen wahrscheinlich und wäre im Übrigen auch sozialverträglicher¹⁰², sodass etwaige Reinvestitionen bei Endverbrauchern unproblematisch sein dürften. Wasserstoff kann dabei in synthetisches Gas umgewandelt oder direkt verbraucht werden, wobei letzteres eine Umstellung auf 100 Vol.-% Wasserstoffnetze erfordern würde.

Bei einer **langfristigen Umstellung auf z. B. 100 Vol.-% Wasserstoff** entstehen höhere Systemintegrationskosten. Dies gilt aber – je nach betrachteter Anwendung – auch für die weiteren Sektoren. Beispielsweise wären im Verkehrssektor bei Umstellung auf Brennstoffzellen-PKWs oder Nutzung von BSZ-LKWs über längere Distanzen – eine Vielzahl öffentlicher H₂-Tankstellen bereitzustellen. Im Wärmesektor kämen folgende Kosten (z. T. anteilig) hinzu:

⁹⁹ Vgl. Viessmann (2021) und Frontier Economics (2021a).

¹⁰⁰ Vgl. Expertenaussagen des DVGW auf Basis von Dörr et al. (2021).

¹⁰¹ Ein Transport des Wasserstoffs über die Fernleitungsnetze wäre bei Mengen, die nicht vor Ort erzeugt werden können, analog zur H₂-Verwendung in der Industrie ebenfalls erforderlich.

¹⁰² Eine Studie der E.ON (2021) zeigt am Beispiel der Stadt Essen, dass die Heizkosten in einem Szenario reiner „Elektrifizierung mit Wärmepumpen“ etwa 30 % über dem Szenario unter Verwendung von „grünen Gasen“ wie z. B. Wasserstoff im Gasnetz lägen. Für einen signifikanten Teil der Haushalte würde der Heizkostenanteil am Haushaltsbudget bei reiner Elektrifizierung auf über 6 % ansteigen – gegenüber heute weniger als 3 % für den Großteil der Haushalte. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass Energiekosten bei einkommensschwachen Haushalten einen größeren Anteil ausmachen und sich höhere Energiekosten für die Haushalte somit überproportional auswirken. Hinzu kommt, dass die spezifischen Kosten des Einbaus von elektrischen Wärmepumpen in Einfamilienhäusern geringer sind als in Mehrfamilienhäusern, deren Bewohner zudem durchschnittlich über geringere Einkommen verfügen als die Bewohner von Einfamilienhäusern.

- **H₂-sensible Verbraucher**, wie CNG-Tankstellen (sofern noch vorhanden) oder Industriebetriebe mit Erdgas-/Biomethanverbrauch, müssten über ein separates Leitungsnetz oder per LKW beliefert werden. Langfristig ist bei diesen Verbrauchern aber gegebenenfalls auch eine Veränderung des Energieträgerbedarfs im Rahmen von De-fossilisierungsmaßnahmen denkbar.
- **Gasbetriebene Heizungsanlagen bei Endverbrauchern:** Die Umrüstung auf einen 100 Vol.-% kompatiblen Boiler im Vergleich zu einem Erdgas-Boiler geht derzeit mit Mehrkosten von knapp 17 % einher. Bei der Umstellung auf 100 Vol.-% H₂ kämen dann weitere Umrüstkosten i. H. v. knapp 13 % hinzu.¹⁰³ Die Umstellung der 13 Millionen Erdgasheizungen in Deutschland¹⁰⁴ könnte dabei sukzessive erfolgen. Ausgehend vom Jahr 2020, müssten dafür bis zum Jahr 2050 jährlich im Durchschnitt gut 430.000 Heizsysteme durch 100 Vol.-% H₂ kompatible Boiler ausgetauscht werden. Dieser Wert liegt unter der durchschnittlichen Marktentwicklung gasbasierter Heizsysteme der vergangenen 10 Jahre von 550.000 Geräten pro Jahr,¹⁰⁵ sodass der gesamte Bestand der Gasheizungen in diesem Fall innerhalb typischer Erneuerungszyklen vor 2050 auf eine volle Wasserstoffverträglichkeit umgestellt werden könnte. Bei einer Umstellung wäre im jeweiligen Gebiet sicherzustellen, dass keine hohe Zahl von Geräten mit Restwerten übrig sind, die noch nicht durch ein Umrüstungskit umgestellt werden können.¹⁰⁶ Hier wäre auch eine sukzessive oder nur teilweise Umstellung von Netzgebieten auf 100 Vol.-% H₂ denkbar.¹⁰⁷ So sieht der DVGW in seiner Broschüre „H₂ vor Ort“¹⁰⁸ vor, dass jeweils einzelne Netzabschnitte auf 20 oder 100 Vol.-% H₂ umgestellt werden. Im Zielzustand 2050 könnten laut DVGW (2020) Netzabschnitte mit 100 Vol.-% H₂, Bio-/EE-Methan in Reinform oder mit Beimischung von aktuell ca. 20 Vol.-% H₂ zu anderen klimaneutralen Gasen nebeneinander existieren.
- **Biogasanlagen:** Bei dezentral einspeisenden Biogasanlagen können analog zu den Heizungsanlagen „Stranded Investments“ auftreten, wenn diese bei Umstellung auf 100 Vol.-% H₂ nicht mehr einspeisen könnten, aber noch hohe Restwerte aufweisen. Dies wäre bei der Umstellung von Netzgebieten bzw. bei der Ermittlung der Systemintegrationskosten zu berücksichtigen.
- **Gasverteilnetz (anteilig):** Müller-Syring et al. (2018) schätzen die Mehrkosten bei der langfristigen Umstellung von Gasverteilnetzen auf 100 Vol.-% H₂ bis zum Jahr 2043 auf gut 7 Mrd. EUR.
- **Fernleitungsnetz (anteilig):** Bei den Fernleitungsnetzen würden Mehrkosten von knapp 38 Mrd. EUR anfallen, um 100 Vol.-% H₂ ab 2045 zu ermöglichen.¹⁰⁹ Die FNB Gas (2020) sehen bis zum Jahr 2030 lediglich eine Gesamtinvestition von 530 Mio. EUR zur Umstellung von Gasleitungen im Umfang von rund 1140 km auf Wasserstoff sowie 94 km neue reine Wasserstoffleitungen vor. Das Gros der Investitionen erfolgt dann nach 2030.

¹⁰³ Vgl. für die Abschätzungen zu den Mehrkosten EHI (2021a).

¹⁰⁴ Vgl. BDEW (2020a).

¹⁰⁵ Vgl. Frontier Economics (2021a).

¹⁰⁶ Die EHI (2021b) rechnet damit, dass ab 2029 alle neu in Verkehr gebrachten Gasgeräte auf Basis eines Umrüst-Kits von 100 % Erdgas auf 100 % H₂ umstellbar sein werden.

¹⁰⁷ Der DVGW sieht in seiner Broschüre „H₂ vor Ort“ (DVGW (2020)) vor, dass jeweils einzelne Netzabschnitte auf 20 oder 100 Vol.-% H₂ umgestellt werden. Im Zielzustand 2050 können Netzabschnitte mit 100 Vol.-% H₂, Bio-/EE-Methan in Reinform oder mit Beimischung von aktuell ca. 20 Vol.-% H₂ zu anderen klimaneutralen Gasen nebeneinander existieren.

¹⁰⁸ DVGW (2020).

¹⁰⁹ Vgl. Müller-Syring et al. (2018).

Die Systemintegrationskosten des Gasverteilnetzes und insbesondere des Fernleitungsnetzes wären allerdings zwischen den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie aufzuteilen.

4.7 Fazit und Ausblick auf Bandbreite absolut möglicher Vermeidungskosten

Unter Berücksichtigung der Unsicherheit zukünftiger Preis-Entwicklungen für grünen Wasserstoff und den erheblichen Bandbreiten ist ein ex-ante-Ausschluss von H₂-Anwendungen bzw. Sektoren nicht sinnvoll

In diesem Kapitel haben wir die CO₂-Vermeidungskosten für vier verschiedene Fallstudien in drei Sektoren überschlägig abgeschätzt. Die Mengengerüste in den analysierten Fallstudien sind dabei sehr unterschiedlich: von der Milliardeninvestition im Stahlbereich für eine saubere Produktion von 15 Mio. t Stahl pro Jahr mit einem Wasserstoffbedarf von knapp 27 TWh/a bis zum Logistikcenter mit 55 LKW und einem Wasserstoffjahresbedarf von 0,02 TWh/a (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: H₂-Verbrauch und Bandbreite der CO₂-Einsparungen pro Jahr in Abhängigkeit des CO₂-Rucksacks von grünem Wasserstoff für die analysierten Fallstudien

Fallstudie	H ₂ -Verbrauch (GWh _{H2} /pro Jahr)	Minimale CO ₂ -Einsparungen pro Jahr – hoher CO ₂ -Rucksack (t CO ₂ eq)	Mittlere CO ₂ -Einsparungen pro Jahr – mittlerer CO ₂ -Rucksack (t CO ₂ eq)	Maximale CO ₂ -Einsparungen pro Jahr – niedriger CO ₂ -Rucksack (t CO ₂ eq)
Wärme	257	29.877	41,836	49.552
Stahl	26.789	18.474.424	19.720.185	20.523.934
Ammoniak	15.690	3.977.842	4.707.471	5.178.218
Verkehr	20	3.896	4.842	5.453

Quelle: Frontier Economics

Um die Kostentreiber in den einzelnen Sektoren überschlägig vergleichbar zu machen und leichter identifizieren zu können, haben wir die Kosten und Emissionen für die in der NWS bis 2030 vorgesehene H₂-Erzeugung von 14 TWh_{H2}/a „normiert“ abgebildet. Dabei wurde allerdings unterstellt, dass die Kosten und Einsparungen pro TWh_{H2} linear steigen. Etwaige Sprünge z. B. aufgrund von sprungfixen Kosten oder CO₂-Emissionen bei der Herstellung (z. B. von LKWs oder Membranen), die nicht zwingend beliebig skalierbar sind, werden somit ausgeblendet.

