



Lehrstuhl für Physikalische Chemie

Masterarbeit

Wasserstoff in einer klimaneutralen
Gesellschaft

Gegenüberstellung von zukünftigem Bedarf
und technischen und wirtschaftlichen
Potentialen verschiedener grüner
Wasserstofferzeugungstechnologien

David Ruprecht, BSc

Oktober 2021



MONTANUNIVERSITÄT LEOBEN

www.unileoben.ac.at

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich die Richtlinien des Senats der Montanuniversität Leoben zu "Gute wissenschaftliche Praxis" gelesen, verstanden und befolgt habe.

Weiters erkläre ich, dass die elektronische und gedruckte Version der eingereichten wissenschaftlichen Abschlussarbeit formal und inhaltlich identisch sind.

Datum 27.10.2021

David Ruprecht

Unterschrift Verfasser/in
David Maximilian Ruprecht

Kurzfassung

Um die Klimaziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen und die Erderwärmung auf 1,5 bis 2°C bis zum Ende dieses Jahrhunderts zu begrenzen, gilt es ein klimaneutrales Wirtschafts- und Energiesystem zu realisieren. Für eine solche klimaneutrale Gesellschaft ist ein massiver Ausbau der erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung vieler heute fossil betriebener Anwendungen erforderlich. Da jedoch gewisse Anwendungen verbleiben, in denen der Einsatz elektrischer Energie nicht oder nur schwer möglich sein wird, werden zukünftig klimaneutral erzeugter Wasserstoff und darauf aufbauende synthetische Energieträger als Endenergieträger eine wichtige Rolle spielen.

In dieser Arbeit soll daher auf Grund der guten Datenlage am Beispiel Deutschlands anhand einer Vielzahl an Studien und Szenarien der zukünftige Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern in einer klimaneutralen Gesellschaft eruiert werden. Hierbei werden für die Sektoren Industrie, Mobilität, Wärme und Energie möglichst detailliert und nach Endanwendungen Bandbreiten für den möglichen Einsatz dieser Energieträger erhoben. Daraus resultiert ein Mindest- und ein Maximalbedarf an Wasserstoff und darauf aufbauenden synthetischen Energieträgern für ein klimaneutrales Deutschland der Zukunft.

Klimaneutraler „grüner“ Wasserstoff lässt sich mittels erneuerbarer elektrischer Energie durch die Elektrolyse von Wasser erzeugen. Daher werden anschließend die drei relevanten Elektrolysetechnologien der alkalischen Elektrolyse, der PEM-Elektrolyse und der Hochtemperaturelektrolyse genauer betrachtet. Insbesondere soll untersucht werden, ob die Verfügbarkeit kritischer Rohstoffe oder die Fertigung einzelner Komponenten den Ausbau dieser Technologien im großen Stil verhindern könnten. Zusätzlich soll auf gegenwärtige und zukünftige Investitionskosten eingegangen werden.

Neben einer Betrachtung der möglichen biogenen Wasserstoffproduktion erfolgt eine Auseinandersetzung mit der Thematik des „blauen“ Wasserstoffs aus fossilen Quellen mit Abscheidung und Speicherung von CO₂. Dabei soll insbesondere darauf eingegangen werden, ob es sich hierbei um eine klimaneutrale Technologie handeln kann.

Abschließend erfolgt eine Einschätzung der in Deutschland möglichen inländischen „grünen“ Wasserstofferzeugung und den daraus resultierenden nötigen Importen. Durch eine Betrachtung der zukünftig zu erwartenden Gestehungskosten für „grünen“, „blauen“ und „grauen“ Wasserstoff lässt sich feststellen, ab wann „grüner“ Wasserstoff aus mitteleuropäischer Produktion bzw. Import wirtschaftlich sein kann und ob „blauer“ Wasserstoff eine interessante Alternative oder Brückentechnologie darstellen können wird.

Abstract

For reaching the goals set by the Paris Agreement to limit global warming to 1.5-2°C, it is necessary to establish a green society. Therefore, a huge expansion of the usage of renewable energies as well as an electrification of all kinds of applications must take place. Unfortunately, some applications will be difficult or impossible to electrify. In these cases, green hydrogen and hydrogen-derived fuels will be able to play an important part in the decarbonization of our society.

Thus, it is the aim of this work to determine the future need of hydrogen and hydrogen-derived fuels in Germany, which is picked as an example due to the good data situation. Taking a look at the sectors industry, mobility, heat and energy the demand shall be determined for all kind of end uses. This leads to a minimum and a maximum range of the future usage of hydrogen and hydrogen-derived fuels in a climate neutral Germany.

Green hydrogen is produced by electrolysis of water using electrical energy from renewable sources. Therefore, the three relevant electrolysis technologies alkaline electrolysis, PEM-electrolysis and high temperature electrolysis shall be investigated. It is particularly interesting whether the availability of critical resources or the manufacturing of single components could limit the building up of these technologies on a large scale. Furthermore, current and future investment costs will be taken to account.

Besides the consideration of biogenic ways of hydrogen production, the topic of blue hydrogen from fossil fuels with the implementation of carbon capture and storage will be discussed. Regarding this topic, the question whether blue hydrogen can be climate neutral shall be answered.

Finally, the expected capacities of domestic green hydrogen production in Germany will be estimated leading to the required amount of hydrogen imports. The future prime costs for green, blue, and grey hydrogen can answer the question, when green domestic hydrogen produced in Central Europe and green import hydrogen will be economically feasible. In addition, it can be determined if blue hydrogen could possibly be an interesting alternative.

Vorwort

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit einem zentralen Aspekt zur Umwandlung unserer fossilen in eine klimaneutrale Gesellschaft. Die Möglichkeit aus technischer Sicht an der Bekämpfung des Klimawandels mithelfen zu können, war meine Motivation für das Studium der Industriellen Energietechnik an der Montanuniversität Leoben. Gerade das an mehreren Lehrstühlen im Fokus stehende Thema einer klimaneutralen Wasserstoffproduktion erscheint mir vor diesem Hintergrund äußerst spannend und relevant.

Dementsprechend fiel auch die Wahl für die Thematik meiner Masterarbeit aus. Für die Inspiration zu dieser Arbeit möchte ich Prof. Dr. Markus Lehner vom Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes danken. Mein besonderer Dank für die unkomplizierte Übernahme der Betreuung dieser Arbeit und der professionellen und menschlich sehr angenehmen Zusammenarbeit auch in vorigen Arbeiten gilt Assoz.-Prof. Dr. Edith Bucher. Entstanden ist diese Arbeit am Lehrstuhl für Physikalische Chemie unter Leitung von Prof. Dr. Werner Sitte. Dem ganzen Team des Lehrstuhls und insbesondere auch Dr. Andreas Egger möchte ich für die gute Zusammenarbeit und freundliche Atmosphäre und Betreuung auch in früheren Arbeiten danken.

Zu guter Letzt gilt mein Dank meiner Familie, die dieses anspruchsvolle Studium und damit auch diese Arbeit durch ihre bedingungslose Unterstützung erst ermöglicht haben.

Leoben, Oktober 2021

Inhaltsverzeichnis

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG / AFFIDAVIT	1
KURZFASSUNG	2
ABSTRACT	3
VORWORT	4
1 EINFÜHRUNG IN DIE THEMATIK	7
1.1 DER WEG IN DIE KLIMAKRISE	7
1.1.1 <i>Anthropogene Treibhausgasemissionen und deren Auswirkungen auf das Weltklima</i>	7
1.1.2 <i>Zusammenhang zwischen Wirtschaftswachstum, Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen</i>	10
1.2 DER WEG AUS DER KLIMAKRISE.....	16
1.2.1 <i>Das Ziel der klimaneutralen Gesellschaft</i>	16
1.2.2 <i>Ausbau der erneuerbaren und klimaneutralen Energien</i>	17
1.2.3 <i>Die Rolle von Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten in einer klimaneutralen Gesellschaft</i> ..	20
2 WASSERSTOFF HEUTE	23
2.1 WASSERSTOFFERZEUGUNG.....	23
2.2 WASSERSTOFFVERWENDUNG.....	24
2.2.1 <i>Industrie</i>	25
2.2.2 <i>Mobilität</i>	26
2.2.3 <i>Wärme und Energie</i>	27
3 WASSERSTOFF MORGEN	28
3.1 VERWENDETE STUDIEN UND METHODIK	28
3.2 INDUSTRIE.....	33
3.2.1 <i>Chemische Industrie</i>	33
3.2.2 <i>Eisen- und Stahlindustrie</i>	37
3.2.3 <i>Sonstige Industrie</i>	38
3.2.4 <i>Industrie gesamt</i>	40
3.3 MOBILITÄT	43
3.3.1 <i>PKW</i>	43
3.3.2 <i>Straßengebundener Güterverkehr</i>	45
3.3.3 <i>Flugverkehr und sonstige Mobilität</i>	47
3.3.4 <i>Mobilität gesamt</i>	49
3.4 WÄRME.....	51
3.5 ENERGIE	53
3.5.1 <i>Benötigte Speicherkapazität und -leistung</i>	54
3.5.2 <i>Wasserstoff, Methan und andere Speicherformen</i>	55
3.5.3 <i>Bedarf im Energiesektor</i>	57
3.6 GESAMTBEDARF AN WASSERSTOFF UND SYNTHETISCHEN ENERGIETRÄGERN	58
4 WASSERSTOFF AUS WASSERELEKTROLYSE	62
4.1 GRUNDLAGEN	62
4.2 ALKALISCHE ELEKTROLYSE	64
4.2.1 <i>Technisches Verfahren</i>	64
4.2.2 <i>Identifikation kritischer Komponenten und Rohstoffe</i>	66
4.2.3 <i>Aktuelle Kosten und Kostenentwicklung</i>	69
4.2.4 <i>Abschätzung der möglichen Kapazitäten</i>	70
4.3 PEM-ELEKTROLYSE.....	71
4.3.1 <i>Technisches Verfahren</i>	71
4.3.2 <i>Identifikation kritischer Komponenten und Rohstoffe</i>	73
4.3.3 <i>Aktuelle Kosten und Kostenentwicklung</i>	76
4.3.4 <i>Abschätzung der möglichen Kapazitäten</i>	77
4.4 HOCHTEMPERATURELEKTROLYSE	77
4.4.1 <i>Technisches Verfahren</i>	77
4.4.2 <i>Identifikation kritischer Komponenten und Rohstoffe</i>	80

4.4.3	<i>Aktuelle Kosten und Kostenentwicklung</i>	81
4.4.4	<i>Abschätzung der möglichen Kapazitäten</i>	82
4.5	GESAMTPOTENTIAL DER WASSERELEKTROLYSE	82
5	BIOLOGISCHE WASSERSTOFFERZEUGUNG	84
5.1	GESAMTPOTENTIAL DER BIOMASSENUTZUNG.....	84
5.2	BIOPHOTOLYSE.....	85
5.3	MIKROBIELLE ELEKTROLYSE	85
5.4	DUNKLE FERMENTATION.....	86
5.5	POTENTIAL FÜR WASSERSTOFF AUS BIOLOGISCHEN VERFAHREN	87
6	„BLAUER“ WASSERSTOFF AUS FOSSILEN BRENNSTOFFEN	88
6.1	KONVENTIONELLE TECHNOLOGIEN	88
6.1.1	<i>Dampfreformierung</i>	88
6.1.2	<i>Partielle Oxidation</i>	89
6.1.3	<i>Autotherme Reformierung</i>	90
6.1.4	<i>Kohlevergasung</i>	90
6.2	CARBON CAPTURE AND STORAGE	91
6.2.1	<i>Abscheidung von CO₂</i>	91
6.2.2	<i>Speicherung von CO₂</i>	93
6.3	METHANPYROLYSE.....	94
6.4	TREIBHAUSGASEMISSIONEN VON „BLAUEM“ WASSERSTOFF	96
6.5	POTENTIAL FÜR „BLAUEN“ WASSERSTOFF	97
7	ANALYSE DER GESAMTSITUATION	98
7.1	WASSERSTOFFERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND	98
7.1.1	<i>Verfügbarer Strom aus erneuerbaren Energien</i>	98
7.1.2	<i>Prognostizierte Elektrolyseleistung und Wasserstoffherzeugung</i>	99
7.1.3	<i>Erforderliche Importe</i>	101
7.2	WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG.....	101
7.2.1	<i>Investitionskosten</i>	102
7.2.2	<i>Wasserstoffgestehungskosten</i>	104
7.3	SCHLUSSFOLGERUNGEN	107
8	ZUSAMMENFASSUNG	109
	ABKÜRZUNGEN	113
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	115
	TABELLENVERZEICHNIS	117
	LITERATURVERZEICHNIS	118

1 Einführung in die Thematik

Hitzewellen, Dürren, Waldbrände, verheerende Überflutungen, schmelzende Gletscher und Polkappen: Der Klimawandel und seine Folgen sind in aller Munde. Die Warnungen der Klimaforscher werden immer alarmierender, die Rufe nach entschiedenem Handeln immer lauter. Weltweit haben sich Regierungen und Gesellschaften ambitionierte Ziele gesetzt, um den Klimawandel doch noch so gut wie möglich einzudämmen. Doch ähnlich laut wie die Rufe nach entschiedenem Handeln sind auch die Diskussionen ob, wie, zu welchen Kosten und in welchem Zeitraum jene ambitionierten Ziele umsetzbar sind. Innerhalb dieser Diskussionen fällt in den letzten Jahren immer häufiger der Begriff des „grünen“ Wasserstoffs als entscheidender Baustein einer Wende hin zu einem klimaneutralen Wirtschaftssystem.

Vor diesem Hintergrund versucht diese Arbeit zu ergründen, in welchem Umfang und in welchen Bereichen klimaneutral erzeugter Wasserstoff eingesetzt werden kann und muss. Ausgehend von diesen Abschätzungen werden die unterschiedlichen Wege einer klimaneutralen Wasserstofferzeugung aus technischer und wirtschaftlicher Sicht diskutiert, deren mögliche Kapazitäten abgeschätzt und dem zu erwartenden Bedarf gegenübergestellt. Somit sollen Aussagen zu Bedarf, möglicher Erzeugung, zu erwartenden Kosten und möglichen technischen Problematiken einer großtechnischen, klimaneutralen Wasserstoffversorgung im Wirtschafts- und Energiesystem der Zukunft getroffen werden.

1.1 Der Weg in die Klimakrise

Mit Beginn der industriellen Revolution um 1750 begann die Menschheit fossile Brennstoffe zu nutzen und somit zuvor fossil gebundenen Kohlenstoff als Kohlenstoffdioxid in die Atmosphäre freizusetzen. Aufgrund ihrer Treibhausgaswirkung haben die enormen Emissionen von CO₂ und anderer Treibhausgase gravierende Auswirkungen auf das globale Klima. Die Zusammenhänge zwischen Wirtschaftswachstum, Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen zeigen die Problematik unseres bisherigen Wirtschafts- und Energiesystems auf.

1.1.1 Anthropogene Treibhausgasemissionen und deren Auswirkungen auf das Weltklima

Um zu verstehen, warum wir einen Wandel des globalen Klimas beobachten können, lohnt ein kurzer Blick auf die Energiebilanz der Erde. Hierbei sind drei Aspekte zu beobachten, die grundsätzlich für Veränderungen der globalen Temperatur in Frage kommen können. Als erstes zu nennen wäre hierbei die von der Sonne eintreffende Strahlung, deren Intensität aufgrund wechselnder Sonnenaktivität sowie wechselnder Einfallswinkel variieren kann. Der zweite Aspekt wäre jener Anteil an Sonnenstrahlung, der entweder von Wolken und der Atmosphäre oder der Erdoberfläche reflektiert wird. Dies drückt sich im Albedowert aus, der für helle Oberflächen hohe Werte und somit eine hohe Reflektion und für dunkle Oberflächen niedrige Werte und somit eine hohe Aufnahme der Strahlung annimmt. Der dritte Aspekt ist die in der Erdatmosphäre befindliche Konzentration an Treibhausgasen, allen voran

Wasserdampf und Kohlenstoffdioxid. Diese Gase absorbieren die Wärmestrahlung der Erde und verhindern somit, dass diese Wärme die Erdatmosphäre verlässt [1].

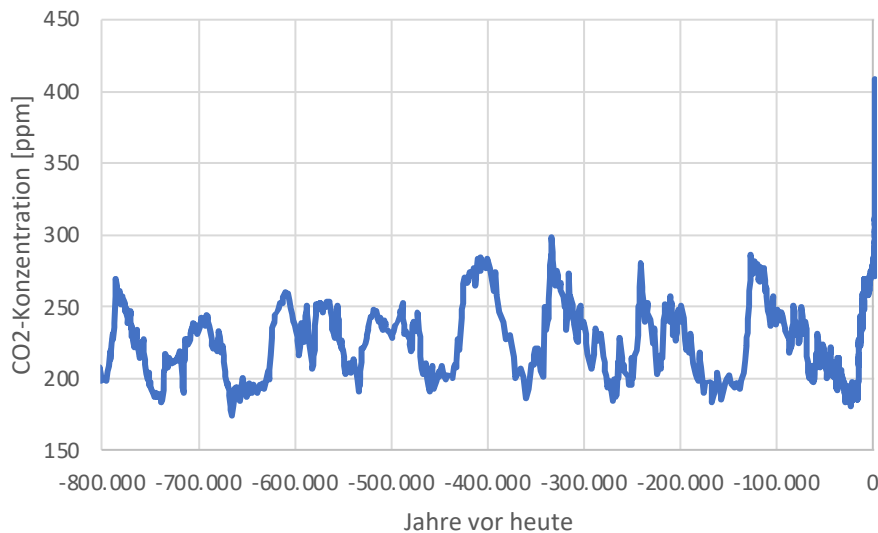


Abbildung 1. CO₂-Konzentration der Erdatmosphäre in den letzten 800.000 Jahren [2]

Die Untersuchungen eingeschlossener Luftbläschen aus antarktischen Eisbohrkernen lassen Rückschlüsse auf die CO₂-Konzentrationen der letzten 800.000 Jahre zu. Hierbei zeigen sich Schwankungen der CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre im Bereich von 175 bis 300 ppm. Die Zeiträume mit niedrigen CO₂-Konzentrationen korrelieren dabei mit Eiszeiten, jene mit hohen CO₂-Konzentrationen mit wärmeren Interglazialen oder Zwischeneiszeiten. Vor Beginn der industriellen Revolution lag die atmosphärische CO₂-Konzentration recht stabil bei Werten um 280 ppm [3].

