

WASSERSTOFF IM ZUKÜNFTIGEN ENERGIESYSTEM: FOKUS GEBÄUDEWÄRME



Studie zum Einsatz von H₂ im zukünftigen Energiesystem mit dem besonderen Fokus auf die Gebäudewärmeversorgung

WASSERSTOFF IM ZUKÜNFTIGEN ENERGIESYSTEM: FOKUS GEBÄUDEWÄRME

Studie zum Einsatz von H₂ im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudewärmeversorgung

Norman Gerhardt, Jochen Bard, Richard Schmitz, Michael Beil, Maximilian Pfennig, Dr. Tanja Kneiske

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Studie im Auftrag des

IZW e.V. Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik
Postfach 3007
D-30030 Hannover

Veröffentlichung im Mai 2020

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung:	
Allgemeine Bedeutung des Wasserstoffs und Bewertung einer dezentralen Gebäudewärmeversorgung auf Basis von H₂	4
1 Einführung	7
2 Bewertung der Einsatzfelder von H₂	11
2.1 Ranking aus Energiesystemsicht	11
2.2 Mengengerüst	13
2.3 Schlussfolgerung	15
3 Globale Nachfrage und Verfügbarkeit von nachhaltig produziertem H₂ bezogen auf Deutschland	17
3.1 Erzeugungsmöglichkeiten von H ₂	17
3.2 Globale Einordnung und zukünftige H ₂ -Verfügbarkeit für Europa/Deutschland	21
3.3 Schlussfolgerung	26
4 Darstellung der Optionen und Infrastrukturanforderungen	27
4.1 Technische Anforderungen und Rückwirkungen	27
4.2 Infrastrukturkosten dezentraler Wasserstoffinfrastrukturvarianten	31
4.3 Schlussfolgerung	32
5 Dezentrale Wärmeversorgungskonzepte auf Basis von Wärmepumpen	33
5.1 EE-Strompotenziale für eine direkte Stromnutzung	33
5.2 Systemintegration der Wärmepumpe mit Fokus auf Bestandsgebäude	35
5.3 Stromversorgung und Netzbedarf	37
5.4 Schlussfolgerung	41
6 Literatur	43

Zusammenfassung: Allgemeine Bedeutung des Wasserstoffs und Bewertung einer dezentralen Gebäudewärmeversorgung auf Basis von H₂

Wasserstoff wird in Wissenschaft, Industrie und Politik als ein bedeutender Energieträger für die Umsetzung der Energiewende zur Erreichung der Klimaziele gesehen. Aktuell werden in zahlreichen Studien verschiedene Anwendungsfelder untersucht und diskutiert sowie Roadmaps für eine breite Einführung von Wasserstofftechnologien aufgestellt.

In den energiepolitischen Diskussionen der letzten Jahre wurden umfangreiche Diskurse dazu geführt, wie ein Energiesystem, das langfristig auf den tragenden Säulen Wind- und Solarenergie basieren muss, nachhaltig transformiert werden sollte. Dabei wurde weitgehend Konsens erzielt, dass eine direkte Stromnutzung - wo technisch möglich oder sinnvoll - zu maximieren ist.

In Bezug auf die Gebäudewärmeversorgung wurde dabei deutlich, dass Wärmepumpen, die zusätzlich zur eingesetzten elektrischen Energie bis zu drei weitere Wärmeanteile aus der Umgebung gewinnen, deutlich effizienter sind, als die Nutzung von Power-to-Gas (PtG) aufgrund der damit verbundenen hohen Umwandlungsverluste der vielen Stufen von Strom zu Wasserstoff zu Methan zu Wärme [3]. Wissenschaftliche Studien der letzten Jahre untermauern diesen Vergleich zwischen Wärmepumpen und PtG. Am umfassendsten wurde dies in der Studie „Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung“ der Agora Energiewende analysiert [4].

Für diese Studie haben wir aktuelle Studien zum Wasserstoffverbrauch, Wasserstoffangebot und zur H₂-Infrastruktur herangezogen sowie eigene Analysen durchgeführt. In den folgenden beiden Abschnitten präsentieren wir die Ergebnisse für die allgemeine Bedeutung des Wasserstoffs in der Energiesystemtransformation und für den Gebäudereich im Besonderen.

A. Allgemeine Bedeutung des Wasserstoffs:

1. Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur (Elektrolyseure, Netze, Speicher, Power-to-Liquid) ist für die Energiewende unverzichtbar.

Ein zentrales Wasserstoffnetz bietet wichtige Vorteile für eine effiziente und kostengünstige Energiewende. Dabei sind die Anwendungsbereiche **Industrie und Kraftwerke zu priorisieren, weil** Umwandlungsverluste gegenüber einer Nutzung von SNG bzw. PtG und die notwendige Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) reduziert werden. Gleiches gilt für die bestehenden Prozesse, in denen die heutigen Erdgasreformer durch **Einsatz von „grünem“ Wasserstoff substituiert** werden müssen. Es bleiben darüber hinaus **unvermeidbare Bedarfe an Kohlenwasserstoffen im internationalen Verkehr (PtL) und beim nichtenergetischen Verbrauch**, für die ebenfalls Wasserstoff hergestellt werden muss.

2. Für Deutschland ergibt sich bis 2050 ein Wasserstoffbedarf von 600 - 1.000 TWh, je nach anteiliger Biomassenutzung. H₂ für die dezentrale Gebäudewärme würde diesen Bedarf um 25 - 40% zusätzlich steigern.

Der Ersatz von Erdgas in der Gebäudewärme (rund 50%) würde einen zusätzlichen Bedarf von 250 TWh Wasserstoff für Deutschland ergeben. Basis dafür ist der Vergleich von effizienten Klimazielszenarien, welche 2050 ein Klimaziel von minus 95% THG inkl. Deutschlands Anteil am internationalen Verkehr erreichen. Zum Vergleich: Die Fraunhofer Wasserstoff-Roadmap [32] hat für Deutschland mit 250

bis 800 TWh und für Europa einen H₂-Bedarf zwischen rund 800 und 2.260 TWh (ohne Gebäudewärme) abgeschätzt.

3. Der überwiegende Teil des Wasserstoffbedarfs lässt sich nur durch Importe decken.

Nur grüner Wasserstoff ist nachhaltig. In Deutschland lassen sich aus erneuerbaren Energien zwischen 50 und etwa 150 TWh grüner Wasserstoff erzeugen. Die globalen Potenziale zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in sonnen- und windreichen Regionen sind grundsätzlich hoch. Für den **Import von Wasserstoff** aus den benachbarten Regionen ist die **Pipeline die kostengünstigste Option.**

4. Das Importpotenzial aus Nordafrika ist begrenzt und kann nur einen Teil des deutschen und europäischen Bedarfs decken.

Marokko und Tunesien können beispielsweise unter Berücksichtigung von Flächen- und Standortrestriktionen zusammen 400 TWh liefern. Selbst bei einem vollständigen Ausbau der Wasserstoffproduktionskapazitäten in den in Frage kommenden Ländern **Nordafrikas decken diese nur einen Teil des deutschen und europäischen Bedarfs.**

5. Je mehr Wasserstoff in Europa und Deutschland nachgefragt wird, umso höher sind die Kosten.

Flächenpotenziale mit **sehr geringen Kosten** (H₂-Gestehungskosten und Import per Pipeline) sind stark begrenzt. Aus **Marokko und Tunesien** ergeben sich **Importpreise per Pipeline** von 5,3 - 9,9 ct/kWh, bzw. für **Flüssigwasserstoff** 7,6 - 12,8 ct/kWh.

Flüssiger Importwasserstoff aus Südamerika oder Südafrika mit hohen mittleren Windgeschwindigkeiten und hoher Solarstrahlung liegt bei mindestens 6 ct/kWh. Hinzu kommen weitere zusätzliche Infrastrukturkosten im Zielland für die Speicherung, Transport und Verteilung von 3 - 6 ct/kWh. Daraus ergeben sich **Gesamtimportkosten** von 9 - 12 ct/kWh.

6. Blauer Wasserstoff ist mit Carbon-Capture-Storage (CCS) nicht CO₂-frei.

Bei der Herstellung von blauem Wasserstoff aus fossilem Erdgas können bestenfalls 85-95% der Emissionen eingefangen und unterirdisch verpresst werden. Zusätzlich fallen je nach Ursprungsland und Anwendung 0,5 - 4,1% Leckagen durch den Transport in Pipelines an. Deshalb kann blauer Wasserstoff allenfalls eine Brückentechnologie für einen frühzeitigen **Strukturwandel der Industrie** darstellen.

Ein weiterer Gesichtspunkt ist der Engpass beim realisierbaren globalen Markthochlauf für grünen Wasserstoff. Je mehr Wasserstoff langfristig gebraucht wird, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass man bei blauem Wasserstoff bleibt. Durch dieses Vorgehen entfernen wir uns weiter von der Erreichung der Klimaziele. **Signifikant verschärft wird diese Situation durch die direkte thermische Nutzung in der dezentralen Gebäudewärme.**

B. Bedeutung des Wasserstoffs in der dezentralen Gebäudewärmeversorgung:

1. Die erneuerbare Energiemenge zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme mit Wasserstoff ist um 500 bis 600 % höher gegenüber der Wärmepumpe.

Unter Berücksichtigung der Umwandlungs- und Transportverluste für den H₂-Pfad im Vergleich zum Strompfad für die Wärmebereitstellung in Bestandsgebäuden stellt die effiziente Nutzung des langfristigen Primärenergieträgers EE-Strom das entscheidende Kriterium dar.

2. Die mittelfristige Steigerung auf 20 Vol. % H₂ im Gasnetz hat nur geringe CO₂-Reduktionen zur Folge.

Die Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze ist heute auf bis zu 10% limitiert, perspektivisch soll dieser Wert jedoch auf 20% Vol. H₂ steigen. Das entspricht aber **lediglich einem energetischen Anteil von 7 - 8% und liefert damit nur einen geringen Beitrag zum Klimaschutz.**

3. Der langfristige Sprung auf 100% H₂ durch Umwidmung bestehender Erdgasnetze ist möglich. Für die dezentrale Wärmeversorgung fallen aber enorme Kosten für den Austausch der Gaskessel an.

Es existieren regional höchst unterschiedliche Restriktionen und Freiheitsgrade für eine H₂-Beimischung. Je nach Erdgasherkunft und Anwendungen werden diese Restriktionen durch die zu versorgenden Endgeräte oder Industrieanwendungen im jeweiligen Verteilnetz bestimmt. Um die Grenze von 20% Vol. H₂ zu überschreiten, wäre eine sprunghafte Umwidmung der Gasverteilstnetze auf 100% H₂ notwendig, Dies hätte zur Folge, dass alle bestehenden Gaskessel vorzeitig ausgetauscht werden müssen, wodurch im Vergleich zur Gasnetztransformation die entscheidenden Mehrkosten entstehen.

4. Die Gebäudewärmeversorgung mit effizienten Wärmepumpen entlastet die Nachfrage und die notwendigen Importmengen von H₂ deutlich.

Mit modernen Wärmepumpen lassen sich auch unsanierte Gebäude effizient versorgen wodurch der Gebäudesektor nicht in Nutzungskonkurrenz zum Wasserstoffbedarf in anderen Sektoren steht.

5. Die Versorgungssicherheit und die Stromnetzinfrastruktur sind vereinbar mit dem Ausbau der Wärmepumpen.

Sowohl die **sichere Versorgung in der kalten Dunkelflaute** als auch der **Ausbau der Verteilnetze** führen zu lösbaren technischen Anforderungen mit moderaten zusätzlichen Kosten. Die Stromnetzinfrastruktur stellt kein entscheidendes Hemmnis für die Gebäudewärmeversorgung mit Wärmepumpen dar. Der **Strombedarf für die Wärmepumpen kann kosteneffizient fast ausschließlich aus nationalen regenerativen Energiequellen gedeckt** werden.

1 Einführung

Für eine CO₂-neutrale Energieversorgung gibt es zu den erneuerbaren Energiequellen keine Alternative. Die nächste Phase der Energiewende verlangt die umfassende Einbeziehung der Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie in den Transformationsprozess des Energiesystems. Für den Gebäudesektor bedeutet dies eine umfassende und beschleunigte Sanierung von Gebäuden und die Transformation der Wärmebereitstellung.

In Deutschland und Europa wird die energiepolitische Diskussion derzeit von Wasserstoff als universellem Energieträger für die Energiewende dominiert. Hierbei wird insbesondere die **direkte Nutzung von Wasserstoff fokussiert**. Eine weitere mögliche Nutzung besteht zudem in den Folgeprodukten unter Nutzung von CO₂ wie Power-to-Liquid (PtL); Power-to-Gas (PtG; im Rahmen dieser Studie inklusive Methanisierung) oder Power-to-Chemicals (z.B. Ethylen oder Naphtha). Allgemein werden die Umwandlung von Strom in (chemisch: H₂) und mögliche Folgeprodukte als PtX bezeichnet und damit gegenüber einer direkten Stromnutzung abgegrenzt.

Ende Januar 2020 hat in Deutschland das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) einen **Entwurf für die nationale Wasserstoffstrategie** (NWS) erarbeitet. Im Fokus stehen hierbei die industriepolitischen Chancen für Deutschland sowohl als Technologieanbieter im Bereich Wasserstoffherzeugung, als auch zur Wasserstoffanwendung im Verkehr. Zudem kann Wasserstoff die CO₂-Emission der Industrieproduktion reduzieren bzw. vermeiden und damit die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland erhöhen [1].

Parallel wurde von **Fraunhofer eine Wasserstoff Roadmap** erarbeitet. Diese setzt ebenfalls einen industriepolitischen Fokus und zeigt insbesondere das technische Potenzial für eine Wasserstoffnutzung auf. Die H₂-Nutzung im Gebäudebereich wurde darin jedoch nicht tiefergehend analysiert.

Im Dezember 2019 hat die EU-Kommission den **European Green Deal** vorgestellt. Im Zuge dessen werden das Ziel eines treibhausgasneutralen Europa in 2050 definiert und auch das Klimaziel für 2030 verschärft, von derzeit -40% THG-Emissionen gegenüber 1990 auf einen noch festzulegenden Wert zwischen -50% und -55% [2]. Dadurch wird Europa zum Treiber auch für die deutsche Energiepolitik. Deutschland übernimmt zum 1. Juli 2020 die Ratspräsidentschaft der EU und es zeichnet sich ab, dass Deutschland in dieser Zeit die Schaffung von Märkten und Infrastrukturen für Wasserstoff in der EU vorantreiben wird [1].

Gegenwärtig findet auch die Überarbeitung der europäischen **Ökodesign-Richtlinie**¹ und des **Energy Label**² für Raumheizgeräte und Warmwasserbereiter statt. Hier werden in ganz Europa gültige technische Mindestanforderungen für das Inverkehrbringen von Raum- und Wasserheizungen definiert und die Energie-Kennzeichnung der Produkte aktualisiert. In diesem Prozess wird derzeit die Frage gestellt, wie eine „hydrogen ready“-Anforderung für neue Gaskessel ausgestaltet werden soll. In Hinblick auf einen angenommenen Transformationspfad ist dabei die Nutzungsdauer der Kessel entscheidend und inwiefern diese mit steigender Beimischung bis 100% H₂ überhaupt umgehen könnten, oder, ob dies zu einem vorzeitigen Komplettaustausch aller Bestandsgeräte in dem betroffenen Netzgebiet führen würde. Auch müssen die Restriktionen weiterer zentraler Gasanwendungen welche ggf. eine geringe Wasserstofftoleranz aufweisen, im jeweiligen Netzgebiet berücksichtigt werden. Andererseits gibt es zentrale Großverbraucher,

¹ Review of Commission Regulation (EU) No. 814/2013 [Ecodesign]

² Commission Delegated Regulation No. (EU) No. 812/2013 [Energy Label]

welche ausschließlich mit reinem Wasserstoff versorgt werden können. Diese Fragen sollten zunächst im Sinne einer Transformation des gesamten Gassystems beantwortet werden und dann erst im 2. Schritt Rahmenbedingungen für Gaskessel definiert werden.

In den energiepolitischen Diskussionen der letzten Jahre wurden umfangreiche Diskurse dazu geführt, wie ein Energiesystem, das langfristig auf den tragenden Säulen Wind- und Solarenergie basieren muss, nachhaltig transformiert werden sollte. Dabei wurde **weitgehend Konsens erzielt, dass eine direkte Stromnutzung - wo technisch möglich oder sinnvoll - zu maximieren ist**. In Bezug auf die Gebäudewärmeversorgung wurde dabei deutlich, dass eine Nutzung von PtG einerseits aufgrund der Umwandlungsverluste (Strom → Elektrolyse → Methanisierung¹ → Wärme) und andererseits den Effizienzvorteilen bei Wärmepumpen (Strom + Umweltwärme → Wärme) keine Option darstellen sollte [3].

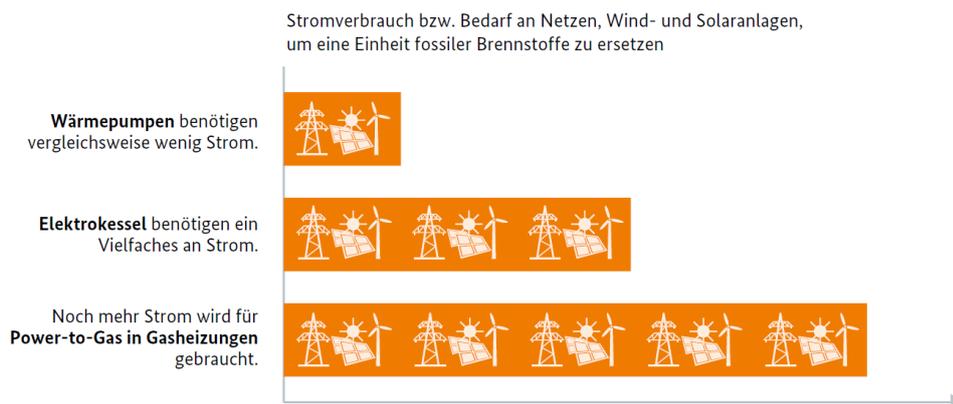


Abbildung 1: Stromverbrauch verschiedener Technologien, um eine Einheit fossiler Brennstoffe in der Wärmeversorgung zu ersetzen

Quelle: [3]

Wissenschaftliche Studien der letzten Jahre untermauern diesen Vergleich zwischen Wärmepumpen und PtG. Am umfassendsten wurde dies in der Studie „Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung“ der Agora Energiewende analysiert [4]. Hierbei wurden sowohl die Rückkopplungen der Gebäudeversorgung mit dem deutsch-europäischen Energieversorgungssystem als auch die Auswirkungen hoher Anteile von Wärmepumpen auf das Stromverteilnetz detailliert untersucht, sowie eine vollständige Kostenbilanzierung inkl. Kosten für Gebäudesanierung vorgenommen. Im Ergebnis zeigt sich, dass ein **Szenario mit mittlerer Sanierungsrate und hohen Anteilen von Wärmepumpen das kostengünstigste System darstellt**, während ein Szenario mit PtG-Nutzung nicht nur energetisch, sondern auch in Hinblick auf die Systemkosten immer schlechter gestellt ist. In der folgenden Abbildung 2 werden zunächst die Endenergieverbräuche in Deutschland in 2011 sowie für die dort definierten Szenarien „Effizienz“², „Effizienz + Wärmepumpen (WP)“³, „Effizienz + Power to Gas (PtG)“⁴ und „Business as usual (BAU) + PtG“⁵ dargestellt.

¹ $H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4$

² Sehr hohe Sanierung und damit der geringste Wärmebedarf, Technologiemix

³ Hohe Sanierung und damit mittlerer Wärmebedarf, mehr Wärmepumpen

⁴ Hohe Sanierung und damit mittlerer Wärmebedarf, mehr Gaskessel

⁵ Geringe Sanierung und damit hoher Wärmebedarf, noch mehr Gaskessel

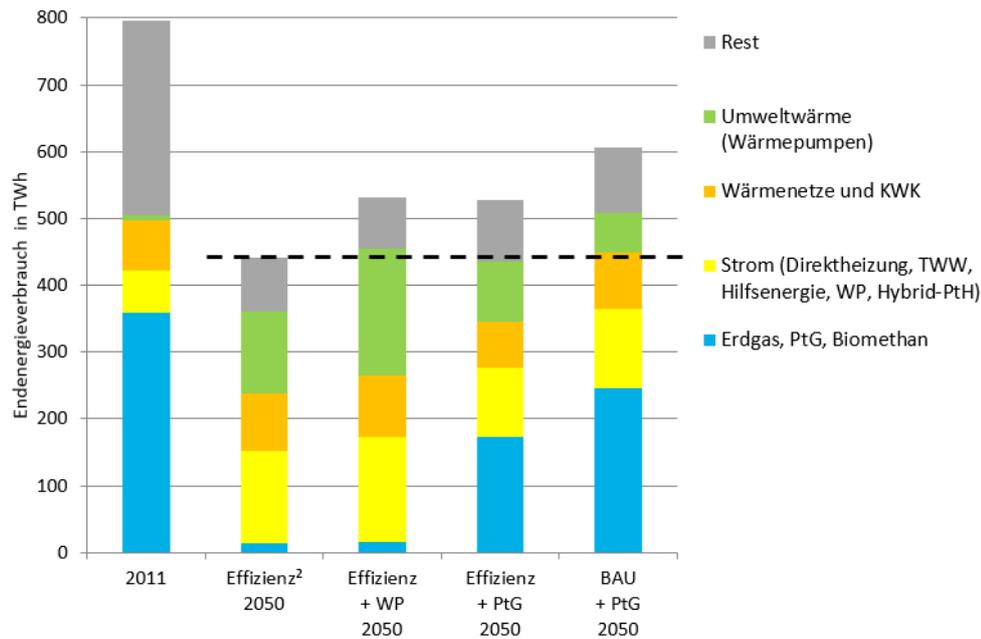


Abbildung 2: Endenergieverbräuche im Gebäudesektor in verschiedenen Szenarien im Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [4]

Die gestrichelte Linie in Abbildung 2 dient zum Vergleich der letzteren drei Szenarien mit dem Szenario „Effizienz²“. Das Szenario „Effizienz²“ bildet zudem die Nulllinie in der nachfolgenden Abbildung 3, welche die durchschnittlichen diskontierten Differenzkosten (von heute bis 2050) der drei Szenarien mit dem Szenario „Effizienz²“ vergleicht. Eine Verrechnung der Mehrkosten bzw. Minderkosten ergibt für das Szenario „Effizienz + Wärmepumpen (WP)“ eine Einsparung von -2,89 Mrd. €/a, während für das Szenario „Effizienz + Power to Gas (PtG)“ Netto-Mehrkosten von +3,72 Mrd. €/a bzw. für das Szenario „Business as usual (BAU) + PtG“ gar Netto-Mehrkosten von +8,15 Mrd. €/a entstehen. Die Netto-Mehrkosten sind als schwarzer Punkt eingezeichnet.