Aus Abbildung 26 wird deutlich, dass die Kostentreiber in den einzelnen Sektoren durchaus unterschiedlich sein können:

- Die Werte der **Verkehrsfallstudie** werden von den hohen **Systemintegrationskosten** (LKW- und Infrastruktur-Herstellung sowie die Belieferung der Tankstellen) getrieben. Die Kosteneffekte aus der Nutzungsphase (Mehrkosten H₂ vs. Kosten fossiler

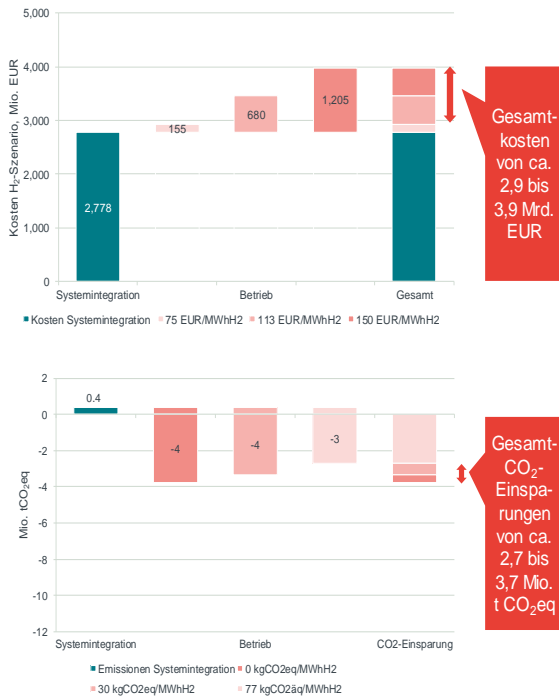
Kraftstoff) sind hier trotz recht hoher Fahrleistungen bzw. Transportleistungen nicht so entscheidend wie im Wärmemarkt.

- Die Werte der **Wärmefallstudie** sind hingegen stark durch die **H₂-Preise** und das vergleichsweise **geringe CO₂-Einsparpotenzial** gegenüber dem verdrängten Erdgas beeinflusst. Die Systemintegrationskosten machen einen vergleichsweise geringen Anteil an den Vermeidungskosten aus, können aber abhängig von der Anzahl der H₂-sensiblen Verbraucher in den unterschiedlichen Versorgungsgebieten unterschiedlich sein.
- Die CO₂-Vermeidungskosten des **Stahlwerks** hängen hauptsächlich von den **H₂-Preisen** und den hohen **Umrüstungsinvestitionen** beim Stahlwerk ab (und eher weniger von den Kosten für das H₂-Fernleitungsnetz, was aber auch fallweise unterschiedlich sein kann). Die **CO₂-Intensität der Kohle** und somit das CO₂-Einsparpotential sind hingegen hoch, sodass sich in der Stahlindustrie die geringsten CO₂-Vermeidungskosten aller Fallstudien ergeben haben. Anders sieht es wiederum bei Industrieanwendungen aus, wo (wie im Wärmemarkt) vor allem Erdgas ersetzt wird, also bei der betrachteten **Ammoniak-Produktion**. Hier können leicht CO₂-Vermeidungskosten entstehen, die ähnlich hoch sind wie im Wärmesektor, und ähnliche Einflussfaktoren aufweisen.

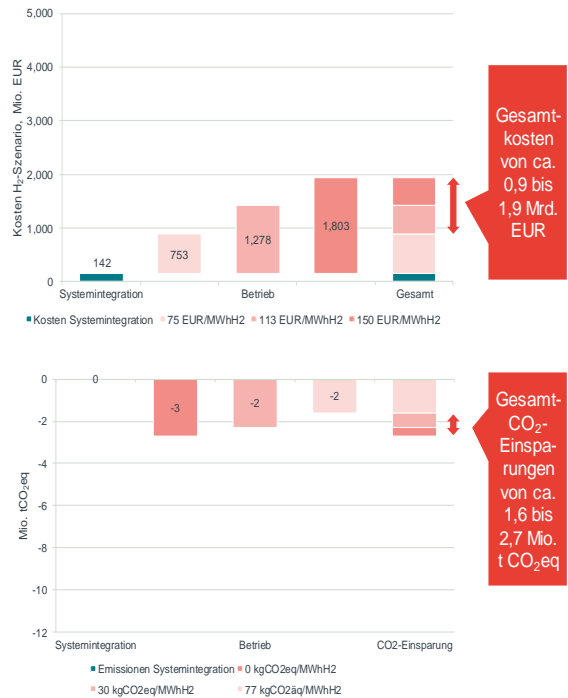
Ein Vergleich der Größenordnungen der aus den Fallstudien resultierenden CO₂-Vermeidungskosten in Abbildung 27 zeigt ferner, dass die Bandbreite und die Unsicherheit der CO₂-Vermeidungskosten recht hoch sind und die Sektoren unterschiedlich „reagieren“. Hohe Wasserstoffpreise treiben vor allem die Vermeidungskosten im Wärmemarkt hoch, während niedrige Wasserstoffpreise die Vermeidungskosten im Wärmemarkt schnell stark absenken können, wo andere Sektoren wie Verkehr mit hohen Systemkostenanteilen nur sehr eingeschränkt reagieren. In allen Sektoren gibt es „gute“ und „schlechte“ Anwendungsfälle für Wasserstoff: z. B. wird ein gut gedämmter Neubau vermutlich gut mit Hilfe einer Wärmepumpe versorgt werden können, wohingegen große oder alte Gebäude oder Gebäude mit sehr volatilen Nachfrageprofilen mit Wasserstoff beheizt werden können. Ähnliches gilt im Verkehrssektor: Einige Anwendungen (z. B. Pendlerkleinwagen mit häufigen kurzen Fahrdistanzen) sind gut zu elektrifizieren, andere Anwendungen (40t, Langstrecke) benötigen größere Energiespeicher (z. B. Wasserstoff im Drucktank) an Bord¹¹⁰.

¹¹⁰ Insgesamt ist der Verkehrssektor ein Sektor, in dem die Vermeidungskosten vergleichsweise hoch sind - egal welche Technologieroute gewählt wird (was sich teilweise auch schon an den dort verankerten hohen Pönalen für die Zielverfehlung ablesen lässt).

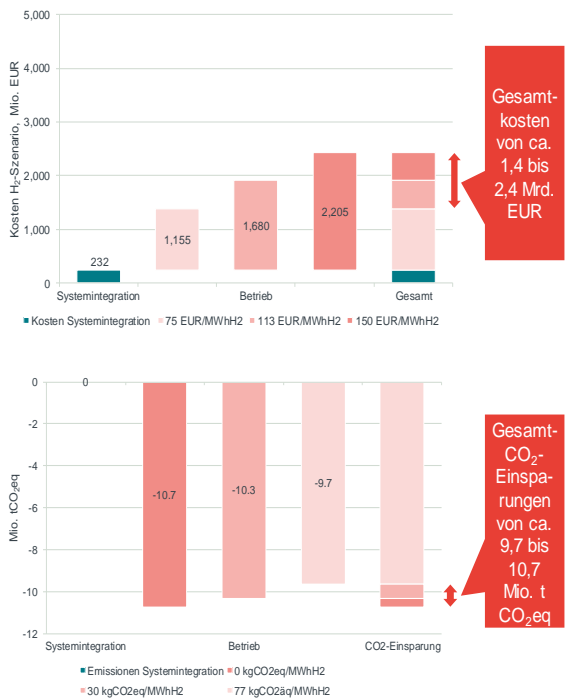
Verkehr (Logistikzentrum)



Wärme (20 vol-% Blending)



Industrie (Stahl)



Industrie (Ammoniak)

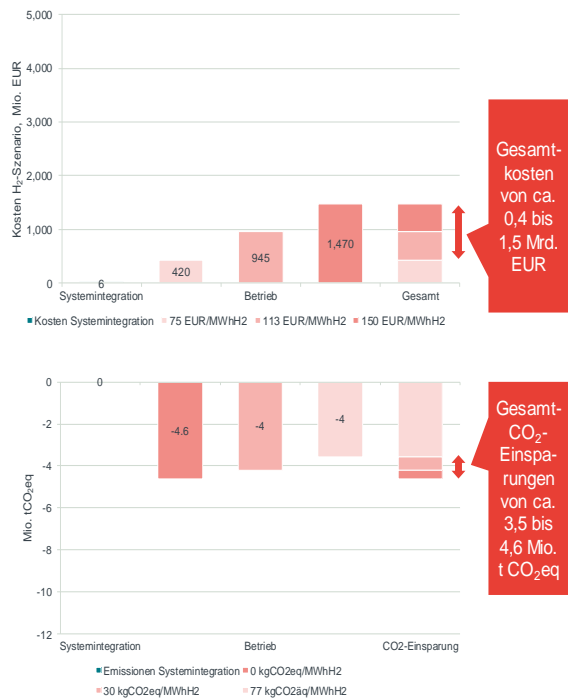


Abbildung 26 Überblick über Kosten und CO₂-Emissionen durch Systemintegration und im Betrieb bei Einsatz von 14 TWh_{H₂} in den vier Fallstudien

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Vereinfachte Darstellung unter der Annahme, dass die Kosten und Einsparungen pro TWh_{H₂} linear steigen. Etwaige Sprünge z. B. aufgrund von sprungfixen Kosten oder CO₂-Emissionen bei der Herstellung (z. B. von LKWs oder Membranen), die nicht zwingend beliebig skalierbar sind, werden somit ausgeblendet.