Im Rahmen der industriellen Revolution begann die Menschheit im großen Stil fossile Energieträger zu nutzen. Das Verbrennen von Kohle, Erdöl und Erdgas setzt zuvor fossil gebunden Kohlenstoff in Form von CO₂ in die Erdatmosphäre frei. In Folge dieser anthropogen verursachten Emissionen stieg die CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre bis auf heute 410 ppm an [4]. Somit liegt sie höher als zu jedem anderen Zeitpunkt in mindestens den letzten 2-3 Millionen Jahren [3, 4].

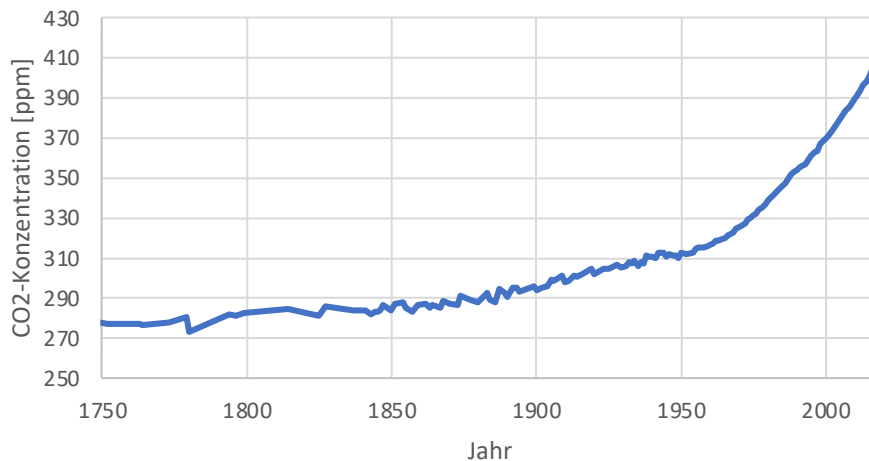


Abbildung 2. CO₂-Konzentration der Erdatmosphäre ab Beginn der industriellen Revolution [2]

Für das *Intergovernmental Panel on Climate Change* (kurz: IPCC) steht laut ihrem kürzlich erschienenen *Sixth Assessment Report* [4] inzwischen „zweifelsfrei“ fest, dass der Mensch für die zu beobachtende Erwärmung von Atmosphäre, Ozeanen und Landfläche verantwortlich zu machen ist. So lag die globale Oberflächentemperatur im Zeitraum von 2011-2020 um 1,09°C höher als im Vergleichszeitraum 1850-1900, wobei über Land eine stärkere Erwärmung festzustellen ist als über den Ozeanen [4]. Ohne menschliches Zutun hätte sich die globale Oberflächentemperatur in dieser Zeitspanne um -0,1 bis +0,1°C verändert [4]. Insofern fallen natürliche Ursachen als eine Erklärung für den Klimawandel aus, der somit eindeutig und ausschließlich auf menschliche Ursachen zurückzuführen ist.

Bereits mit dem heutigen Anstieg der globalen Oberflächentemperatur um 1,1°C gegenüber vorindustrieller Zeit, lassen sich deutliche Auswirkungen des Klimawandels feststellen: So nehmen seit den 1950er-Jahren Extremwetter wie Hitzewellen und Starkregenereignisse deutlich zu. Das arktische Meereseis im Spätsommer ist auf die geringste Ausdehnung in mindestens 1000 Jahren gesunken, die Gletscher Grönlands schmelzen. Der Anstieg des Meeresspiegels beträgt bereits 0,20 m gegenüber 1900 und die Geschwindigkeit des Anstiegs ist in den letzten Jahren auf 3,7 mm/a gestiegen. Die Meere erwärmen sich so stark wie seit dem Ende der letzten Eiszeit nicht und versauern zunehmend [4].

Die neuesten Auswertungen des IPCC zeigen, dass die globale Erwärmung bereits im Zeitraum bis 2040 mindestens 1,5°C erreichen wird. Nur in sehr ambitionierten Szenarien lässt sich der Temperaturanstieg bis 2100 noch auf unter 2°C begrenzen, während in Szenarien mit weiterhin steigenden Emissionen Temperaturanstiege bis 2100 von 4°C und mehr zu erwarten sind [4]. Auf diese Szenarien wird später noch näher eingegangen. Jedes weitere Zehntelgrad Temperaturanstieg führt zu einer weiteren Verstärkung der bereits auftretenden Klimawandelfolgen, wobei bei Szenarien von +4°C und mehr gravierende Folgen wie ein

globales Massensterben und globale Nahrungsmittelknappheit drohen [5]. In solchen Szenarien ist mit einer sehr großen Anzahl an Klimaflüchtlingen zu rechnen, da allein ein zu erwartender Meeresspiegelanstieg von bis zu einem Meter 400-500 Million Menschen direkt bedrohen könnte [1]. Als vor über 3 Millionen Jahren die CO₂-Konzentration der Atmosphäre das letzte Mal ähnliche Werte wie heute erreichte, lagen die Temperaturen 2-3°C über dem vorindustriellen Niveau und der Meeresspiegel 15-25 Meter höher als heute [3].

1.1.2 Zusammenhang zwischen Wirtschaftswachstum, Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen

Wie im vorigen Kapitel ausgeführt, erreicht die CO₂-Konzentration der Erdatmosphäre jährlich neue Höchststände, wobei der Trend der letzten Jahrzehnte einen immer steileren Anstieg zeigt. Betrachtet man die weltweiten jährlichen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2019, so zeigt sich, dass diese seit dem zweiten Weltkrieg stark ansteigen. Hierbei ist zu beachten, dass Abbildung 3 ausschließlich jene Emissionen zeigt, die auf die Nutzung fossiler Brenn- und Kraftstoffe zurückgehen [6]. Die Differenz von circa 5 Gt CO₂/a zu den vom IPCC angegebenen 40 Gt CO₂/a [4] ergibt sich aus einer veränderten Landnutzung, sprich dem Abholzen von Wäldern, dem Trockenlegen von Mooren etc.

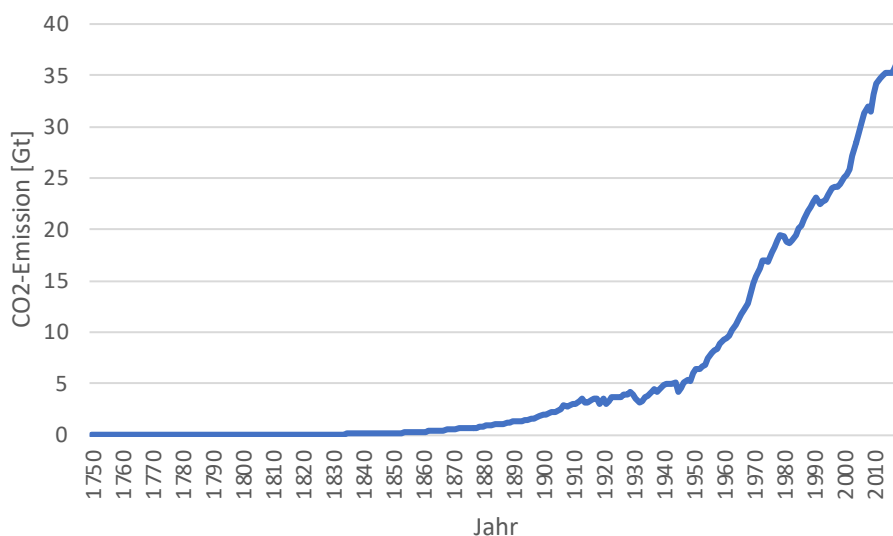


Abbildung 3. Jährliche weltweite CO₂-Emissionen seit Beginn der Industrialisierung [6]

Um den Klimawandel abzumildern und seine schlimmsten Folgen zu verhindern, wäre es notwendig - wie in Abschnitt 1.2 näher erläutert – den Anstieg der jährlichen Emissionen zu stoppen und anschließend möglichst schnell zu senken. Da wir als Menschheit weltweit unseren stetig steigenden Energiebedarf sowohl in der Vergangenheit als auch aktuell zum überwiegenden Anteil durch fossile Brenn- und Kraftstoffe decken, zeigt sich eine eindeutige Korrelation zwischen den weltweiten CO₂-Emissionen und dem weltweiten Primärenergiebedarf.



Abbildung 4. Weltweite CO₂-Emissionen [6] und weltweiter Primärenergieverbrauch [7]

Weltweit betrachtet hängt der - gewünschte und angestrebte - Wohlstand einer Gesellschaft stark mit dem Primärenergieverbrauch und somit bisher auch stark mit den CO₂-Emissionen zusammen. Ein starkes Wirtschaftswachstum führte zu einem starken Anstieg des Energieverbrauchs und zu steigenden CO₂-Emissionen. Betrachtet man CO₂-Emissionen, Primärenergieverbrauch und Bruttoinlandsprodukt (GDP von englisch *Gross Domestic Product*), zeigen sich interessante Zusammenhänge für alte Industrienationen, aufstrebende Schwellenländer und Entwicklungsländer. Beispielhaft für jene 3 Kategorien sollen die zeitlichen Verläufe jener Parameter für Deutschland, China und Bangladesch dargestellt werden. Um eine Vergleichbarkeit zu garantieren, werden die Parameter jeweils pro Kopf wiedergegeben und in den Abbildungen jeweils dieselbe Skalierung verwendet.

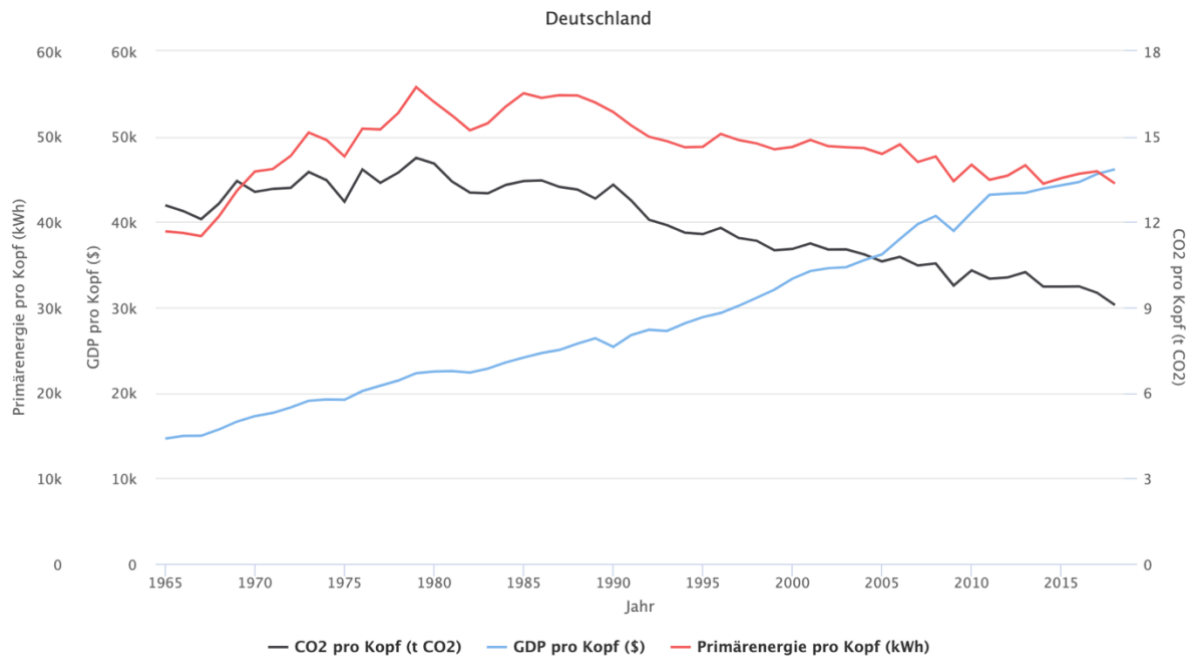


Abbildung 5. CO₂-Emission, GDP und Primärenergieverbrauch pro Kopf - Deutschland [8, 9]

Im Falle Deutschlands zeigt sich bis ca. ins Jahr 1980 der oben beschriebene Zusammenhang aus Wirtschaftswachstum, steigendem Primärenergieverbrauch und steigenden CO₂-Emissionen. Anschließend ist es gelungen bei weiterhin stattfindendem Wirtschaftswachstum den Primärenergiebedarf zu senken und anschließend zu stabilisieren, sowie die CO₂-Emissionen konstant zu senken. Hierbei ist anzumerken, dass sich diese weltweit betrachtet weiterhin auf einem sehr hohen Niveau bewegen. Gelungen ist dies durch zwei unterschiedliche Maßnahmen, die sich bei genauerer Betrachtung des Primärenergieverbrauchs gut identifizieren lassen.

Abbildung 6 zeigt den deutschen Primärenergieverbrauch pro Kopf aufgeteilt nach CO₂-Emissionen verursachenden fossilen Energieträgern, sowie den CO₂-neutralen Energieträgern der Atomkraft und der erneuerbaren Energien. Zunächst konnte durch Energieeffizienzmaßnahmen der Primärenergieverbrauch gesenkt werden. Anschließend konnte der starke Ausbau erneuerbarer Energieträger ab circa 2000 [10] den Verbrauch an fossilen Energieträgern und somit auch die CO₂-Emissionen weiter senken, obwohl der Primärenergieverbrauch nur noch leicht gesunken ist.

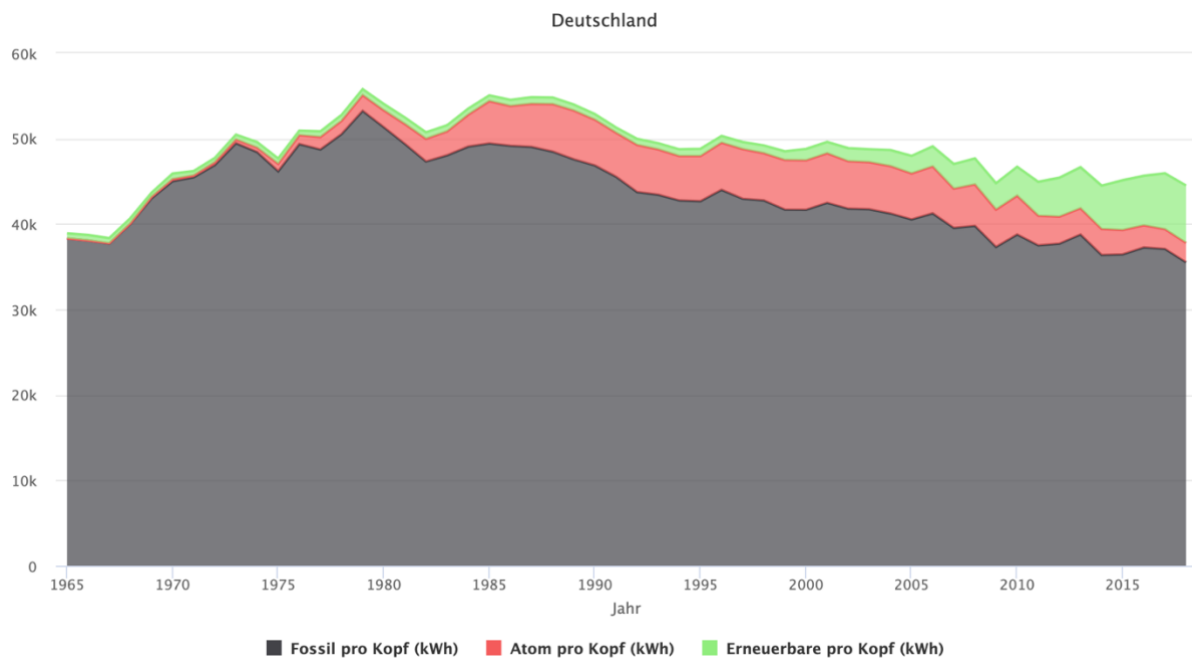


Abbildung 6. Primärenergieverbrauch in Deutschland [9]

Für die aufstrebende Wirtschaftsmacht China verlaufen die Graphen für den Primärenergieverbrauch und die CO₂-Emissionen bis ins Jahr 2010 nahezu deckungsgleich. Gerade das enorme Wirtschaftswachstum in den Jahren ab 2000 sorgte für einen starken Anstieg des Primärenergiebedarfs, welcher – wie in Abbildung 8 ersichtlich – nahezu ausschließlich durch fossile Energieträger gedeckt wurde. Ungefähr ab dem Jahr 2010 begann in China ein massiver Ausbau erneuerbarer Energien, in dessen Folge die CO₂-Emissionen pro Kopf annähernd stabil gehalten werden konnten.