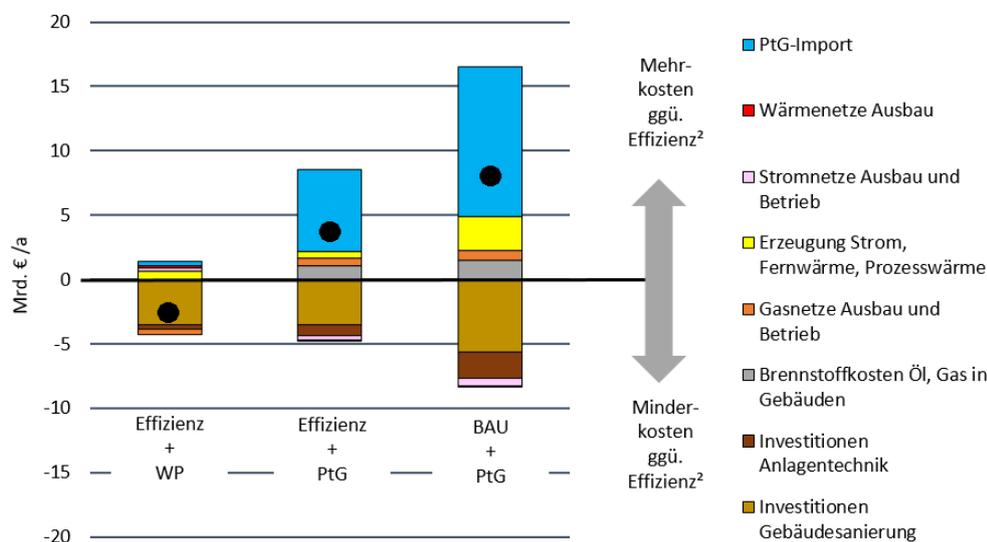


Abbildung 3: Durchschnittliche diskontierte Differenzkosten der Szenarien im Vergleich zum Szenario Effizienz²

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [4]

Auf Basis dieser Betrachtung lässt sich die Grundsatzfrage zur Nutzung von „synthetischen“ Gasen im dezentralen Wärmebereich hinreichend beantworten. In Hinblick auf die aktuelle Diskussion zur Wasserstoffnutzung stellt sich nun aber erneut die Frage, **inwiefern durch** geringere Umwandlungsverluste gegenüber PtG (Wirkungsgrad Strom zu

Gas von 75% für H₂ statt 60% für PtG⁶) im **Einsparen der Methanisierung und der direkten Nutzung von Wasserstoff diese Erkenntnisse und der bisher erzielte Konsens langfristig neu bewertet werden müssen. Mittelfristig stellt sich zusätzlich die Frage**, ob sich durch die technisch mögliche Verwendung von **blauem Wasserstoff auf Basis fossilen Erdgases** mittels CO₂-Abtrennung und Speicherung (CCS) Einflüsse auf den Konversionspfad ergeben. Für Anwendungen in der Industrie oder Gaskraftwerken bietet ein aktuell diskutierter Infrastrukturwandel zu einer H₂-Nutzung grundsätzlich das Potenzial, die Energiewende effizienter und zu geringeren Kosten zu gestalten. Für die dezentrale Wärmeversorgung muss dies aber differenzierter bewertet werden.

Diese angesprochenen Punkte und aufgeworfenen Fragen sollen in dieser Studie bewertet und beantwortet werden. Dazu wird eingangs auf die mögliche zukünftige Wasserstoffnachfrage in allen Anwendungen und auf das mögliche Wasserstoffangebot eingegangen. Dann wird eine Wasserstoffinfrastruktur und mögliche Transformation des bestehenden Gasnetzes generell und in Hinblick auf eine dezentrale Gebäudeversorgung bewertet. Abschließend werden Potenziale und mögliche Hemmnisse für eine von Wärmepumpen dominierte Wärmeversorgung diskutiert und aus dem Vergleich Schlussfolgerungen gezogen.

⁶ Wirkungsgrad bezogen auf Heizwert Hu. Im Vergleich dazu liegt der zukünftige Brennwert(Ho)-Wirkungsgrad von einer Elektrolyse bei 88%.

2 Bewertung der Einsatzfelder von H₂

Bei der Nachfrage nach Wasserstoff muss in Hinblick auf Effizienz zwischen einer direkten Nutzung und einer Weiterverarbeitung in PtL oder PtG unterschieden werden. Des Weiteren muss bewertet werden, welche Anwendung durch Wasserstoff substituiert werden kann bzw. in welcher Konkurrenz diese Anwendung steht. Die Gesamtsystemstudien für Deutschland unterscheiden sich bei der Höhe der H₂-Nachfrage auf Grund unterschiedlicher Nutzungen stark, berücksichtigen aber noch nicht die aktuelle Diskussion um den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Um die Studien vergleichen zu können, müssen diese auf Basis eines Rankings angepasst werden.

2.1 Ranking aus Energiesystemsicht

1. Wo heute grauer H₂ (Erdgasreformation) eingesetzt wird

Die höchste Effizienz - mittelfristig bei der höchsten Einsparung von CO₂, langfristig bei der effizientesten Verwendung von Strom als zentralen Primärenergieträger - ergibt sich bei einem **Ersatz von heutigen Erdgasreformern** durch die Verwendung von **grünem Wasserstoff** vor allem für die **Ammoniak-** und die **Methanolproduktion**, sowie für Raffinerien, für die langfristig allerdings eine stark abnehmende Nachfrage zu erwarten ist [5]. Alternativ wird in einigen Studien (siehe Abschnitt 2.2) die CO₂-Abscheidung und -Verpressung der Emissionen des Reformers angenommen, was vergleichbar zu blauem Wasserstoff ist, sowie die Verwendung von PtG.

2. H₂-Direktnutzung in der Industrie

Ebenfalls eine **hohe Effizienz weist die Direktnutzung von Wasserstoff z.B. in der Prozesswärme in zentralen Anwendungen auf**. Insbesondere bei der **Stahlherstellung** ergeben sich große Potenziale zur Minderung von Treibhausgasen durch die Substitution der Eisenerzreduktion unter Einsatz von Kohlenstoff durch eine Direktreduktion unter Einsatz von Wasserstoff im Hochofen. Auch der heute als Inertgas eingesetzte Wasserstoff aus Erdgasreformierung lässt sich durch grünen Wasserstoff ersetzen. Bei einer vollständigen Substitution des Kohle- bzw. Koksbedarfs in der Stahlherstellung entsteht in Deutschland ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf von 2,4 Mt H₂/a bzw. 80 TWh/a [6]. Der Anteil des Stahlrecyclings soll langfristig von heute 25% auf 50% erhöht werden, was eine Reduktion der erforderlichen H₂-Mengen um 25%, also einen zukünftigen Bedarf von rund 60 TWh/a, ergibt.

3. H₂-Direktnutzung in Kraftwerken sowie in zentralen KWK/Heizwerken

Statt Erdgas kann zukünftig auch **Wasserstoff für die Stromerzeugung** und, wenn möglich, in KWK (gekoppelte Wärmeerzeugung) verwendet werden. Dadurch können die Verluste für die Methanisierung vermieden werden. Eine KWK-Nutzung kann dabei in Zeiten einer zu geringen EE-Stromeinspeisung sowohl in der **Industrieprozesswärme als auch je nach saisonaler Wärmenachfrage in der Fernwärme** stattfinden. Zudem kann Versorgungssicherheit auch ohne KWK-Nutzung bereitgestellt werden.

Grundsätzlich kann Wasserstoff auch nur zur zentralen Wärmeerzeugung eingesetzt werden in Zeiten, wenn diese nicht über Elektrodenkessel oder Großwärmepumpen elektrisch erzeugt werden kann. Jedoch muss hier die Nutzung von Wasserstoff gegenüber der Nutzung von Biomassereststoffen (z.B. Altholz) diskutiert werden.

4. Nichtvermeidbare Verbräuche von Kohlenwasserstoffen

Im Bereich des **internationalen Verkehrs (Flug- und Seeverkehr)** bestehen sowohl technisch als auch in Hinblick auf die Lebensdauer der Verkehrsträger keine oder kaum Alternativen zu einer Kraftstoffnutzung und damit zukünftig eine indirekte H₂-Nutzung über PtL. Ebenso zählt dazu der Ersatz von fossilen **Rohstoffen in der chemischen Industrie**

(Erdgas, Naphtha/Erdölderivate) durch regenerativ erzeugte Kohlenwasserstoffe (Industrieruß-Herstellung aus PtL-Kohlenwasserstoffen und **Kunststoff-Herstellung** aus Ethylen u.a.). Auch muss Erdgas durch PtG-Brennstoff für Hochtemperatur-Öfen ersetzt werden.

5. H₂-Direktnutzung im Verkehr

Aus heutiger Sicht erscheint offen, welche Rolle Wasserstoff im Straßenverkehr langfristig einnehmen wird. Dabei sind aber in den nächsten 10 Jahren Flottengrenzwerte sowohl bei Pkw- als auch bei Lkw-Herstellern das entscheidende Kriterium. **Wasserstoff kommt hier im Vergleich zur Elektromobilität für diese Dekade zu spät**, insbesondere da die Tankinfrastruktur mit weniger als 100 Tankstellen in Deutschland bisher nur wenig ausgebaut wurde. Abgeleitet aus der mittelfristigen Dynamik erscheint eine ausgeprägte Rolle von Wasserstoff langfristig unwahrscheinlich. Allerdings ist im Bereich der Lkw der Kosten- und Effizienzunterschied ggü. Elektromobilität geringer. Hier besteht ein breites technologisches Spektrum von Batterie-Lkw (englisch Battery Electric Vehicle (BEV) bzw. Plugin Hybrid Electric Vehicle (PHEV)) und Schnellladesäulen bis zur Oberleitungsinfrastruktur, wobei die Stromnutzung um geringe Mengen an PtL zur Verlängerung der Reichweiten ergänzt werden kann. Wasserstoff gewinnt aber an Bedeutung, wenn politische Entscheidungen für den Aufbau eines Oberleitungsnetzes nicht getroffen werden. Im Bereich der Pkw sind die Kosten- und Effizienzunterschiede größer und die Nutzung der Elektromobilität stärker von der Kundenpräferenz abhängig. Im Vergleich zu Lkw bedarf es hierbei eines größeren H₂-Tankstellennetzes. Die Nutzung von Brennstoffzellen in **effizienten Nischenanwendungen in Schiffen und Lokomotiven**, welche nicht elektrifiziert werden können, vermeidet demgegenüber durch H₂-Einsatz die hohen Effizienzverluste von PtL-Erzeugung und Verbrennungsmotor.

6. H₂-Direktnutzung in der Niedertemperaturwärme

Dagegen konkurriert Wasserstoff im Bereich der Niedertemperaturwärme mit der Effizienztechnologie Wärmepumpe. Da der Bedarf an Wärmeenergie in diesem Anwendungsbereich sehr groß ist, muss reflektiert werden, ob das Wasserstoffangebot für diese Nutzung überhaupt vorhanden wäre (siehe Kapitel 3).

Dabei kann der Bereich der **Fernwärme und Industrieprozesswärme (Heißwasser) mit Großwärmepumpen** versorgt werden. Alle Energiesystemstudien gehen von einer deutlichen Steigerung des Anteils der Fernwärme auf ca. 20% - 35% der Gebäudeversorgung aus, um den verdichteten Siedlungsraum der Städte effizient versorgen zu können. Die Umweltwärmepotenziale für diese zentrale Anwendung sind jedoch regional sehr unterschiedlich (Verfügbarkeit von Fluss, Klärwerk u.a. bezogen auf die Erhöhung der Nachfrage durch Wärmenetzausbau) [7]. Inwiefern Wasserstoff als ein Anteil eines hybriden Wärmesystems bei regional begrenzten EE-Wärmepotenzialen und unter regionaler Verfügbarkeit einer Wasserstoffinfrastruktur hier eine Rolle spielen kann, bedarf weitergehender Untersuchungen.

Im Bereich der **dezentralen Gebäudeversorgung** sind mit modernen **Luft- und Erdwärmepumpen** die technischen Möglichkeiten gegeben, den überwiegenden Anteil der Gebäudeversorgung bis zu 80% zu leisten (siehe Kapitel 5). Wie im Bereich des Straßenverkehrs besteht hier über das deutsche Sektorziel Gebäudewärme (minus 66% Emission in 2030 ggü. 1990) und den europäischen Lastenausgleich für den Nicht-ETS-Bereich⁷ (minus 38% Emission in 2030 ggü. 2005) ein mittelfristiger Handlungsdruck bzw. sonst hohe Kosten⁸, für welche der **Einsatz von Wasserstoff** technisch **zu spät** umsetzbar wäre. Aufgrund der Langlebigkeit der Kessel und der Restriktionen durch notwendige Markthochläufe (Handwerkerverfügbarkeit, Umstellung von Produktionskapazitäten etc.) **müssen Lock-In-Effekte vermieden werden**. Zudem müssen die Anforderungen und Kosten einer H₂-Gasnetzinfrastruktur auf Hausanschlussebene reflektiert werden (Kapitel 4).

⁷ ESR - Effort Sharing Regulation

⁸ AEA - Annual Emission Allowances müssen bei Zielverfehlung gekauft werden)

Für eine dezentrale Einzelgebäudeversorgung mit Wasserstoff wird in dieser Studie als Technologie ein H₂-Brennwertkessel unterstellt. Kleine stationären Brennstoffzellen (PEM) werden nicht berücksichtigt, da grundsätzlich langfristig die Wärmenachfrage der Gebäude deutlich größer als die verbleibenden Stromlücken (welche nicht durch Windkraft und PV versorgt werden) sein wird. Eine KWK ist deswegen für die Wärmesenken zu fokussieren wo die höchste Effizienz zu erwarten ist. Stromlücken treten mit geringer Auslastung und teilweise auch außerhalb der Heizperiode auf. Eine dezentrale PEM-Brennstoffzelle weist hierbei gegenüber zentralen KWK sowohl hinsichtlich Kosten deutliche Nachteile, als auch hinsichtlich Wirkungsgrad keine Vorteile auf. Ein Breiteneinsatz dieser Technologien wird deswegen in der Studie ausgeschlossen. Für große und effiziente Hochtemperatur-Brennstoffzellen (SOFC) welche mit Fokus auf Fernwärme, Industrieprozesswärme und ggf. Nichtwohngebäude mit gewerblicher Prozesswärme eingesetzt werden können, besteht dagegen noch Forschungsbedarf. Insbesondere im Falle von technischen Restriktionen aufgrund von Methanschlupf (Methanleckagen aus Pipelines siehe Abschnitt 3.1) bei Magermischmotoren-BHKW, können sich hier zukünftig Änderungen im KWK-Absatzmarkt ergeben. Dies ist jedoch nicht Bestandteil der Studie.

2.2 Mengengerüst

Was haben wir heute? – Ersatz des grauen Wasserstoffs

In Deutschland wird für die Methanol- und Ammoniakherstellung langfristig nicht von einem weiteren starken Anstieg der Produktionsmengen ausgegangen, für Raffinerien wird langfristig ein Rückgang der Produktionsmengen für fossile Kraftstoffe erwartet. **Der zu subsistierende Wasserstoffbedarf in Deutschland reduziert sich** in diesen Anwendungen daher langfristig von heute 1,7 Mt H₂/a (57 TWh/a) auf etwa 1,1 Mt H₂/a (36 TWh/a) in 2050 [8].

Wo wollen wir hin? – Bandbreiten der H₂-Nachfrage in Energiesystemstudien

Zur Bewertung der Einsatzfelder von H₂ sollen zunächst vier verschiedene Gesamtsystemstudien betrachtet werden, die sich mit der Nachfrageentwicklung der Endenergie in verschiedenen Szenarien auseinandersetzen. Dabei haben alle Studien den Einfluss einer Wasserstoffwirtschaft, wie er aktuell diskutiert wird, noch nicht bewertet.

- Das „**Klimaschutzszenario 2050**“ des Öko-Instituts und des Fraunhofer ISI im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) mit einer angestrebten Senkung der Treibhausgasemissionen um 95% im Vergleich zum Jahr 1990 [9]
- Die **RESCUE-Studie „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität“** des Umweltbundesamtes (UBA) mit ihrem Szenario „GreenEe1“, welches eine „sehr hohe“ Minderung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 vorsieht [10]
- Die „**Klimapfade für Deutschland**“ der Prognos AG und der Boston Consulting Group im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI), ebenfalls mit einer angestrebten Senkung der Treibhausgasemissionen um 95% im Vergleich zum Jahr 1990 [11]
- Die „**Leitstudie Integrierte Energiewende**“ der Deutschen Energie-Agentur (dena) mit ihrem „Technologiemixszenario TM95“, welches ebenfalls eine Senkung der Treibhausgasemissionen um 95% im Vergleich zum Jahr 1990 anstrebt [12]

Zudem werden aktuelle Zahlen des „Barometers der Energiewende“ des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE) hinzugezogen. Dieses zeigt regelmäßig auf, wie das Energiesystem der Zukunft in verschiedenen Szenarien aussehen kann. Der neueste veröffentlichte Stand kann in [13] nachgelesen werden.

Die drei erstgenannten Studien eint die Tatsache, dass in ihren Szenarien hohe Anteile dezentraler Wärmepumpen entstehen und jeweils in der Fernwärme ein Ausbau mit

Großwärmepumpen erfolgt. Im Verkehrsbereich erreichen elektrifizierte Pkw sehr hohe Anteile, zudem wird die Technologie der Oberleitungs-Lkw ausgebaut. Es wird jeweils von hohen Fortschritten bei der Gebäudesanierung ausgegangen, wobei die Effekte des demographischen Wandels im ländlichen/strukturschwachen Raum sowie der Verstädterung vernachlässigt werden. Erwähnt werden muss zuletzt, dass ein möglicher Einfluss der Wasserstoffwirtschaft in keinem der Szenarien bewertet wird. Wenn man alle vier Szenarien übergreifend miteinander vergleicht, zeigt sich, dass das BMU-Szenario und das UBA-Szenario von einer hohen Ressourceneffizienz ausgehen, das BDI-Szenario eine mittlere Ressourceneffizienz veranschlagt und dass die dena-Leitstudie einen verhältnismäßig hohen Ressourcenverbrauch ausweist, zudem ist die Nachfrage nach Power-to-X hier sehr hoch.

Das **BMU-Szenario** setzt blauen Wasserstoff lediglich in Dampfreformerprozessen ein, grüner Wasserstoff wird nur sehr begrenzt für Rückverstromung verwendet. Es wird von einer umfassenden Mobilitätswende ausgegangen. Eigene Umrechnungen für zentrale Gas-Großverbraucher ergeben einen **Bedarf von insgesamt 654 TWh Wasserstoff**, welcher sich aus direktem Wasserstoffverbrauch, Wasserstoff für internationalen Verkehr und nichtenergetischen Verbrauch sowie einem Restbedarf zusammensetzt.

Im **UBA-Szenario** wird hingegen gar kein blauer Wasserstoff verwendet, grüner Wasserstoff kommt lediglich in der Stahl- und chemischen Industrie zum Einsatz. Eine Mobilitätswende wird angestrebt. Auch hier wurde durch eigene Umrechnungen ein Bedarf an **Wasserstoff ermittelt, in Summe beträgt er 1.052 TWh**.

Das **BDI-Szenario** setzt blauen Wasserstoff lediglich in der Industrie in Dampfreformerprozessen ein, grüner Wasserstoff kommt nur sehr begrenzt im Verkehr zum Einsatz. Im Wärmesektor wird kein Verbrauch von Wasserstoff berücksichtigt, auch zur Stromerzeugung ist er in der Studie nicht vorgesehen, sodass eine Umrechnung des hierfür eingesetzten Erdgases erfolgen müsste. Von einer umfassenden Mobilitätswende wird nicht ausgegangen, das Verkehrsaufkommen bleibt aber hoch. **Eigene Umrechnungen ergeben hier einen Bedarf von insgesamt 1.095 TWh Wasserstoff**.