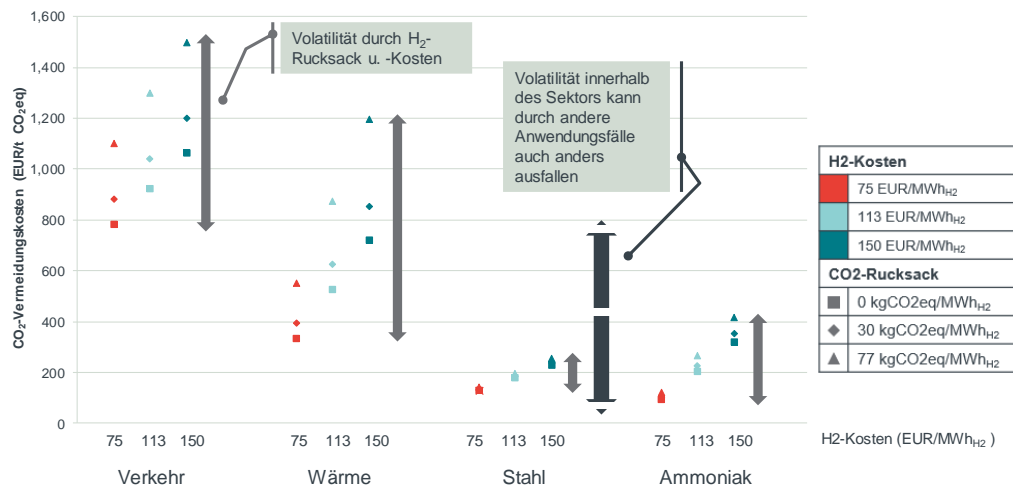


Abbildung 27 CO₂-Vermeidungskosten bei Wasserstoffnutzung im Wärmesektor liegen tendenziell über denen des Stahlsektors, aber z. T. unterhalb denen des Verkehrssektors
Quelle: Frontier Economics

Zudem spielen neben den Kosten der Wasserstoffanwendung in den Sektoren auch weitere Aspekte eine wichtige Rolle. Es ist beispielsweise zu beachten, auf wie viele „Schultern“ die Mehrkosten letztlich verteilt werden und wie sensibel eine Kundengruppe auf diese Mehrkosten reagiert. Im Wärmemarkt wäre die kostensteigernde Wirkung „pro Kunde“ durch die recht breite Verteilungsbasis noch recht gut verteilt (zumindest wenn z. B. die Kosten bei vulnerablen Verbrauchern sozialisiert werden) – im Industriebereich kann es wie dargestellt zu erheblichen Kostensteigerungen bei den Produktionskosten kommen, was dann den Industriestandort Deutschland für diese Industrien unattraktiv machen könnte. Aber auch hier gibt es durch Kompensationsregelungen wie „CCfDs“ Möglichkeiten zur Verteilung der Kostentragung. Im Verkehrsbereich gibt es ebenfalls unterschiedliche Kundengruppen – einige können Mehrkosten recht gut verkraften, bei anderen (z. B. Berufspendler mit niedrigem Einkommen) wird es schnell problematisch. Dies betrifft im Übrigen auch die Fähigkeit zur Investition: Viele Defossilisierungspfade erfordern hohe Anfangsinvestitionen von den Kunden (z. B. Brennstoffzellenfahrzeuge, Wärmepumpe) – auch diese kann nicht jeder Kunde stemmen, sodass der Blendungsansatz, der in vielen Fällen ohne größere Investition beim Endkunden auskommt, einen wichtigen Beitrag liefern kann.

Ausblick auf Bandbreite möglicher Gesamtkosten

Abschließend haben wir in Abbildung 28 die Bandbreiten für die absoluten Vermeidungskosten „normiert“ abgebildet,¹¹¹ die anfallen würden, wenn die in der NWS bis 2030 vorgesehene H₂-Erzeugung von 14 TWh_{H2}/a vollständig in einen Sektor fließen würde. Bei den Berechnungen sind wir wie folgt vorgegangen:

- Berechnung der durchschnittlichen CO₂-Einsparungen pro GWh_{H2} indem die durchschnittlichen¹¹² CO₂-Einsparungen der Fallstudie durch den jeweiligen H₂-Verbrauch in der Fallstudie geteilt werden. Auf Basis der durchschnittlichen CO₂-Einsparungen pro GWh_{H2} können dann die CO₂-Einsparungen bei Einsatz von 14 TWh_{H2} berechnet werden.

¹¹¹ Hierbei handelt es sich um überschlägige Rechnungen, die – wie bereits oben – unterstellen, dass die Einsparungen pro TWh_{H2} linear steigen.

¹¹² Durchschnittliche CO₂-Einsparungen der drei CO₂-Rucksäcke für grünen Wasserstoff.

- Diese werden dann einmal mit dem unteren bzw. dem oberen Ende der CO₂-Vermeidungskosten der Fallstudie multipliziert, sodass sich eine Bandbreite absoluter Vermeidungskosten bei Verwendung von 14 TWh_{H2} ergibt, die in Abbildung 28 dargestellt ist.

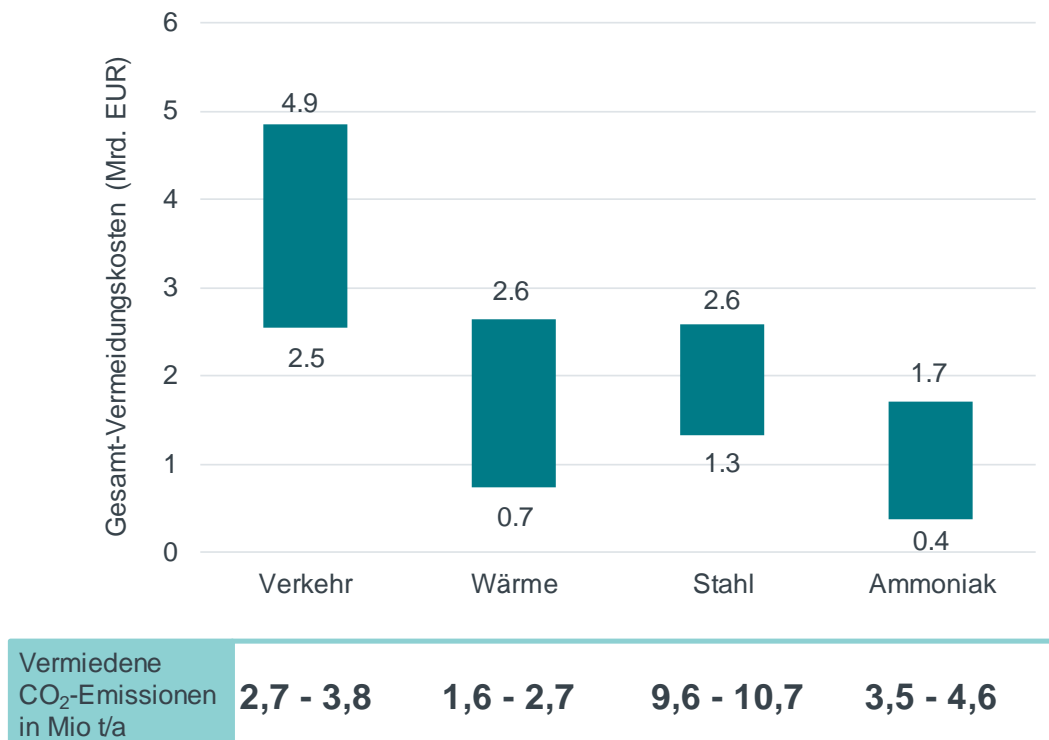


Abbildung 28 **Überschlägige Größenordnung von Vermeidungskosten für die Einführung von 14 TWh_{H2} und verdrängte CO₂-Mengen**

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Annahme, dass die Einsparungen pro TWh_{H2} linear steigen. Etwaige Sprünge aufgrund von CO₂-Emissionen bei der Herstellung (z. B. von LKWs oder Membranen), die nicht zwingend beliebig skalierbar sind, werden zur Vereinfachung ausgeblendet.