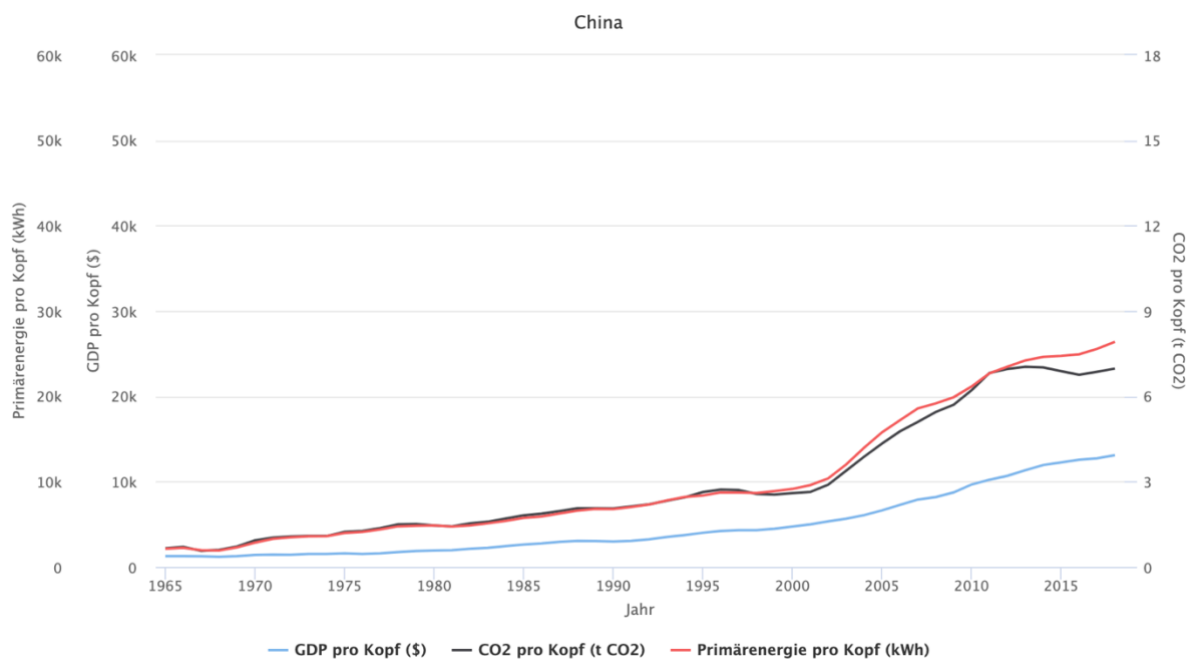


Abbildung 7. CO₂-Emission, GDP und Primärenergieverbrauch pro Kopf - China [8, 9]

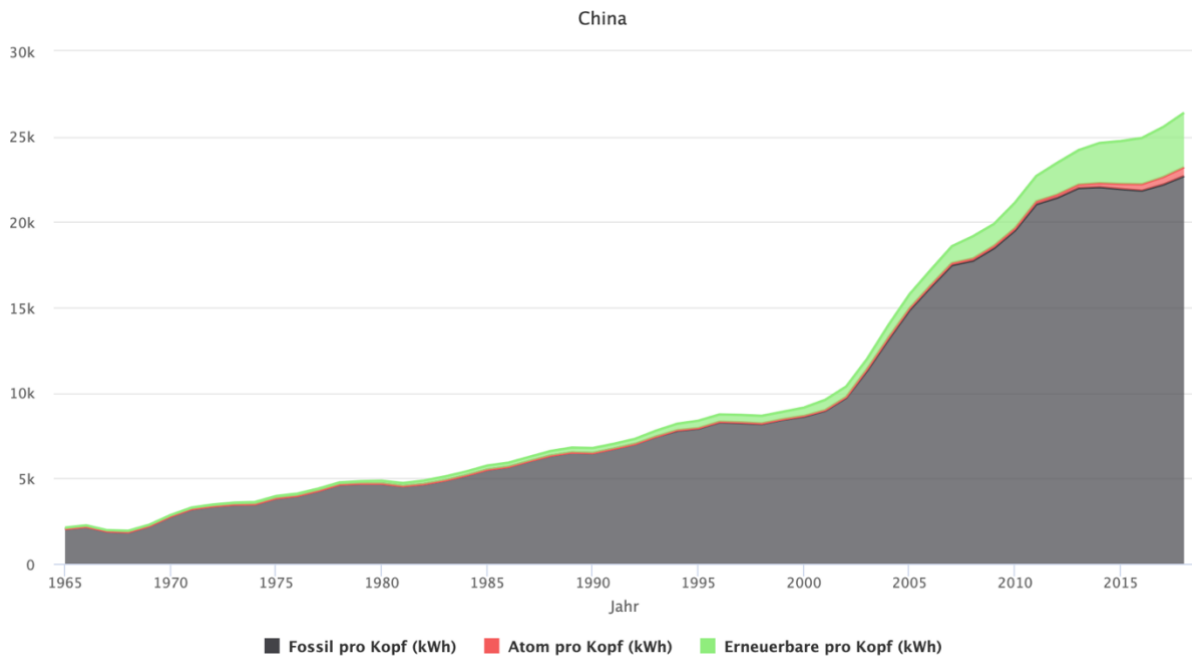


Abbildung 8. Primärenergieverbrauch in China [9]

In Bangladesch zeigt sich die typische Situation eines Entwicklungslandes, in dem sich Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen pro Kopf auf sehr niedrigem Level im Vergleich zu Industrie- und Schwellenländern bewegen. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass sich im Betrachtungszeitraum die Bevölkerung Bangladeschs verdreifacht hat [11] und die CO₂-Emissionen des Landes dem enormen Bevölkerungswachstum entsprechend gestiegen sind.

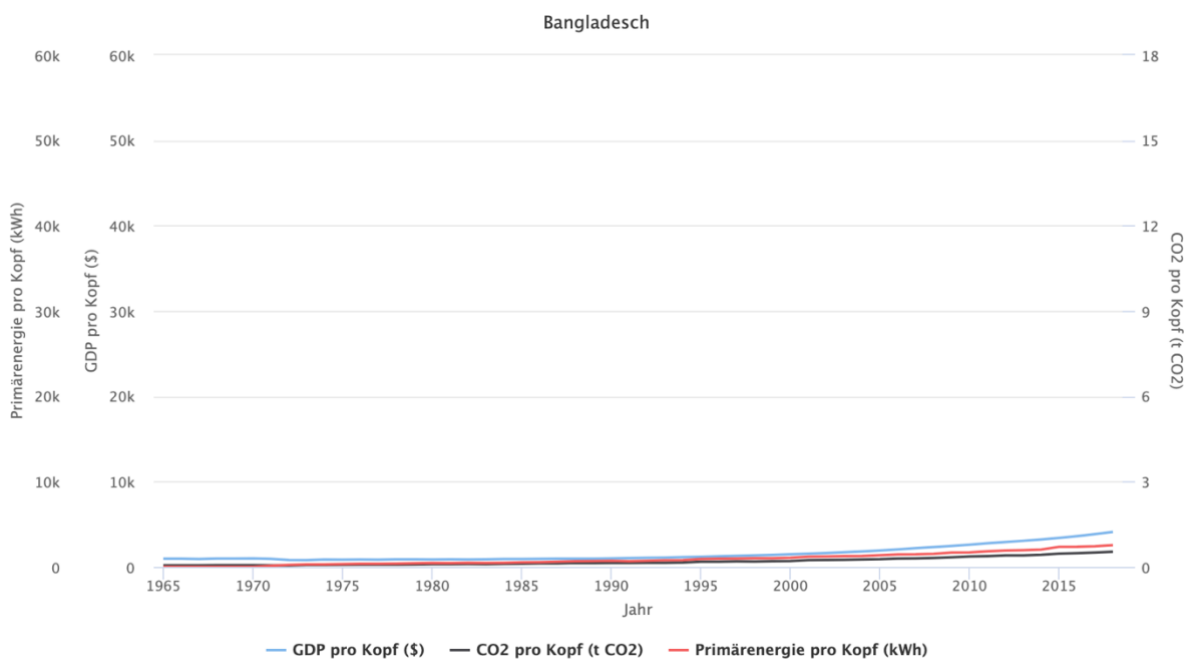


Abbildung 9. CO₂-Emission, GDP und Primärenergieverbrauch pro Kopf - Bangladesch [8, 9]

Hier zeigt sich die zukünftige Herausforderung den Bewohnern von Entwicklungsländern ähnliche Lebensverhältnisse wie in Industrienationen zu ermöglichen, ohne dass es dabei zu einem starken Anstieg der CO₂-Emissionen kommt.

Weltweit betrachtet zeigt sich, dass Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen in jenen Weltgegenden stark steigen, die stark wachsende aufstrebende Schwellenländer und/oder stark wachsende Bevölkerungen aufweisen. Zu beachten ist hierbei, dass gerade die CO₂-Emissionen Afrikas weiterhin sehr niedrig sind: Bei einem Anteil an der Weltbevölkerung von knapp 17% [12] betrug der Anteil an den weltweiten CO₂-Emissionen 2020 nur 3,9% [13]. Zwei Drittel jener Emissionen wurde hierbei wiederum von den wohlhabenderen Nationen Südafrika, Ägypten, Algerien und Marokko verursacht [13].

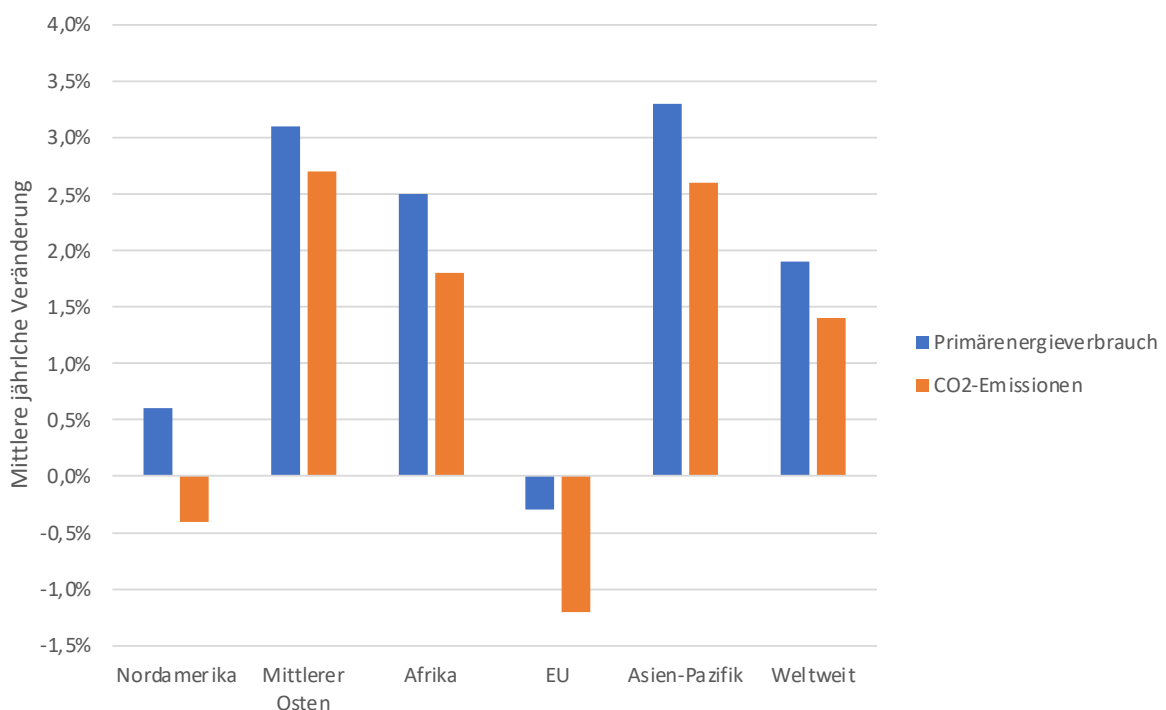


Abbildung 10. Mittlere jährliche Veränderung des Primärenergieverbrauchs und der CO₂-Emissionen in ausgewählten Weltregionen von 2009-2019 [13]

Zu erwähnen ist, dass im Jahr 2020 in Folge der durch die Corona Pandemie ausgelösten Wirtschaftskrise sowohl Primärenergieverbrauch als auch CO₂-Emissionen weltweit stark zurückgegangen sind. Der Primärenergieverbrauch sank je nach Quelle um 4% [14] bzw. 4,5% [13], die CO₂-Emissionen noch stärker um 5,8% [14] bzw. 6,3% [13]. Die stärksten Rückgänge wurden jeweils in den alten Industrieländern Nordamerikas (Primärenergieverbrauch -8,0% und CO₂-Emissionen -12,1%) und der Europäischen Union (Primärenergieverbrauch -8,5% und CO₂-Emissionen -13,4%) verzeichnet [13]. Für das laufende Jahr 2021 wird jedoch bereits wieder eine Steigerung des weltweiten Primärenergiebedarfs um 4,6% und der CO₂-Emissionen um 4,8% gegenüber 2020 erwartet [14].

1.2 Der Weg aus der Klimakrise

Bereits in seinem ersten Bericht 1990 hat der IPCC eindeutig festgestellt, dass durch menschliche Aktivitäten die Treibhausgaskonzentrationen der Atmosphäre steigen und somit zu einer globalen Erwärmung führen. Man prognostizierte damals einen Temperaturanstieg um 3°C bis 2100 gegenüber dem damaligen Temperaturniveau, sollten sich die Treibhausgasemissionen wie gehabt weiterentwickeln [15]. Obwohl die Auswirkungen unserer Handlungen somit bereits vor 30 Jahren bekannt waren, sind die weltweiten CO₂-Emissionen sogar stärker gestiegen als damals in einem *business-as-usual* Szenario prognostiziert. Welche Ziele setzt sich die Weltgemeinschaft also heute, um den Klimawandel einzudämmen und welche Schritte sind nötig, um eine klimaneutrale Gesellschaft zu erreichen?

1.2.1 Das Ziel der klimaneutralen Gesellschaft

Unter dem Eindruck immer stärkerer Folgen des Klimawandels hat sich die Weltgemeinschaft 2015 auf der Klimakonferenz in Paris dazu verpflichtet den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur wenn möglich auf 1,5°C, auf jeden Fall aber deutlich unter 2°C zu begrenzen. Hierdurch sollen die Risiken und Auswirkungen des Klimawandels signifikant reduziert werden [16].

Im Rahmen des Pariser Klimaabkommens sowie als Folge der Proteste der *Fridays-for-Future* Bewegung in den darauffolgenden Jahren, hat sich die Europäische Union verpflichtet bis spätestens 2050 klimaneutral zu sein. Deutschland strebt das Erreichen der Klimaneutralität bereits für 2045 an, will zu diesem Zeitpunkt also nur noch so viele Treibhausgase emittieren, wie an anderer Stelle wieder gebunden und gespeichert werden können. Die Nettoemissionen an Treibhausgasen sollen auf null fallen. Auch die kurzfristigen Einsparziele wurden nachgeschärft: Bis 2030 sollen die EU-weiten Emissionen um 55% statt wie ursprünglich geplant um 40% gegenüber 1990 sinken. Das deutsche Ziel wurde von 55% auf 65% Einsparungen erhöht [17].

Noch ist es möglich die Pariser Klimaziele zu erreichen. Ein Blick in die aktuellsten vom IPCC berechneten Szenarien (siehe Abbildung 11) zeigt jedoch, vor welcher großen Aufgabe die Menschheit hier steht: SSP1-1.9 kennzeichnet ein Szenario, in dem der Temperaturanstieg bis 2100 auf 1,5°C begrenzt werden könnte, SSP1-2.6 ein Szenario mit dem der Temperaturanstieg voraussichtlich unter 2°C bleiben würde. In beiden Szenarien müssten die jährlichen CO₂-Emissionen ab sofort stagnieren und gegen den aktuellen Trend ab Mitte dieses Jahrzehnts stark (SSP1-2.6) oder sehr stark (SSP1-1.9) sinken. Globale Klimaneutralität müsste entweder bereits Mitte der 2050er-Jahre oder aber spätestens bis zur zweiten Hälfte der 2070er-Jahre erreicht werden. Anschließend müssten sogar substantielle Mengen an CO₂ der Atmosphäre entzogen werden. Ein Szenario (SSP2-4.5) in dem es gelingen würde die CO₂-

Emissionen auf heutigem Niveau zu stabilisieren und in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts zu senken, würde bereits zu einem Temperaturanstieg von 2,1-3,5°C führen [4].

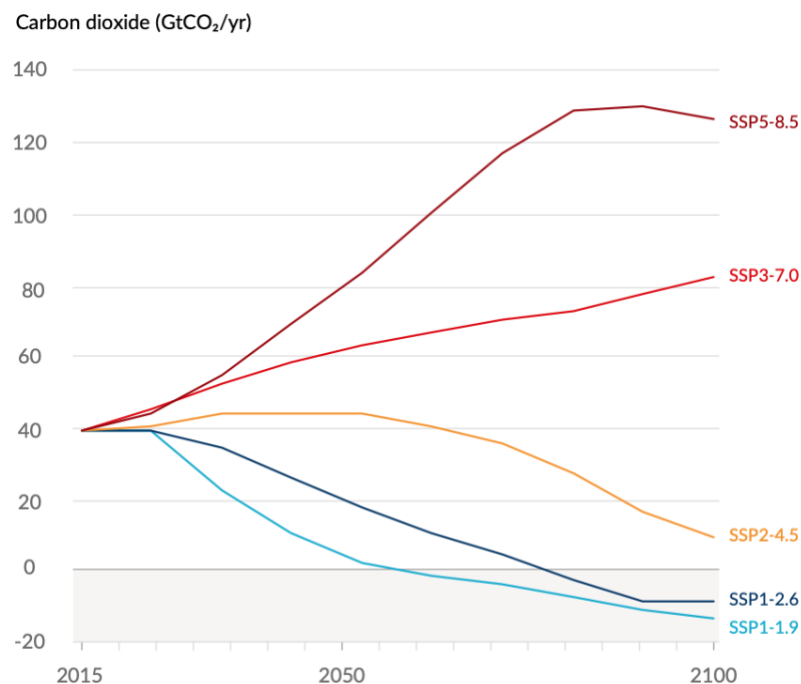


Abbildung 11. Unterschiedliche Szenarien des IPCC zum zukünftigen CO₂-Ausstoß [4]

Somit zeigt sich, dass nur eine klimaneutrale Gesellschaft den Klimawandel entscheidend begrenzen kann und somit national wie global so bald wie möglich anzustreben ist. Welche Schritte dabei nötig und welche Herausforderungen dabei zu bewältigen sind, soll in den nächsten Abschnitten aufgezeigt werden.