In der **dena-Leitstudie** wird in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr jeweils von einer breiten Variation der eingesetzten Energieträger und Technologien ausgegangen. Zur Wärmebereitstellung im Gebäudesektor kommen u.a. elektrisch betriebene Wärmepumpen sowie auch Gas- und Ölheizungen zum Einsatz. Im Industriesektor erfolgt die Energiebereitstellung mit einem ähnlichen Mix wie heutzutage, wobei der Anteil von Erdgas erhöht wird. Der Verkehrssektor setzt sich sowohl aus konventionell als auch elektrisch angetriebenen Fahrzeugen zusammen. Auch hier wurde durch eigene Umrechnungen ein **Bedarf an Wasserstoff ermittelt, in Summe beträgt er 1.621 TWh**.

Im **Barometer der Energiewende** ergibt sich beim Endenergiebedarf eine Summe von 1.594 TWh, welche sich wie folgt aufteilt: 208 TWh für Haushalte, 183 TWh für GHD, 530 TWh für Industrie, 299 TWh für Verkehr bzw. zusätzliche 168 TWh für internationalen Verkehr, sowie 114 TWh für Rohstoffe und 92 TWh für den Anteil am Seeverkehr. **Der Bedarf an Wasserstoff wird aktuell mit 192 TWh für die direkte Nutzung, 306 TWh für internationalen Verkehr sowie nichtenergetischen Verbrauch und weiteren 68 TWh als Restbedarf angenommen.**

Die nachfolgende Abbildung 4 fasst auf der linken Seite die jeweiligen Endenergieverbräuche in Deutschland in den vier Szenarien sowie im Barometer der Energiewende zusammen. Während der Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015 noch 2.841 TWh/a beträgt, reduziert er sich bis zum Jahr 2050 auf Bandbreiten von 1.449 TWh/a (UBA) bis 2.078 TWh/a (dena). Zusätzlich sind auf der rechten Seite die

prognostizierten Bedarfe an Wasserstoff mit abgebildet. Keine Studie hat reinen Wasserstoff in der Gebäudewärmeversorgung, lediglich PtG wird in der dena-Studie für Gebäude eingesetzt.

Bewertung der Einsatzfelder von H₂

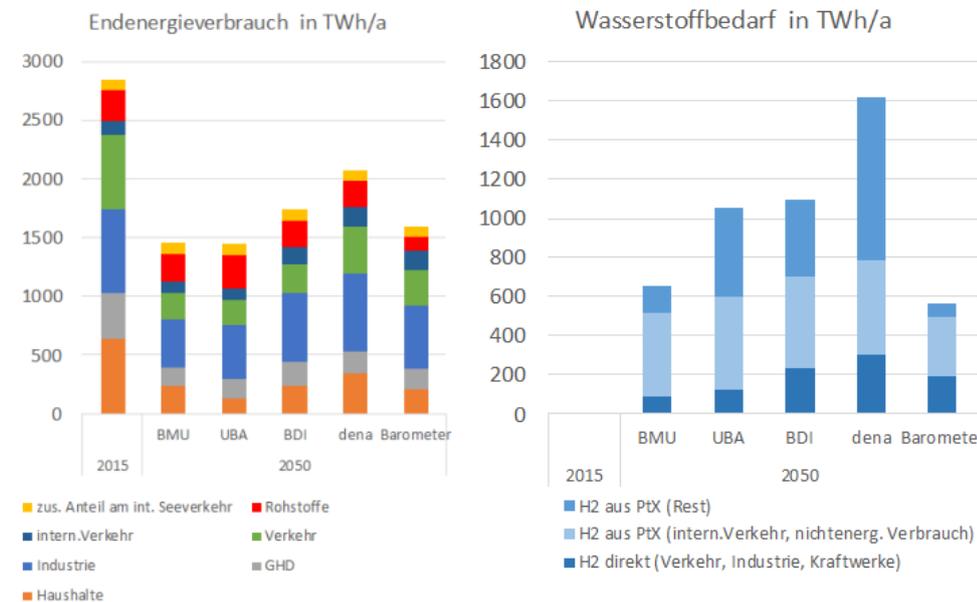


Abbildung 4: Endenergieverbrauch und Wasserstoffbedarf in verschiedenen Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [9–13]

2.3 Schlussfolgerung

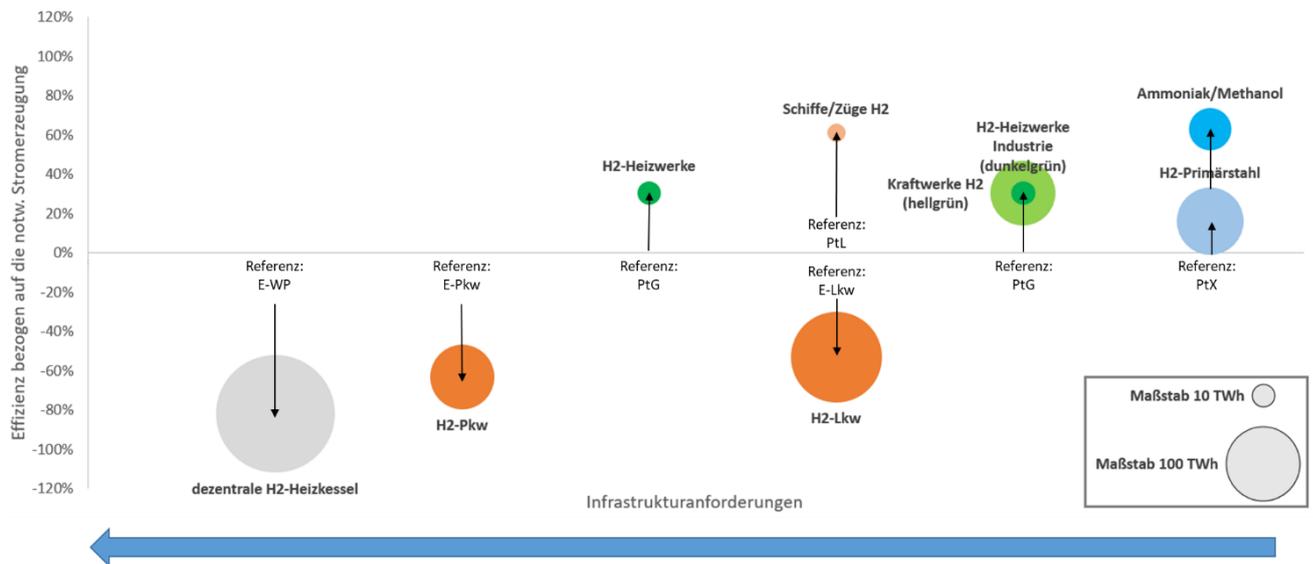
In Kapitel 2 wird deutlich, dass die **Verwendung von Wasserstoff im Sinne eines Rankings zu priorisieren ist. Eine Differenzierung sollte nach dem Kriterium der Effizienz der H₂-Verwendung bzw. dort erfolgen, wo z.B. eine stoffliche Nutzung keine Alternativen erlaubt.** Vorteilhaft ist der Einsatz vom Wasserstoff im Industriebereich (Ammoniak, Methanol, Stahlherstellung) und in Kraftwerken mit und ohne KWK-Nutzung. Notwendig ist der Einsatz von Wasserstoff in der Erzeugung von PtL im internationalen Verkehr oder von Rohstoffen wie Ethylen im nichtenergetischen Verbrauch.

Offen ist die Rolle im Straßenverkehr. Während in Effizienzszenerarien hier die Elektromobilität maximiert wird, ergibt sich in Szenarien mit einem hohen Anteil an chemischen Energieträgern allein für den Straßenverkehr ein jährlicher Wasserstoffbedarf in Deutschland von rund 220 TWh – etwa zwei Drittel davon für den Schwerlastverkehr. Dabei wird eine Anzahl von etwa 5.000 Tankstellen für die H₂-Betankung von rund 10 Mio. Brennstoffzellen-Pkw sowie rund 100.000 Lkw angenommen. Szenarienergebnisse des Fraunhofer IEE zeigen für ein 95%-Minderungsszenario einen Wasserstoffbedarf von 566 TWh für die chemische und energetische Nutzung in der Industrie, sowie für PtG und PtL Kraftstoffe im Transport- und Mobilitätssektor einschließlich des deutschen Anteils für Flug- und Schifftransport. Aus Gründen einer unterstellten moderaten Steigerung der Sanierungsrate wird in diesem Szenario die Gebäudewärmeversorgung durch Wärmepumpen mit einem Strombedarf von 113 TWh/a (85 TWh dezentrale-WP und 28 TWh Fernwärme-WP) gedeckt.

Alternativ würde eine Umwidmung des heutigen Anteils von 50% Erdgas an der Gebäudewärme einen zusätzlichen Bedarf von **250 TWh** thermischer Nutzung des Wasserstoffs zur **Deckung des Wärmebedarfs in Gebäuden** bedeuten. **Allein dieser Sektor würde also zu einer Erhöhung des zukünftigen deutschen Wasserstoffbedarfs um 25 - 40% führen.**

Das Ranking der verschiedenen H₂-Einsatzbereiche hinsichtlich ihrer Effizienz (Strommehr- oder minderverbrauch gegenüber der Referenztechnologie) und der Infrastrukturanforderung (zentral bis dezentral und ganzjährig/saisonal) ist für die direkte Wasserstoffnutzung (ohne nichtvermeidbare Verbräuche von Kohlenwasserstoffen) in Abbildung 5 dargestellt. Die Höhe der jeweiligen Verbräuche stellt eine Abschätzung auf Basis der dargestellten Zahlen dar.

Abbildung 5: Bewertung der direkten Einsatzpotenziale von Wasserstoff nach Effizienz und Infrastrukturanforderung in 2050
Quelle: eigene Darstellung



3 Globale Nachfrage und Verfügbarkeit von nachhaltig produziertem H₂ bezogen auf Deutschland

Globale Nachfrage und Verfügbarkeit von nachhaltig produziertem H₂ bezogen auf Deutschland

Im Folgenden werden für die Erzeugung von Wasserstoff verschiedene Techniken genannt und Farben definiert. Dabei sind **grüner und blauer Wasserstoff** die wesentlich zu diskutierenden.

3.1 Erzeugungsmöglichkeiten von H₂

Farbenlehre

Im Bereich der Wasserstofferzeugung wird nach verschiedenen Farben differenziert⁹ (siehe Abbildung 6 - als vereinfachte qualitative Darstellung ohne Gewichtung der Verhältnisse zueinander). Als **CO₂-freier Wasserstoff** (mittel- und langfristig) steht dabei aufgrund der zu akzeptablen Kosten erzeugbaren Mengen grüner Wasserstoff im Fokus. Im Bereich des THG-armen bzw. **CO₂äq-armen Wasserstoffs** muss aber mittelfristig in Hinblick auf Menge und Kosten auch blauer Wasserstoff diskutiert werden. Andere Erzeugungsarten sind - wie weiter unten erläutert wird - weniger relevant.

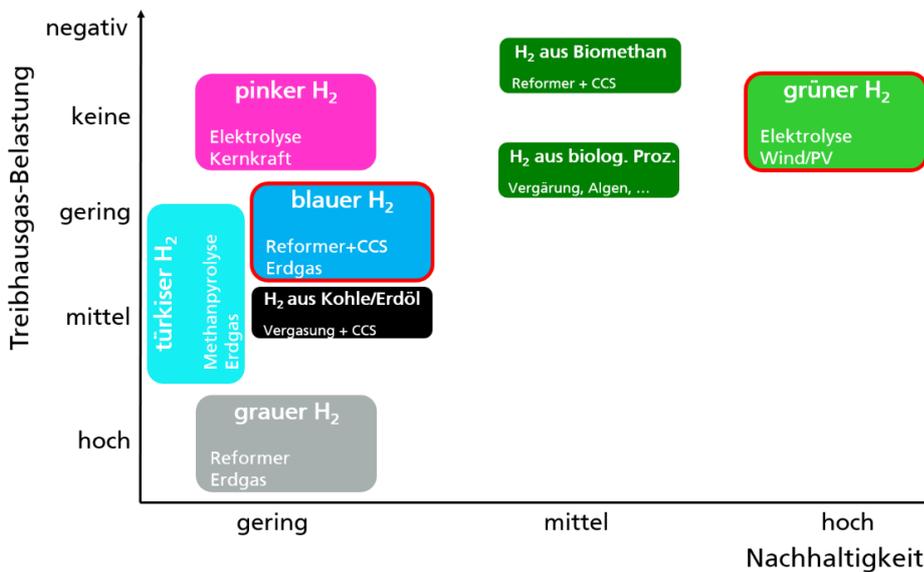


Abbildung 6: Farbenlehre bei Wasserstoff – qualitative Darstellung

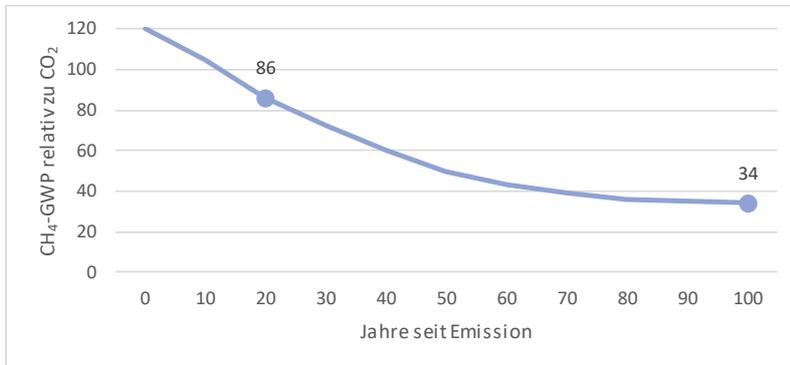
Quelle: Eigene Darstellung

Treibhausgaswirkung von erdgasbasiertem Wasserstoff und Einordnung weiterer H₂-Erzeugung

Dass erdgasbasierter Wasserstoff trotz CCS nicht als CO₂-frei, sondern nur als CO₂-arm bezeichnet werden muss, liegt insbesondere an der Emissionswirkung von Methanschluß (also die Emission von CH₄ aus Leckage oder unvollständiger Verbrennung), welcher über die gesamte Prozesskette (Förderung, Aufbereitung, Transport, Verteilung und Nutzung) von Erdgas anfällt. **Methanschluß** kann einen kurzfristigen Einfluss auf das Klimasystem ausüben. Das relative Treibhauspotential (Global Warming Potential, kurz GWP) einer Masse CH₄ bezogen auf 100 Jahre wirkt 34-mal so erwärmend wie CO₂, bezogen auf 20 Jahre wirkt es sogar 86-mal so erwärmend. Dies ist insbesondere entscheidend in Bezug auf Kippunkte unseres Klimasystems (z.B. dem Auftauen von Permafrost) in Folge rascher Temperaturerhöhung, welche dann eine Rückkehr zur normalen Temperaturerhöhung

⁹ Weißer Wasserstoff wird in dieser Abbildung nicht berücksichtigt. Er kommt mit begrenztem Potenzial natürlicherweise in einigen Weltgegenden wie Afrika vor und kann mittels Fracking gefördert werden.

durch den späteren Zerfall der CH₄-Moleküle unmöglich machen [14]. Im Folgenden verdeutlicht Abbildung 7 den zeitlichen Verlauf des GWP von CH₄. Auf der Abszisse werden die Jahre seit der Emission des Gases aufgeführt, die Ordinate enthält das relative Treibhauspotential.



 Globale Nachfrage und Verfügbarkeit von nachhaltig produziertem H₂ bezogen auf Deutschland

Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf des GWP von CH₄

Global Warming Potential (GWP) - Treibhauspotential

Quelle: eigene Darstellung wie in [15] auf Basis von [16]

Die Datenlage zur Höhe des Methanschlupfes ist mit Unsicherheiten behaftet und Gegenstand von aktuellen Untersuchungen [17]. Auch ist die Emissionswirkung individuell zu bewerten, je nach Förderland, Netzebene oder Anwendung. Die Bandbreite (CH₄ Vorkette-Max bis -Min) deckt dabei aber auch den Bereich der Angaben von Umweltwissenschaftlern bis zur Erdgasbranche ab¹⁰. Auf der anderen Seite bestehen technische Möglichkeiten, Methanschlupf weiter zu reduzieren. Neben Methanschlupf bestehen bei CCS nur **unvollständige CO₂-Abscheidegrade** von ca. 90%, und Erdgas weist eine **energiebedingte CO₂-Vorkette für den Transportverlust**¹¹ auf. Für die vorliegende Studie **sind diese Emissionen relevant für die Bewertung von blauem Wasserstoff und für die Beimischung von Wasserstoff am Erdgas** (wodurch Erdgasemissionen noch lange Zeit verstetigt werden würden). In folgender Abbildung 8 sind die Bandbreiten der Emissionswirkung von Methanschlupf abzulesen, welche bei einer mittelfristigen Klimaziel-Priorisierung über 20 Jahre noch stärker ausgeprägt sind als nach 100 Jahren.

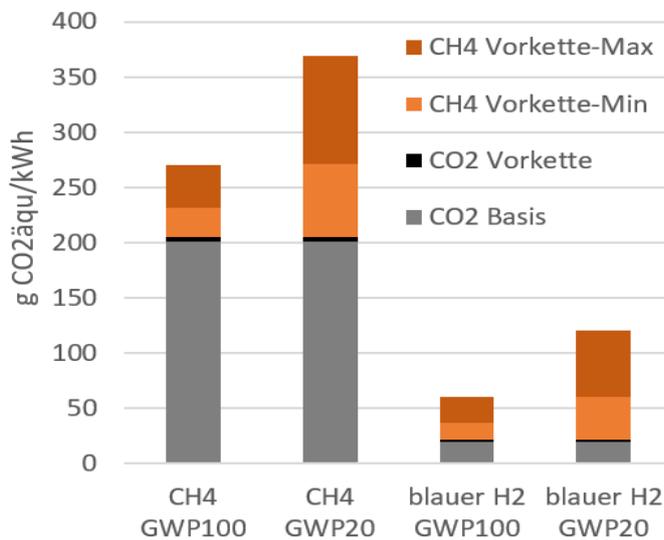


Abbildung 8: Bandbreiten der Emissionswirkung von Methanschlupf

Global Warming Potential über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP100) und 20 Jahren (GWP20)

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [16]

¹⁰ In [18], [19] und [20] werden in Summe hohe und differenzierte Daten erhoben (Min-Max-Werte zu Methanschlupf in Abbildung 8) – je nach Ursprungsland und Anwendung von 0,5-4,1%, während von der Zukunft Erdgas GmbH auf Basis von [21] 0,6% Methanschlupf als Mittelwert ausgegeben werden.

¹¹ Die CO₂-Vorketten-Emissionen (durch Verbrennung) lassen sich durch eine Elektrifizierung von Gasverdichtern und Entspannungsventilen reduzieren. Zudem wird zunehmend CCS direkt bei den Emissionen der Erdgasförderung angewandt. Beides wird in Abbildung 11 in dem niedrigen Wert unterstellt.

Methanpyrolyse (türkis in Abbildung 6) weist zwar den Vorteil auf, dass Wasserstoff dezentral ohne Aufbau einer H₂-Infrastruktur und CO₂-Infrastruktur erzeugt werden könnte. Jedoch ist der Wirkungsgrad gegenüber blauem Wasserstoff deutlich schlechter (neben Erdgas bedarf es noch relevanter Anteile von Strom und Hochtemperaturwärme und ca. 40% der Energie bleiben im Grafit gespeichert). Dieser Grafit kann genutzt werden (und damit die Energie) um sonst koks-basierten Grafit zu ersetzen. Jedoch ist die Nachfragemenge begrenzt und würde bei einer Ausweitung der H₂-Erzeugung übertroffen werden. Bei höheren Mengen ist deswegen von einer Grafit-Sequestrierung als CO₂-Senke und damit von **einem Energieverlust** auszugehen. In Summe zeigt sich gegenüber blauem Wasserstoff ein höherer Erdgasverbrauch und damit höhere Kosten sowie ein höherer Methanschlupf und folglich höhere Emissionen und je nach Substitutionseffekt des Grafits eine größere Emissionsbandbreite. Methanpyrolyse ist deswegen für die weitere Diskussion nicht relevant.

Auch **pinker Wasserstoff** kann allenfalls eine elektrolytische Verwendung von Überschussstrom aus Kernkraftwerken in Europa darstellen. Hinsichtlich der geringen Anzahl an neuen Kraftwerken und deren Stromgestehungskosten ist dieses Potenzial aber sehr gering und in Hinblick auf Sicherheits- und Abfallfragen als nicht nachhaltig einzuordnen. Wie auch bei blauem Wasserstoff kann **aus Kohle oder Erdöl** über Vergasung und CO₂-Abscheidung CO₂-armer Wasserstoff erzeugt werden. Über verschiedene Prozesse kann aus **Biomasse H₂** gewonnen werden. Diese Anwendungen weisen jedoch ein begrenztes Biomassepotenzial und hohe Kosten auf.