Wie dargelegt, ist grüner Wasserstoff global nicht knapper als grüner Strom „Made in Germany“ – Wasserstoff kann sowohl einheimisch erzeugt als auch importiert werden und somit auch in mehreren Sektoren gleichzeitig eingesetzt werden. Wie wir im Kapitel 5 erläutern werden, kommt es mit Blick auf den Klimaschutz auch auf ein schnelles Absenken der Emissionen an, um nicht das verbleibende THG Budget frühzeitig aufzubrechen.

5 Es kommt für den Klimaschutz auf die kommenden Jahre an und „Windows of Opportunity“ sollten möglichst effizient über alle Sektoren hinweg genutzt werden

Das Intergovernmental Panel on Climate Change („IPCC“) hat in seinem Special Report aus dem Jahr 2019¹¹³ in Kapitel 2 abgeschätzt, welches Treibhausgasbudget der Menschheit bis zum Jahr 2100 noch zur Verfügung steht, um mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit einen globalen Temperaturanstieg auf +1.5°C bzw. +2°C zu begrenzen:

Laut diesen Analysen schaffen wir es bei einer Begrenzung der globalen Treibhausgasemissionen zwischen 2018 und 2100 auf weniger als 580 Gt CO₂ mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 %, die Erderwärmung auf +1.5°C zu begrenzen. Eine Begrenzung des Budgets auf 420 Gt CO₂ würde laut den Expertenberechnungen die Chancen auf rund 67% erhöhen.

Zielt man auf eine Erderwärmung auf bis zu 1.75°C ab, lägen die globalen Budgets laut IPCC bei ca. 1040 bzw. 800 Gt CO₂¹¹⁴.

Erderwärmung in °C	Verbleibendes CO ₂ -Budget (ohne zusätzliche Rückwirkungen im Erdsystem) in Gt CO ₂ ab 01.01.2018	
	50 % Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung	67 % Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung
1,5	580	420
1,75	1.040	800

Abbildung 29 Zusammenhang THG Budget und globaler Temperaturanstieg nach dem Special Report des IPCC (2019)

Quelle: SRU (2020) basierend auf IPCC (2019)

Die Frage, welcher „faire Anteil“ dieses Budgets auf Deutschland und Europa entfallen würde, ist nicht trivial zu beantworten: Geht man nach dem Bevölkerungsanteil, wären es grob 30 Gt CO₂ (für eine 67%-ige Erreichungschance auf das 1.5°-Ziel) bzw. 56 Gt CO₂ (für eine 67%-ige Erreichungschance auf das 1.75°-Ziel). Es gibt aber auch Stimmen, die sagen, dass die Industrieländer aufgrund ihrer Historie geringere Anteile des Restbudgets haben sollten. Zum Vergleich: Aktuell liegen die jährlichen CO₂-Emissionen in Europa bei rund 3.7 Gt CO₂/a. Das bedeutet, ohne weitere Senkung würde Europa mit dem heutigen Emissionsniveau in ca. 8 bis 15 Jahren sein Restbudget aufgebraucht haben.

Solche Analysen und Berechnungen unterliegen naturgemäß einer sehr hohen Unsicherheit – allerdings wird klar, dass – glaubt man an den Budgetgedanken – ohne eine schnelle Absenkung in den nächsten noch emissionsstarken Jahren schon große Teile des Restbudgets „aufgefressen“ werden. Dies bedeutet, dass frühzeitige Reduktionen, wie sie auch mit dem Klimaschutzgesetz 2021 angestrebt werden – an Bedeutung gewinnen („Speed matters“).

Dies wiederum spricht dafür, auch im Wärmemarkt die kurzfristig verfügbaren Optionen wie das Wasserstoffblending mit einzubeziehen und nicht nur darauf zu warten bis neue Infrastrukturen im Wärmesektor oder anderen Sektoren aufgebaut sind.

¹¹³ IPCC (2019).

¹¹⁴ IPCC (2019).

Ein weiterer Vorteil ist, dass auf Netz- und Anwenderseite zunächst bei geringen Blendingraten keine wesentlichen neuen Investitionen im Verteilnetz und vergleichsweise moderate Investitionen im Fernleitungsnetz bis zum Jahr 2030 erforderlich wären. Größere Investitionen würden zudem einen zuverlässigen „Business Case“ für die Anwender/Investoren erfordern und müssten koordiniert werden: Ein Stahlwerk, das Wasserstoff aus dem Fernleitungsnetz beziehen möchte, muss beispielsweise darauf vertrauen, dass der Netzzugang auch wie geplant erfolgt, wenn die neue Direktreduktionsanlage in Betrieb gehen soll und Regelungen für ein „Shielding“ im internationalen Wettbewerb gefunden werden. Ebenso benötigt ein Logistikunternehmen Sicherheit, dass neben den Fahrzeugen auch die Tankinfrastruktur entwickelt ist.

Beim Blending dagegen kann in geeigneten Netzgebieten (mit wenigen vulnerablen Verbrauchern) ohne große Probleme mit dem Blending gestartet werden. Punktuell kann es erforderlich sein, vulnerable Verbraucher durch Installation von Membranen zu schützen (CNG-Tankstellen oder einige Industrieanwendungen). In vielen Regionen und Netzabschnitten könnten aber Blendingraten von bis zu 20 Vol-% relativ schnell realisiert werden. Bisherige Labor-Messungen im Rahmen der DVGW Roadmap Gas 2050¹¹⁵ als auch erste Versuche im Netzgebiet der Avacon im Rahmen des Projektes H2-20¹¹⁶ zeigen, dass heutige Brenner eine solche Gasqualität i. d. R.¹¹⁷ voraussichtlich ohne Zusatzmaßnahme „vertragen“ können.

Im zweiten, langfristigen Schritt müssten dann bei Umstellung der Verteilnetze auf 100 % erneuerbare Gase frühzeitig beim Austausch alter Heizungsanlagen mit der Installation von „100% H₂-ready“-Brennern begonnen werden, um zukünftige „Stranded Assets“ zu vermeiden¹¹⁸.

Es muss also ein möglichst effizienter Mix gefunden werden, einerseits möglichst schnell die Emissionsvermeidung anzugehen („Speed matters“), aber gleichzeitig möglichst planvoll und „mit Vorankündigung“ vorzugehen, um durch gute Koordination Kosten von Stranded Assets zu minimieren (wenn die Lebensdauer einer Gasheizung beispielsweise 15 Jahre beträgt und das Gasverteilstromnetz im Jahr 2040 auf 100 % erneuerbare Erdgase umgestellt werden soll, sollten neue Brenner ab 2025 möglichst „100 % H₂-ready“ oder zumindest nachrüstbar sein)¹¹⁹.

Auch dies spricht für einen breiten Ansatz über alle Sektoren, um die „Windows of Opportunity“ und natürlichen Austauschzyklen nutzen zu können und trotzdem das erforderliche Emissionsminderungstempo einhalten zu können.

Ähnliches gilt auch für die notwendigen Infrastrukturen. Auch zwischenzeitlich wenig genutzte (aber technisch funktionsfähige) Netze haben einen Optionswert, wenn z. B. die Nachfrage nach Grüngasverteilstrom perspektivisch ansteigt (hier stellt sich dann die Frage der Kostentragung zwischen Netzbetreiber und Netzkunde). Insbesondere für den Transport von Energie von Nord- nach Süddeutschland sind Gasleitungen wichtig, z. B. Stromerzeugung aus den 40 GW in Deutschland geplanten Offshore-Wind-Anlagen bis zum Jahr 2040 (entspricht einer Produktion von 150-200 TWh/a) muss in die Verbrauchszentren im Ruhrgebiet oder

¹¹⁵ Vgl. Burmeister et al. (2021).

¹¹⁶ Vgl. Dörr et al. (2021).

¹¹⁷ Vgl. hierzu die Ausführungen in Abschnitt 4.5.

¹¹⁸ Stranded Assets – d. h. Bauteile, die eigentlich noch technisch funktionieren würden und noch nicht abgeschrieben sind, müssten vor dem Ende ihrer Lebensdauer ausgetauscht werden. Dies kann nicht nur Brenner betreffen, sondern auch Netzinfrastruktur (sofern diese nicht 100 % Wasserstoff kompatibel ist), Fahrzeuge, Produktionsanlagen in der Industrie, etc.

¹¹⁹ Ein entsprechendes Statement der European Heating Industry sieht vor, dass ab 2025 alle neu in Verkehr gebrachten Gasgeräte bis zu 20 Vol.-% H₂-kompatibel sein werden und ab 2029 alle neu in Verkehr gebrachten Gasgeräte auf Basis eines Umrüst-Kits von 100 % Erdgas auf 100 % H₂ umstellbar sein werden. Vgl. EHI (2021b).