1.2.2 Ausbau der erneuerbaren und klimaneutralen Energien

Soll eine Gesellschaft klimaneutral werden, so muss der gesamte Primärenergieverbrauch auf erneuerbare bzw. klimaneutrale Energieträger umgestellt werden. Verbleibt ein gewisser Anteil an fossilen Energieträgern, müssen die dabei freigesetzten CO₂-Emissionen durch *Carbon Capture and Storage* (CCS) oder *Carbon Capture and Utilization* (CCU) wieder der Atmosphäre entzogen werden. Zu den erneuerbaren Energieträgern zählen Wasserkraft, Sonnen- und Windenergie, Biomasse und Erdwärme. Der Begriff der klimaneutralen Energieträger ergibt sich aus der Erweiterung der erneuerbaren Energien um die nicht regenerative, aber CO₂-neutrale Kernenergie.

Im Jahr 2020 wurde der Primärenergiebedarf weltweit nur zu 12,6% durch erneuerbare Energieträger gedeckt. Unter der Berücksichtigung der Kernenergie kommen klimaneutrale Energieträger auf einen Anteil von 16,9%. In Deutschland betrug der Anteil der erneuerbaren Energieträger 19,7% und der Anteil der klimaneutralen Energieträger 24,4%. Somit wurden

weltweit über 83% des Primärenergiebedarfs durch die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle gedeckt [13].

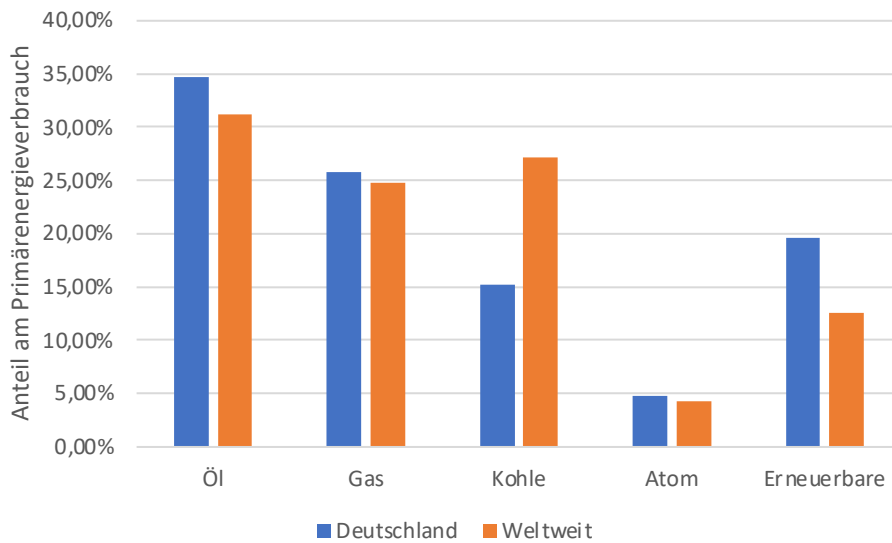


Abbildung 12. Primärenergieverbrauch weltweit und in Deutschland 2020 nach Energieträger [13]

Ein Rückblick über die letzte Dekade zeigt, dass sowohl weltweit gesehen als auch in Deutschland der Anteil an erneuerbaren und klimaneutralen Energieträgern steigt. Weltweit stieg der Anteil klimaneutraler Energieträger am Primärenergiebedarf von 13,4% 2010 auf 16,9% 2020 [13]. Eine Ausbaugeschwindigkeit, die jedoch zu langsam wäre, um rechtzeitig in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts eine globale, klimaneutrale Gesellschaft zu erreichen. In Deutschland ist es gelungen den Anteil der erneuerbaren Energieträger von 8,0% 2010 auf 19,7% mehr als zu verdoppeln [13]. Der parallel stattfindende Ausstieg aus der klimaneutralen Kernenergie verhinderte jedoch eine noch stärkere Substitution fossiler Energieträger.

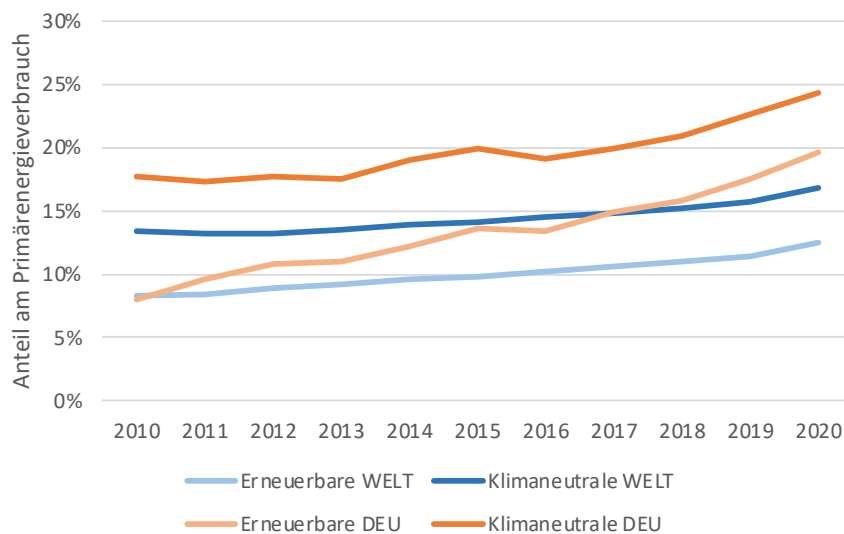


Abbildung 13. Ausbau klimaneutraler Energieträger weltweit und in Deutschland 2010-2020 [13]

Welche Herausforderungen ein ausreichender Ausbau der erneuerbaren Energieträger mit sich bringt, lässt sich gut am Beispiel Deutschlands erkennen: Bereits um eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 85-90% zu erreichen, müsste sich die in Deutschland installierte Kraftwerksleistung von circa 200 GW im Jahr 2016 [18] auf circa 700 GW erhöhen [18, 19]. Diese 700 GW würden sich zu ungefähr 100 GW aus Reservekraftwerken und zu ungefähr 600 GW aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zusammensetzen [18, 19]. Im Jahr 2020 waren in Deutschland 62,2 GW an Windkraft und 53,8 GW an Photovoltaik installiert [13]. Somit ergibt sich ein enormer weiterer Ausbaubedarf von fast 500 GW, welcher sich bei einer Zielsetzung von -100% Treibhausgasemissionen noch weiter erhöht.

Betrachtet man jedoch gerade die Entwicklungen in den Bereichen Windenergie und Photovoltaik, zeigen sich auch sehr positive Entwicklungen: Der weltweite Primärenergieverbrauch an Energie aus Wind, PV und Biokraftstoffen hat sich seit 2010 von 9,6 EJ auf 31,7 EJ mehr als verdreifacht [13]. Noch dynamischer entwickelten sich die weltweit installierten Leistungen an Windenergie und Photovoltaik auf jeweils gut 700 GW [13]. Starker Treiber dieser Entwicklung ist insbesondere China mit einer Steigerung der installierten PV-Leistung von 1 GW 2010 auf 254 GW 2020 [13].

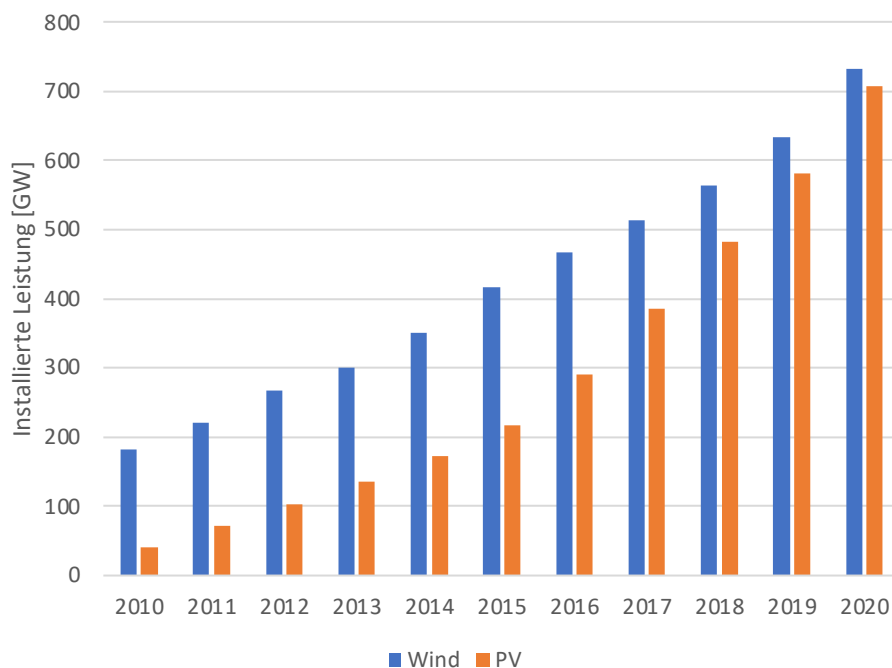


Abbildung 14. Weltweit installierte Wind- und PV-Leistung 2010-2020 [13]

Getrieben wird diese Entwicklung durch stark sinkende Preise für erneuerbare Energien. Betrachtet man die Entwicklung der *Levelised Costs of Electricity* (LCOE) – also den Quotienten aus der Summe aller Kosten über die gesamte Lebensspanne durch die Summe, der in diesem Zeitraum produzierten Energie – im Zeitraum von 2010 bis 2020 ergibt sich folgendes Bild:

Tabelle 1. Kostenentwicklung erneuerbarer Energien 2010-2020 [20]

	2020 – LCOE [\$/kWh]	2010 – LCOE [\$/kWh]	Veränderung
Solar PV	0,057	0,381	-85%
Wind Onshore	0,039	0,089	-56%
Wind Offshore	0,084	0,162	-48%
Wasserkraft	0,044	0,038	18%
Bioenergie	0,076	0,076	0%
Geothermie	0,049	0,071	45%

Die Bandbreite der LCOE für fossile Energieträger wird mit 0,055-0,148 \$/kWh angegeben, wobei die untere Grenze von modernen chinesischen Kohlekraftwerken gebildet wird [20]. Somit liegen die durchschnittlichen LCOE sämtlicher erneuerbarer Energieträger mindestens im unteren Bereich der fossilen Energieträger. Photovoltaik liegt bereits nahe am unteren Ende der fossilen Bandbreite, wobei bereits bis 2022 eine weitere Kostenreduktion in Richtung 0,04 \$/kWh [20] und damit in den Bereich von Wind Onshore und Wasserkraft erwartet wird, die bereits heute kostengünstiger als alle fossilen Alternativen sind. Ausdruck findet diese Entwicklung darin, dass seit 2010 weltweit 644 GW erneuerbare Energiebereitstellung installiert wurden, die im jeweiligen Installationsjahr billiger als die günstigste fossile Alternative waren. Allein 162 dieser 644 GW wurden dabei im Jahr 2020 installiert [20]. Somit zeigt sich, dass erneuerbare Energien bereits heute deutlich wirtschaftlicher sind als ihre fossilen Alternativen und daher auch bei neuen Projekten weltweit bevorzugt zum Einsatz kommen dürften.

Abschließend hervorzuheben ist noch, zu welcher niedrigen LCOE Elektrizität aus erneuerbaren Quellen bereits heute bereitgestellt werden kann. So wurden zuletzt auf der arabischen Halbinsel PV-Anlagen projektiert, deren LCOE im Bereich von 0,0104-0,0157 \$/kWh liegen sollen [20]. Vor dem Hintergrund, dass sich im Mittleren Osten im Jahr 2020 nur 0,9% der weltweit installierten PV-Leistung befanden [13], zeigt sich das enorme Ausbaupotential dieser Technologie in dieser und vergleichbaren Weltregionen.

1.2.3 Die Rolle von Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten in einer klimaneutralen Gesellschaft

Die Hauptaufgabe auf dem Weg in eine klimaneutrale Gesellschaft besteht also darin, den Primärenergiebedarf von vorwiegend fossilen auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Da das Potential an Biomasse begrenzt ist, und eine Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion

im großen Stil vermieden werden soll, kommt hierfür in erster Linie Strom aus erneuerbaren Quellen als Primärenergieträger ins Spiel. In den Sektoren Mobilität, Wärme und Industrie dominieren heute direkt genutzte fossile Brenn- und Kraftstoffe. Die Elektrifizierung dieser Sektoren ist oft nur gering. Dort wo es technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist, gilt es diese Sektoren zu elektrifizieren [21]. Als Beispiele hierfür wären unter anderem der Einsatz von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen in der Mobilität oder von Wärmepumpen in der Gebäudewärme anzuführen. Andererseits gibt es auch Sektoren und Anwendungen, in denen sich fossile Grund- und Brennstoffe nicht oder nur schwer durch Strom substituieren lassen. Hierbei zu nennen wären der straßengebundene Schwerlastverkehr, die Schiff- und Luftfahrt, die chemische sowie die Eisen- und Stahlindustrie und die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme [21, 22]. Allein die Bereiche Fracht, chemische Industrie und Eisen- und Stahlindustrie sind weltweit für 19% der Treibhausgasemissionen verantwortlich [22].

In jenen Bereichen, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht oder nur schwer möglich ist, kommen klimaneutral erzeugter Wasserstoff, sowie daraus erzeugte Syntheseprodukte wie Methan und Methanol ins Spiel. Unter klimaneutral erzeugtem Wasserstoff wird im Rahmen dieser Arbeit Wasserstoff aus folgenden Erzeugungswegen verstanden: Wasserstoff aus Wasserelektrolyse unter Verwendung von Strom aus regenerativen Quellen und der ebenfalls klimaneutralen Kernenergie, aus Biomasse gewonnener Wasserstoff sowie aus fossilen Brennstoffen produzierter Wasserstoff unter Abscheidung und Speicherung (CCS) oder Nutzung (CCU) von Kohlenstoff oder CO₂. Ob sogenannter „blauer“ Wasserstoff aus fossilen Quellen mit CCS/CCU tatsächlich klimaneutral ist, wird später noch erörtert. Je nach Anwendungsbereich liegt hierbei eine Nutzung als Grundstoff, als Endenergieträger oder als Energiespeicher vor [18, 23].

Als Grundstoff findet Wasserstoff – heutzutage noch fast ausschließlich aus fossilen Quellen erzeugt - Einsatz in Raffinerien und zur Ammoniaksynthese [21, 24]. Der Einsatz von Wasserstoff zur Direktreduktion von Eisenerz zu Roheisen gilt als der vielversprechendste Weg um die Eisen- und Stahlindustrie zu dekarbonisieren [23].

Vielfältig sind die Möglichkeiten Wasserstoff sowie seine Syntheseprodukte als Endenergieträger einzusetzen. Diese erstrecken sich über sämtliche Bereiche in denen heutzutage fossile Endenergieträger Verwendung finden. Manche Anwendungsbereiche wie Schiff- und Luftfahrt dürfen dabei als alternativlos gelten [21]. In anderen Bereichen bestehen zwar direktelektrische Alternativen, deren zukünftige Verbreitung ist allerdings mitunter schwer abzuschätzen. So können beispielsweise Wärmepumpen den Primärenergieträger Strom zwar um ein Vielfaches effizienter – circa Faktor 5 [10] - in Wärme umwandeln als klimaneutral erzeugtes Methan. Andererseits werden heute in Deutschland 47% der Einfamilienhäuser und 42% der Mehrfamilienhäuser über Erdgas mit Wärme versorgt [25]. Bei ausbleibendem großflächigem Einbau von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden, könnte somit klimaneutrales Methan aufgrund bereits vorhandener Infrastruktur durchaus eine wichtige Rolle spielen.

Essenziell wird die Rolle von Wasserstoff und daraus erzeugtem Methan als Energiespeicher sein. Die Volatilität der Stromerzeugung ist die grundlegende Problematik einer vor allem auf den erneuerbaren Energieträgern Wind und Sonne basierenden Energieversorgung [22]. Daher werden umfassende Speichersysteme nötig, um die wechselnden Verläufe von Leistungseinspeisung und Stromnachfrage miteinander in Einklang zu bringen. Von den in Deutschland verfügbaren Speichertechnologien können dabei nur Wasserstoff und Methan die nötigen Kapazitäten im TWh-Bereich bereitstellen [26].

Somit lässt sich festhalten, dass Wasserstoff - und seinen Syntheseprodukten - eine zentrale Rolle zur Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende zukommt, wie es die deutsche Bundesregierung in ihrer „Nationalen Wasserstoffstrategie“ formuliert [23]. In jenen Anwendungsbereichen, in denen die direkte Stromnutzung technisch oder wirtschaftlich nicht möglich oder sinnvoll ist, ist Wasserstoff der Grundbaustein aller möglichen Endenergieträger. Die klimaneutrale Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse ist das entscheidende Bindeglied zwischen der stofflichen und der elektrischen Welt und ermöglicht somit jene Sektorenkopplung, die zum Erreichen einer klimaneutralen Gesellschaft unerlässlich ist [25].

Die Prognose des zukünftigen Wasserstoffbedarfs ist jedoch großen Unsicherheiten unterworfen. Daher soll ein Hauptaugenmerk dieser Arbeit auf einer möglichst fundierten und realistischen Abschätzung des zukünftigen Bedarfs an Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten in den unterschiedlichen Sektoren und Anwendungen liegen.