Für **Weißer Wasserstoff** wurden natürliche geologische Wasserstoffvorkommen bereits in den 1970er Jahren in Form von Ausgasungen hydrothermalen Systeme entdeckt. Heute sind natürliche Vorkommen mit teilweise hohen Wasserstoffkonzentrationen als freies Gas, als Einschlüsse in Felsformationen sowie als gelöstes Gas im Grundwasser bekannt. Die grundsätzliche technische und wirtschaftliche Nutzbarkeit dieser Vorkommen sowie die letztlich verfügbaren Mengen sind aber nach wie vor Gegenstand von Forschungsprojekten und Bohrversuchen. Allerdings wurde in den letzten Jahren vermehrt natürliche akkumulierte Wasserstoffvorkommen entdeckt, die für eine Exploration als geeignet angesehen werden. Da die geochemischen Mechanismen, die zur H₂-Formation führen sowie die Transportmechanismen innerhalb der Erdkruste noch kaum verstanden sind, existieren bisher weder Explorationsstrategien noch belastbare Potenzialanalysen. Daher ist in dieser Studie keine Abschätzung der Bedeutung des sog. „weißen Wasserstoffs“ sowie seiner Nachhaltigkeit (Abbildung oben) durchgeführt worden [22].

Blauer Wasserstoff

Als wichtigste Alternative zu grünem Wasserstoff wird derzeit die **Dampfreformierung mit CO₂-Abspaltung und -Verpressung** diskutiert. Dabei muss berücksichtigt werden, dass der Erdgasreformer einen Wirkungsgradverlust von 20-25% aufweist. Dabei können 85-95% der CO₂-Emissionen abgeschieden und in Erdgaslagerstätten eingespeichert werden, 5-15% werden emittiert.¹² Zusätzlich fällt Methanschlupf an, welcher im Fall eines Wasserstoffbezuges aus Russland oder einer inländischen Reformierung mit CO₂-Abtransport höher ausfallen würde als bei einer Offshore-Reformierung oder bei H₂-Import. Unter der Annahme von gleichbleibenden Erdgaspreisen und **Gestehungskosten von über 50 €/MWh blauen Wasserstoffs fallen CO₂-Vermeidungskosten von über 150 €/t CO₂** an. Damit CO₂ bei der Anwendung von CCS nicht in die Atmosphäre gelangen kann, verlangen die gesetzlichen Vorschriften den vollständigen und dauerhaften Verbleib des Kohlendioxids im Untergrund. Im Falle von Leckagen kann es dabei dennoch zu schädlichen Wirkungen auf das Grundwasser und den Boden kommen.

¹² E3G_2020_Briefing_Wasserstoffstrategie.

Ein **effektives Monitoring** der notwendigen oberirdischen Anlagen insbesondere für den Transport und die Speicherung ist daher eine zwingende Voraussetzung für den Einsatz von CCS, die Techniken dafür stehen bislang aber noch nicht zur Verfügung. Darüber hinaus bestehen Unsicherheiten bei den tatsächlich verfügbaren Kapazitäten geeigneter geologischer Speicher und den Anforderungen an die unterschiedlichen natürlichen Gegebenheiten – vorzugsweise sollen ausgebeutete Gas- oder Erdöllagerstätten genutzt werden, in salinen Aquiferen oder im Meeresuntergrund ist eine CO₂-Speicherung aber ebenfalls angedacht. Demzufolge ist die kurzfristige Nutzung von blauem Wasserstoff im großen Stil in der nächsten Dekade auf Basis konventioneller CCS-Ansätze ebenso wenig plausibel wie die großskalige Nutzung alternativer Verfahren z.B. im Zusammenhang mit Pyrolyseverfahren zur Wasserstofferzeugung, die sich noch in der Entwicklung befinden [23].

Auf der anderen Seite wird eine gasförmige CO₂-Speicherung als eine von verschiedenen Möglichkeiten für negative Emissionen (mittels BECCS¹³ oder DAC¹⁴) oder für die Vermeidung von CO₂-Emissionen gesehen. Grundsätzlich wird auch diskutiert, ob blauer Wasserstoff es ermöglichen kann, rechtzeitig **Investitionen in einen Strukturwandel in der Industrie** zur Wasserstoffnutzung zu ermöglichen, wenn diese mittelfristig aufgrund des fehlenden Stromangebotes und der Konkurrenz zu einer direkten Stromnutzung noch nicht mit grünem Wasserstoff versorgt werden kann.

Grüner Wasserstoff

Technologisch zeigt sich für die **elektrolytische Herstellung von Wasserstoff** aktuell eine hohe Dynamik bei der Kostendegression. So werden 200 €/kW Investitionskosten für die **Alkalische Elektrolyse** schon heute beworben [27].

Auch wenn dabei diskutiert wird, inwiefern diese Preise unter den realen Herstellungskosten liegen, wird deutlich, dass die fixen Investitionskosten (CAPEX) wesentlich schneller als erwartet fallen. Da aber eine grundsätzliche Wirtschaftlichkeit eine ausreichende Auslastung bedingt, sind die Betriebskosten (OPEX) und damit die Strombezugskosten deutlich entscheidender. Hierbei muss zwischen Stromspitzen in Deutschland, die aufgrund von Netzengpässen oder im Strommarkt sonst kaum eine andere Verwendung finden, und EE-Anlagen, die extra für eine Wasserstofferzeugung gebaut werden, differenziert werden. Unabhängig von der Diskussion zu Strompreisbestandteilen ist im ersten Fall der Stromspitzen das Potenzial zwar langfristig wirtschaftlich konkurrenzfähig, aber auch energetisch begrenzt. Deswegen werden Förderungen notwendig, um einen Markthochlauf zu erreichen. Da im zweiten Fall der vollständigen EE-Stromnutzung die OPEX-Kosten bei Anlagen in Deutschland sehr hoch sind, bietet sich neben eine Offshore-Nutzung vor allem eine H₂-Erzeugung im Ausland an.

Schlussfolgerungen

Blauer Wasserstoff ist nicht CO₂-frei, sondern CO₂äquivalent-arm¹⁵. Insbesondere eine Beimischung von H₂ im Erdgasnetz weist über einen langen Zeitraum immer noch Methanschlupf auf, und stellt einen Nachteil der sukzessiven Beimischung gegenüber einer Umstellung auf 100% Wasserstoff im Fernleitungsnetz für Großanwendungen und einen Strukturwandel in der Industrie dar. Aber auch hier zeigt sich, dass es zwar eine heterogene Diskussion zu den Chancen und Risiken einer CO₂-Speicherung gibt, welche an dieser Stelle nicht bewertet werden kann. Deutlich wird aber aufgrund der verbleibenden Emissionswirkung – insbesondere bei einer Bilanzierung von Methanemissionen über 20 Jahre – dass blauer Wasserstoff, wenn überhaupt, nur eine Übergangslösung und keine

¹³ BECCS - Bio-energy with carbon capture and storage → energetische Biomassenutzung mit CO₂-Abscheidung

¹⁴ Direct air capture – CO₂-Abscheidung aus der Luft

¹⁵ Neben den CO₂-Emissionen aufgrund der unvollständigen CO₂-Abscheidung bei CCS fallen insbesondere CH₄ Emissionen aufgrund von Methanschlupf an, weshalb blauer Wasserstoff statt CO₂-arm korrekterweise als CO₂äquivalent-arm bezeichnet werden muss.

langfristige Option darstellen kann. **Grüner Wasserstoff ist deswegen der einzig nachhaltige Wasserstoff, dessen Einsatz in allen Anwendungsbereichen zu präferieren ist.**

Globale Nachfrage und Verfügbarkeit von nachhaltig produziertem H₂ bezogen auf Deutschland

3.2 Globale Einordnung und zukünftige H₂-Verfügbarkeit für Europa/Deutschland

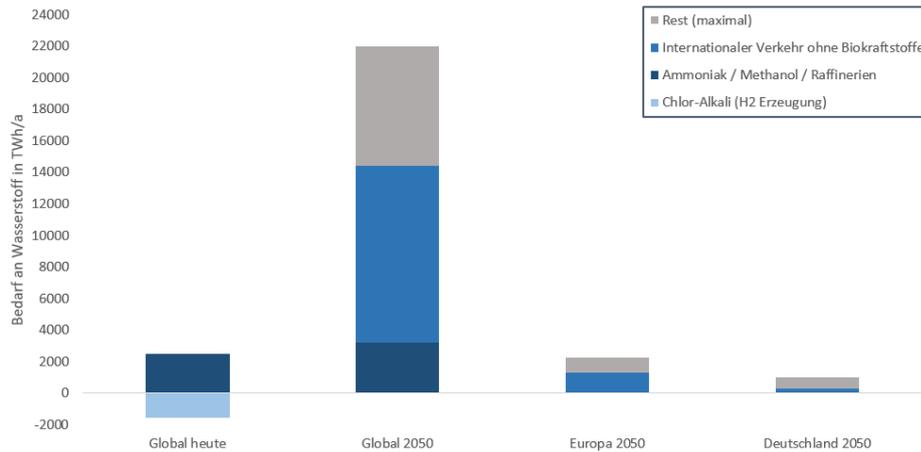
Globale und europäische Sicht – Einordnung der H₂-Nachfrage

Aus globaler Sicht gibt es derzeit nur Studien zu den Nachfragepotenzialen nach Wasserstoff, **für die Erzeugungspotenziale existieren bislang aber nur Länderstudien.** Der größte Anteil des globalen Wasserstoffbedarfs von heute 74 Mt/a (2.457 TWh/a) (2018) besteht in Anwendungen, die reinen Wasserstoff benötigen, wie die Ammoniakherstellung mit einem Anteil von 42% sowie in Raffinerien mit einem Anteil von 52%. Dieser Wasserstoff wird überwiegend aus der Erdgasreformierung gewonnen, teilweise aber auch noch aus Erdöl oder Kohle hergestellt. Darüber hinaus fällt Wasserstoff als Nebenprodukt in chemischen Prozessen wie z.B. der Chlor-Alkali-Elektrolyse in einer Menge von heute 48 Mt/a (1.593 TWh/a) an. Diese Mengen werden in Form von wasserstoffreichen Mischgasen u.a. zur thermischen Nutzung, für die Methanolherstellung und für die Stahlherstellung genutzt. Der beschriebene Wasserstoffbedarf hat sich seit Beginn der 90er Jahre weltweit in etwa verdoppelt [28].

Durch das weltweite Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum wird im Zeitraum bis 2030 eine Erhöhung des **Ammoniak- und Methanolbedarfs** und damit einhergehend eine Steigerung des Wasserstoffbedarfs in der chemischen Industrie von ca. 31% erwartet. Hinzu kommt die **Nachfrage in neuen Anwendungen und Sektoren (siehe Kapitel 3)**. Trotz Effizienzmaßnahmen ist im Flugsektor mit einem **Anstieg des globalen Flugverkehr-Kraftstoffverbrauchs** von heute ca. 2.400 TWh/a auf ca. 3.700 TWh/a in 2030 und auf 6.700 TWh/a PtL bis 2050 zu rechnen [29]. Zudem macht der **internationale Seeverkehr** derzeit 4.500 TWh/a aus.

Für die EU wird mittelfristig bis 2030 ein Anstieg des Kraftstoffverbrauchs und damit langfristig PtL auf 686 TWh/a für Flugverkehr und 582 TWh/a für den Seeverkehr erwartet [30]. Die Szenarien für die Entwicklung der zukünftigen Nachfrage nach grünem Wasserstoff unterscheiden sich nach dem erwarteten Grad der Elektrifizierung der Energiesektoren, dem Anteil der Bioenergie sowie den erwarteten Kostenreduktionen bei den Wasserstoffproduktions- und Transporttechnologien teilweise erheblich. **Die Bandbreite des globalen Wasserstoffbedarfs liegt dabei zwischen den heutigen Mengen und knapp 22.000 TWh/a** [31]. Dabei unterscheiden sich auch die Anteile der Sektoren. So variiert der Anteil des Transportsektors in den genannten Beispielen zwischen 88% und 28%, stellt aber in allen Szenarien den größten Sektor im Hinblick auf den Bedarf an grünem Wasserstoff dar. Für die EU ergibt sich eine plausible Bandbreite des Wasserstoffbedarfs in 2050 zwischen 800 und 2.259 TWh/a, für Deutschland zwischen 250 und 800 TWh/a [32]¹⁶, teilweise als direkter Wasserstoffbedarf, teilweise als PtL oder PtG. Im Fraunhofer-Barometer der Energiewende liegt der Bedarf in Summe bei 566 TWh/a wovon 249 TWh direkter Wasserstoff sind (inkl. 57 TWh H₂-Importen, welche national zu Ethylen für den nichtenergetischen Verbrauch weiterverarbeitet werden) [13]. Eine Veranschaulichung der genannten Bedarfe kann Abbildung 9 entnommen werden:

¹⁶ Im Szenarienvergleich inkl. internationalem Schiffsverkehr u.a. in dieser Studie liegt der H₂-Bedarf bei 600-1000 TWh (siehe Abbildung 4)



 Globale Nachfrage und Verfügbarkeit von nachhaltig produziertem H₂ bezogen auf Deutschland

Abbildung 9: Bedarfe an Wasserstoff in Deutschland, Europa und weltweit

Quelle: Eigene Darstellung

Globale, europäische und deutsche Sicht – Einordnung des Angebotes (H₂-Importe)

International gibt es einige Vorzugsstandorte wie Australien oder Patagonien, welche grünen Wasserstoff oder PtL-Kraftstoffe für einen globalen Markt herstellen können. Da flüssiger H₂ teurer ist, erscheint es aus Sicht Europas ökonomisch sinnvoll, H₂ gasförmig per Pipeline aus Nordafrika importieren zu können.

Zur Abbildung möglicher internationaler Potenzialflächen zur Herstellung von grünem Wasserstoff und daraus resultierender Importmengen und Kosten **nach Deutschland** wird anhand von politisch stabileren Ländern Nordafrikas mit bestehender Erdgasanbindung an Europa – **Marokko (Wind und PV) und Tunesien (PV)** – eine Potenzialflächenbestimmung inklusive Kostenanalyse durchgeführt und damit repräsentativ veranschaulicht. Die Potenzialflächenbestimmung basiert wie im noch nicht veröffentlichten Projekt „Devkopsys“ [33] auf Annahmen zum generellen Ausschluss von Flächen zur Produktion von Erneuerbarem-Energien-Strom und auferlegten Flächenrestriktionen zur Erzeugung von Wasserstoff per Wasserelektrolyse. Von der maximal theoretischen Flächenverfügbarkeit (Landnutzung, Schutzgebiete, Hangneigung, Besiedlungsdichte) werden anschließend die verbleibenden Flächen anhand maximaler Entfernungen (Meerwasserentsalzung, Infrastruktur Personal/Häfen) und maximalen Stromgestehungskosten reduziert. Weitere Punkte, die bei einer Erschließung der technisch-ökonomischen Potenziale berücksichtigt werden müssen, sind **sozial-ökologische Anforderungen** [34]. Auch aus diesem Grund wird eine pauschale 50%-ige Nutzung der ermittelten Potenzialflächen zur Versorgung der lokalen Energienachfrage unterstellt.

Die so ermittelten Vorzugsregionen zur Produktion von grünem Wasserstoff (für den Export) werden nun mit einem Flächenbedarfswert, einem Verhältnis von EE-Leistung zu Elektrolyse-Leistung sowie einem Wirkungsgrad und einem Ausnutzungsgrad der Elektrolyse belegt und zur Ermittlung der H₂-Produktionsmenge herangezogen. Für den **Transport des produzierten Wasserstoffs nach Deutschland** werden **zwei Optionen** untersucht:

- **Per Flüssigwasserstofftanker (LH₂-Pfad)**
 - Verflüssigung des Wasserstoffs durch Abkühlung auf -253 °C
 - Mittlere Entfernung zwischen Produktionsland und Hamburg
 - Marokko: 3.500 km
 - Tunesien: 4.500 km
 - Ca. 5% Verluste (Lieferkette bis zum Abnehmer)
- **Per Wasserstoff-Pipeline (CH₂-Pfad)**
 - Komprimierung des Wasserstoffs auf 100 bar
 - Mittlere Entfernung entlang bestehender Erdgas-Leitungen zwischen Produktionsland und Mitte Deutschland
 - Marokko: 2.800 km
 - Tunesien: 2.400 km

- 8% Verluste pro 1.000 km

Das Pipeline-Exportpotenzial der beiden Länder liegt mit 400 TWh/a unter der europäischen Nachfrage nach reinem Wasserstoff selbst in den sehr effizienten Szenarien. Das macht deutlich, dass es höchstwahrscheinlich zusätzlicher flüssiger H₂-Importe für Europa aus anderen Regionen bedarf, welche meist teurer sind, aber von den Potenzialen höhere Freiheitsgrade aufweisen.

	Marokko	Tunesien	
Erneuerbare Energien Leistung (in Vorzugsregionen)	125 (62Wind,63PV)	193 PV	GW _{Out}
Elektrolyse/EE-Verhältnis	0,5	0,56	-
Max. theo. Elektrolyse-Leistung	62,5	108	GW _{In}
Wirkungsgrad Elektrolyse	71	71	%
Volllaststunden Elektrolyse (optimiert)	6.000	3.200	h
H ₂ -Produktionsmenge (Vorzugsregionen)	266	245	TWh _{H₂}
LH ₂ -Importmenge (Flüssiger Wasserstoff per Schiff)	183	168	TWh _{H₂}
CH ₂ -Importmenge (Gasförmiger Wasserstoff per Pipeline)	206	198	TWh _{H₂}

Globale Nachfrage und Verfügbarkeit von nachhaltig produziertem H₂ bezogen auf Deutschland

Tabelle 1: Annahmen und Ergebnisse der H₂-Potenzialbestimmung für Marokko und Tunesien

Quelle: eigene Berechnungen - vorläufige Ergebnisse [33]

Die resultierenden Flächenpotenziale des maximalen theoretischen Flächenpotenzials sowie die Wasserstoff-Gestehungskosten in den ermittelten Vorzugsregionen sind in Abbildung 10 dargestellt, in Verbindung mit dem bestehenden Erdgasnetz in Afrika und Europa sowie einem Entwurf einer möglichen Wasserstoff-Pipeline. Marokko weist ein hohes Flächenpotenzial bei geringen H₂-Gestehungskosten im Süden des Landes auf, deutlich höhere Gestehungskosten sind in den Vorzugsregionen von Tunesien zu beobachten.

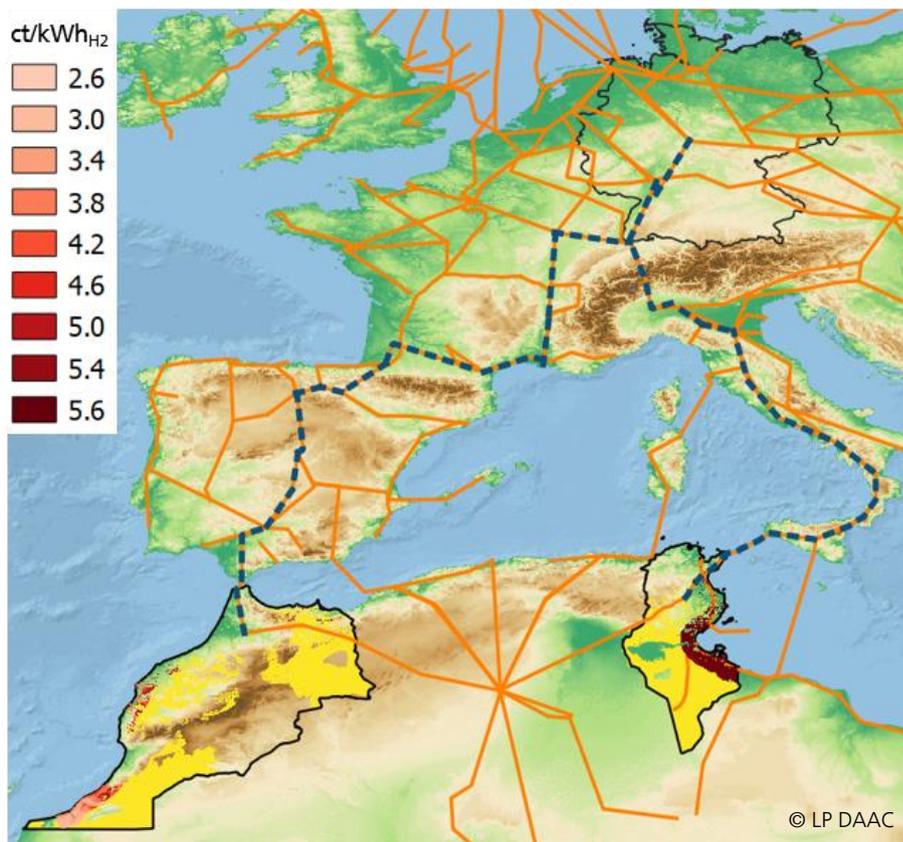


Abbildung 10: Theoretische Potenzialflächen exklusive Restriktionen (gelb) sowie die Wasserstoff-Gestehungskosten mit 6% Zinssatz für Potenzialflächen inklusive Restriktionen entlang der Küstenstreifen (rot). Bestehende Erdgas-Pipeline Infrastruktur in Afrika und Europa (orange) sowie Entwurf einer möglichen Wasserstoff-Pipeline Verbindung zwischen Afrika und Deutschland (blau gestrichelt) entlang bestehender Erdgas-Pipelines

Quelle: Eigene Darstellung nach [35], Topographie auf Basis von [36]

Insbesondere für die Nutzung der Ressource Wind zeigt sich am Beispiel des Marokkopfades, wie begrenzt diese durch eine Konzentration auf bestimmte Regionen ist. Hier gibt es einen linearen Anstieg der H₂-Erzeugungskosten bei steigender Produktions-

menge für die ersten 150 TWh. Anschließend resultiert ein höherer Anstieg für die restlichen 100 TWh. Dagegen ist die Nutzung der Ressource Solar weniger restriktiv, wie sich am Beispiel des Tunesien-Pfades zeigt. Hier sind die ersten 200 TWh bei nahezu gleichen Kosten zu realisieren. Lediglich für das letzte Fünftel sind deutlich höhere Kosten zu erwarten.