Süddeutschland gebracht werden. Das dringend benötigte¹²⁰ Projekt Südlink der Tennet und TransnetBW (4 GW, ca. 1300 km) kostet zwischen 8 und 10 Mrd. EUR und ist zum einen herausfordernd in der Umsetzung (viele betroffene Anrainer), zum anderen sind Stromkabel pro transportierte MWh deutlich teurer als Gasleitungen:

- Eckdaten Südlink:
 - Kapazität: 4 GW
 - Investitionskosten: 8 bis 10 Mrd. EUR,
 - Länge: 1300 km
- Eckdaten OPAL:
 - Kapazität ca. 30 GWh/h, (DN 1400, 100bar)
 - Investitionskosten 1 Mrd. EUR
 - Länge: 470 km
- Grob gesprochen kostet der Transport einer MWh Strom durch Südlink also ca. das 20-fache vom Transport einer MWh Erdgas durch OPAL (normiert auf 1300 km, angenommenen 4000 Volllaststunden pro Jahr und ohne Berücksichtigung von Verlusten). Auch der Transport in Form von Wasserstoff durch eine neue Wasserstoffpipeline (Kapazität ca. 13 GW) wäre (selbst bei Neubau) spezifisch deutlich günstiger als der Transport via Südlink.

Die Erdgasinfrastruktur hat also eine vergleichsweise hohe Transportleistung und kann helfen, teuren oder stockenden Stromnetzausbau abzumildern. Langfristig steigt die Nachfrage nach innerdeutschem Energietransport weiter an, sodass das Stromsystem trotz aller geplanten Stromübertragungsnetzausbauten im hohen zweistelligen Milliardenbereich¹²¹ allein vollkommen überfordert wäre.

¹²⁰ Im deutschen Stromsystem laufen derzeit pro Jahr ca. 1,2 Mrd. Euro an innerdeutschen Engpasskosten auf – das Gros aufgrund von Engpässen in Nord/Südrichtung und zur Absicherung der erzeugungsarmen Regionen im Süden. Vgl. Bundesnetzagentur (2020).

¹²¹ Das Investitionsvolumen für die vorgeschlagenen Maßnahmen an Land im NEP 2035 liegt zwischen 72,5 und 76,5 Mrd. Euro. Vgl. ÜNBs (2021).

6 Berücksichtigung der Ausgangssituation und klares Zielverständnis sind wichtig für die Festlegung der politischen Stoßrichtung

Aus Sicht der Politik kann es unterschiedliche Motivationen geben, die Zielmengen und auch die Sektorzuordnung als Teil der nationalen Wasserstoffstrategie vorzugeben. Aus rein ökonomischer Sicht wäre es zielführend, möglichst ein breites „Level Playing Field“ zwischen den Technologien, Sektoren und auch international zu schaffen (wobei Systemintegrationskosten zu integrieren wären) und dann „den Markt“ entscheiden zu lassen, wieviel und wo Wasserstoff letztlich Anwendung findet. Eine wesentliche Herausforderung ist hierbei allerdings, dass bereits umfassende, sektorspezifische und sehr unterschiedliche Regulierungsrahmen in den Sektoren mit auch sehr unterschiedlichen Pönalen bzw. Bepreisungen von CO₂-Emissionen existieren, wie z. B.:

- **Verkehrssektor** – Wichtige Regelungen im Verkehrssektor sind die europäische Flottenzielregulierung, die die Emissionen für Neuwagen regelt (die Fahrzeughersteller („OEM“) sind hierdurch reguliert) und die Erneuerbaren Richtlinie („RED II“), die sich im Verkehrssektor vor allem an die „Kraftstoffinverkehrbringer“ wendet. Unter anderem sind in der RED II einige Mindestquoten für die „Kraftstoffinverkehrbringer“ in Europa enthalten, den Anteil erneuerbarer Kraftstoffe zu steigern bzw. die Emissionen aus Kraftstoffen zu reduzieren. Diese Regeln sind in Deutschland als sog. „THG-Quote“ in der Bundesimmissionschutzverordnung („38. BImSchVO“) geregelt¹²². Die dort enthaltenen Pönalen im THG-Gesetz liegen bei knapp 500 EUR/t CO₂. Zudem spielen weitere Regelungen wie Kraftfahrzeugsteuer und Mautgebühren aus betriebswirtschaftlicher Sicht der privaten Investoren für den „Wasserstoff Business Case“ im Verkehrssektor eine wichtige Rolle.
- **Industrie** – Auch im Industriebereich gibt es umfangreiche Regeln, die den Business Case für eine Wasserstoffanwendung aus betriebswirtschaftlicher Sicht treiben. Zu nennen ist hier insbesondere der europäische Emissionshandel „EU ETS“. Aktuell in Diskussion bzw. Planung befinden sich auch ein sog. CO₂-Grenzausgleichsmechanismus („Carbon Border Adjustment Mechanism“), der darauf abzielt, dass Importe nach Europa (und gegebenenfalls Exporte aus Europa heraus) entsprechend ihren „versteckten Rucksackemissionen“ mit Zöllen (oder Gutschriften) belegt werden. Die CO₂-Preise im EU ETS liegen derzeit bei ca. 40 EUR/t CO₂, Experten erwarten einen deutlichen Anstieg in den nächsten Jahren.
- **Wärmemarkt** – Im Wärmemarkt gilt in Deutschland seit Januar 2021 das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)¹²³. Aktuell werden Emissionen im Wärmemarkt mit 25 EUR/t CO₂ bepreist, das Preisniveau steigt laut Gesetz auf 55 EUR/t CO₂ bis zum Jahr 2025, danach bildet sich der Preis durch Angebot und Nachfrage nach Zertifikaten.

Bereits diese kurze Liste exemplarischer Regelungen zeigt, dass der regulatorische Rahmen sehr zersplittert und über die Sektoren nicht wirklich konsistent ist. Als weitere Komplexität

¹²² Vgl. für einen Überblick die Website des Zolls unter https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/Quotenverpflichtung/Erfuellung-Quotenverpflichtung/Unterquote-fortschrittliche-Kraftstoffe/unterquote-fortschrittliche-kraftstoffe_node.html.

¹²³ Vgl. die Homepage des Umweltbundesamt DEHST unter <https://www.dehst.de/SharedDocs/news/DE/BEHG-in-kraft.html>.

kommt hinzu, dass volkswirtschaftliche Kosten und betriebswirtschaftliche Kosten teilweise auseinanderfallen, da z. B. Netzkosten über Netznutzer sozialisiert werden (und nicht dem einzelnen Verursacher der Systemintegrationskosten zugeordnet werden). Auch die Nutzung von Fördermitteln und „Carbon Contracts for Difference“ („CCfD“) zum Schutz der einheimischen Industrie im internationalen Wettbewerb oder auch Aspekte wie volkswirtschaftlicher Nutzen aus Wissens- und Technologie „Spill Over“-Effekten aus den ersten (teureren) Projekten zum Wohle der Allgemeinheit führen dazu, dass der betriebswirtschaftliche „Business Case“ des jeweiligen Investors und die „volkswirtschaftlichen Kosten“ auseinanderfallen. Der Weg zu einem über alle Sektoren konsistenten „Level Playing Field“ ist also noch weit und würde umfangreiche Änderungen des Rechtsrahmens bedingen, die kurzfristig wohl kaum umsetzbar wären.

Ein weiterer Grund für Eingriffe/Maßnahmen/Stoßrichtung der Politik sind weitere Ziele über die statische Kosteneffizienz hinaus. Diese können sein:

- **Technologieförderung und Technologieführerschaft** – Teil der Wasserstoffstrategie ist der sogenannte „Heimatmarkt“. Die Vorgabe nationaler Produktionsziele soll
 - einheimische Technologieentwicklung fördern und mittelfristig gegebenenfalls Technologieführerschaft erlauben (und damit langfristig Technologieexporte). Eine solche Argumentation im Kontext der Industriepolitik ist nicht neu. Eine ähnliche Argumentation wurde auch im Bereich der Photovoltaik vor rund zehn Jahren geäußert, wo Deutschland (und Spanien) in der Hoffnung auf Technologieführerschaft und Kostendegression den Markthochlauf im globalen Photovoltaikmarkt fast alleine bezahlt haben, am Ende aber durch kompromislose Industriepolitik in China (teils subventionierte) chinesische Anbieter den Markt erobert haben.¹²⁴
 - Deutschlands Beitrag zur globalen Lernkurve leisten und Kostensenkungen durch industrielle Produktionslevel ermöglichen/anstoßen.
 - Die Vorgabe einer Mindestquote für einheimische Erzeugung kann bedeuten, dass man als Volkswirtschaft Kostenvorteile (aus günstigen Importen) aufgibt, um lokale Wertschöpfung (gegebenenfalls teurere Wasserstoffproduktion) zu fördern. Das Risiko aus Kosteneffizienz steigt dabei mit Vorgabe der Größe des Heimatmarktes an. Diese Kosten (inklusive der gegebenenfalls ineffizienten Mehrkosten) müssen von der Volkswirtschaft wiederum refinanziert/getragen werden.
- **Kostentragung und Zahlungsbereitschaft in den Sektoren** – Weitere wichtige politische Fragen stellen sich rund um die Themenkomplexe:
 - **Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie** – Die deutsche und die europäische Industrie stehen im internationalen Wettbewerb. Wie die „Case Studies“ gezeigt haben, kommt es bei Anwendung von Wasserstoff in der Industrie zu erheblichen Kostensteigerungen und Nachteilen der einheimischen Stahl- oder Grundstoffchemieindustrie im internationalen Wettbewerb. Auch ein