2 Wasserstoff heute

Bevor jedoch der Blick in die Zukunft geht, soll zunächst der heutige Umfang der Wasserstoffwirtschaft eruiert werden. Hierbei wird sowohl auf Umfang und Art der heutigen Wasserstofferzeugung als auch der heutigen Wasserstoffverwendung eingegangen.

In den folgenden Kapiteln werden Informationen zur heutigen und künftigen Wasserstofferzeugung und -verwendung aus einer Vielzahl an Quellen genutzt. Hierbei werden die Mengen an Wasserstoff zum Teil volumetrisch in Nm^3 oder gravimetrisch in kg, meist jedoch als Energiemenge in Bezug auf den unteren Heizwert H_u in kWh angegeben. Um für eine Vergleichbarkeit zu sorgen, wird in dieser Arbeit die Menge an Wasserstoff stets in kWh bezogen auf H_u angegeben. Hierbei werden folgende Faktoren zur Umrechnung verwendet:

Volumen \rightarrow Energie: $3,00 \text{ kWh/Nm}^3$ [27]

Masse \rightarrow Energie: $33,33 \text{ kWh/kg}$ [27]

Nicht völlig auszuschließen ist, dass in manchen Quellen eine Angabe der Energie bezogen auf den oberen Heizwert H_o von Wasserstoff ohne entsprechende Kenntlichmachung erfolgt. Das Verhältnis H_u/H_o beträgt $0,846$ [27].

In der „Roadmap Chemie 2050“ [28] wird der Wasserstoffbedarf als Strombedarf für die Elektrolyse ausgedrückt, wobei $51,6 \text{ MWh}$ Strom für 1 t H_2 angegeben wird. Insofern erfolgt die Umrechnung für diese Quelle mit $33,33/51,6 = 0,646$.

2.1 Wasserstofferzeugung

Die weltweite Wasserstofferzeugung ist in den letzten Jahrzehnten stark gestiegen. Wurden 1975 noch ungefähr 600 TWh reiner Wasserstoff produziert [29], erhöhte sich diese Menge bis ins Jahr 2000 auf knapp 1800 TWh [29, 30]. Die heutige Produktion an reinem Wasserstoff liegt je nach Quelle im Bereich von ungefähr $2200\text{-}2660 \text{ TWh/a}$ [22, 29, 31]. Hinzu kommen weitere $1300\text{-}1500 \text{ TWh/a}$ an Wasserstoff, der in verschiedenen Mischungen mit anderen Gasen enthalten ist [29, 31]. Somit ergibt sich eine weltweite Gesamtproduktionsmenge von ungefähr 4000 TWh/a .

Die Informationen zur Wasserstoffproduktion in Deutschland scheinen zunächst uneinheitlich zu sein und reichen von $12,5 \text{ TWh}$ [18] bis knapp 60 TWh [22, 24]. Das Bundeswirtschaftsministerium gibt den Wasserstoffverbrauch in Deutschland mit rund 55 TWh an [23]. Vor dem Hintergrund, dass der Wasserstoffbedarf in der chemischen Industrie mit 37 TWh angegeben wird [17], dürften sich jene $12,5 \text{ TWh}$ wohl auf die Produktion von Wasserstoff außerhalb der chemischen Industrie beziehen. Da aber in der chemischen Industrie die Produktion direkt vor Ort erfolgt [30], erscheint es angemessen die aktuelle deutsche Wasserstoffproduktion mit

55-60 TWh/a anzugeben. Dies entspricht somit ungefähr 1,5% der weltweiten Wasserstoffproduktion.

Weltweit wird Wasserstoff heute fast ausschließlich über Dampfreformierung aus Erdgas und Erdöl oder die Vergasung von Kohle gewonnen. Über diese fossilen Verfahren werden mehr als 95% des weltweiten Bedarfs an Wasserstoff gedeckt [18, 22, 31]. Die restlichen 4-5% stammen aus der Elektrolyse von Wasser und sind hierbei meist ein Nebenprodukt der Chlorherstellung mittels Chlor-Alkali-Elektrolyse [31]. In Deutschland beträgt der Anteil des durch Chlor-Alkali-Elektrolyse produzierten Wasserstoffs etwa 7% [23].

Bezüglich der Nutzung von Wasserstoff aus fossilen Quellen ist zu beachten, dass dieser klimafreundlicher sein kann als durch Wasserelektrolyse gewonnener Wasserstoff. Abhängig ist dies vom Anteil fossiler Energieträger an der Strombereitstellung. Bei einem angenommenen Wirkungsgrad der Elektrolyse von 74% [10] lassen sich mit dem Einsatz von 1 kWh Strom 0,74 kWh H₂ produzieren. Wird dieselbe Menge an H₂ mittels Dampfreformierung (Wirkungsgrad 85,2% [10]) erzeugt, ist der Einsatz von 0,87 kWh Erdgas erforderlich, der zu Treibhausgasemissionen von ungefähr 180 gCO₂-Äquivalent führen würde [10]. Dementsprechend müsste die Emissionsbelastung des Bezugsstroms für die Elektrolyse unter 180 gCO₂Äq/kWh liegen, um zu einer Minderung der Treibhausgasemissionen zu führen. Zuletzt lag die Emissionsbelastung des deutschen Strommix bei etwas unter 500 gCO₂Äq/kWh [10].

2.2 Wasserstoffverwendung

Heutzutage findet der weltweit produzierte Wasserstoff fast ausschließlich Anwendung in der Industrie. Trotzdem sollen auch bereits existierende Anwendungen in den Sektoren Mobilität, Wärme und Energie vorgestellt werden.

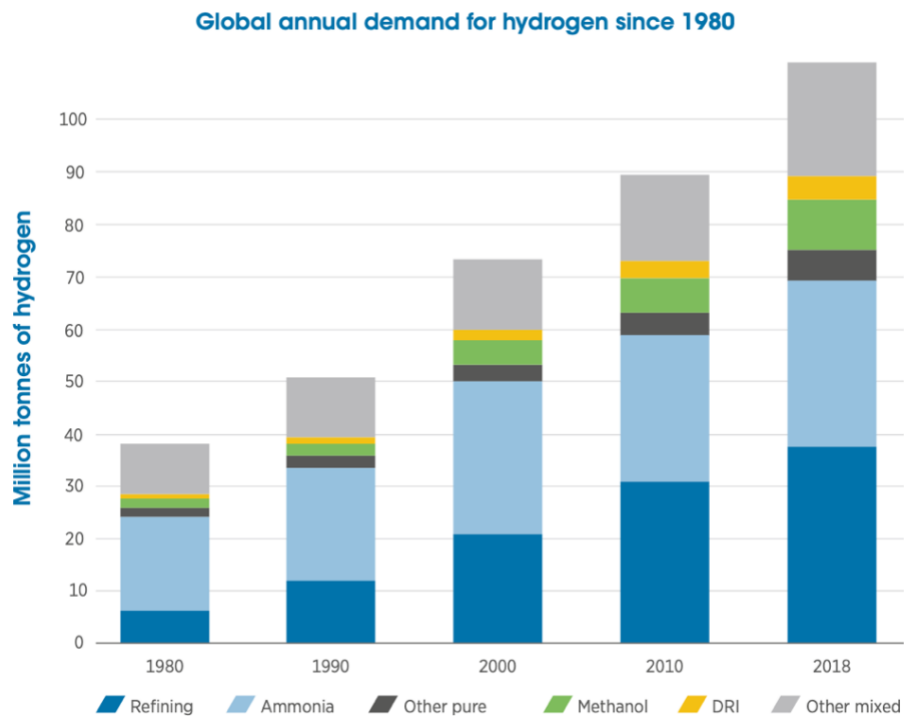


Abbildung 15. Globaler Wasserstoffverbrauch seit 1980 [29, 31]

2.2.1 Industrie

Die Verwendung von Wasserstoff in der Industrie, insbesondere in Raffinerien und in der chemischen Industrie, ist lange etabliert. 40% des weltweiten Wasserstoffbedarfs entfällt als Grundstoff auf die chemische Industrie, wobei gut 1000 TWh/a auf die Ammoniak- und 400 TWh/a auf die Methanolproduktion entfallen. Die verbleibenden gut 65 TWh/a teilen sich auf sonstige Prozesse, wie die Produktion von Wasserstoffperoxid und Cyclohexan, auf [29]. Der hierfür benötigte Wasserstoff wird zu 65% aus Erdgas und zu 30% aus Kohle gewonnen, wobei die Kohlevergasung nahezu ausschließlich in China angewandt wird [29]. In Deutschland liegt der Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie bei 36,6 TWh/a, wobei 15,3 TWh/a auf die Ammoniak- und 6,7 TWh/a auf die Methanolproduktion entfallen [32].

Der zweitgrößte Abnehmer für Wasserstoff mit 33% des weltweiten Wasserstoffbedarfs sind Raffinerien [29]. Der hier eingesetzte Wasserstoff wird zu ca. drei Viertel vor Ort produziert, wobei 40% durch Dampfreformierung von Erdgas und 33% als Nebenprodukt aus anderen Prozessen bereitgestellt werden [29]. Kohlevergasung spielt in China eine Rolle, fällt aber global betrachtet kaum ins Gewicht. Die verbleibenden circa 25% werden über den Markt bezogen. Wasserstoff findet in Raffinerien hauptsächlich in zwei Prozessen Anwendung: In der Hydrodesulfurierung und dem Hydrocracken. Bei der Hydrodesulfurierung (engl. *Hydrotreatment*) wird Wasserstoff zur Entschwefelung von Mineralölprodukten mittels Hydrierung verwendet. Strengere Grenzwerte für den Schwefelgehalt von Raffinerieprodukten sorgten hier in den letzten Jahren und Jahrzehnten für einen steigenden Wasserstoffbedarf. Beim Hydrocracken werden schwere minderwertige Restöle in höherwertige Öle umgewandelt [25, 29].

Der viertgrößte Einzelverbraucher von Wasserstoff nach den Raffinerien, der Ammoniak- und der Methanolproduktion ist die Metallurgie und hier das Direktreduktionsverfahren von Eisenerz mit ungefähr 130 TWh/a [29]. Für das Direktreduktionsverfahren wird Wasserstoff aus Erdgas (75%) und Kohle (25%) gewonnen und in einer Mischung mit Kohlenmonoxid zur Reduktion von Eisenoxid eingesetzt. Die Direktreduktion macht nur 7% der weltweiten Primärstahlproduktion aus, während der klassische Hochofenprozess über 90% Anteil ausmacht [29]. Es gibt unter anderem in Europa bereits erste Projekte zur Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff, beispielsweise bei der voestalpine in Linz [33] oder bei thyssenkrupp in Duisburg [34].

Geringere Mengen an Wasserstoff finden darüber hinaus Anwendung in der Halbleiterindustrie, der Pharmazie, der Fetthärtung und in der Schmuckindustrie [30].

2.2.2 Mobilität

Der Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität steckt noch in den Kinderschuhen. Da in diesem Sektor jedoch großes Potential gesehen wird (siehe Kapitel 3), ist eine genauere Betrachtung des aktuellen Stands der Wasserstofftechnologie und deren Verbreitung durchaus von Interesse.

Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV von engl. Fuel Cell Electric Vehicle) sind seit dem Jahr 2014 kommerziell erhältlich, wobei die asiatischen Hersteller Toyota, Honda und Hyundai führend sind [29, 35]. Bestand die weltweite FCEV-PKW-Flotte 2018 noch aus 11.200 Fahrzeugen [29], erhöhte sich dieser Wert bis 2020 auf bereits gut 25.000 Fahrzeuge [35]. Von diesen waren je ungefähr 10.000 in Südkorea und den USA registriert [35]. Gegenüber der Anzahl an batterieelektrischen PKW (5 Millionen 2018 [29] und über 10 Millionen 2020 [35]), sowie der Gesamtzahl von circa einer Milliarde PKW weltweit [29], spielen diese praktisch noch keine Rolle. Limitierende Faktoren sind hierbei hohe Preise, sowie die geringe Anzahl an Wasserstofftankstellen. Deren weltweite Anzahl betrug 2020 gerade einmal 540 [35].

Im Bereich von LKWs und Bussen kommt China eine Vorreiterrolle mit zu. Hier erhöhte sich die Anzahl der eingesetzten Fahrzeuge von je circa 400 2018 [29] auf 5000 Busse und 3000 LKW 2020 [35]. Somit waren 94% aller Wasserstoffbusse und 99% aller Wasserstoff-LKW in China im Einsatz [35].

Aufgrund des weltweit hohen Anteils an nicht elektrifizierten Bahnstrecken, wird im Schienenverkehr Potential für Wasserstofftechnologien gesehen. Die ersten beiden Zuggarnituren des Herstellers Alstom die auf einem Brennstoffzellenantrieb beruhen, waren seit 2018 erfolgreich in Niedersachsen im Einsatz [22]. Alstom hat nach eigenen Angaben Aufträge für knapp 60 Garnituren des Typs „Coradia iLint“, davon allein 41 aus Deutschland [36]. Bereits ab 2022 sollen 27 Garnituren auf nicht elektrifizierten Regionalbahnstrecken im

Taunus im Einsatz sein und im Frankfurter Industriepark Höchst mit Wasserstoff betankt werden, wo dieser als Abfallprodukt anfällt [37].

Der Einsatz von Brennstoffzellen in der Schiff- und Luftfahrt beschränkt sich auf kleinere Systeme zur Strom- und Wärmeversorgung [38]. Als interessante Nischenanwendung darf der Einsatz von Wasserstoff für Gabelstapler gelten. Hier können Brennstoffzellensysteme bereits als wirtschaftliche Alternative zu batterieelektrischen Systemen gelten. Bereits 2018 waren geschätzt 25.000 Gabelstapler mit Brennstoffzellenantrieb im Einsatz [29].

2.2.3 Wärme und Energie

Die Nutzung von reinem Wasserstoff zur Bereitstellung von Wärme und Elektrizität ist bisher kaum existent. Zwar sind reine Wasserstoff-Gasturbinen in der Anlagenklasse unter 100 MW durchaus bereits erhältlich, deren Einsatz ist jedoch auf Spezialfälle beschränkt [25]. Erwähnenswert ist, dass sich die europäischen Turbinenhersteller verpflichtet haben, eine Verträglichkeit sämtlicher Gasturbinen von 20% Wasserstoffbeimischung bis 2020 zu ermöglichen [25].

Die Nutzung stationärer Brennstoffzellen für die Kraft-Wärme-Kopplung steigt in den letzten Jahren stark an. Zwar werden diese Systeme in den meisten Fällen noch mit Erdgas betrieben, eine Umstellung auf reinen Wasserstoff wäre allerdings bei entsprechender Infrastruktur unproblematisch. Gleichzeitig ist der fortschreitende Markthochlauf wichtig für die Etablierung und Kostenreduktion dieser Technologien. Bis Ende 2017 betrug die installierte Gesamtkapazität großer stationärer Brennstoffzellensysteme (Kapazität > 200 kW) mehr als 800 MW [39]. Damit hat sich die Gesamtkapazität innerhalb eines Jahrzehnts ungefähr verzehnfacht [39]. Die installierten Kapazitäten verteilen sich nahezu ausschließlich auf die USA und Südkorea [39]. Im Bereich kleiner stationärer Anlagen ist Japan mit circa 290.000 Anlagen (Stand Juli 2019) [40] und einem Marktanteil von 98% [31] absolut führend. Die hier installierten Anlagen haben üblicherweise die Größenordnung von 0,7-1 kW und dienen der Bereitstellung von Elektrizität, Wärme und Warmwasser [40]. Durch den hier stattfindenden Markthochlauf ist es gelungen, die Kosten je nach Technologie um 51-69% innerhalb eines Jahrzehnts zu senken [40].

3 Wasserstoff morgen

Wie in Kapitel 1 ausgeführt, ist der Einsatz von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff und seiner Syntheseprodukte zur Erreichung einer klimaneutralen Gesellschaft unerlässlich. Der genaue Umfang der zukünftigen Wasserstoffnutzung ist jedoch erheblichen Unsicherheiten unterworfen und von zahlreichen politischen, wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen abhängig. Daher soll in diesem Kapitel der Versuch unternommen werden, durch die Auswertung unterschiedlicher Szenarien und Prognosen namhafter Forschungsinstitute, sowie eigener Abschätzungen, zu einer möglichst realistischen Abschätzung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs zu gelangen. Aufgrund einer guten Datenlage wird dies primär am Beispiel Deutschlands diskutiert.

3.1 Verwendete Studien und Methodik

In der Literatur lassen sich mitunter die unterschiedlichsten Einschätzungen zu einem künftigen Wasserstoffbedarf in einem klimaneutralen Deutschland finden. Oftmals ist die Methodik hinter diesen Einschätzungen jedoch kaum zu überprüfen, die Prognosemodelle weisen offensichtliche Schwächen auf oder sind nur unzureichend nach Sektoren und Anwendungen differenziert. Ziel dieses Kapitels ist es daher, für die einzelnen Sektoren möglichst sinnvolle Einschätzungen zum zukünftigen Wasserstoffbedarf zu treffen.

Hierbei ist zu beachten, dass sich sämtliche nun folgende Aussagen auf Szenarien beziehen, in denen davon ausgegangen wird, dass bis zum Jahre 2050 weitgehende Klimaneutralität in Deutschland und der EU erreicht wird. Dementsprechend wurden für die Auswertung auch nur Szenarien aus der Literatur zugelassen, in denen es zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95-100% kommt. Da der Bedarf an Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten erst mit sehr hohen Emissionsreduktionen relevante Dimensionen annimmt, kommen Studien, die mit geringeren Reduktionszielen simulieren auf deutlich niedrigere Werte für den zukünftigen Wasserstoffbedarf [18]. Liegt die Reduktion der Treibhausgasemissionen unter 80%, wird Power-to-X Technologien kein substantieller Anteil am Endenergieverbrauch eingeräumt [41].