Die Verluste der unterschiedlichen Transport-Optionen (inkl. der Aufwände für Verflüssigung bzw. Komprimierung) belaufen sich auf ca. **31%-32%** im LH₂-Pfad und ca. **19%-22%** im CH₂-Pfad. Um die Kostenunterschiede der Import-Optionen besser zu vergleichen, sind die mittleren Importkosten und deren Kostenzusammensetzungen für LH₂ und CH₂ in folgender Abbildung dargestellt. **Die CH₂-Importoptionen weisen zwar höhere Transportkosten gegenüber Flüssigwasserstoff auf, die hohen Verflüssigungsaufwände der LH₂-Pfade überwiegen aber deutlich** (siehe Abbildung 11).

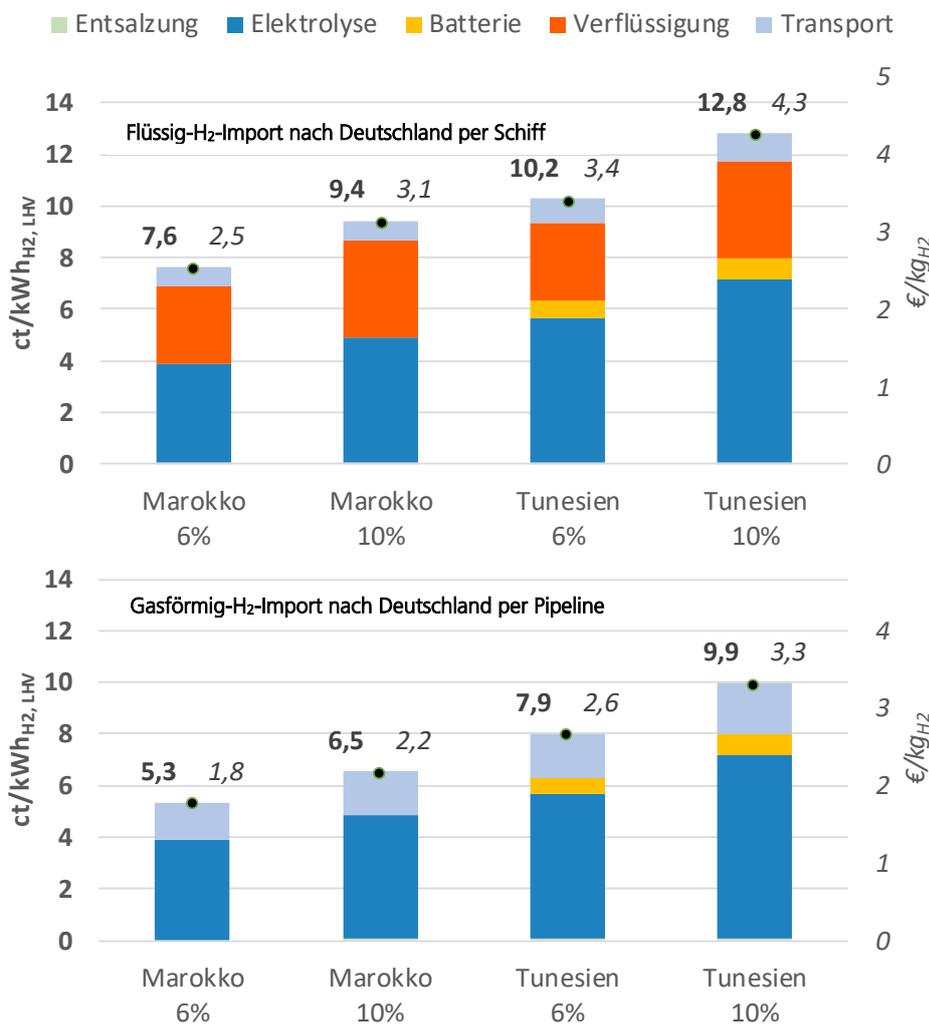


Abbildung 11: Mittlere Importkosten nach Deutschland aus Marokko und Tunesien mit variablem Zinssatz (6%, 10%)

Oben - LH₂-Importkosten per Schiff
 Unten - CH₂-Importkosten per Pipeline

Quelle: Eigene Berechnung vorläufige Ergebnisse nach [33]

Eine weitere Restriktion kann der **Markthochlauf** in PtX-Exportländern darstellen. In Hinblick auf die globalen Klimaziele müsste in den ersten bzw. wichtigsten Exportländern eine Infrastruktur bis 2050 aufgebaut werden, welche auch erneuert werden muss. Dafür besteht ein Bedarf an Infrastruktur und Personal vor Ort. Durch die zunehmende Bindung dieser Kapazitäten an den Ersatz von Altanlagen gibt es gewisse Einschränkungen im relativen Markthochlauf pro Land. Die notwendige Dynamik, diesen Markt kurzfristig aufzubauen, erscheint extrem ambitioniert. Alternativ bedarf es zwischenzeitlichen Überkapazitäten, deren Abbau dann zu entsprechenden volkswirtschaftlichen Verwerfungen

führen kann. Und je höher die globale Nachfrage nach Wasserstoff ist, umso höher sind die absoluten notwendigen Leistungen. 1.000 TWh zusätzlicher globaler H₂-Import bedeuten zusätzlich ca. 350-650 GW Elektrolyseleistung und 700-1.150 GW EE-Leistung. Im Vergleich dazu liegt der globale Zubau von Wind und PV in Summe bei ca. 200 GW pro Jahr. Im Folgenden ist der notwendige Markthochlauf für Marokko und Tunesien in Summe dargestellt. Dabei sind 0% und 50% Überbauung Negativbeispiele¹⁷, und der Pfad mit 15% Überbauung aus heutiger Sicht ein realisierbares Positivbeispiel (siehe Abbildung 12).

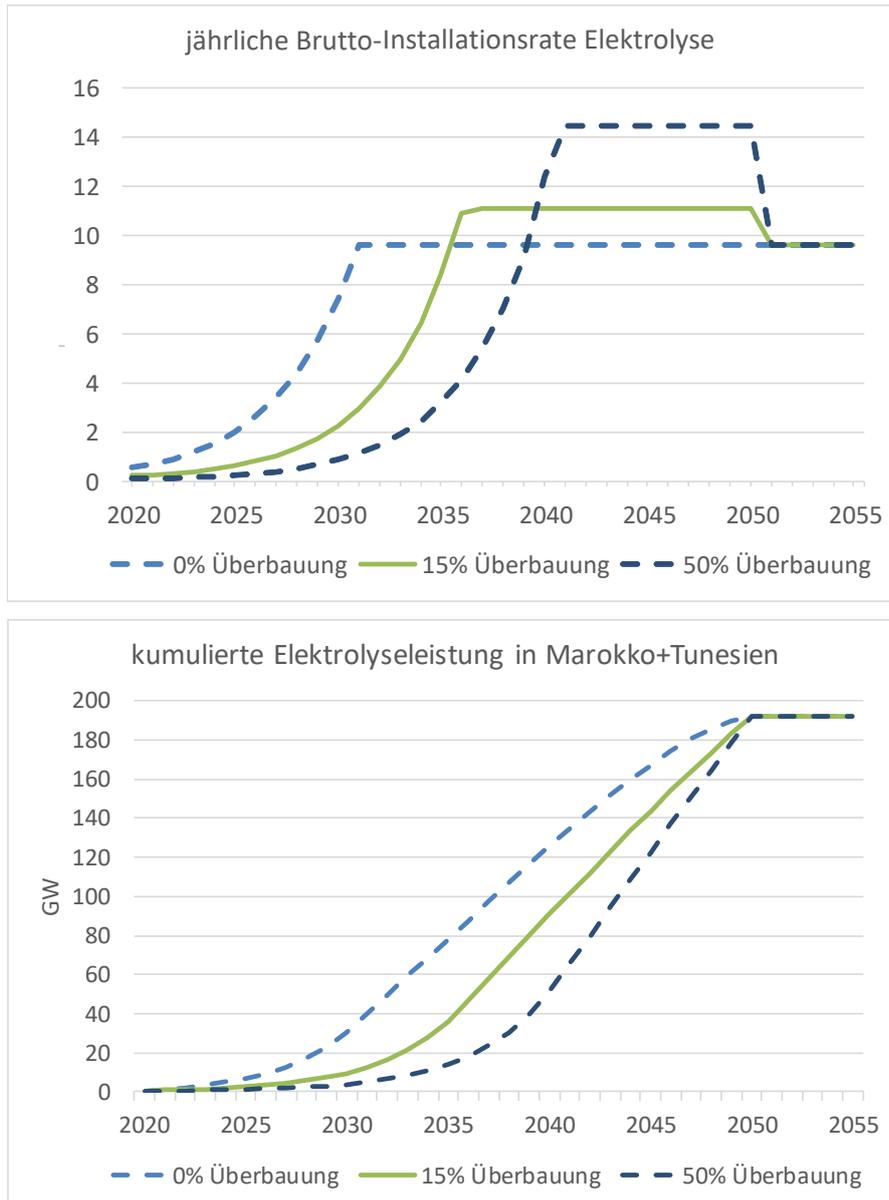


Abbildung 12: Beispielhafter Markthochlauf von Elektrolysen in Marokko+Tunesien für verschiedene zwischenzeitliche Überbauungen des langfristigen jährlichen Absatzmarktes

Quelle: Eigene Berechnung

Aus den Analysen wird sehr anschaulich sichtbar, dass Flächenpotenziale mit sehr geringen Kosten (H₂-Gestehungskosten und Import per Pipeline) stark begrenzt sind. Je mehr Wasserstoff durch weitere Anwendungen in Europa und Deutschland nachgefragt wird,

¹⁷ ohne Überbauung ist so schnell nicht realisierbar, 50% Überbauung würde zu volkswirtschaftlichen Verwerfung in den Ländern führen

umso teurer wird es. Ein Engpass ist zudem die **Geschwindigkeit des globalen frühzeitigen jährlichen Markthochlaufs. Je mehr grünen Wasserstoff man langfristig absolut braucht, desto unwahrscheinlicher wird dieses klimapolitische Ziel erreichbar sein.**

Globale Nachfrage und Verfügbarkeit von nachhaltig produziertem H₂ bezogen auf Deutschland

Alternative – H₂-Offshore in Europa/Deutschland mit Fokus auf die Nordsee?

Im Vergleich zu H₂-Pipeline-Importen aus Nordafrika ist eine Wasserstoffherzeugung mit Offshore-Strom aufgrund der höheren Stromgestehungskosten und Offshore-Infrastrukturanforderungen deutlich teurer. Offshore hat aber im Gegensatz zu nationalem Onshore- oder PV-Strom das Potenzial, bereits frühzeitig effizient H₂ zu produzieren, da aufgrund netztechnischer Restriktionen – einerseits Netzknoten für eine Einspeisung zu finden und andererseits aufgrund von Netzengpässen im Nord-Süd-Stromtransport – eine H₂-Stromnutzung weniger in Konkurrenz zu einer direkten Stromnutzung steht. Aber je intensiver eine Region wie die Nordsee genutzt wird, umso stärker führt dies zu großräumigen Abschwächungen der Windgeschwindigkeiten. Die Offshore-Windenergie benötigt ausreichend Platz, da die Volllastbetriebszeit sonst schrumpfen könnte, von derzeit rund 4.000 Stunden pro Jahr auf 3.000 bis 3.300 Stunden.¹⁸ Würde Deutschland allein in der Deutschen Bucht 50 bis 70 GW installieren, würde die Zahl der Volllast-Stunden erheblich abnehmen. [37].

Auch wenn das technische und ökonomische Potenzial einer deutsch-europäischen H₂-Produktion per Offshore-Strom aus heutiger Sicht nicht quantifiziert ist, wird deutlich, **dass dieses Potenzial begrenzt ist** aufgrund der Kannibalisierung der Volllast-Stunden **und je nach Zinssatz für Auslandsinvestitionen teurer als CH₂-Importe und vergleichbar oder teurer wird als FH₂-Importe.** Wenn man ohne differenzierte Bewertung der Infrastruktur vereinfacht langfristig 5 ct/kWh Offshore-Stromgestehungskosten unterstellt, resultieren Wasserstoff-Gestehungskosten von 9,1 ct/kWh CH₂.

3.3 Schlussfolgerung

In Kapitel 3 wird deutlich, **dass nur grüner Wasserstoff nachhaltig ist**, und insbesondere aus wind- und sonnenreichen Regionen importiert werden muss. **Blauer Wasserstoff ist CO₂-arm, aber nicht CO₂-frei** und die Zulässigkeit einer CO₂-Einspeicherung wird heterogen diskutiert. Dennoch ist das erwartbare Angebot begrenzt und Wasserstoff sollte nur da eingesetzt werden, wo keine Alternativen verfügbar sind und ist deshalb für Anwendungen wie die Gebäudewärme nicht im ausreichenden Maße vorhanden. Das Potenzial für einen effizienteren und kostengünstigeren, gasförmigen Import per Pipeline für den europäischen Markt zu begrenzt ist und deswegen auf teureren flüssigen H₂-Import per Schiff zurückgegriffen werden müsste. Je mehr Wasserstoff man langfristig braucht, desto unwahrscheinlicher und teurer wird dies. **Und wenn in diesem Zusammenhang auf blauen Wasserstoff als Brückentechnologie zurückgegriffen würde, umso schwerer wird es diesen später mit grünem Wasserstoff zu versorgen. Je höher die Wasserstoffnachfrage ist, umso höher wäre damit die Gefahr, dass man bei blauem Wasserstoff bleibt.**

¹⁸ Die Effekte sind noch nicht quantifiziert, da es auch mögliche Maßnahmen gibt auf diese Herausforderungen zu reagieren, wie eine Koordination der Länder bei ihrer Windenergieplanung oder durch schwimmende Offshore-Windparks.

4 Darstellung der Optionen und Infrastrukturanforderungen

Im Rahmen des „Dialogprozess Gas 2030“ des BMWi wurden folgende Kernaussagen getroffen [38]:

- Gasförmige Energieträger sind auch langfristig bei ambitionierten Klimazielen integraler Bestandteil der Energiewende.
- Gasförmige Energieträger werden langfristig ein notwendiger Bestandteil der Energieversorgung in Deutschland sein.
- Bei ambitionierten Klimaschutzzielen bis 2050 besteht praktisch kein Platz für fossiles Erdgas.
- Damit stehen Politik und Wirtschaft vor einem grundlegenden Transformationsprozess hin zu einer im Wesentlichen CO₂-freien bzw. -neutralen Gaswirtschaft.

In Bezug auf die Gasinfrastruktur gehen folgende Handlungsbedarfe und Empfehlungen hieraus hervor [38]:

- Die bestehende Erdgasinfrastruktur muss weiterentwickelt werden, um die diversifizierten Bezugsquellen und -routen für Pipelinegas und LNG erschließen zu können.
- Die Gasinfrastruktur muss angepasst werden, um künftig vermehrt Wasserstoff aufnehmen zu können. Dieser langfristig erforderliche Transformationsprozess („H₂-Readiness“) soll noch in dieser Legislaturperiode in einem Stakeholderprozess mit den relevanten Interessengruppen erarbeitet und in der kommenden Legislaturperiode umgesetzt werden.
- Die Länder werden ermutigt, langfristige regionale oder kommunale Planungen insbesondere der Wärmeversorgung unter Berücksichtigung der Gas-, Wärme- und Stromnetze voranzutreiben.
- Auf Bundesebene ist eine Verzahnung von Strom-, Wärme- und Gasinfrastrukturen im Sinne einer integrierten Infrastrukturplanung notwendig. Diese ist bereits in Prüfung.
- Unter Einbezug der Ergebnisse dieses Dialogprozesses werden deutsche Positionen und Vorschläge erarbeitet, frühzeitig in die laufenden politischen Prozesse auf EU-Ebene eingebracht und einheitliche europäische Regelungen angestrebt.

4.1 Technische Anforderungen und Rückwirkungen

Wasserstoffbeimischung in Abhängigkeit der Herkunft von Erdgas

Die BNetzA stellt im Dokument „Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze“ [39] fest:

„Da es sich bei Wasserstoff um ein Gas handelt, das sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Erdgas und anderen netzkompatiblen Gasen unterscheidet und – ohne Durchmischung – zu Schäden an Netzen, Speichern und Kundenanlagen führen kann, ist **reiner Wasserstoff nicht netzkompatibel**. Allerdings kann der Wasserstoff dennoch netzverträglich sein, soweit hinter dem Einspeisepunkt die Durchmischung mit netzkompatiblen Gas dazu führt, dass keine Auswirkungen auf die Interoperabilität des Gasversorgungsnetzes zu befürchten sind.“

Eine Wasserstoffbeimischung ist dennoch als sog. „Zusatzgas“ möglich. Bei Zusatzgasen handelt es sich um Gasgemische, die sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas (bei Gasen der 2. Gasfamilie primär Erdgas) unterscheiden. Sie können dem Grundgas in begrenzter Menge zugesetzt werden. Die Höhe

der Zumischung wird dabei durch die Forderung nach gleichartigem Brennverhalten bestimmt [40].

Dem Wobbe-Index als Kennwert für die Austauschbarkeit von Gasen (hinsichtlich der Wärmebelastung der Gasgeräte) kommt dabei speziell bei der Netzregelung eine besondere Bedeutung zu. „Bei der Wasserstoffzumischung in das öffentlich zugängliche Netz ist grundsätzlich immer zu berücksichtigen, dass die in der G 260 definierten Grenzen für relative Dichte, Brennwert und Wobbe-Index eingehalten werden müssen“ [41]. Die Technische Regel G 260 „Gasbeschaffenheit“ des DVGW legt u.a. die Anforderungen an die Beschaffenheit von Brenngasen der öffentlichen Gasversorgung fest.

In nachstehender Abbildung 13 wird die Veränderung der Gasbeschaffenheitskennwerte beispielhaft für drei Erdgase („Holland-L“, Nordsee-H“ und „Russland-H“) in Abhängigkeit der H₂-Konzentration dargestellt. **Es wird deutlich, dass sich die Erdgase „Holland-L“ und „Nordsee-H“ auch bei einer H₂-Konzentration von 10 % noch deutlich innerhalb des Gültigkeitsbereiches von H- und L-Gasen der G 260 bewegen – bei „Russland-H“ hingegen nicht mehr.** Limitierend wirkt hier der untere Grenzwert der relativen Dichte ($d = 0,55$). Weiterhin ist ersichtlich, dass sich bei einer H₂-Konzentration von 20 % alle drei betrachteten Erdgase unterhalb des unteren Grenzwertes der relativen Dichte bewegen. Wenn Unterschreitungen des Bereichs der relativen Dichte durch höhere Beimischungen erfolgen, sind gemäß G 260 Einzelfallprüfungen erforderlich. Dies bedeutet, dass auch H₂-haltige Brenngasgemische, welche den unteren Grenzwert der relativen Dichte unterschreiten, potentiell eingesetzt werden könnten.

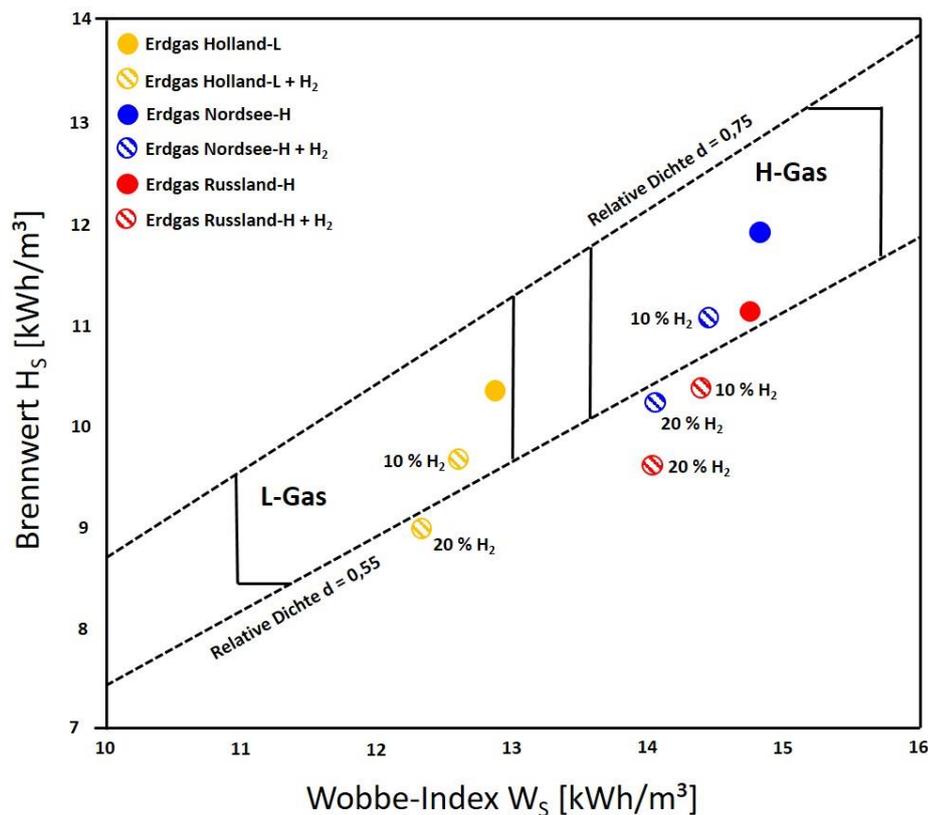


Abbildung 13: Veränderung der Gasbeschaffenheitskennwerte (H_s , W_s , d) in Abhängigkeit der H₂-Konzentration für drei verschiedene Erdgase unter Berücksichtigung der Grenzwerte nach G 260 (Stand 2013).