¹²⁴ Inwieweit dies ein Erfolg oder Misserfolg ist, ist schwer einzuschätzen: Ohne das Engagement in Deutschland hätte es die globalen Lernkurven nicht gegeben. Andererseits zahlen deutsche Stromverbraucher heute noch über 20 Mrd. EUR/a an Subventionen für einheimische Erneuerbare Energien (davon rund 8 Mrd. EUR/a) für Photovoltaik. Vgl. Die Mittelfristprognose 2021-2025 der deutschen ÜNB unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2021-2025>.

eventueller CO₂-Grenzausgleichsmechanismus auf Preisniveau des EU ETS würde mittelfristig nicht ausreichen, um die Mehrkosten aus Wasserstoffanwendung zu kompensieren. Aus diesem Grund werden u. a. CCfD für die Stahlindustrie diskutiert.¹²⁵ Diese müssen am Ende auch finanziert werden, d. h. es stellt sich – wie aktuell auch im EU ETS in der sogenannten „Carbon Leakage Diskussion“ – die Frage, welche Industrien in welchem Maße Unterstützung/Schutz („Shielding“) im internationalen Wettbewerb erhalten (für einen fairen, internationalen Wettbewerb, keine verzerrenden Beihilfen).

- **Energiearmut und soziale Fragen der Kostentragung** – Auch in den Sektoren Verkehr und Wärme kommt es (wie auch bei anderen CO₂-Vermeidungsoptionen) im Vergleich zur aktuellen, emissionsbehafteten Technologie zu zusätzlichen Kosten bei der Nutzung von grünem Wasserstoff. Die Möglichkeit der Kostentragung variiert dabei recht stark je nach sozialer Situation der Haushalte (einkommensstarke Haushalte können eher erhöhte Heizkosten tragen als einkommensschwache) oder auch der Mobilitätsnachfrage (z. B. Fahrer großer, teurer Autos können Mehrkosten sicher eher tragen als Pendler mit geringen Einkommen).
- **Effektivität und Resilienz der Vermeidungsstrategie** – Neben den erwarteten Kosten der Vermeidungsstrategie spielen auch Fragen der Effektivität („Werden die Reduktionsziele fristgerecht erreicht?“) und die Robustheit der Ansätze („Wird alles auf eine Karte gesetzt?“) eine Rolle. Hier kann ein etwas breiter aufgestellter Technologiemix bzw. eine breiter angelegte Strategie einen wichtigen Beitrag zur „Resilienz“ leisten. Setzt man beispielsweise ausschließlich auf Wärmepumpen, kann die Wärmewende schnell ausgebremst werden, wenn z. B. notwendige Back-Up-Kraftwerke oder Netzausbauten nicht frühzeitig stattfinden. Die Nutzung der vorhandenen Gasinfrastrukturen kann hierbei helfen, das „Henne/Ei“-Problem beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft zu lösen und die Anforderungen an das Stromsystem zu mildern.

Letztlich zielen die europäische und die deutsche Klimapolitik auf die Defossilisierung aller genannter Sektoren ab. Unsere Analysen der Vermeidungskosten zeigen, dass der Wärmesektor keine systematischen Kosten Nachteile gegenüber anderen Sektoren aufweist. In allen Sektoren gibt es geeignete und weniger geeignete Anwendungen für Wasserstoff und auch die CO₂-Vermeidungskosten zwischen den Sektoren liegen in ähnlichen bzw. „überlappenden“ Bandbreiten. Zudem können bei der Verbreitung von Wasserstoff in einem Sektor (wie z. B. für die Industrie von der nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehen) auch andere Sektoren (wie der Wärmesektor mit den Heizungen für Haushalte und GHD) betroffen sein, wenn der Transport von Wasserstoff über das gleiche Netz erfolgt. So ist ein Großteil der Gasnetzkunden aus dem Industriesektor direkt am Verteilnetz und nicht am Transportnetz angeschlossen, d. h. im Fall eines Umstiegs von Industriebetrieben auf 100 % Wasserstoff, wären auch Verbraucher anderer Sektoren (wie umliegende Wohn- und Gewerbesiedlungen) umzustellen.

¹²⁵ Vgl. Deutscher Bundestag (2021).

7 Fazit – Wir brauchen mehrere Technologieoptionen und auch Wasserstoff für den Wärmemarkt

Um das im internationalen Klimaabkommen von Paris im Jahr 2015 vereinbarte Ziel einer Erderwärmung um maximal 2 Grad Celsius (bzw. „möglichst“ um weniger als 1,5 Grad Celsius) einzuhalten, müssen globale Treibhausgasemissionen deutlich gesenkt werden. Vor diesem Hintergrund wurden sowohl auf EU-Ebene als auch auf nationaler Ebene ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt, wobei mit einer weiteren Verschärfung im Klimaschutzgesetz 2021 zu rechnen ist. Bei der Erfüllung dieser Ziele kommt dem Wärmemarkt angesichts seiner Größe – je nach Definition zwischen 700 und 1400 TWh an Endenergieverbrauch in Deutschland – und dem damit einhergehenden Treibhausgasemissionen eine zentrale Rolle zu.

Bei der Defossilisierung des Wärmesektors werden die direkte Elektrifizierung (speziell durch Wärmepumpen) und Effizienzsteigerungen wichtig sein, aber auch erneuerbare Moleküle (wie Wasserstoff) werden in erheblichen Mengen benötigt und somit auch die Gasinfrastruktur (Speicherung, Transport und Verteilung). Dies liegt u. a. an dem hohen Alter des Wohnungsbestands in Deutschland und den begrenzten Möglichkeiten, die für Wärmepumpen erforderlichen Sanierungen in größerem Umfang zeitnah durchzuführen und der hohen nachfrageseitigen Saisonalität des Wärmesektors, die einen hohen Speicherbedarf sowie – bei umfassender Elektrifizierung – einen erheblichen Bedarf an Back-up-Kapazität bedingt.

Angesichts der Größe der nachgefragten Energiemengen im Wärmesektor sowie derzeit begrenzter Stromerzeugungspotentiale in Deutschland bzw. Europa werden voraussichtlich auch zukünftig Importe von Energie erforderlich sein. Gleichzeitig gibt es verschiedene Länder, die gute Voraussetzungen zur Produktion und zum Export von erneuerbarem Wasserstoff besitzen und ein Interesse daran haben dürften als Exporteure aufzutreten. Da erneuerbare Gase im Gegensatz zu Strom auch über weitere Strecken transportierbar sind (per Pipeline oder Schiff), wird erneuerbarer Wasserstoff nicht knapper sein als deutscher Grünstrom.

Wird dennoch die Frage gestellt, welche Sektoren als „Heimatmarkt“ für den Markthochlauf bis 2030 eine wichtige Rolle spielen sollten, ist dies – rein aus ökonomischer Perspektive – mit Blick auf die CO₂-Vermeidungskosten zu beantworten, wobei bei deren Kalkulation auch Systemintegrationskosten zu berücksichtigen sind. Unsere Analyse der CO₂-Vermeidungskosten ausgewählter exemplarischer Fallstudien zeigt, dass die Bandbreite und die Unsicherheit der zukünftigen CO₂-Vermeidungskosten recht hoch sind und die Sektoren sehr unterschiedlich auf einzelne Kostentreiber „reagieren“. Je nach Annahme und Lebenszyklusbetrachtung für grünen Wasserstoff liegen die Vermeidungskosten aus Wasserstoffnutzung zwischen knapp 100 EUR/t CO₂ (günstigster Fall Industrie) bis hin zu knapp 1500 EUR/t CO₂ („hoher“ Fall, Logistikzentrum). Die Vermeidungskosten im Wärmesektor liegen dazwischen. Hohe Wasserstoffpreise treiben vor allem die Vermeidungskosten im Wärmemarkt hoch, während niedrige Wasserstoffpreise die Vermeidungskosten im Wärmemarkt schnell absenken können, wo andere Sektoren wie Verkehr mit hohen Systemkostenanteilen nur sehr eingeschränkt reagieren. Die Bandbreiten der CO₂-Vermeidungskosten können schließlich auch innerhalb eines Sektors stark variieren. Beispielsweise liegen die Werte für den Austausch von grauem durch grünen Wasserstoff bei der Ammoniak-Produktion bei höheren H₂-Kosten über denen der Fallstudie für die Stahlindustrie. In allen Sektoren gibt es „gute“ und „schlechte“ Anwendungsfälle für Wasserstoff: Z. B. wird ein gut gedämmter Neubau vermutlich gut mit Hilfe einer Wärmepumpe versorgt werden können, wohingegen große oder alte Gebäude oder Gebäude mit sehr volatilen Nachfrageprofilen mit Wasserstoff beheizt werden können. Ähnliches gilt im