Basis und Rückgrat dieser Abschätzungen bildet die „Metastudie Wasserstoff“ (06/2021) [42] unter Federführung des Fraunhofer ISI, in welcher 8 nationale Studien für Deutschland und 2 EU-weite Studien ausgewertet und diskutiert werden. Diese Grundlage wird durch weitere in dieser Metastudie nicht inkludierte Studien erweitert und vertieft.

In Tabelle 2 und 3 sind die in der „Metastudie Wasserstoff“ verwendeten nationalen Studien und Szenarien samt relevanter Anmerkungen aufgeführt, wobei für detailliertere Informationen auf die Veröffentlichung selbst verwiesen werden darf.

Tabelle 2. In "Metastudie Wasserstoff" untersuchte Studien und Szenarien [42]

Studie	Szenarien	THG-Reduktion	Anmerkungen
Klimapfade für Deutschland (BDI, 2018)	K95	95%	Sektormodell und Stromsystemoptimierung; reiner Kostenansatz; Energieeffizienz nimmt zentrale Stellung ein; Einsatz von CCS in größerem Umfang
dena Leitstudie – Integrierte Energiewende (dena, 2018)	Elektrifizierungs- und Technologie-Mix-Szenario	95%	Expertenschätzungen und Setzungen in jedem Sektor; keine Optimierung
Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (BMW, 2021)	- Fokus Strom und grüner H ₂ - Fokus Strom und H ₂ -Import - Fokus PtG/PtL	95%	Mehrere sektorale Bottom-up Simulationsmodelle auf der Nachfrageseite, Europäisches System-Optimiermodell auf der Angebotsseite
Klimaneutrales Deutschland (Agora, 2020)	- KN2050 - KNmin	100%	Sektormodell plus Systemoptimierung; ohne internationalen Schiffsverkehr
Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität (UBA, 2019)	6 unterschiedliche Szenarien: Ee1 und 2, Late, Me, Life, Supreme	95%	Sektormodell plus Stromsystemoptimierung; Brennstoffzelle keine Option
Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem (ISE, 2020)	Zielszenarien mit Referenz und verhaltensorientierte Szenarien (Beharrung, Inakzeptanz, Suffizienz)	95-100%	Gesamtsystemmodellierung mit einem kostenoptimalen Transformationspfad; nur Feedstock für Stahl; ohne internationalen Schiffsverkehr

Tabelle 3. In "Metastudie Wasserstoff" untersuchte Studien und Szenarien [42]

Studie	Szenarien	THG-Reduktion	Anmerkungen
Wege für die Energiewende (Jülich, 2019)	Szenario 95	95%	Gesamtsystemmodellierung nach wirtschaftlichen Kriterien; keine Sektorziele; Wettbewerb zwischen allen Minderungsmaßnahmen in allen Sektoren; nur Feedstock für Stahl; kein internationaler Flug- und Schiffsverkehr
Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen (NRW, 2019)	- EL: Referenz mit Fokus auf Elektrifizierung - H2: zusätzlicher Einsatz von Wasserstoff	95%	Sektorziele und Energienachfragen werden nicht optimiert, sondern vorgegeben; Optimierung der Energieversorgung nach gesamtwirtschaftlichen Kriterien; kaum Referenzen und Beschreibungen des Modells

Bezüglich der in den Tabelle 2 und 3 aufgeführten Studien werden in der Regel die in der „Metastudie Wasserstoff“ ausgearbeiteten Ergebnisse verwendet. Mitunter wird jedoch auch auf die Studien im Original für Detailergebnisse zurückgegriffen, wobei diese Studien in den Tabellen 4 und 5 aufgeführt sind. Darüber hinaus finden auch weitere Studien und Szenarien Eingang in diese Arbeit wie den Tabellen 4 und 5 zu entnehmen ist.

Tabelle 4. Zusätzliche Studien und Szenarien

Studie bzw. Institut	Szenarien	THG-Reduktion	Anmerkungen	Literaturverzeichnis
Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2015	K95	94%	Angabe des Gesamtbedarfs an Gasen ohne zwischen den Gasen zu unterscheiden	[24]
Umweltbundesamt (UBA), 2014	THGND	95%	Angabe des Gesamtbedarfs an Gasen ohne zwischen den Gasen zu unterscheiden	[24]
Die Nationale Wasserstoffstrategie (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020)		100%	keine eigenen Szenarien, Herkunft der Daten unklar	[23]
Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität (UBA, 2019)	6 unterschiedliche Szenarien: Ee1 und 2, Late, Me, Life, Supreme	95%		[10]
Industrialisierung der Wasserstoffelektrolyse in Deutschland (Smolinka et al., 2018)	S0-95	95%	keine Berücksichtigung des Schiff- und Luftverkehrs; keine Syntheseprodukte; hoher H ₂ Anteil im Straßenverkehr; scheinbar keine Berücksichtigung der chemischen Industrie	[19]

Tabelle 5. Zusätzliche Studien und Szenarien

Studie bzw. Institut	Szenarien	THG-Reduktion	Anmerkungen	Literaturverzeichnis
Metastudie Wasserstoff (Fraunhofer ISI, 2021)	eigene Einschätzungen	95%	Definition von „no-regret“ Anwendungen für H ₂ und seine Syntheseprodukte	[42]
Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021-2025 (Nationaler Wasserstoffrat, 2021)		100%	Betrachtung von sowohl H ₂ als auch Syntheseprodukten; vermutlich nur inländischer Flugverkehr; keine sonstige Industrie	[17]
Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland (Fraunhofer ISI, 2019)		95%	kaum H ₂ und synthetische Energieträger im Energiesektor	[25]
dena Leitstudie – Integrierte Energiewende (dena, 2018)	EL95, TM95	95%		[43]
Ariadne Report - Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 (PKI, 2021)	4 Szenarien (Mix, Elektrifizierung, H ₂ , E-Fuels), die in unterschiedlichen Modellen analysiert werden	100%	Studie kurz vor Abschluss der Arbeit erschienen und nur rudimentär implementiert; kein internationaler Flug- und Schiffsverkehr	[44]
Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem (ISE, 2020)	Zielszenarien mit Referenz und verhaltensorientierte Szenarien (Beharrung, Inakzeptanz, Suffizienz)	95-100%	inklusive Update für verschärfte Ziele	[45, 46]

Der Vergleich dieser Studien ist mitunter herausfordernd, da sich diese in Methodik und Bilanzgrenzen unterscheiden können. So findet in manchen Studien eine Optimierung des Gesamtsystems über alle Sektoren und Technologieoptionen hin statt, während in anderen Studien eine angebotsseitige Optimierung des Energiesystems erfolgt [42]. Manche Studien berücksichtigen die äußerst relevante stoffliche Nutzung von Wasserstoff und Syntheseprodukten nicht oder nur unvollständig. Weiter unterscheiden sich die Studien auch darin, ob der internationale Luft- und Schiffsverkehr von und nach Deutschland berücksichtigt wird oder nicht [42]. Mitunter ist auch die Zuordnung einzelner Anwendungen zu den großen Sektoren Industrie, Mobilität, Wärme und Energie uneinheitlich: Die Prozesswärme in der Industrie wird zum Teil dem Sektor Industrie und zum Teil dem Sektor Wärme zugeordnet, die Raffinerien zum Teil der Industrie und zum Teil dem Sektor Energie.

Die unterschiedlichen Szenarien lassen sich nach der „Metastudie Wasserstoff“ [42] in die Kategorien stromlastig, PtX-lastig, effizienzlastig und strukturkonservativ einordnen. Hierbei ergeben sich sehr unterschiedliche Wasserstoffbedarfe, wobei in stromlastigen Szenarien durchwegs ein deutlich niedriger Bedarf vorliegt als in PtX-lastigen oder strukturkonservativen Szenarien.

Ausgehend von der entsprechenden Fachliteratur, sowie darauf aufbauenden eigenen Einschätzungen, sollen zum einen Mindestbedarfe und Anwendungen, in denen der Einsatz von Power-to-X Technologien alternativlos ist, ermittelt werden und zum anderen Abschätzungen zur darüberhinausgehenden optionalen Nutzung von Wasserstoff und Syntheseprodukten getroffen werden.

3.2 Industrie

Wie bereits ausgeführt, findet Wasserstoff bereits heute breiten Einsatz als Grundstoff in der chemischen Industrie. Darüber hinaus wird in den kommenden Jahren und Jahrzehnten der Einsatz in der Eisen- und Stahlindustrie in den Vordergrund rücken. Relevante Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff und synthetische Energieträger könnten sich darüber hinaus für die Bereitstellung von Prozesswärme ergeben, welche in dieser Arbeit dem Sektor Industrie und nicht dem Sektor Wärme zugeschlagen wird.

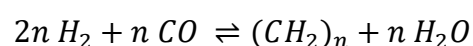
3.2.1 Chemische Industrie

Die detailliertesten Informationen bezüglich der Entwicklung der chemischen Industrie liefert die „Roadmap Chemie 2050“ von DECHEMA und FutureCamp für den VCI [28]. Hier wird der Bedarf an Wasserstoff bzw. dem dafür notwendigen Elektrolysestrom für die einzelnen Technologien und Produktionswege dargestellt. Von den in dieser Studie dargestellten drei möglichen Entwicklungspfaden, ist für diese Arbeit nur der „Pfad Treibhausgasneutralität 2050“ von Relevanz.

Mit aktuell 15,3 TWh/a entfällt der höchste Wasserstoffverbrauch in der chemischen Industrie in Deutschland momentan auf die Synthese von Ammoniak aus Wasserstoff und Stickstoff [32]. Diese findet über das Haber-Bosch-Verfahren an einem Eisenkatalysator bei 450-550°C und 200-350 bar statt [22]. Klimaneutral lässt sich die Ammoniakproduktion betreiben, wenn der benötigte Wasserstoff aus Wasserelektrolyse oder Methanpyrolyse bereitgestellt wird. Die entsprechende Technologiereife wird für die Elektrolyseroute für 2031 prognostiziert [28]. Gemäß den in der „Roadmap Chemie 2050“ getroffenen Annahmen würde sich Kostenparität gegenüber herkömmlichen Referenzneuanlagen ab 2039 einstellen. Für die Route über die Methanpyrolyse wird hier bis 2050 keine Kostenparität erwartet [28]. Für das Jahr 2050 sieht man hier einen Technologiemit aus 70% Wasserelektrolyse und 30% Methanpyrolyse [28]. In der „dena Leitstudie – Integrierte Energiewende“ [43] geht man von einem Durchbruch der Methanpyrolyse ab 2035 aus. Der angegebene Strombedarf von 25,7 TWh/a bei einer Variante mit 100% Wasserelektrolyse [28] lässt sich in einen Wasserstoffbedarf von **17,8 TWh/a** umrechnen (siehe Abschnitt 2). Dieser liegt somit etwas über dem aktuellen Bedarf. Anzumerken ist, dass für das Folgeprodukt Harnstoff CO₂ benötigt wird, welches zukünftig extern zugeführt werden muss [25].

Die Methanolsynthese erfolgt aus Synthesegas und weist momentan einen Wasserstoffbedarf von 6,7 TWh/a aus fossilen Quellen auf [32]. Klimaneutral kann entweder analog zur Ammoniaksynthese Wasserstoff über Wasserelektrolyse oder Methanpyrolyse bereitgestellt werden, wobei der nötige Kohlenstoff in Form von CO₂ aus anderen industriellen Quellen oder der Atmosphäre zur Verfügung gestellt werden sollte. Alternativ kann auch über die Vergasung von Biomasse Synthesegas erzeugt werden, welches anschließend über eine konventionelle Methanolsynthese weiterverarbeitet wird. Kostenparität wird für alle drei Produktionswege für den Zeitraum nach 2040 prognostiziert, wobei ein Technologiemit von 75% Wasserelektrolyse, 10% Methanpyrolyse und 15% Biomasse angenommen wird [28]. Bei 100% Wasserelektrolyse ergibt sich aus dieser Studie ein Wasserstoffbedarf von **7,5 TWh/a** [28].

Die umfangreichste Einsatzmöglichkeit für grünen Wasserstoff in der chemischen Industrie bildet die Produktion der Olefine Ethylen, Propylen und Butadien, sowie der Aromaten Benzol, Toluol und Xylol [28]. Hierfür werden in der deutschen Chemieindustrie jährlich 21,5 Mio. t Naphtha verwendet, wobei es sich bei Naphtha um Erdöldestillat handelt [32]. Naphtha ist mit einem Anteil von 75% der mit Abstand wichtigste Rohstoff der chemischen Industrie [10]. Für die Herstellung der Olefine und Aromaten wird Naphtha in entweder thermisch oder elektrisch beheizten Crackern mithilfe von Wasserdampf gespalten [28]. Synthetisches Naphtha lässt sich durch die Fischer-Tropsch-Synthese aus Synthesegas erzeugen. Hierbei entstehen nach folgender Gleichung langkettige, aliphatische Kohlenwasserstoffe [28]:



Neben den bereits beschriebenen Wasserstoff- beziehungsweise Synthesegasquellen Wasserelektrolyse und Biomassevergasung ist auch die Vergasung oder Pyrolyse von Kunststoffabfällen möglich [28]. Als alternative Routen können Methanol-to-Olefin (MTO) und Methanol-to-Aromatics (MTA) Technologien gelten. Voraussetzung ist hierfür eine entsprechende grüne Methanolproduktion in deutlich größerem Ausmaß als zuvor aufgeführt. Während das Szenario EL95 (*dena, 2018*) [43] von einem MTO-Anteil von 75% bis 2050 ausgeht, wird in *VCI, 2019* [28] von einer Dominanz der Fischer-Tropsch-Synthese ausgegangen.

Eine vollständige Umstellung der Naphtha-Herstellung auf Elektrolyse und Fischer-Tropsch würde laut *VCI, 2019* einen Strombedarf von 595,5 TWh/a mit sich bringen, wobei sich der Strombedarf für die Elektrolyse auf 580,8 TWh/a belaufen würde [28]. Dies entspräche einem Wasserstoffbedarf von **375,2 TWh/a**.

Somit ergäbe sich nach *VCI, 2019* durch Addition dieser drei Produktionsverfahren ein stofflicher Wasserstoffbedarf von **400 TWh/a**. Hierbei ist anzumerken, dass dieser Wert in der erwähnten Studie so nicht auftaucht, da sich diese am Gesamtstrombedarf der chemischen Industrie orientiert und kein expliziter Wert für den Gesamtwasserstoffbedarf ausgewiesen ist. In der „Gemeinsamen Strategie von IG BCE und VCI zu einer Wasserstoffwirtschaft“ [32] wird mit Verweis auf *VCI, 2019* jedoch von einem Wasserstoffbedarf in der chemischen Industrie von „nahezu 7 Mio. t“ (*IG BCE und VCI, 2020*) gesprochen. Die identische Formulierung findet sich im „Aktionsplan Wasserstoff“ (*Nationaler Wasserstoffrat, 2021*), ergänzt um die Umrechnung zu **227 TWh/a** H₂ [17]. Auch wenn hierfür – wie in der gesamten Veröffentlichung – keine Quelle genannt ist, scheint sich dieser Wert ebenfalls auf *VCI, 2019* zu beziehen. Wie die beiden Quellen zu diesem Wert gelangen, bleibt unklar. Nicht auszuschließen ist, dass es sich hierbei um eine Verwechslung mit dem ausschließlich für die Naphthaproduktion nötigen Wasserstoff aus Wasserelektrolyse handelt, wenn andere Technologierouten zugelassen sind. Der Anteil dieser Elektrolyse wird dann mit 62,6% prognostiziert [28]. Dies entspricht einer Wasserstoffmenge von 235 TWh und damit annähernd dem zitierten Wert.

Ähnliche Größenordnungen für eine stoffliche Nutzung erreichen die Green Szenarien (UBA, 2019) mit **260 TWh** erneuerbaren Rohstoffen [42], wobei auch biogene Quellen eine relevante Rolle spielen [10]. Das Szenario THGND (UBA, 2014) gibt eine stoffliche Nutzung von **282 TWh** aller erneuerbaren Gase in der chemischen Industrie, ohne nähere Unterscheidung dieser, an [24]. Auffällig ist die sehr große Spannweite der in Tabelle 2 aufgeführten Studien, die einen Wasserstoffeinsatz von **0-34 TWh** und einen Einsatz von Syntheseprodukten von **0-290 TWh** voraussagen [42]. In den Studien mit sehr geringen Werten ist dies entweder auf einen Verzicht der Umstellung der Naphtha-Produktion zurückzuführen oder eine ungenaue Betrachtung oder Zuordnung der Prozesse. Ein Beispiel für ein Szenario ohne Umstellung der Naphtha-Produktion ist K95 (*Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2015*) mit nur **46,4 TWh/a** stofflicher Nutzung [24]. Die Angaben von **22 TWh** der Bundesregierung [23] und von **19 TWh** in TM95

(dena, 2018) [43] für Wasserstoff dürften sich wohl ausschließlich auf Ammoniak und Methanol beziehen. Geht man von der Umstellung der Naphtha-Produktion aus, erscheint ein stofflicher Bedarf an Wasserstoff oder Synthesegas von **220-400 TWh/a** realistisch.

Zusätzlich ergibt sich auch ein energetischer Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten in der chemischen Industrie. Hierfür lassen sich die Werte **30,5 TWh** in K95 (Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2015) [24], **34,5 TWh** (VCI, 2019) [28] und **61,1 TWh** in THGND (UBA, 2014) [24] finden.

Für die Szenarien TM95 und EL95 (dena, 2018) ist nur der gesamte Endenergiebedarf der chemischen Industrie gegeben, der auch weitere Verbraucher ohne Bedarf an Wasserstoff und Synthesegasen inkludiert. Diese Werte liegen für TM95 bei **223 TWh** und für EL95 bei **332 TWh** [43].