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [40–42]

Die aktuell bei der Einspeisung regenerativer Gase in Erdgasnetze gemäß GasNZV anzuwendende Technische Regel des DVGW „Arbeitsblatt G 262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“ (Stand: 2004) sagt aus, dass der maximale Anteil von H₂ im Brenngas auf ≤ 5 Vol.-% zu beschränken ist. Aus der aktuellen Fassung des DVGW-Arbeitsblattes G 262 (A) (September 2011) geht jedoch

hervor, dass Wasserstoffgehalte im einstelligen Prozentbereich (< 10 %) im Erdgas in vielen Fällen unkritisch sind, wenn die brenntechnischen Kenndaten eingehalten werden. Gemäß DVGW soll das künftige Regelwerk zunächst eine Zielgröße von etwa 20 Volumenprozent Wasserstoffeinspeisung anpeilen [43].

Einer flächendeckenden Beimischung von 20 % H₂ in allen Netzabschnitten stehen jedoch weitere Restriktionen entgegen, die nachstehend beschrieben werden.

Anteilige H₂-Toleranz der Endgeräte und Speicher

Bezüglich der H₂-Toleranz von **Gasbrennern** kann festgestellt werden, dass Hersteller von Gasendgeräten sicherstellen müssen, dass alle in Verkehr gebrachten Geräte mit Gasen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 sicher betrieben werden können. „Weiterhin gilt die DIN EN 437 für alle Gasgeräte, die in der öffentlichen Gasversorgung betrieben werden, welches für die Gruppe Erdgas H ein Prüfgas (G 222) mit einem **Anteil von 23 Vol.-%** vorschreibt. Dieser Test mit dem Prüfgas G 222 ist normativ als Kurzzeittest angesehen (zur Überprüfung der Rückschlagneigung von Gasbrennern) und lässt **keine Aussagen zur Langzeiteignung der Geräte für H₂-reiche Gase** zu“ [44].

Ein zusätzlich zu beachtender Aspekt bei der direkten Einspeisung von Wasserstoff ist die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff. Hier ist festgelegt, dass in lokalen Verteilnetzen, in denen sich Erdgastankstellen befinden, eine maximale Wasserstoff-Konzentration von 2 Vol.-% nicht überschritten werden darf. Hintergrund ist die Gefahr der **Materialversprödung der Gastanks in älteren Kraftfahrzeugen**. [41] Diese Materialversprödungen sind bezogen auf Stahltanks. Da mittlerweile auch Tanks aus anderen Werkstoffen zum Einsatz kommen, welche diese Eigenschaften nicht mehr aufweisen, kann mittelfristig damit gerechnet werden, dass es für CNG-Tankstellen zu einer Anhebung dieses Grenzwertes kommen kann.

Ein weiterer Aspekt beim Einsatz von H₂-haltigen Erdgasgemischen als Kraftstoff für **CNG-Fahrzeuge** sowie **Blockheizkraftwerken** besteht in der „Methanzahl“, die ein Maß für die **Klopffestigkeit** des Brenngasgemisches in Ottomotoren darstellt. Methan verfügt über eine Methanzahl von 100, Wasserstoff von 0. Höhere Kohlenwasserstoffe (Ethan, Propan, Butan, etc.) reduzieren die Methanzahl ebenfalls. Die **Erdgase „Dänemark H“ und „Nordsee H“** verfügen über relativ hohe Gehalte an höheren Kohlenwasserstoffen von ca. 9 %, was dazu führt, dass diese Brenngase bereits relativ niedrige Methanzahlen von 72, bzw. 79 aufweisen. In der DIN 51624 wurde für Erdgas als Kraftstoff eine Mindestmethanzahl von 70 festgelegt [40]. Eine H₂-Zudosierung ist somit bei **diesen beiden Brenngasgemischen am stärksten limitiert**.

Weiterhin bestehen gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 262 (A) deutliche Restriktionen bzgl. des H₂-Anteils beim Betrieb von **Gasturbinen**. Je nach Gasturbinenhersteller bewegen sich die Grenzwerte für H₂ für Bestandsanlagen im Bereich von 1-5 Vol.-%. Perspektivisch sind für neue Gasturbinen jedoch deutlich höhere H₂-Toleranzen (bis zu 100 %) zu erwarten.

Für **industrielle Anwendungen** wird im Dialogprozess Gas 2030 ausgeführt: „Allerdings stellen bereits kleine Beimischungsmengen für Bereiche, die auf konstante Gasqualitäten (stoffliche Verwendung in der Chemie) oder konstante Temperaturen angewiesen sind (Glas, Keramik), ein ernstes Risiko für die Verlässlichkeit der Prozesse dar. Durch seinen um den Faktor 3 niedrigeren Brennwert ist Wasserstoff zudem in reiner Form nicht für alle Hochtemperaturanwendungen geeignet. Im Falle von Beimischung ist darüber hinaus zu erwarten, dass durch den erhöhten Bedarf an Mess-, Steuer- und Regelungstechnik die Energieeffizienz von Produktionsverfahren beeinträchtigt wird. Somit wird die Beimischung für den Industriebereich nicht als prioritäre Option gesehen“ [38].

Da Wasserstoff als Substrat für sulfatreduzierende Bakterien dient, besteht insbesondere in **Untertageporenspeichern** die Gefahr eines Bakterienwachstums. Gemäß G 262 wird daher empfohlen, eine Einspeisung von Wasserstoff in Untertageporenspeicher zu minimieren. Für reine H₂-Netze wird daher auch beabsichtigt, Kavernenspeicher zu nutzen (siehe Grafik unten).

Umwidmung des Erdgasnetzes auf 100% H₂

Eine Alternative der Zumischung von H₂ zum Erdgas besteht in der Umwidmung bisheriger Erdgasnetze zu reinen H₂-Netzen.

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. hat nachstehende Karte als „visionäres H₂-Netz“ vorgestellt [45]. Es basiert zu 90% auf einer Umwidmung bestehender Erdgastransportleitungen (welche oftmals aus mehreren parallelen Leitungen entlang einer Trasse bestehen), welche möglich wird, **wenn mittelfristig der Gasbedarf insbesondere auch im Gebäudebereich zurückgeht** und damit Leitungskapazitäten frei werden. Die Gesamtleitungslänge beträgt ca. 5.900 km. Nur ca. 600 km müssten als neue H₂-Pipelines gebaut werden, um mittelfristig über Deutschland verteilt, parallel 2 Infrastrukturen für Erdgas (bzw. methanreiche Gase der 2. Gasfamilie) und Wasserstoff zur Verfügung zu haben. Kavernenspeicher können dabei anteilig an das H₂-Netz angeschlossen werden. Diese Infrastruktur ermöglicht es primär **zentrale bestehende und neue Industrieverbraucher, sowie ggf. ab 2030 neue Gasturbinen vollständig mit Wasserstoff zu versorgen** (siehe Abbildung 14). Weiterhin bietet diese Infrastruktur die Möglichkeit H₂ leitungsgebunden in die Fläche zur Versorgung von H₂-Tankstellen zu bringen sowie in Erdgas-Verteilnetzen (in Abhängigkeit der jeweiligen Grundgase und Toleranzen der Gasendgeräte) regional angepasste konstante Mischungsverhältnisse einzustellen.

Die Erweiterung der H₂-Infrastruktur ist ebenfalls im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 aufgeführt. Hier wird davon ausgegangen, dass der gesamte Wasserstoffbedarf im Jahr 2030 ca. 94,4 TWh betragen wird. Dies entspräche gegenüber der Erdgasreformierung in 2017 einem Mehrbedarf von 25,4 TWh, der aus einem höheren Bedarf der Industrie sowie im Verkehrssektor beruht. Insbesondere für die Industrie im Ruhrgebiet und entlang der Rheinschiene wird ein starker Bedarfszuwachs ausgewiesen [46]. Die Leitungsbetreiber prognostizieren dabei eine nationale H₂-Einspeisung 1,6 GW Elektrolyseanlagen welche bei weiten Bedarf nicht decken können. Deswegen wird zusätzlich grüner als auch blauer Importwasserstoff berücksichtigt [47]. Auch in Hinblick auf den notwendigen Markthochlauf für grünen Wasserstoff bis 2050 in Abbildung 12 erscheinen in 2030 erst ca. 5% realisierbar (also z.B. 25 TWh in 2030 von 500 TWh in 2050), was die mittelfristige Abhängigkeit dieser Szenarien von blauen Wasserstoff verdeutlicht.

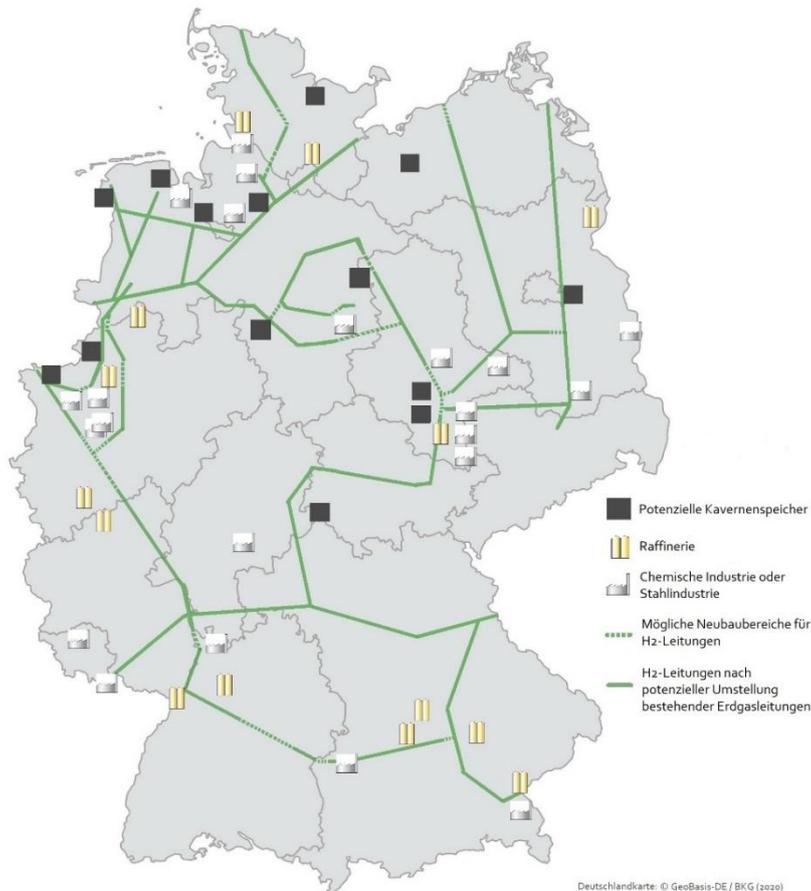


Abbildung 14: „Vision für ein H₂-Netz“

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [45]

4.2 Infrastrukturkosten dezentraler Wasserstoffinfrastrukturvarianten

Aus der Veröffentlichung des Umweltbundesamtes „Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“ [48] geht hervor, dass je nach Modellansatz für die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff spezifische Kosten in Höhe von 10 bis 19 € pro MWh_{H₂} anfallen. Im Vergleich hierzu bewegen sich die Transportkosten von neu aufgebauten Wasserstoffnetzen tendenziell doppelt so hoch.

Im Vergleich hierzu werden in einer französischen Studie spezifische Kosten der Infrastrukturanpassungen für die Wasserstoffintegration von ca. 10 – 40 TWh/a (bei einer insgesamt ausgespeisten Gasmenge von 195-295 TWh/a) in einer Bandbreite von 1-8 €/MWh genannt [49].

Bei einer Umwidmung der **Gasverteilnetze** für den Betrieb mit reinem Wasserstoff werden Kosten in einer Bandbreite von 3,1 – 6,2 Mrd. € bis zum Jahr 2050 erwartet. Insbesondere bedingt durch einen Verbrauchsrückgang im Gebäudebereich wird sich auf Verteilnetzebene der Bedarf für Stilllegungen von Netzen ergeben. Die hierbei anfallenden Kosten bewegen sich in einer Bandbreite von 3,1 – 17,2 Mrd. €. Dieser Verbrauchsrückgang wird darüber hinaus zu steigenden Betriebskosten auf der Verteilnetzebene führen (bis zu einem Faktor 2,5). [48]

Auf der **Transportnetzebene** entstehen Anpassungsbedarfe vor allem im Bereich der Kompressorstationen. So lange kein Rückbau von Kompressorstationen notwendig wird,

werden hierfür Kosten bis zu 1,6 Mrd. € bis zum Jahr 2050 abgeschätzt. Stilllegungsbedarfe ergeben sich „im Fall eines extremen Wasserstoffpfades und nur für Leitungsabschnitte, über die kein Gastransit in benachbarte Länder erfolgt. Kommt es zu einer Stilllegung eines solchen Leitungsabschnittes, besteht der Bedarf des Rückbaus dieser Kompressorstationen. Hieraus ergeben sich in Summe mit den Kosten für neue Kompressoren in den verbleibenden Leitungsabschnitten Kosten in Höhe von ca. 4,6 Mrd. € bis 2050. Auf der Transportnetzebene ist in einem stark H₂-lastigen Gasszenario mit einem moderaten Anstieg der Betriebskosten mit 0,9 €/MWh zu rechnen. [48]

4.3 Schlussfolgerung

Die Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze ist bereits heute grundsätzlich technisch möglich und zulässig. Im Vergleich zu regenerativ erzeugtem Methan (Biometan, SNG¹⁹ bzw. PtG) ist die Einspeisung jedoch auf < 10 % limitiert und je nach Gasbeschaffenheit des Grundgases im Erdgasnetz und nachgeschalteter Verbraucher nicht in gleichen Konzentrationsbereichen möglich. Perspektivisch soll dieser Wert auf 20 % steigen, ist aber mit technischen Unsicherheiten und lokalem Klärungsbedarf verbunden. Aufgrund des im Vergleich zu Methan niedrigeren Brennwertes von Wasserstoff entspricht z.B. dieser perspektivisch avisierte **Beimischungsanteil von 20 Vol.-% H₂ zum Erdgas einer Reduktion des Kohlenwasserstoffanteils von lediglich ca. 7-8 %** (im Fall Erdgas vs. grüner Wasserstoff äquivalent zur CO₂-Einsparung), da zur Versorgung der Gasverbraucher mit gleicher Energiemenge ein größeres Gasvolumen notwendig wird. Eine anteilige Umwidmung des Fernleitungsnetzes auf 100 % H₂ ermöglicht hohe Freiheitsgrade für eine Transformation der Erdgasversorgung, da H₂-kritische Elemente (Porenspeicher, bestehende Gasturbinen, bestimmte Industrieverbraucher) weiterhin mit reinem Erdgas versorgt werden können und kann die prioritären zentralen H₂-Verbraucher (Industrie, neue Gaskraftwerke) effizient versorgen. Sollten jedoch größere Mengen H₂ in anderen Anwendungen in das Energiesystem integriert werden, besteht der Bedarf von Netzumwidmungen (von Erdgas auf Wasserstoff) und/oder der Neubau von Netzen für den reinen H₂-Transport im Verteilnetz. Hierbei sind die kumulierten Kosten für Gasheizungen (dezentrale Hausanschlüsse) noch einmal deutlich höher als für zentralere Tankstellen. Soll eine signifikante Reduktion der THG-Emissionen in der Gebäudewärmeversorgung durch den Einsatz von H₂ erreicht werden, bestünde die **Notwendigkeit der Versorgung mit Brenngasen deutlich höherer H₂-Anteile (bis ca. 100 %)**. Hieraus ergibt sich jedoch der **Bedarf eines Austausches aller angeschlossenen Gasendgeräte**. Eine **Alternative** zur physischen Versorgung von Gasverbrauchern besteht in der **virtuellen Versorgung**, wie sie heute z.B. für Biometan oder SNG auch für Haushaltskunden angeboten wird. Das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes erreicht man auf diesem Weg aber nicht.

¹⁹ SNG – Synthetic Natural Gas – Erdgassubstitut auf Basis von Strom, PtG

5 Dezentrale Wärmeversorgungskonzepte auf Basis von Wärmepumpen

Die Option einer dezentralen Versorgung der Gebäudewärme mit H₂ muss der Alternative einer Versorgung mittels Wärmepumpen gegenübergestellt werden. Hierbei stellt sich die Frage, ob ein realistisches nationales Ausbaupotenzial für Windkraft und PV in einem dicht besiedelten Land wie Deutschland ausreicht, um die hohen Nachfragepotenziale einer direkten Stromnutzung zu versorgen. Außerdem muss geklärt werden, inwiefern ein Energiesystem, welches langfristig auf überwiegend Wärmepumpen im Gebäudereich basieren soll, technisch umsetzbar ist.

5.1 EE-Strompotenziale für eine direkte Stromnutzung

Die nachfolgende Abbildung 15 fasst die jeweiligen nationalen Stromverbräuche für Deutschland in den in Kapitel 3 vorgestellten ersten drei Szenarien (ohne dena-Leitstudie) mit hohem Anteil direkter Stromnutzung sowie des Barometers der Energiewende zusammen. Demnach erhöht sich der gesamte nationale Stromverbrauch von 558 TWh/a im Jahr 2015 auf Bandbreiten von 711 TWh/a (BDI) bis 791 TWh/a (UBA) sowie im Barometer auf 900 TWh im Jahr 2050. Die indirekten Stromverbräuche (Wasserstoff sowie PtG/PtL) sind in der Abbildung rot umrandet.

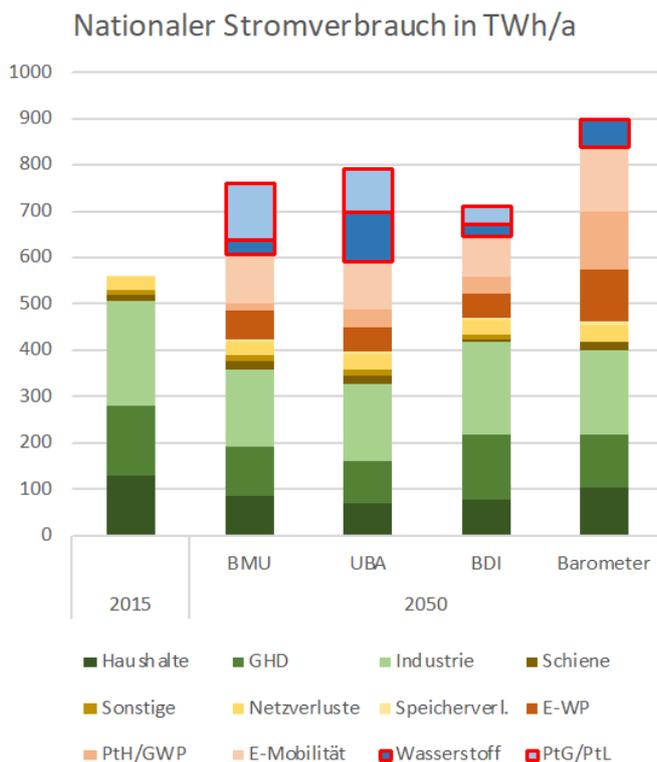


Abbildung 15: Nationale Stromverbräuche in vier Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [9–11, 13]

Aktuelle Zahlen des Barometers der Energiewende der Fraunhofer-Institute IEE, ISI und ISE gehen von ca. 837 TWh direkter Stromnutzung im Jahr 2050 aus, die Menge liegt also nochmal höher als in den eben diskutierten Szenarien von BMU, BDI und UBA. Sie setzt sich zusammen aus 113 TWh für Gebäudewärme, 126 TWh für Industrieprozesswärme, 137 TWh im Straßenverkehr und 461 TWh für herkömmlichen Stromverbrauch inklusive der damit einhergehenden Netz- und Speicherverluste. Dieser möglichen Stromnachfrage muss ein realisierbares Ausbaupotenzial gegenübergestellt werden:

Wind-Offshore

- Die Nutzungspotenziale Offshore für eine direkte Stromnutzung werden durch die Frage der Netzanbindung an das Übertragungsnetz und des Nord-Süd-Transports determiniert.
- Von einem Ausbaupotenzial von 40 bis 50 GW [37] kann als konservative Annahme ein Potenzial von 25 GW direkt genutzt werden → 100 TWh. Es verbleibt ein Potenzial von 15 – 25 GW für eine direkte H₂-Nutzung.

Photovoltaik

- Freiflächen-PV weist ein hohes Potenzial an Verkehrswegen mit 140 GW auf [50]. Zusätzlich können Konversionsflächen genutzt werden. Das Potenzial von Dachfläche ist mit ca. 280 GW [10] doppelt so groß und steigt mit den technologischen Folgen der Wirkungsgradentwicklung.
- Es zeigt sich immer mehr, dass PV zu einem Trend und mit vielen technologischen Innovationen wird und dies einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung der Klimaziele liefert. Und das Potenzial ist deutlich größer als die Nachfrage. Viele Synergien ergeben sich lokal durch neue flexible Verbraucher (E-Mobilität und Wärmepumpen). Kriterium sollte aber dennoch sein, welche elektrische Leistung sich aus heutiger Sicht zu geringen Kosten für Netzausbau und Speicherung direkt nutzbar ist. Hierfür werden auf Basis von Modellerfahrung und Szenarien-Vergleichen 250 GW → 250 TWh herangezogen.