Verkehrssektor: Einige Anwendungen (z. B. Pendlerkleinwagen mit häufigen kurzen Fahrdis-
tanzen) sind gut zu elektrifizieren, andere Anwendungen (40t, Langstrecke) benötigen größere
Energiespeicher (z. B. Wasserstoff im Drucktank) an Bord.¹²⁶

Angesichts der Unsicherheit über die Höhe der zukünftigen CO₂-Vermeidungskosten in den
Sektoren, sowie angesichts der Heterogenität der Anwendungsfälle innerhalb der Sektoren,
ist eine per se Ausklammerung des Wärmesektors beim kurz- bis mittelfristigen vorgesehenen
Wasserstoffeinsatz – wie in der nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehen – aus unserer
Sicht nicht sinnvoll zu begründen. Im Gegenteil: Wie dargelegt kommt es für den Klimaschutz
und das verbleibende THG-Budget auf schnelles Handeln an, damit das verbleibende THG-
Budget nicht in den kommenden Jahren bereits „aufgefressen“ wird. Soziale und industrie-
politische Aspekte wie Energiearmut, Investitionsfähigkeit oder auch internationale Wettbewerbs-
fähigkeit sind ebenfalls wichtige Aspekte, die es in einer politischen Strategie zu beachten gilt.
Ebenso sind Resilienz und Robustheit von Defossilisierungsansätzen wichtig: Setzt man alles
auf eine Karte – z. B. eine schnelle Verdrängung von Öl und Gas durch Wärmepumpen – kann
es zu einer Überlastung des Stromsystems kommen, insbesondere wenn parallel der Kern-
energieausstieg, der Kohleausstieg, die Verkehrswende, die Wärmewende, der großflächige
Ausbau und die Anbindung der Offshore-Windenergie sowie die Reduktion der Energie-Im-
portabhängigkeit (derzeit importiert Deutschland rund 70 % seines Primärenergiebedarfes)
gleichzeitig angegangen werden sollen. Auch im Wärmemarkt sind neben „grünen Elektronen“
die „grünen Moleküle“ zwingend erforderlich, um überhaupt eine realistische Chance zu ha-
ben, die anstehenden Klimaschutzziele erreichen zu können.

¹²⁶ Insgesamt ist der Verkehrssektor ein Sektor, in dem die Vermeidungskosten vergleichsweise hoch sind - egal welche Tech-
nologieroute gewählt wird (was sich teilweise auch schon an den dort verankerten hohen Pönalen für die Zielverfehlung ablesen
lässt).

8 Literaturverzeichnis

- ♦ Acatech, Leopoldina, Akademienunion (2017), Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende, Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung.
- ♦ AG Energiebilanz e.V. (2020), Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2018.
- ♦ Agora Energiewende (2017), Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern.
- ♦ Agora Energiewende (2020), Klimaneutrale Industrie – Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement.
- ♦ Agora Verkehrswende (2019), Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen.
- ♦ Aurora (2021), The impact of weather in a high renewables power system, März 2021, https://nkro22cl16pbxrpzy39bezk-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2021/03/Aurora_Weather-Years-Strategic-Insight-Report_excerpt_120321-002-CO.pdf.
- ♦ Avere et al. (2021), Open letter “Decarbonising the EU building stock with available solutions and no direct use of hydrogen” an die Europäische Kommission vom 20. Januar 2021.
- ♦ BDEW (2020a), Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland, Basisdaten und Einflussfaktoren, Foliensatz zur BDEW-Publikation, 4. Aktualisierung, Mai 2020, https://www.bdew.de/media/documents/20200525_Waermeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2020_daQSUCb.pdf.
- ♦ BDEW (2020b), Jahresvolllaststunden 2018/2019, <https://www.bdew.de/service/daten-undgrafiken/jahresvolllaststunden/>.
- ♦ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2016), Klimaschutzplan 2050, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.
- ♦ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2020), Fragen und Antworten zum Kohleausstieg in Deutschland, <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/fragen-und-antworten-zum-kohleausstieg-in-deutschland/>.
- ♦ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020a), Die Nationale Wasserstoffstrategie, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20.
- ♦ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020b), Zahlen und Fakten Energiedaten: Nationale und Internationale Entwicklung, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.html>.
- ♦ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020c), Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland, unter, <https://www.erneuer>

[barenergien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-dererneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=26](https://www.barenergien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-dererneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=26)

- ◆ Bundesnetzagentur (2020), Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html.
- ◆ Bundesregierung (2019), Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>.
- ◆ Burmeister, F., Tali, E., Giese, A., Pietsch, P., Dörr, H. (2021), Erste Ergebnisse des DVGW-Leitprojektes „Roadmap Gas 2050“ – Teil 2: Untersuchungsergebnisse zur H₂-Verträglichkeit von Gasanwendungen, in: energie|wasser-praxis, 5/2021.
- ◆ Brändle, G.; Schönfisch, M., Schulte, S. (2020), Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, EWI Working Paper No. 20/04.
- ◆ D-fine European (2021), Die Rolle von Wasserstoff in einem klimaneutralen europäischen Energiesystem – eine modellbasierte Analyse bis 2050, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 71. Jg., Heft 1/2, S. 38-42.
- ◆ Dena (2016), Potenzialatlas Power to Gas.
- ◆ Dena/EWI (2018), Leitstudie Integrierte Energiewende, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.
- ◆ Deutscher Bundestag (2021), Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Luksic, Sandra Weeser, Michael Theurer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP – Drucksache 19/25388 – Umsetzungsstand des Handlungskonzepts Stahl, Drucksache 19/26111, <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/261/1926111.pdf>.
- ◆ DNR et al. (2021), Offener Brief „Kein Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor“ an den Bundeswirtschaftsminister vom 11. Februar 2021, https://www.german-watch.org/sites/germanwatch.org/files/Verb%C3%A4nderbrief_Wasserstoff%20im%20W%C3%A4rmesektor.pdf.
- ◆ Dörr, H., Brandes, A., Brune, M., Kronenberger, M., Janßen, N., Brandes, F. (2021), Das DVGW/Avacon-Pilotvorhaben H₂-20: Vorbereitung einer Wasserstoffeinspeisung in der Modellregion Fläming, in: energie|wasser-praxis, 4/2021.
- ◆ DVGW (2020), H₂ vor Ort - Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf>.
- ◆ E.ON (2021), <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2021/energiewende-mit-gruenem-gas-hilft-einkommensschwachen-haushalten.html>.

- ◆ Europäische Kommission (2020), Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=EN.#>.
- ◆ European Heating Industry (EHI) (2021a), EHI position paper on the use of green gases for heating, 26.02.2021.
- ◆ European Heating Industry (EHI) (2021b), Inception impact assessment – Hydrogen and Gas markets Decarbonisation Package, 10.03.2021.
- ◆ EVWind (2019), Wind energy in Argentina: YPF wind farm, 20.08.2019.
- ◆ FNB Gas (2020), Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Entwurf, Juli 2020.
- ◆ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) (2019), Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistung für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 – 2030, 17.06.2019.
- ◆ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) (2019b), Dynamis Datenanhang.
- ◆ Forschungszentrum Jülich (FZ Jülich) (2017), Techno-Economic Analysis of a Potential Energy Trading Link between Patagonia and Japan Based on CO2 free Hydrogen, <http://juser.fz-juelich.de/record/837682>.
- ◆ Forschungszentrum Jülich (FZ Jülich) (2018), Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles, https://juser.fzjuelich.de/record/842477/files/Energie_Umwelt_408_NEU.pdf.
- ◆ Forschungszentrum Jülich (FZ Jülich) (2019), Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050.
- ◆ Fraunhofer ISE (2018), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.
- ◆ Fraunhofer (2019), Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf.
- ◆ Frontier Economics (2018), International Aspects of a Power-to-X-Roadmap, Studie im Auftrag des Weltenergierats, https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Full-study-englisch.pdf.
- ◆ Frontier Economics, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende (2018), Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, 19.03.2018.
- ◆ Frontier Economics (2020), Der Effizienzbegriff in der klimapolitischen Debatte zum Straßenverkehr, Ein gesamtheitlicher Ansatz für die Effizienzbewertung von Technologien, Studie für Uniti und MWV, <https://www.frontier-economics.com/media/4371/der-effizienzbegriff-in-derklimapolitischen-debatte-zum-strassenverkehr.pdf>.
- ◆ Frontier Economics (2020b), Crediting System for Renewable Fuels in EU Emission Standards for Road Transport, Report for the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi).