Abschließend erscheint es sinnvoll den Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten in der chemischen Industrie mit einer Bandbreite von **250-430 TWh/a** zu beziffern. Soll die chemische Industrie klimaneutral werden, ist es nicht ausreichend, den heutigen Wasserstoffbedarf in der Produktion von Ammoniak und Methanol durch klimaneutralen Wasserstoff zu ersetzen. Vielmehr muss darüber hinaus auch die Produktion von Olefinen und Aromaten klimaneutral werden. Nur die deutliche Reduktion des Bedarfs an Kunststoffen und das Erreichen einer weitgehenden Kreislaufwirtschaft könnten den Bedarf deutlich unter die angenommene Bandbreite drücken.

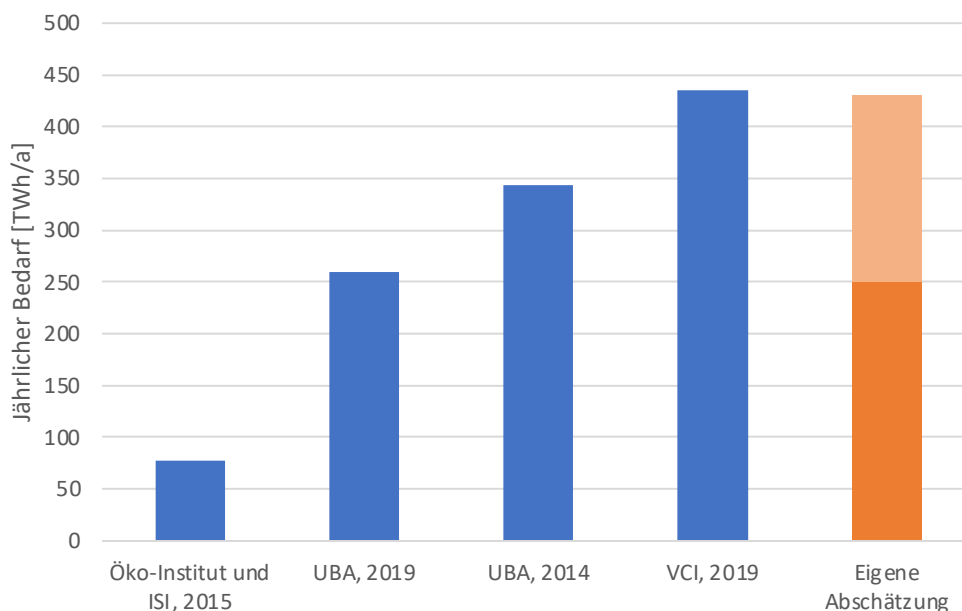


Abbildung 16. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten in der chemischen Industrie

3.2.2 Eisen- und Stahlindustrie

Im Gegensatz zu anderen Sektoren und Technologien kann der Einsatz größerer Mengen grünen Wasserstoffs in der Eisen- und Stahlindustrie der Zukunft als sicher gelten. Sämtliche relevante Literatur zu diesem Thema geht davon aus, dass die Reduktion von Eisenerz zu Roheisen in einem klimaneutralen Stahlwerk über das Direktreduktionsverfahren mittels Wasserstoff erfolgen wird. Direktreduktionsverfahren auf Erdgasbasis sind bereits seit Jahrzehnten etabliert, die technische Machbarkeit eines reinen Wasserstoffbetriebs wird als gegeben betrachtet [25].

Beim wasserstoffbasierten Direktreduktionsverfahren wird Eisenerz ohne Konverter zu festem Eisenschwamm mit einem Kohlenstoffanteil von rund 2% reduziert [19]. Anschließend wird dieser im Elektrolichtbogenofen gemeinsam mit Schrott aufgeschmolzen und über die Zugabe von Legierungselementen zu Stahl weiterverarbeitet [22]. Der Wasserstoffbedarf für die endotherme Reaktion allein liegt im Bereich von 1450-1575 kWh/t Stahl, während der Wasserstoffbedarf für den Gesamtprozess bei 2180 bis 2400 kWh/t gesehen wird [47]. Der zusätzliche Bedarf ergibt sich aus der Notwendigkeit den endothermen Prozess zu beheizen, wobei hier grundsätzlich auch andere Energieträger als Wasserstoff zum Einsatz kommen können [47]. Der spezifische Wasserstoffbedarf pro Tonne Stahl wird in den Studien mitunter unterschiedlich angesetzt und liegt bei *Fraunhofer ISI, 2019* [25] bei 1900 kWh/t, während der *Nationale Wasserstoffrat, 2021* [17] von 2330 kWh/t ausgeht.

Da momentan die Kosten gegenüber der konventionellen Primärstahlerzeugung über den Hochofenprozess um etwa ein Drittel höher liegen, ist die großtechnische Umsetzung von Direktreduktionsanlagen von einer entsprechenden Wirtschaftspolitik und CO₂-Bepreisung abhängig [22]. In fast sämtlichen Studien, die auf die Stahlproduktion eingehen, wird angenommen, dass das Direktreduktionsverfahren bis 2050 bzw. für das Erreichen der Treibhausgasneutralität für 100% der Primärstahlerzeugung aufkommt und den Hochofenprozess vollständig ablöst. Unterschiede ergeben sich im Umfang der jährlichen Primärstahlproduktion, welche entweder im Bereich der heutigen Produktionsmenge von 29,6 Mt/a [25] oder niedriger gesehen wird. Szenarien mit niedriger Primärstahlproduktion zeichnen sich in der Regel durch einen höheren Recyclinganteil und somit einen höheren Anteil der schrottbasierten Sekundärstahlproduktion durch Elektrolichtbogenöfen aus [10, 25].

Die in Tabelle 2 aufgeführten Studien geben einen Wasserstoffbedarf für die Eisen- und Stahlindustrie von **36-69 TWh/a** an [42], wobei die meisten Szenarien in der Größenordnung ≥ 50 TWh/a liegen. Bei *Fraunhofer ISI, 2019* [25] liegt die angegebene Bandbreite bei **38-56 TWh/a**, wobei der Maximalwert dem heutigen Umfang der Primärstahlproduktion entspricht, während aufgrund oben beschriebener unterschiedlicher spezifischer Wasserstoffbedarfe der *Nationale Wasserstoffrat* bei derselben Produktionsmenge von **70 TWh/a** ausgeht [17]. Die deutsche Bundesregierung spricht in ihrer „Nationalen Wasserstoffstrategie“ sogar von einem

Bedarf von **über 80 TWh/a**, ohne diesen Wert näher zu erläutern oder mit Quellen zu hinterlegen [23].

Aufgrund dieser Prognosen dürfte sich der zukünftige Wasserstoffbedarf in der Stahl- und Eisenindustrie in Deutschland im Bereich von **40-70 TWh/a** bewegen, wobei die genaue Entwicklung vom Umfang der zukünftigen Primärstahlproduktion und der technologischen Entwicklung abhängig sein wird. Weltweit würde sich der Bedarf nach Wasserstoff für eine grüne Primärstahlproduktion in der Größenordnung von circa 1550-2250 TWh/a bewegen [29].

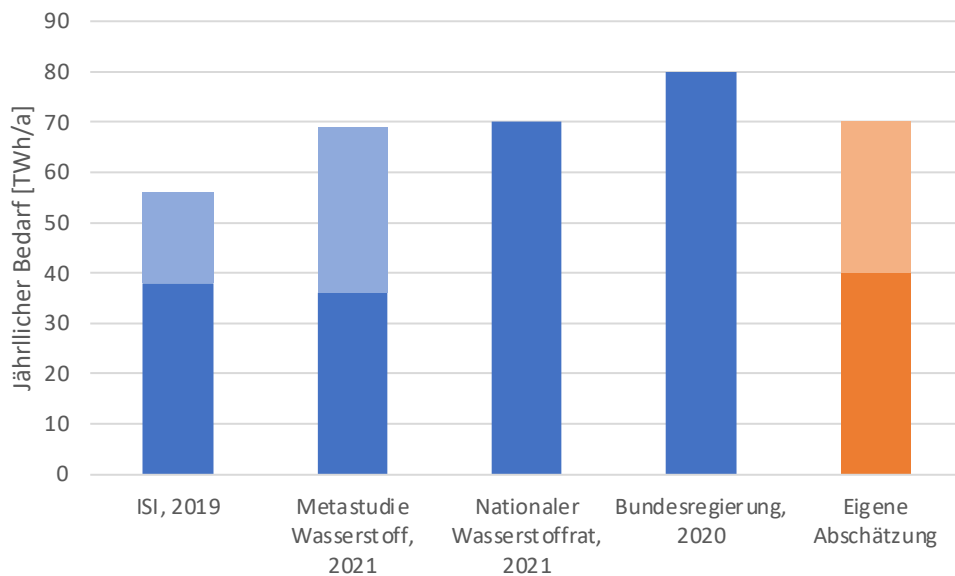


Abbildung 17. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten in der Eisen- und Stahlindustrie

3.2.3 Sonstige Industrie

Für die übrige Industrieproduktion ergibt sich kein relevanter stofflicher, sondern fast ausschließlich energetischer Bedarf für Wasserstoff und synthetische Brennstoffe zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme. Für die Bereiche im Niedertemperatursegment (bis 100°C) und im mittlere Temperatursegment (bis 500°C) wird angenommen, dass kein (UBA, 2019) [10] oder nur sehr geringer Einsatz (ISE, 2020) [45] von Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen erforderlich ist. Hier werden zukünftig aufgrund der deutlich höheren Energieeffizienz direktelektrische Anwendungen wie Wärmepumpen und elektrische Heizkessel, sowie Anlagen mit Kraft-Wärme-Kupplung dominieren [10, 45]. Darüber hinaus ist je nach Temperaturniveau auch der Einsatz von Solarthermie oder die Verbrennung von Biomasse möglich [45]. Anzumerken ist hierbei, dass bei unzureichendem Ausbau der erneuerbaren Energien auch in diesen Segmenten der Einsatz importierter erneuerbarer Brennstoffe durchaus relevant werden könnte.

Im Bereich der Hochtemperaturwärme ab 500°C verbleibt ein Anteil an Prozesswärme, dessen Bereitstellung den Einsatz von Brennstoffen erforderlich macht [10, 45]. Von den untersuchten Studien schlüsselt nur *UBA, 2019* den hierbei erforderlichen Bedarf an erneuerbaren Brennstoffen nach einzelnen Branchen auf, so dass im Folgenden die Ergebnisse jener Studie kurz vorgestellt werden sollen.

In der Nichteisenmetallurgie – insbesondere in der Sekundärproduktion – erfolgt ein zunehmender Umbau gasbefeueter Schmelzöfen auf Induktionsöfen. Der verbleibende Gasbedarf, der zukünftig regenerativ gedeckt werden muss, liegt je nach Szenario bei circa **6-9 TWh/a** [10].

Die Gießereiindustrie weist bereits heute recht hohe Anteile an Strom für den Betrieb der nötigen Schmelzöfen auf. Dieser Trend dürfte sich in Zukunft weiter verstärken. Daneben verbleibt jedoch ein Bedarf an gasbefeuerten Kupolöfen, da so auch andere Schrottqualitäten verwendbar bleiben. Der Bedarf an erneuerbaren gasförmigen Energieträgern wird je nach Szenario mit **1,5-4 TWh/a** angesetzt [10].

Eine der energieintensivsten Industrien ist die Zementindustrie, in der heutzutage gleichermaßen fossile Energieträger als auch Ersatzbrennstoffe Einsatz finden. In *UBA, 2019* wird angenommen, dass zukünftig keine Ersatzbrennstoffe für die Zementindustrie zur Verfügung stehen werden. Dies wird durch eine Stärkung der Kreislaufwirtschaft einerseits und einer anderen Zusammensetzung möglicher Ersatzbrennstoffe andererseits begründet. Somit müssen nicht nur der heute verwendete Braunkohlestaub, sondern auch die eingesetzten Ersatzbrennstoffe durch erneuerbare Gase substituiert werden. Hierbei ergibt sich ein Bedarf von **9-25 TWh/a** [10]. Sollten weiterhin Ersatzbrennstoffe einsetzbar sein, erscheint eine Reduzierung des Bedarfs auf bis zu **5 TWh/a** möglich.

Auch in der Kalkindustrie kommen strombasierte Verfahren nicht für das Brennen von Kalkstein zu Branntkalk in Frage. Dementsprechend sind auch hier die heute verwendeten fossilen Brennstoffe durch erneuerbare zu ersetzen, wobei ein entsprechender Endenergiebedarf in der Größenordnung von **3,5-4,5 TWh/a** erwartet wird [10].

Für die mitunter ebenfalls recht energieintensiven Branchen der Glas-, Papier- und Nahrungsmittelindustrie wird kein relevanter Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern gesehen, da hier strombasierte Verfahren – bzw. interne biogene Reststoffe in der Papierindustrie – einsetzbar sind [10].

Für die verbleibenden Branchen wird ein Bedarf an erneuerbaren Gasen im Umfang von **10 TWh/a** angenommen. Nur im Szenario GreenLate, in dem es zu einem verspäteten Ausbau der Erneuerbaren sowie zu späteren Prozessumstellungen kommt, liegt dieser mit ca. **35 TWh/a** deutlich höher [10].

Somit ergibt sich nach *UBA, 2019* ein Bedarf an erneuerbaren Brennstoffen zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme im Umfang von **30-77,5 TWh/a**.

Die Daten weiterer Studien sind mitunter schwer zu interpretieren, da kaum auf einzelne Branchen eingegangen wird oder die Bilanzgrenzen unklar sind. So wird in *ISE, 2020* die Primärstahlerzeugung – die hier weiterhin Kohle statt Wasserstoff einsetzt – im Bereich der Prozesswärme und nicht als stofflicher Bedarf geführt [45]. Lässt man diesen Kohlebedarf außen vor, ergibt sich laut dieser Studie ein Bedarf an Wasserstoff und Gas im Bereich von ca. **75-100 TWh/a** [45]. *Agora, 2020* gibt in seinen beiden Szenarien einen industriellen Bedarf an Wasserstoff für Prozesswärme von je knapp **50 TWh/a** an [42]. Wie groß der Bedarf an synthetischen Energieträgern bei ausbleibender Elektrifizierung werden könnte, zeigt das Szenario Fokus PtG/PtL (*BMWi, 2021*) mit einem Bedarf von fast **300 TWh/a** für die Bereitstellung industrieller Prozesswärme [42]. Das Szenario Fokus Strom der selben Studie weist hingegen nur einen Bedarf von ca. **40 TWh/a** aus [42].

Insgesamt wird aufgrund dieser Daten der Bedarf an Wasserstoff und insbesondere synthetischem Methan für die sonstige Industrie mit **40-100 TWh/a** angesetzt. Da manche Studien hinsichtlich Energieeffizienzgewinnen und neuen Technologien sehr optimistisch erscheinen, wird tendenziell ein Wert im oberen Bereich dieses Spektrums als wahrscheinlich eingestuft. Bleibt jedoch die nötige Elektrifizierung im Bereich unter 500°C aus, sind auch deutlich höhere Bedarfe nicht auszuschließen.

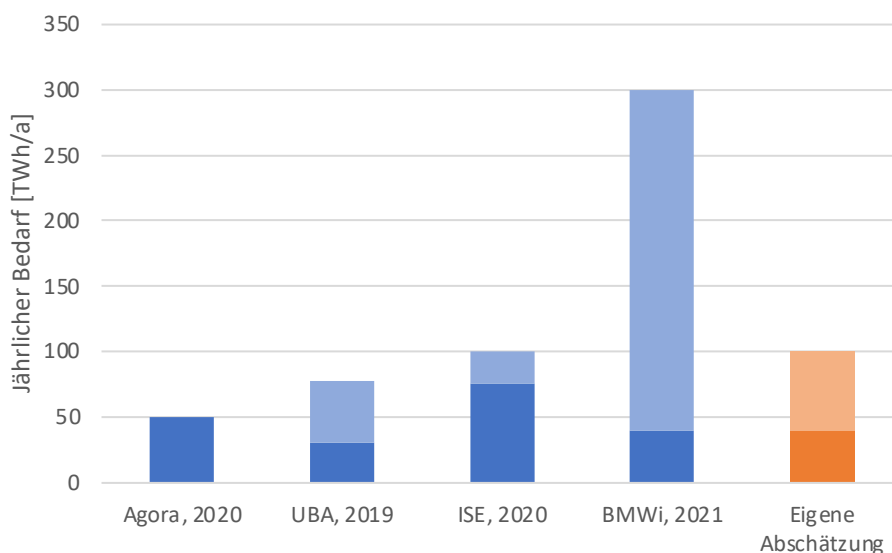


Abbildung 18. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten in der sonstigen Industrie

3.2.4 Industrie gesamt

Bezüglich des Gesamtbedarfs in der Industrie zeigen sich in der „Metastudie Wasserstoff“ sehr große Unterschiede zwischen den beobachteten Studien: So wird der Bedarf an Wasserstoff,

Syntheseprodukten und Biomasse mit der Bandbreite von **64-521 TWh/a** angegeben [42]. Hierbei ist zu beachten, dass die Studie mit dem geringsten Bedarf (*ISE, 2020*), den sehr großen Feedstock der chemischen Industrie nicht berücksichtigt [42]. Andere Studien (*Jülich, 2019*) sprechen ganz pauschal von „sonstigen“ Energieträgern, die in dieser Studie immerhin deutlich über 100 TWh ausmachen [42]. Der Bedarf an Wasserstoff wird in den Studien und Szenarien in der Größenordnung 18-146 TWh/a angegeben, der an Syntheseprodukten mit 0-270 TWh/a, wobei dieser Wert auf 530 TWh ansteigt, wenn auch der nicht energetische Bedarf berücksichtigt wird [42].