Wind-Onshore

- Hier bestehen offene Fragen hinsichtlich Akzeptanz und rechtlicher Hemmnisse. Entscheidend ist die Ausweisung von neuen Flächen. Abstandsregelungen sind je nach bundeslandspezifischer Siedlungsstruktur oft zweitrangig.
- Bei einer Nutzung von 2,3% der Landesfläche bei Abständen von 800 bis 1.000m sowie Abschlägen wegen Schutzgebieten, Waldflächen und Referenzertrag ergibt sich ein Potenzial von ca. 200 GW für Schwachwindanlagen [10]. Bei pauschal 1.000m Abstand reduziert sich das Potenzial auf 1,7% der Landesfläche und ca. 150 GW.
- In Hinblick auf die aktuelle Entwicklung wird der untere Wert von 150 GW → 450 TWh verwendet.

In Summe ergibt sich ein **Potenzial im Bereich von über 800 TWh**. Zzgl. der Stromerzeugung aus Wasserkraft des H₂-Ausgleichskraftwerks sowie von EE-Stromimport ergibt sich ein **Potenzial von über 900 TWh für direkte Stromnutzung**. Dabei ist anzumerken, dass Deutschland dicht besiedelt ist. In anderen Ländern bestehen höhere Flächenpotenziale (z.B. Frankreich oder Polen als langfristige mögliche Onshore-Wind-Exportländer). Deutlich wird, dass **selbst bei einer Maximierung der direkten Stromnutzung bei geringerer Effizienz diese Nachfrage energetisch und kosteneffizient aus fast ausschließlich nationalen Quellen zu decken** ist.

5.2 Systemintegration der Wärmepumpe mit Fokus auf Bestandsgebäude

In Deutschland konzentriert sich der Wärmepumpenabsatzmarkt mit ca. 60-55% stark auf den Bereich des Neubaus. Um die Klimaziele im Gebäudebereich zu erreichen, ist der frühzeitige Markthochlauf von Wärmepumpen auch im Bestandsgebäudebereich notwendig. Dabei sind ca. 70-75% der verkauften Wärmepumpen Luft-Wärmepumpen. Bei einer niedrigen Sanierungsrate für die Gebäudehülle (Dach, Wände, Fenster) von Bestandsgebäuden und unter Berücksichtigung der Kesselaustauschraten bedeutet das aber auch, dass Wärmepumpen nicht nur in „effiziente“ Bestandsgebäude eingebaut werden müssen (also Gebäude die mindestens ab 1977 nach der 1. Wärmeschutzverordnung oder besser noch ab 1995 nach der 3. Wärmeschutzverordnung gebaut wurden). Denn auch wenn die energetische Sanierungsrate für Wohngebäude von derzeit ca. 1% im langjährigen Mittel auf über 2% gesteigert werden sollte, bedeutet dies, dass der Gebäudebestand erst statt innerhalb von 100 dann innerhalb von weniger als 50 Jahren vollständig saniert würde. Um eine vollständige Dekarbonisierung des Gebäudesektors bis zum Jahre 2050 zu erreichen, müssten aber innerhalb von 30 Jahren alle Gebäude mit EE-Wärme versorgt werden. Der Wärmepumpenabsatzmarkt muss also tendenziell schneller als der Gebäudesanierungsmarkt wachsen. Auch wenn eine Gebäudesanierung in Verbindung mit dem Einbau einer Wärmepumpe sehr sinnvoll ist²⁰ wird es auch notwendig, Wärmepumpen in unsanierten Bestandsgebäuden, die vor 1978 gebaut wurden, zu installieren. Bei Luft-WP ist dabei aufgrund der geringen Wärmedichte von Luft und dem Wärmeübergang der technische Aufwand hohe Vorlauftemperaturen bereit zu stellen etwas höher als bei Erd-WP. Systeme auf Basis von Erd-WP erreichen nie negative Temperaturen auf der kalten Seite der Wärmepumpe, so dass sie benötigten Vorlauftemperaturen mit höherer Effizienz erzeugen können [7].

In Bestandsgebäuden werden allerdings oft höhere Temperaturen genutzt, als für die Beheizung notwendig wäre. Ist der Heizkreis hydraulisch nicht abgeglichen, kommt es zu Kurzschlussströmungen und in der Folge zu einer Anhebung der Rücklaufemperatur. Zur Vermeidung von ungleichmäßiger Wärmeverteilung wurde die Heizungswasser-Umwälzpumpen größer dimensioniert und/oder die Vorlaufemperatur höher eingestellt, als eigentlich nötig. Darüber hinaus ist oftmals die Heizkurve so eingestellt, dass auch in der Übergangszeit noch ausreichend Heizleistung zur Verfügung steht (z.B. für das Aufheizen des Gebäudes nach einer Nachtabsenkung). Dabei wurde die Rücklaufemperatur oftmals nicht auf die Auslegungstemperatur bezogen, sondern erhöht.

Zudem liegen gegenüber dem Auslegungsfall des Gebäudes in der Regel bereits Verbesserungen der Bausubstanz vor (z.B. zweifach verglaste Fenster), was nachträglich zu überdimensionierten Heizflächen führt. Des Weiteren wird wegen der Vermeidung des Taupunktes von Öl-Niedertemperaturkessel eine höhere Temperatur angestrebt. Entsprechend dieser verallgemeinerten Situationsbeschreibung besteht ein hohes Potenzial die benötigten Heizvor- und Rücklaufemperaturen zu optimieren - durch neue Umwälzpumpen, Einstellen der Heizkurve und hydraulischen Abgleich [7] – und Bestandsgebäude für den Einsatz von Wärmepumpen nutzbar zu machen. Speziell die Hydraulik in Bestandsgebäuden ist durch den Einsatz von Invertergeräten (Luft-WP) oder gut dimensionierten FixSpeed-Wärmepumpen mit Pufferspeichern (Erd-WP) einfach zu beherrschen [51]. Auch im Bereich Trinkwarmwasser kann über die Nutzung der Kellerluft oder in Mehrfamilienhäusern durch die Vermeidung der Legionellenproblematik mittels Etagenwärmetauschern bzw. Frischwasserstationen die Temperaturanforderung reduziert werden.

²⁰ Speziell für Reihenhäuser und Mehrfamilienhäuser, egal welchen Alters, können Konzepte der seriellen Sanierung (z. B. Energiesprung aus den Niederlanden) eingesetzt werden, um eine große Anzahl relativ gleichartiger Gebäudeveränderungen zu standardisieren und dann sowohl schneller als auch günstiger umzusetzen.

Zusätzlich können, um niedrigere Vorlauftemperaturen in Bestandsgebäuden zu erreichen, Gliederradiatoren (Guss, Stahl oder Stahlrohr) durch Flächenheizungen (Fußboden, Wandheizung, Randleistenheizung) oder Niedertemperaturheizkörper ersetzt werden. Bei Heizkörpern bestehen die Optionen große flache Oberflächen (mit viel Strahlungswärme), oder tiefere Konvektoren mit natürlichem Auftrieb oder sogar mit Gebläse zu nutzen [7]. In vielen Fällen reicht es bereits aus, nur einzelne Räume z.B. dem Badezimmer, den Heizkörper zu tauschen [51]. Ist in einem Bestandsgebäude weder eine Verbesserung der Gebäudedämmung noch ein Austausch von Heizkörpern möglich, können Hochtemperaturwärmepumpen für Vorlauftemperaturen bis 70 °C eingesetzt werden. Alternativen sind hybride oder bivalente Systeme, bei den in Fällen, in denen eine Maximallast benötigt wird, ein Heizstab oder ein konventionell gefeuerter Spitzenlastkessel (Gas, Öl, Pellet) unterstützend zugeschaltet wird. In einem Sanierungsfahrplan für ein Gebäude kann hier bereits frühzeitig eine Wärmepumpe eingebaut werden und nach späterer Senkung des Wärmebedarfs durch Sanierung kann der konventionelle Kessel stillgelegt werden. In denkmalgeschützten Gebäuden /Fachwerk sowie Mehrfamilienhäusern die auch später nicht vollsaniert werden, können auch dauerhaft Hybrid-Kompaktanlagen installiert werden [7].

Bezüglich der Akzeptanzfragen zur Reduktion der Schallbelastung durch Luft-Wärmepumpen setzen Hersteller größere Wärmetauscher mit geringeren Strömungsgeschwindigkeiten oder speziell geformte Ventilatoren ein. Auch durch Bauformen, welche die Luft nach oben abblasen oder Split-Geräte, bei denen die Verdichter im Gebäude liegen, werden die Schallemissionen vermindert [52].

Es ist davon auszugehen, dass das derzeitige Effizienzniveau von Wärmepumpen künftig moderat ansteigt. Viele Technologien wie drehzahlgeregelte Verdichter/Ventilatoren und elektronische Expansionsventile, sind weitgehend eingeführt. Die notwendige Verwendung neuer Kältemittel könnte sich dagegen eher nachteilig auf die Produkteffizienz auswirken. Eine stetige Anpassung der Systeme an wechselndes Nutzerverhalten und selbstoptimierende Gerätefunktionen sind in der Entwicklung und könnten ein erhebliches Potenzial zur Heizenergieeinsparung mit Wärmepumpen haben. Zur Komfortsteigerung werden multifunktionale Geräte eingesetzt welche Heizen, Trinkwarmwasserbereitung, effiziente Lüftung und aktiven Kühlung übernehmen. Alternativ kann bei der passiven Kühlung dem Gebäude mittels einer geeigneten hydraulischen Schaltung Wärme entzogen und in die sonst als Wärmequelle wirkende Wärmesenke (Erdwärmesonden, Eisspeicher) abgeführt werden [51]. Erdwärmesonden und Eisspeicher können in Verbindung mit günstigen Solarthermie-Absorber als saisonale Wärmespeicher dienen. Insbesondere für die Erdreichregeneration kann dies entscheidend zur Effizienzsteigerung von Erdwärmepumpen beitragen. Im gewerblichen Bereich der Nichtwohngebäude bieten sich vielfältige Wärmepumpenlösungen an. Oft wird dort neben der Beheizung eine effiziente Kühlung (Bürogebäude, Hotels, etc.) benötigt. Hier eignen sich Luft-Luft Wärmepumpen auch im Sanierungsfall besonders, da sie sich flexibel und platzsparend installieren lassen.

Trotz dieser technischen und wirtschaftlichen Lösungsmöglichkeiten bestehen auch Restriktionen z.B. hinsichtlich Luftwärmepumpen in Mehrfamilienhäusern insbesondere aufgrund des Platzbedarfs für die Luftzufuhr.²¹ Für diese Gebäude ist eine entsprechende effiziente Versorgung über Wärmenetze eine sinnvolle Alternative. Ob sich ggf. Nischenanwendungen im Nichtwohngebäudebereich in Verbindung mit GHD-Prozesswärme für Wasserstoff ergeben können oder welchen Beitrag Wasserstoff in der Fernwärme leisten kann (siehe Abschnitt 2.1) – beides in Abhängigkeit der Infrastrukturbedingungen vor Ort – bedarf weiterer Untersuchungen.

²¹ Zur Lösung dieses Problems bieten sich jedoch in vielen Fällen geeignete Dachkonstruktionen ebenso an wie Stellplätze zur Abfallentsorgung.

5.3 Stromversorgung und Netzbedarf

Flaschenhals kalte Dunkelflaute?

Als Dunkelflaute wird eine Situation bezeichnet, in der es zu einer Gleichzeitigkeit von Dunkelheit und Windflaute kommt, sodass eine Einspeisung von Wind- und PV-Strom in das Stromnetz wenig bis kaum möglich ist. In solchen Situationen muss die **Stromversorgung durch Verbrennung konventioneller bzw. PtX-Energieträger(n) gesichert werden**. Eine Erhebung des Deutschen Wetterdienstes (DWD) aus dem Jahr 2018 hat die Häufigkeit des Auftretens einer solchen Dunkelflaute systematisch untersucht. Erfasst wurden dabei Zeiträume von mindestens 48 Stunden in den Jahren 1995 bis 2015, in denen Wind- und PV-Strom – nach Definition des DWD - mit nur noch 10% der Nennleistung eingespeist werden konnten. Vereinfacht wurde eine Gleichverteilung aller EE-Anlagen über die Fläche und keine Netzrestriktionen unterstellt. Die nachfolgende Abbildung 16 zeigt das Resultat der Erhebung: Bei Wind-Onshore-Anlagen trat diese Situation im Untersuchungszeitraum von zwanzig Jahren 23-mal auf, bei Hinzunahme der Wind-Offshore-Anlagen nur noch 13-mal. Wenn zudem noch die PV-Anlagen mitberücksichtigt werden, verbleiben rückblickend noch 2 Situationen. Über das europäische Energiesystem hinweg verbleibt ein statistischer Wert von 0,2 Dunkelflauten, was mit meteorologischen Ausgleichseffekten begründet werden kann [53].

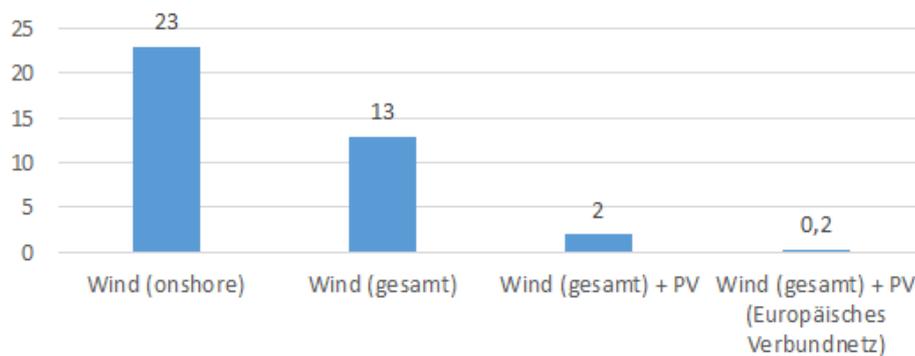
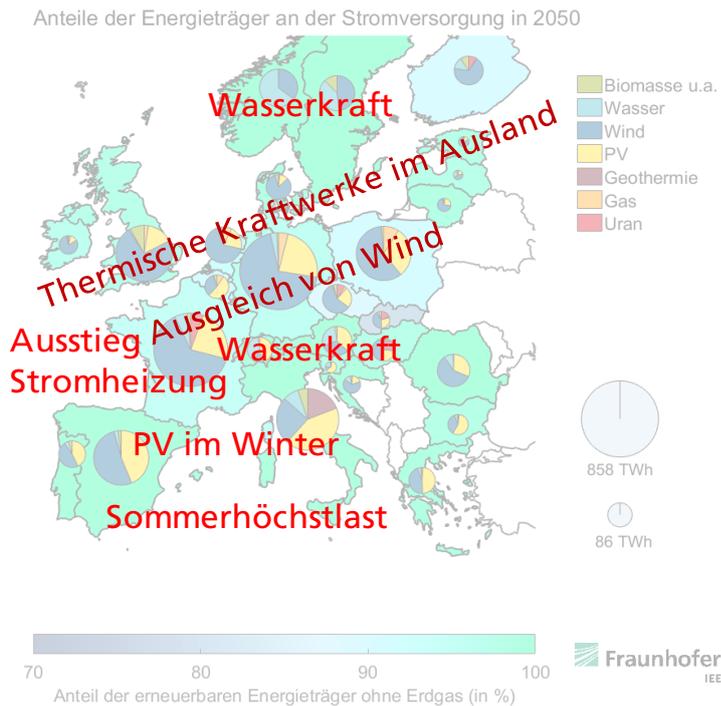


Abbildung 16: Anzahl Situationen pro Jahr mit Dunkelflauten (hier weniger als 10% der Nennleistung von mindestens 48 Stunden) (1995-2015)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [53]

Um neben dieser abstrakten Häufigkeit eine Quantifizierung von notwendigen Leistungen und Kosten erreichen zu können, müssen die Rückkopplungen im Energiesystem bewertet werden, die in folgender Abbildung 17 dargestellt sind. Neben dem Ausgleich von Wind zwischen weiträumigen Hoch- und Tiefdruckgebiete, oder einer Korrelation von PV-Einspeisung und sehr kalten Außentemperaturen auch in Deutschland gibt es eine Reihe weiterer Ausgleichseffekte, welche selbst bei einem moderaten europäischen Netzausbau einen großen Einfluss auf die Reduktion des nationalen Leistungsbedarfs haben.



Dezentrale
Wärmeversorgungskonzepte auf
Basis von Wärmepumpen

Abbildung 17: Rückkopplungen im europäischen Energiesystem hinsichtlich der kalten Dunkelflaute

Quelle: Eigene Darstellung

Aus Untersuchungen des Fraunhofer IEE [54] eines zukünftigen Energiesystems über 7 historische Wetterjahre sind in folgender Abbildung 18 die Einsatzzeiten der Gaskraftwerke Deutschlands in 2050 als Jahresdauerlinie sortiert dargestellt. Die Auslastung und in Summe niedrige Stromerzeugung von ca. 30 TWh bezogen auf eine Gesamtstromnachfrage von über 800 TWh macht deutlich, dass für eine Stromversorgung von Wärmepumpen nur sehr selten PtX als Brennstoff in Kraftwerken eingesetzt werden muss, und dass die Anlagen fast ausschließlich direkt mit Wind- und PV-Strom versorgt werden können.

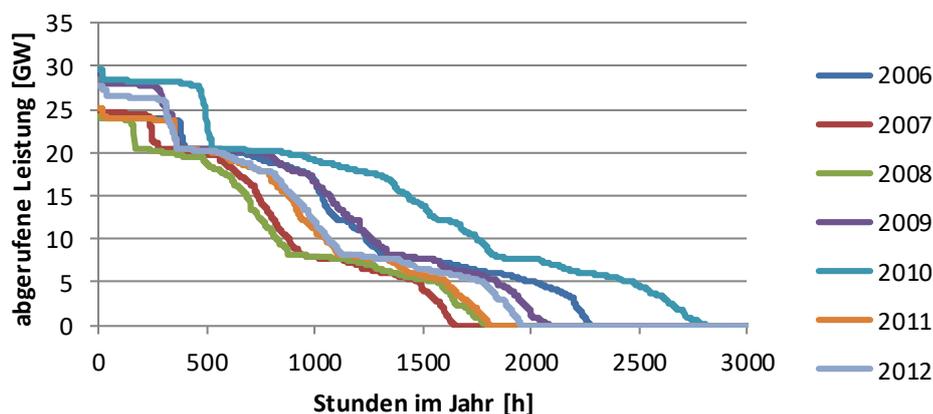


Abbildung 18: Jahresdauerlinien des Einsatzes von Gaskraftwerken in 2050 auf Basis 7 historischer Wetterjahre

Quelle: Fraunhofer IEE [54]

Aufbauend auf dieser Veröffentlichung wurde für das Fraunhofer-Barometerszenario eine europäische Extremsituation auf Basis des historischen Wetterjahres 2012 für ein Szenario 2050 abgebildet mit sehr hohem Anteil Wärmepumpen, Elektromobilität und fluktuierenden Erneuerbaren Energien. Anfang Februar lag die Temperatur unter -10°C im Mittel über alle Wohngebiete (und ist damit insbesondere für Luft-WP relevant) und es gab sehr wenig Wind über einen längeren Zeitraum – sowohl in Deutschland als auch in weiten Teilen Europas. Je nach Annahmen zu Lastabwurf und Flexibilität werden dafür

Kraftwerke mit ca. 35-40 GW in Deutschland benötigt. Im Nachhinein wurde die Extremsituation künstlich verschärft, indem in ganz Europa die Winderzeugung auf Null gesetzt wurde, ebenso wie die PV-Einspeisung von Dachanlagen aufgrund möglichen Schnees in Deutschland. Für die Absicherung dieses künstlichen Ereignisses bedarf es einer zusätzlichen installierten Gasturbinen-Leistung von ca. 15-30 GW. Die Fixkosten für eine Gasturbine belaufen sich auf ca. 40.000 €/MW/a. In Summe ergibt sich damit ein Kostenfaktor von ca. 2-2,8 Mrd. € an Fixkosten, bzw. ca. 0,6-1,2 Mrd. € zusätzlicher Kosten, welche im Vergleich zu den Gesamtsystemkosten sehr gering sind. Wissenschaftlich zeigt sich durch diese Analysen, dass die kalte Dunkelflaute in Hinblick auf die äußerst wichtige Gewährleistung von Versorgungssicherheit zusätzlicher Kraftwerksleistungen bedarf. Die Kosten dafür sind aber gering und über Kapazitätsmärkte finanzierbar, da diese Kraftwerke sehr selten eingesetzt werden, und deswegen wenig teure PtX-Brennstoffe verbrauchen.