- ◆ Frontier Economics (2021a), Die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt, Kurzstudie für Viessmann Climate Solutions, <https://www.frontier-economics.com/media/4590/wasserstoff-im-waermemarkt.pdf>.
- ◆ Frontier Economics (2021b), Power to Gas, Missing Money und der Wärmesektor als wichtiger „Heimatmarkt“ beim Markthochlauf für Wasserstoff in Deutschland, Ein Diskussionsbeitrag zur Nationalen Wasserstoffstrategie („NWS“) im Auftrag des DVGW.
- ◆ Frontier Economics (2021c), Business Case Analysen von PtX-Produkten aus Nordafrika, Studie im Auftrag der GIZ, wird in Kürze veröffentlicht.
- ◆ Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M. & Kneiske, T. (2020), Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme.
- ◆ Geth et al. (2015), An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments, Renewable and Sustainable Energy Reviews 52 (2015).
- ◆ Greenpeace (2020), Blauer Wasserstoff – Lösung oder Problem der Energiewende? – Fakten Hintergründe, Argumente, Januar 2020.
- ◆ Guidehouse, Tractebel (2020), Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits, Studie im Auftrag der EU Kommission.
- ◆ Hauser, E., Heib, S., Hildebrand, J., Rau, I., Weber, A., Welling, J., Güldenbergl, J., Maaß, C., Mundt, J., Werner, R., Schudak, A., Wallbott, A. (2019): Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung, Studie im Auftrag des Umweltbundesamt.
- ◆ Hydrogen Council (2020), Path to hydrogen competitiveness – A cost perspective.
- ◆ International Energy Agency (IEA) (2019a), Future of Hydrogen, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- ◆ International Energy Agency (IEA) (2019b), Future of Hydrogen, IEA G20 Hydrogen report: Assumptions annex, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen/data-and-assumptions#abstract>.
- ◆ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2019), Global warming of 1.5°C, An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf.
- ◆ JRC (2013), Reference Report, Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production.
- ◆ Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H.-T., Schlegl, T. (2018), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, März 2018, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.

- ♦ Leiblein, J., Bär, K., Graf, F., Kühn, M., Müller, S., Bäuerle, M., Benthin, J. (2021), Roadmap Gas 2050, Deliverable D1.1, Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H₂.
- ♦ Lubenau, U., Kussin, P. (2019), Anforderungen, Möglichkeiten und Grenzen der Abtrennung von Wasserstoff aus Wasserstoff/Erdgasgemischen, Studie für den DVGW.
- ♦ McKinsey (2018), The potential impact of electric vehicles on global energy systems, <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-potential-impact-of-electric-vehicles-on-global-energy-systems>.
- ♦ Merten, F., Scholz, A., Krüger, C., Heck, S., Girard, Y., Mecke, M. & Goerge, M. (2020), Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung.
- ♦ Müller-Syring, G., Henel, M., Poltrum, M., Wehling, A., Dannenberg, E., Gladien, J., Stötzel, M., Möhrke, F., Ortloff, F., Kratz, F. (2018), Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21.
- ♦ NREL (2013), Hydrogen Station Cost Estimates. <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/511EA2019412.pdf>.
- ♦ Nymoen/Strategieberatung (2019), Kurzstudie „Quote für erneuerbare und dekarbonisierte Gase“.
- ♦ Oliver Wyman (2018), Der E-Mobilitäts-Blackout, <https://www.oliverwyman.de/our-expertise/insights/2018/Januar2018/E-Mobilitaets-Blackout.html>.
- ♦ Onat, Kucukvar, Tatari (2015), Supporting Information File I, Seite 21.
- ♦ Rechberger, K., Spanlang, A., Sasiain Conde, A., Wolfmeir, H., Harris, C. (2020), Green Hydrogen-Based Direct Reduction for Low-Carbon Steelmaking, Steel Research Int.
- ♦ Roland Berger und Prognos (2019), Wegweiser Solarwirtschaft: PV Roadmap 2020.
- ♦ Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2020), Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa, Umweltgutachten 2020, https://www.umwelt-rat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Entschlossene_Umweltpolitik.html.
- ♦ Sterner, M., / Stadler, I. (2014), Energiespeicher, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- ♦ TenneT, Gasunie (2019), Infrastructure Outlook 2050
- ♦ TenneT, Gasunie (2020), Infrastructure Outlook 2050 II.
- ♦ ÜNBs (2020), Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022, https://www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Berichtzur-Leistungsbilanz/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf.
- ♦ ÜNBs (2021), Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 1. Entwurf, <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>.

- ◆ Umweltbundesamt (2019), Wohnen und Sanieren, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-23_cc_22-2019_wohnenundsaniieren_hintergrundbericht.pdf.
- ◆ Umweltbundesamt (2020), 13 Thesen für einen treibhausgasneutralen Gebäudebestand – Drängende Herausforderungen der Wärmewende, Positionspapier verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/pp_13thesen_treibhausgasneutraler_gebaeudestand_bf.pdf.
- ◆ VHK (2019), Space and combination heaters Ecodesign and Energy Labelling, Review Study Task 5 Environment & Economics (base cases, LCA and LCC) Final Report for EC.
- ◆ Viessmann (2021), Zukunftstechnologie: Heizen mit Wasserstoff, https://www.viessmann.de/content/dam/vi-brands/DE/Wohngebaeude/Wasserstoff/zukunftstechnologie-heizen-mit-wasserstoff.pdf/jcr_content/renditions/original.media_file.download_attachment.file/zukunftstechnologie-heizen-mit-wasserstoff.pdf.
- ◆ Vogl, V., Ahman, M., Nilsson, L. J. (2018), Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking, Journal of Cleaner Production 203 (2018), S. 736-745.
- ◆ Wernet, G., Bauer, C., Steubing, B., Reinhard, J., Moreno-Ruiz, E., Weidema, B. (2016), The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. In: The International Journal of Life Cycle Assessment 21 (9), S. 1218–1230.

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Anteil Wärmebedarf am Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018.....	4
Abbildung 2 Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland.....	5
Abbildung 3 Fossile Energieträger spielen derzeit eine große Rolle und können u. a. durch erneuerbaren Wasserstoff ersetzt werden	6
Abbildung 4 Es gibt unterschiedliche Wege zum Transport erneuerbaren Wasserstoffs zum Endverbraucher in den Sektoren (schematische Darstellung der Potenziale).....	7
Abbildung 5 Übersicht zu Defossilisierungsoptionen in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie	8
Abbildung 6 Altersstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2018 (insgesamt knapp 40 Mio. Wohnungen).....	9
Abbildung 7. Monatliche Stromnachfrage Deutschland 2019.....	10
Abbildung 8. Monatliche Erzeugung von Wind und PV in Deutschland 2019	10
Abbildung 9 Monatlicher Erdgasverbrauch (2019) ist – hauptsächlich durch den Wärmemarkt – stark saisonal getrieben	10
Abbildung 10 Elektrifizierung des Wärmemarkts kann Strom-Spitzenlast im Jahr 2030 deutlich erhöhen	12
Abbildung 11 Wirkungsgrad von Wärmepumpen liegt an Wintertagen mit Besicherung über H ₂ -Kraftwerke unter dem Wirkungsgrad eines direkten H ₂ -Einsatzes	17
Abbildung 12 Prognostizierte H ₂ -Nachfrage in Deutschland	20
Abbildung 13 Weltweit existieren viele Länder mit sehr guten Produktions- und Exportpotenzialen von Wasserstoff (exemplarische Auswahl).....	21
Abbildung 14. Volllaststunden für PV an ausgewählten Standorten	22
Abbildung 15. Volllaststunden für Wind (onshore) an ausgewählten Standorten	22
Abbildung 16 Die Importpreise von grünem Wasserstoff weisen über die Zeit ein ähnliches Niveau auf	23
Abbildung 17 In Deutschland liegen die Gesteungskosten von grünem Wasserstoff durchschnittlich bei ca. 100 bis 150 EUR/MWh _{H₂}	24
Abbildung 18. Die betriebs- und volkswirtschaftliche Entscheidung über die Verwendung von grünem Wasserstoff können auseinander fallen	25
Abbildung 19 Vorgehen bei der Berechnung der CO ₂ -Vermeidungskosten in den einzelnen Fallstudien (schematische Darstellung)	26
Abbildung 20 CO ₂ -Vermeidungskosten für ein Logistikzentrum	30
Abbildung 21 Stahlerzeugung: Technologierouten und CO ₂ -Emissionen	31
Abbildung 22 Wasserstoff-Startnetz 2030 und Stahlstandorte	33
Abbildung 23 CO ₂ -Vermeidungskosten für Stahlerzeugung	34
Abbildung 24 CO ₂ -Vermeidungskosten für den Ersatz von grauem durch grünen Wasserstoff in der Ammoniak-Produktion	36
Abbildung 25 CO ₂ -Vermeidungskosten eines Blendings von 20 Vol.- % H ₂ ins Erdgasnetz	39
Abbildung 26 Überblick über Kosten und CO ₂ -Emissionen durch Systemintegration und im Betrieb bei Einsatz von 14 TWh _{H₂} in den vier Fallstudien	44
Abbildung 27 CO ₂ -Vermeidungskosten bei Wasserstoffnutzung im Wärmesektor liegen tendenziell über denen des Stahlsektors, aber z. T. unterhalb denen des Verkehrssektors	45
Abbildung 28 Überschlägige Größenordnung von Vermeidungskosten für die Einführung von 14 TWh _{H₂} und verdrängte CO ₂ -Mengen	46

Abbildung 29 Zusammenhang THG Budget und globaler Temperaturanstieg nach dem
Special Report des IPCC (2019)47

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Kosten und CO₂-Emissionen von grünem Wasserstoff	28
Tabelle 2 Stahlproduktion – Annahmen	32
Tabelle 3 H₂-Verbrauch und Bandbreite der CO₂-Einsparungen pro Jahr in Abhängigkeit des CO₂-Rucksacks von grünem Wasserstoff für die analysierten Fallstudien	42