Die Analysen des IEE im Projekt „Transformationspfade im Wärmesektor“ führen im Szenario mit moderater Sanierung und einem Anteil von 15 Mio. Wärmepumpen zu 340 TWh Wärmezeugung mit einer elektrischen Leistung von maximal 87 GW Wärmepumpen (5,8 kW/Haus). In der detaillierten Analyse der Zeitreihen ist festzustellen, dass die maximal abgerufene Leistung von WP in der kalten Dunkelflaute (Anfang Februar 2012 bei deutschlandweit mehrtägig deutlich unter -10°C Außentemperatur und sehr wenig Winderzeugung) nachts gar nicht so hoch ist wie die installierte Leistung, sondern nur ca. 50% davon, wenn tagsüber die PV-Einspeisung genutzt werden kann, um Wärmespeicher zu füllen [7]. Der Leistungsabruf der E-Pkw in Summe über Deutschland [33] liegt grundsätzlich in einer vergleichbaren Größenordnung wie der von Wärmepumpen, auch wenn hier das Flexibilitätspotenzial aufgrund der höheren Ladeleistungen pro Hausanschluss größer ist.

Flaschenhals Stromverteilnetz?

Durch den Zubau einer großen Anzahl von Wärmepumpen kann es zu Betriebsmittelüberlastungen im Verteilnetz kommen. Es wird diskutiert, dass im schlimmsten Fall, wenn in einer Region die Außentemperatur längere Zeit unter -10°C liegt, alle Häuser mit Heizstäben versorgt werden müssten. Diese würden im ungünstigsten Fall zu Netzverstärkungsmaßnahmen oder Netzausbau führen. Die Kosten für diesen Netzausbau müssten dann als ein weiterer Faktor in die Überlegungen mit einfließen.

Netzausbaukosten für zukünftige Erzeugungs- und Lastentwicklungen wurden in sogenannten Verteilnetzstudien prognostiziert. Diese sind für ganz Deutschland, aber auch für die einzelnen Bundesländer in den vergangenen 10 Jahren durchgeführt worden. Leider konzentrieren sich die meisten Studien auf die Netzausbaukosten für den Zubau erneuerbarer Erzeuger. Der Einfluss neuer Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge wurde lange Zeit vernachlässigt [55, 56]. Die Dena-Verteilnetzstudie z.B. nimmt bei der Berechnung der Netzausbaukosten bis 2030 keinen Lastzuwachs an, mit dem Argument, dass die Stromeinsparung immer effizienterer Anwendungen den Verbrauch neuer elektrischer Verbraucher ausgleichen wird. Die Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg [57] erklärt andererseits, dass wenn Flexibilitätsoptionen wie Wärmepumpen zukünftig gebündelt am überregionalen Strommarkt eingesetzt werden, ohne dass dabei der lokale Netzzustand Berücksichtigung findet, diese Gleichzeitigkeit in einer erheblichen Steigerung der Netzausbaukosten in halbstädtischen und städtischen Niederspannungs-Netzen resultiert.

Lastmanagement zur Vermeidung von Netzausbau und Netzengpässen kann direkt und indirekt durchgeführt werden und muss dabei einen Einsatz der Flexibilität am Strommarkt nicht ausschließen, sondern nur zeitweise einschränken. **Direktes Lastmanagement ermöglicht das Ab- bzw. Zuschalten von Lasten zum Ausgleich von Lastspitzen bzw. -senken direkt durch den Netzbetreiber.** Ein indirektes Lastmanagement wird mit Hilfe von

sogenannten Anreizmodellen umgesetzt. Hier kann z.B. durch eine dynamische Preisgestaltung ein flexibler Verbraucher, wie eine Wärmepumpe oder auch eine Ladesäule, sogar netzdienlich gesteuert werden. Das heißt, Wärmepumpen können, anstatt netzbelastend zu sein, sogar bei der Reduktion von Netzausbaukosten durch Stromeinspeisung und der Vermeidung von Netzengpässen eingesetzt werden. In [56] wird das Lastmanagement als wenig bedeutend eingestuft (sowohl hinsichtlich Strommarkt als auch Netzausbauvermeidung). Es wird aber beschrieben, dass bei Zunahme des Anteils flexibler Lasten dem Prinzip eine höhere Bedeutung zukommen wird. Die VDE-Studie zur Lastverschiebungspotenzialen in Deutschland [58] geht dagegen davon aus, dass bereits 2025 Wärmepumpen zur Einbindung von PV- und Windkraftanlagen genutzt werden können. In neueren Studien zum Thema Redispatch 2.0 wird derzeit das Potential und die technische Nutzung von Flexibilität wie Wärmepumpen aus dem Verteilnetz zur Beseitigung von Netzengpässen im Übertragungsnetz abgeschätzt. Die Studie „Beitrag von Flexibilität im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland“ [59] sieht ein Gesamtpotential von Flexibilitäten von mehr als 10 GW, davon 27% durch Wärmepumpen. Hier entsteht ein zusätzlicher Nutzen von Wärmepumpen, dessen Potential es erst noch zu heben gilt.

Eine PV-Wärmepumpen-Eigenstromoptimierung könnte zusätzlich helfen Netzausbaukosten zu vermeiden. Es ist aber zu beachten, dass es nur dann zu einer besseren Integration von PV-Anlagen und Wärmepumpen führt, wenn eine klare Leistungsvorgabe am Netzanschlusspunkt auch technisch umgesetzt wird. Das Förderprogramm von PV-Batteriespeichern hat dies bereits erfolgreich vorgemacht.

Kostentreiber Verteilnetzausbau – PV, Wärmepumpen und Elektromobilität?

Es stellt sich die Frage, wie hoch die Netzausbaukosten in elektrischen Verteilnetzen bis 2050 sind und wie sie sich zwischen den Erzeugern Windkraft und PV sowie Wärmepumpen und weiteren neuen elektrischen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen aufteilen. Eine grobe Orientierung liefern die Analysen von Consentec im Projekt „Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung“ [4] (Abbildung 3). Dort wurden mit Hilfe eines vereinfachten Netzmodelansatzes die Verteilnetzkosten Deutschlands für verschiedene Durchdringungen von Wärmepumpen und EE-Ausbau berechnet. Diese steigen von heute 18 Mrd.€/a bis 2030 nur auf 20 Mrd.€/a und liegen dann im Szenario mit dem höchsten Anteil von Wärmepumpen im Jahr bei 30,9 Mrd.€/a. Die Mehrkosten für den Verteilnetzausbau liegen über dem Szenario mit viel PtG-Nutzung in der Gebäudewärme bei 3,2 Mrd.€/a in 2050. (Dies wird in den durchschnittlichen diskontierte Differenzkosten von heute → 2050 in Abbildung 3 dargestellt). Würde man diese Differenzkosten nur auf zusätzliche Wärmepumpenleistung wälzen, macht dies 186 €/kW_{el} und damit **nur ca. 5% der Investitionskosten einer Wärmepumpe** aus. Außerdem zeigt sich, dass **in der nächsten Dekade ein starker Ausbau von Wärmepumpen sich ohne nennenswerte zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten in die bestehenden Netze integrieren lässt**. Es wird außerdem aufgezeigt, dass Wärmepumpen szenarienabhängig einen Anteil zwischen 10 und 25 Prozent an der gesamten Netzkostenzunahme aufweisen, sodass der überwiegende Teil der Netzausbaukosten durch den Zubau an EE-Erzeugungsanlagen und sonstigem Lastzuwachs verursacht wird und damit Wärmepumpen nicht als Haupttreiber des Netzausbaus angesehen werden sollten. Andererseits erfolgt der EE-Ausbau immer auch nur für den Stromverbrauch - für die Dekarbonisierung des bestehenden Verbrauchs, für die neue direkte Stromverbraucher aber ggf. auch für Elektrolyseure, wenn national mehr Wasserstoff statt Wärmepumpen oder E-Mobilität versorgt werden würde. Eine verursachergerechte Zuordnung ist daher komplex, von Prämissen und den individuellen lokalen Bedingungen abhängig.

Beim Netzausbau geht es weniger um die notwendige Energie, sondern um die maximal abgerufene Leistung. Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen bewegen sich heute im Bereich von 11 kW für Hausladestationen für die Beladung eines einzelnen Autos. **Anschlussleistungen für Wärmepumpen liegen bei etwa 3-5 kW im Einfamilienhausbereich**

und werden in den nächsten Jahren nicht so hoch skaliert wie man es bei Ladesäulen erwartet. Bezogen auf ein Wohngebäude liegt die elektrische Anschlussleistung von WP somit deutlich unter der von Hausladestationen für Elektrofahrzeuge und auch unter der Einspeiseleistung einer gängigen PV-Anlage.

Der **Wärmebedarf im Wohnsektor ist weitgehend als konstant anzusehen und geht in den nächsten Jahrzehnten aufgrund von Temperaturänderungen und vor allem effizienteren Gebäuden eher zurück.**²² Die Steigerung von Ladeleistungen allerdings ist noch nicht absehbar, da immer kürzere Standzeiten zur Ladung angestrebt werden. Für den Netzausbau ist auch die Gleichzeitigkeit der abgerufenen Leistung wichtig. Hier wird häufig eine hohe Gleichzeitigkeit für Wärmepumpen um die 80% angeführt, während Elektrofahrzeuge eher im Bereich 20-30% gehandelt werden [60]. Dies gilt jedoch nur bei einer hohen Anzahl von Fahrzeugen in einem Netzgebiet und bedeutet aufgrund der individuell höheren Anschlussleistung von Elektrofahrzeugen bereits ein ähnliches Niveau im Vergleich zu WP. Lokal, vor allem in der Niederspannung wird durch die Nutzung dieser Methode von Gleichzeitigkeiten die Netzausbaukosten unterschätzt [61], sodass die Kosten, die durch die Elektrofahrzeuge entstehen, eher als untere Grenze zu sehen sind. **Es ist deshalb zu vermuten, dass die Installation von Ladepunkten für E-Fahrzeuge ein wesentlich stärkerer Treiber des Netzausbaus darstellt und Wärmepumpen langfristig nur einen kleinen Anteil haben.** Dies zeigt sich auch in der Verteilnetzstudie Hessen [62]; dort wird für ein Bundesland der Einfluss von Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge in die Netzausbaukosten mit eingebunden. Die zusätzlich installierte Leistung von Wärmepumpen im Jahr 2024 ist noch größer als die für Ladesäulen, in 2034 jedoch ist die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge dominant.

Ob und wieviel Mehrkosten im Netzausbau durch einen hohen Einsatz von Wärmepumpen im elektrischen Verteilnetz entstehen ist noch nicht final geklärt. Eine **intelligente Steuerung und Lastmanagement**, direkt oder über Anreize, kann die Integration vereinfachen, ist allerdings auch mit Mehrkosten für Informations- und Kommunikationstechnologie verknüpft. Die Installation notwendiger Technologien im Bereich Messung (z.B. Smart-Meter) und Steuerung sollte allerdings ohnehin in den nächsten Jahren aufgrund neuer netzbetrieblicher Methoden z.B. im Bereich des Engpassmanagements bzw. gesetzlicher Vorgaben vorangetrieben werden.

Fazit ist, dass in naher Zukunft Netzausbaukosten durch die Integration von erneuerbaren Erzeugern dominiert werden und mit einem eher geringeren Anteil aufgrund des Zubaus von Wärmepumpen zu rechnen ist. Mittel- bis Langfristig können ein intelligentes Lastmanagement und die Nutzung von größeren Wärmepumpensystemen im Zusammenhang mit Wärmenetzen die Integration kostengünstiger gestalten. Fraglich ist, ob eine rein strombasierte Verkehrswende bis 2050 nicht ohnehin schon für den größten Teil an lastbedingtem Netzausbau verantwortlich ist, sodass die Wärmepumpen hier nur eine untergeordnete Rolle spielen. Eine genaue Untersuchung des Themas steht allerdings noch aus.

5.4 Schlussfolgerung

In Kapitel 5 zeigt sich, dass **für eine Versorgung der dezentralen Gebäudewärme der Einsatz von Wasserstoff nicht notwendig ist.** Selbst in einem dicht besiedelten Land wie Deutschland besteht ein ausreichendes Potenzial von Windkraft und PV, um die hohen Nachfragepotenziale einer direkten Stromnutzung in den Bereichen Elektromobilität, Industrieprozesswärme und Gebäudewärme zu versorgen. Für die Wärmepumpentechno-

²² Prognos AG und Boston Consulting Group, Hg., „Klimapfade für Deutschland“, 2018, S. 221.

logie bestehen mittlerweile umfassende Lösungen, um den für einen schnellen Markthochlauf teilweise notwendigen Einsatz in unsanierten Bestandsgebäuden generell und auch für Luft-WP effizient zu ermöglichen. Dabei kann die Versorgungssicherheit in einem wetterabhängigen Energiesystem in der kalten Dunkelflaute trotz sehr hoher Anteile direktelektrischer Nachfrage mit moderaten zusätzlichen Leistungen von Gasturbinen zu geringen Mehrkosten gewährleistet werden. Auch wenn in einem zukünftigen Energiesystem mit hohen absoluten Kostensteigerungen beim Netzausbau insbesondere für Verteilnetze zu rechnen ist, zeigt sich, dass **Wärmepumpe keine Herausforderung für den Netzausbau sind und in Zukunft auch nicht werden**. Kostentreiber sind der EE-Ausbau zur Erreichung der Klimaziele generell und die Elektromobilität. Der Kostenanteil für WP ist gering und auch bezogen auf die Investitionskosten von Wärmepumpen gering.

Dezentrale
Wärmeversorgungskonzepte auf
Basis von Wärmepumpen

6 Literatur

- [1] Handelsblatt, Hg., „Nationale Wasserstoffstrategie“, 2020.
- [2] *The European Green Deal*, 2019.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Strom 2030: Langfristige Trends - Aufgaben für die Zukunft“, 2017.
- [4] Consentec, ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg und Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Hg., „Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung“, 2018.
- [5] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Hg., „Kurzstudie Power-to-X: Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB“, 2017.
- [6] Deutsche Energie-Agentur, Hg., „Stahlproduktion“, 2018.
- [7] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Hg., „ENTWICKLUNG DER GEBÄUDEWÄRME UND RÜCKKOPPLUNG MIT DEM ENERGIESYSTEM IN -95% THG-KLIMAZIELSZENARIEN: Teilbericht im Rahmen des Projektes: TRANSFORMATIONSPFADE IM WÄRMESEKTOR – Betriebs- und volkswirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung zum Gesamtenergieversorgungssystem“, 2019.
- [8] S. Schütz und P. Härtel, „Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger: Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien“, 2016.
- [9] Öko-Institut e.V. und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Hg., „Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht“, 2015.
- [10] Umweltbundesamt, Hg., „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“, 2019.
- [11] Prognos AG und Boston Consulting Group, Hg., „Klimapfade für Deutschland“, 2018.
- [12] Deutsche Energie-Agentur, Hg., „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“, 2018.
- [13] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, *Das »Barometer der Energiewende«*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.herkulesprojekt.de/de/Barometer/barometer_2019/endenergiebedarf_2050.html. Zugriff am: 23. März 2020.
- [14] L. Cremonese und A. Gusev, „Die ungewissen Klimakosten von Erdgas: Bewertung der Unstimmigkeiten in den Daten zu Methanlecks in Europa, Russland und den USA und deren Auswirkungen auf die Nachhaltigkeit“, 2016.
- [15] S. Schwietzke, „Methanemissionen der Erdgasindustrie: Messungen und Erkenntnisse“, 2019.
- [16] Intergovernmental Panel on Climate Change, Hg., „Climate Change 2014: Synthesis Report“, 2014.
- [17] Europäische Kommission, *Methane gas emissions*. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal/methane-gas-emissions_en. Zugriff am: 20. April 2020.

- [18] U. Fritsche, L. Rausch und K. Schmidt, „Kurzstudie: Stand und Entwicklung von Treibhausgasemissionen in den Vorketten für Erdöl und Erdgas“, 2006.
- [19] Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Hg., „Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems: Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland“, 2005.
- [20] S. Schütz, C. Große und C. Kleinickel, „Treibhausgas-Minderungspotenziale in der europäischen Gasinfrastruktur“, 2015.
- [21] G. Müller-Syring, C. Große, J. Glandien und M. Eyßer, „Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas: ABSCHLUSSBERICHT“, 2016.
- [22] L. Truche und E. F. Bazarkina, „Natural hydrogen the fuel of the 21 st century“, *E3S Web Conf.*, Jg. 98, 2019.
- [23] Umweltbundesamt, *Carbon Capture and Storage*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen>. Zugriff am: 11. Mai 2020.
- [24] International Association of Oil & Gas Producers, Hg., „The potential for CCS and CCU in Europe: REPORT TO THE THIRTY SECOND MEETING OF THE EUROPEAN GAS REGULATORY FORUM 5-6 JUNE 2019“, 2019.
- [25] Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, Hg., „RECCS: Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)“, 2007.
- [26] Navigant Netherlands B.V., Hg., „GAS FOR CLIMATE: The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system“, 2019.
- [27] M. Deutsch und A. Graf, „EU-wide innovation support is key to the success of electrolysis manufacturing in Europe: Background“, 2019.
- [28] International Energy Agency, Hg., „The Future of Hydrogen“, 2019.
- [29] INTERNATIONAL CIVIL AVIATION ORGANIZATION, Hg., „ICAO ENVIRONMENTAL REPORT 2016: AVIATION AND CLIMATE CHANGE“, 2016.
- [30] R. Vergeer, „The share of aviation and maritime transport in the EU’s transport related fossil fuel demand“, 2016.
- [31] Hydrogen Council, Hg., „Hydrogen scaling up: A sustainable pathway for the global energy transition“, 2017.
- [32] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung und Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Hg., „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“, 2019.
- [33] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, *DeVKopSys: Dekarbonisierung Verkehr - Rückkopplung Energiesystem*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/DeVKopSys.html>. Zugriff am: 20. April 2020.
- [34] Öko-Institut e.V., Hg., „Kein Selbstläufer: Klimaschutz und Nachhaltigkeit durch PtX: Diskussion der Anforderungen und erste Ansätze für Nachweiskriterien für eine klimafreundliche und nachhaltige Produktion von PtX-Stoffen“, 2019.
- [35] A. van Wijk und F. Wouters, „Hydrogen: The Bridge between Africa and Europe“, 2020.

- [36] Land Processes Distributed Active Archive Center, *Component of NASA's Earth Observing System Data and Information System*. [Online]. Verfügbar unter: <https://lpdaac.usgs.gov/>. Zugriff am: 20. April 2020.
- [37] Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, Hg., „Making the Most of Offshore Wind: Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea“, 2020.
- [38] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „Dialogprozess Gas 2030: Erste Bilanz“, 2019.
- [39] Bundesnetzagentur, Hg., „Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze“, 2014.
- [40] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Hg., „Technische Regel – Arbeitsblatt: DVGW G 260 (A)“, 2013.
- [41] Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., Hg., „Untersuchung der Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoprozesstechnischen Anlagen“, 2017.
- [42] G. Müller-Syring *et al.*, „Power-to-Gas: Entwicklung von Anlagenkonzepten im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive“, 2011.
- [43] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Hg., „DVGW-Regeln für klimafreundliche Energieinfrastruktur: Mehr Wasserstoff technisch sicher verankern“, 2019.
- [44] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Hg., „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen: Abschlussbericht“, 2014.
- [45] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., *Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen Karte für visionäres Wasserstoffnetz (H₂-Netz)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/>. Zugriff am: 20. April 2020.
- [46] Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber, Hg., „Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030: Szenariorahmen“, 2019.
- [47] Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber, Hg., „Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030: Konsultation“, 2020.
- [48] Umweltbundesamt, Hg., „Roadmap Gas für die Energiewende: Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“, 2019.
- [49] T. Trouve *et al.*, „Conditions techniques et économiques d’injection d’hydrogène dans les réseaux de gaz naturel“, 2019.
- [50] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, Hg., „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021: Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, 2020.
- [51] Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie und Bundesverband Wärmepumpe e.V., Hg., „Branchenstudie 2018: Marktanalyse - Szenarien - Handlungsempfehlungen“, 2018.
- [52] Beuth Hochschule für Technik Berlin und ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Hg., „Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich“, 2017.

- [53] Deutscher Wetterdienst, *Pressemitteilung zur Klima-Presskonferenz 2018 des DWD*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2018/20180306_pressemitteilung_klima_pk_news.html. Zugriff am: 23. März 2020.
- [54] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Hg., „ANALYSE EINES EUROPÄISCHEN -95%-KLIMAZIELSZENARIO ÜBER MEHRERE WETTERJAHRE: Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele“, 2017.
- [55] Deutsche Energie-Agentur, Hg., „dena Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“, 2012.
- [56] J. Büchner *et al.*, „Moderne Verteilernetze für Deutschland: Verteilernetzstudie“, 2014.
- [57] ef.Ruhr GmbH, Hg., „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg“, 2017.
- [58] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Hg., „VDE-Studie: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland: Integration erneuerbarer Energien erfordert Paradigmenwechsel im Lastmanagement“, 2012.
- [59] Frontier Economics Ltd, Hg., „BEITRAG VON FLEXIBILITÄTEN IM VERTEILNETZ ZUR SENKUNG DER REDISPATCHKOSTEN IN DEUTSCHLAND: Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern (DSO 2.0)“, 2017.
- [60] Navigant Energy Germany GmbH, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RExpertise, Hg., „Verteilnetzausbau für die Energiewende: Elektromobilität im Fokus“, 2019.
- [61] J. Ulfers, A. Scheidler, C. Töbermann und M. Braun, „Grid Integration Studies for eMobility Scenarios with Comparison of Probabilistic Charging Models to Simultaneity Factors“, 2018.
- [62] M. Braun *et al.*, „Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034: Abschlussbericht“, 2018.