Im Szenario S0-95 (*Smolinka et al., 2018*) wird ein industrieller Gesamtbedarf von **143 TWh/a** prognostiziert [19]. Der Nationale Wasserstoffrat gibt einen Bedarf von **300 TWh/a** an [17], welcher allerdings ausschließlich die chemische und die Stahlindustrie umfasst und bei Einbezug der sonstigen Industrie wohl auf 350-400 TWh/a steigen müsste.

Aus dem Szenario K95 (*Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2015*) ergibt sich ein Gesamtbedarf von **93,1 TWh/a**. Dieser teilt sich zu 46,7 TWh auf energetische und 46,4 TWh stoffliche Nutzung auf [24]. Da aber allein 76,9 TWh auf die chemische Industrie entfallen, darf die Berücksichtigung anderer Industrien als unzureichend eingeschätzt werden.

Im Szenario THGND (*UBA, 2014*) wird ein industrieller Gesamtbedarf von **480,9 TWh/a** angegeben, der sich aus 198,9 TWh/a energetischem und 282 TWh/a stofflichem Bedarf zusammensetzt [24]. Hierbei ist zu beachten, dass in dieser Studie der Wasserstoffbedarf für die Stahlindustrie als energetischer Bedarf gerechnet wird.

Die Bandbreite in den Szenarien im „Ariadne-Report“ (*PIK, 2021*) reichen von **173 TWh/a** im Szenario Elektrifizierung bis zu **342** bzw. **370 TWh/a** in den Szenarien Wasserstoff und E-Fuels. Der Bedarf im Szenario Elektrifizierung entspricht dem Bedarf in der chemischen und der Eisen- und Stahlindustrie [44]. Vor dem Hintergrund, dass dieser Wert auch den stofflichen Bedarf beinhaltet, fällt er im Vergleich zu anderen Studien überraschend niedrig aus.

Interessant ist es noch, einen detaillierten Blick in die Studien „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität“ (*UBA, 2019*) und „dena Leitstudie – Integrierte Energiewende“ (*dena, 2018*) zu werfen. Diese werden zwar in der „Metastudie Wasserstoff“ betrachtet, jedoch lassen sich bei eigener Auswertung durchaus andere Werte aus diesen Studien herausarbeiten:

Summiert man für die sechs Green-Szenarien (*UBA, 2019*) für den Bereich Industrie die Anteile für Strom für Wasserstoff, PtG-Methan und nicht-energetischen Bedarf, erreicht man Werte im Bereich von **500-680 TWh/a** [10].

Detailliertere Angaben finden sich für die beiden Szenarien EL95 und TM95 (*dena, 2018*). Für EL95 wird der energetische Bedarf für Wasserstoff mit 37 TWh/a angegeben, für Gas mit 124 TWh/a und für Öl mit 15 TWh/a. Zusammengerechnet ergibt sich somit ein energetischer

Bedarf dieser Energieträger von 176 TWh/a. Die stoffliche Nutzung setzt sich aus 49 TWh Gas und 124 TWh Öl zusammen und addiert sich somit zu 178 TWh/a [43]. In Summe ergibt sich somit ein Bedarf von **354 TWh/a**, wobei zu beachten ist, dass ein gewisser Anteil des Gas- und Ölbedarfs auch biogen bereitgestellt werden kann.

Im Szenario TM95 – welches sich durch eine geringere Elektrifizierung kennzeichnet – ergeben sich folgende Werte: Energetisch wird ein Bedarf an 64 TWh Wasserstoff, 23 TWh Öl und 254 TWh Gas prognostiziert. Dies ergibt einen energetischen Gesamtbedarf von 341 TWh/a. Die gesamte stoffliche Nutzung beträgt 245 TWh/a und setzt sich aus 141 TWh Gas und 99 TWh Öl zusammen [43]. Der Gesamtbedarf dieses Szenarios beläuft sich somit auf **586 TWh/a**.

Somit lässt sich festhalten, dass jene Studien, welche die industrielle Nutzung möglichst detailliert analysieren, zu relativ hohen Bedarfen von **350-680 TWh/a** kommen. Die Summe der eigenen Einschätzungen aus den vorigen Kapiteln ergibt eine Bandbreite von **330-600 TWh/a**. Somit dürfte es sich hierbei um eine realistische Einschätzung des zukünftigen industriellen Bedarfs an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern in Deutschland handeln. Reduzierende Faktoren könnten eine Überschätzung des Bedarfs an Wasserstoff in der chemischen Industrie, sowie die Deckung eines Teils des Bedarfs über biogene Energieträger sein.

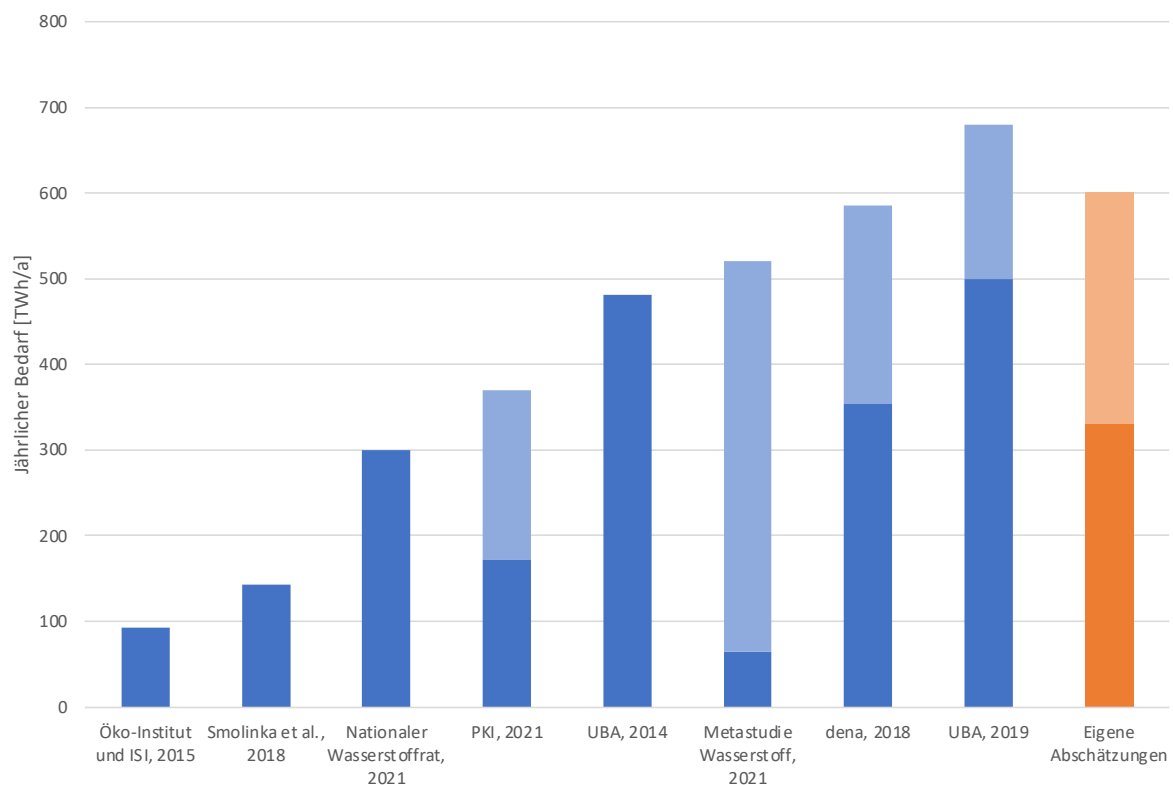


Abbildung 19. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im Sektor Industrie

3.3 Mobilität

Mit Ausnahme des Schienenverkehrs dominieren heute fossile Endenergieträger den Sektor Mobilität. Zukünftig dürfte sich in diesem Sektor erheblicher Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern ergeben. Die genauen Entwicklungen in der Mobilität sind jedoch mitunter von großer Unsicherheit geprägt. Im Bereich des Straßenverkehrs gelten batterieelektrische Antriebssysteme als effizienteste Lösung zur Dekarbonisierung der PKW-Flotte. Ob Brennstoffzellensysteme oder mit synthetischen Kraftstoffen betriebene Verbrenner in diesem Bereich eine relevante Rolle spielen werden, ist von politischen, technologischen und gesellschaftlichen Entwicklungen abhängig, die schwer zu prognostizieren sind. Im Bereich des straßengebundenen Güterverkehrs werden Brennstoffzellensysteme und/oder synthetische Kraftstoffe eine wichtige Rolle spielen. Hier ergeben sich Unsicherheiten aus dem unklaren Umfang, in dem es gelingen wird, Güterverkehr von der Straße auf die Schiene zu verlagern. Einzig im Flug- und Schiffsverkehr dürften synthetische Kraftstoffe alternativlos sein.

3.3.1 PKW

Im Bereich der straßengebundenen Individualmobilität darf die Direktelektrifizierung über batterieelektrische Antriebssysteme (BEV) als effizienteste und zu favorisierende Technologie gelten. So wird der durchschnittliche Gesamtenergiebedarf für BEVs mit 23 kWh/100 km angegeben, während Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) einen Gesamtenergiebedarf von 80 kWh/100 km aufweisen, der somit um einen Faktor 3,5 höher liegt [48]. Damit bewegen sich FCEV im Bereich heutiger Verbrenner, die im Bereich von 70 (Benzin) bis 77 kWh/100 km (Diesel) angesiedelt werden [48]. Noch ineffizienter ist der Betrieb heutiger Verbrennungskraftmotoren mit E-Fuels, für den ein Gesamtenergiebedarf von 139 kWh/100 km veranschlagt wird [48].

Soll also der Energiebedarf möglichst gering gehalten werden, gilt es einen möglichst großen Anteil der PKW-Flotte auf BEVs umzurüsten. Für Anwendungen, in denen eine hohe Reichweite und geringe Tank- bzw. Ladezeiten eine Rolle spielen, können FCEVs oder eventuell auch Plug-In Hybride (PHEV) mit E-Fuels eine Rolle spielen. Auch zeigen die aktuellen Neuzulassungen einen klaren Trend hin in Richtung batterieelektrischer E-Mobilität: In Deutschland betrug der Anteil von BEVs und PHEVs an den Neuzulassungen im Jahr 2020 knapp 14%, im Vergleich zu ungefähr 3% 2019 [35]. Ähnliche Entwicklungen zeigen sich auch in Frankreich und im Vereinigten Königreich mit Neuzulassungsquoten von knapp 12% [35]. Weltweit führend ist hierbei Norwegen mit einer Neuzulassungsquote von BEV und PHEV von ungefähr 75% [35].

Vor diesem Hintergrund gehen die meisten Studien von einem hohen Anteil an BEVs in der PKW-Flotte der Zukunft aus: Sowohl *Fraunhofer ISI, 2019* [25], als auch *Fraunhofer ISE, 2020* [45] gehen von einem BEV-Anteil von 80% und einem FCEV Anteil von 20% aus. Im Szenario

EL95 (*dena, 2018*) [43] wird ein BEV Anteil von knapp 72% prognostiziert. Die restliche PKW-Flotte setzt sich hierbei aus 15,5% FCEV und 13% PHEV zusammen [43]. Im Szenario TM95 (*dena, 2018*) [43] spielen hingegen PHEV mit 37,5% eine große Rolle, gefolgt von BEV und FCEV mit je 28,5%. Die Green-Szenarien (*UBA, 2019*) [10] liegen etwas unter den Werten von ca. 70-80% für stromlastige Szenarien, da hier noch von einem Restanteil alter Verbrenner im Bestand ausgegangen wird. FCEV für PKW wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt. Für das Szenario S0-95 (*Smolinka et al., 2018*) [19] wurde in den Randbedingungen ein Maximalanteil von 50% BEV festgesetzt, der in dieser Form etwas unrealistisch erscheint. Für die Szenarien NRW EL und NRW H2 (*NRW, 2019*) wird der Anteil von BEV in EL und der Anteil von FCEV in H2 auf jeweils 80% festgesetzt [42].

Aufgrund dieser doch recht unterschiedlichen Einschätzungen, ergeben sich auch recht unterschiedliche Angaben für einen zukünftigen Wasserstoffbedarf. In Szenarien mit sehr ausgeprägter Wasserstoffnutzung liegt dieser in S0-95 (*Smolinka et al., 2018*) bei **131 TWh/a** [19] und in NRW H2 (*NRW, 2019*) bei **123 TWh/a** [42]. In den beiden Szenarien in *BMW, 2021* ergibt sich ein Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen im Bereich von ca. **75-90 TWh/a** [42]. In der selben Größenordnung bewegt sich *Fraunhofer ISI, 2019* mit im Schnitt **80 TWh/a** [25]. In *PKI, 2021* reichen die Werte von **52 TWh/a** im Elektrifizierungsszenario bis zu **91 TWh/a** im Szenario E-Fuels [44]. Geringere Werte weisen zum einen NRW EL (*NRW, 2019*) mit **31 TWh/a** [42] und zum anderen die Green-Szenarien (*UBA, 2019*) aus. Hier liegt der Energiebedarf an Kraftstoffen – mit Ausnahme des Szenarios GreenLate – in der Größenordnung von ca. **20-40 TWh/a** [10].

Es zeigt sich, dass der Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen in den Studien recht unterschiedlich bewertet wird. Neben dem prozentualen Anteil der unterschiedlichen Antriebsprinzipien sind zusätzlich die unterschiedliche Bewertung der Größe des PKW-Bestandes, als auch der zurückgelegten Kilometer dafür als ursächlich zu sehen. Da der momentane Trend stark in Richtung BEV und PHEV zu gehen scheint, orientiert sich diese Arbeit eher an jenen Studien, die geringe Anteile an FCEV und somit an Wasserstoff in der Zukunft sehen. Daher wird der zukünftige Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen in Deutschland mit **40-80 TWh/a** bewertet, wobei auf die großen Unsicherheiten der zukünftigen Entwicklung hingewiesen sei.

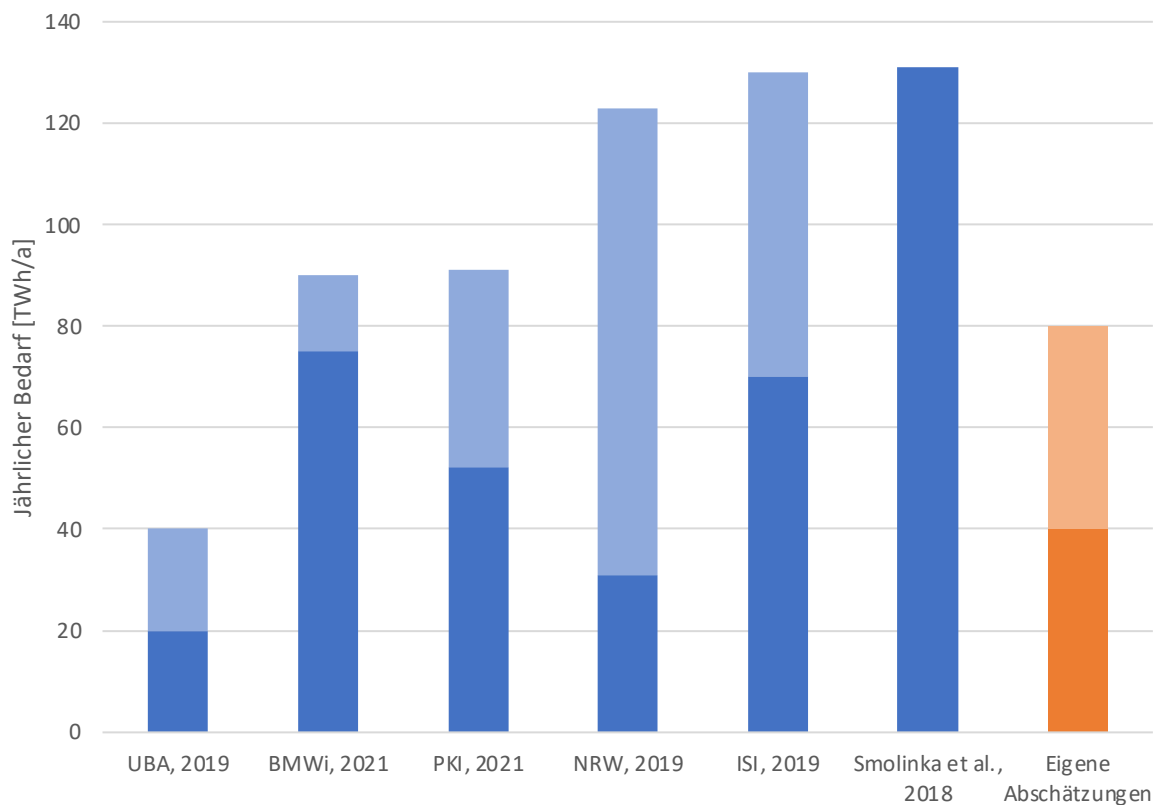


Abbildung 20. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten für PKW

3.3.2 Straßengebundener Güterverkehr

Der straßengebundene Güterverkehr war im Jahr 2010 für 96% des Endenergieverbrauchs des inländischen Güterverkehrs verantwortlich [10]. Auch wenn es gelingen sollte den Anteil des Schienengüterverkehrs zu erhöhen, liegen die Hauptaufgaben zur Dekarbonisierung des Güterverkehrs im Bereich der leichten und schweren Nutzfahrzeuge. Die Aussagen zur Energieeffizienz der unterschiedlichen Antriebssysteme gelten analog zu den in 3.3.1 getroffenen, wonach batterieelektrische Systeme mit Abstand die größte Effizienz aufweisen. Im Bereich der leichten Nutzfahrzeuge, sowie im innerstädtischen und regionalen Güterverkehr dürften somit BEV und PHEV relevante Marktanteile erobern. Im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge und des überregionalen Güterverkehrs werden rein batterieelektrische Systeme aufgrund fehlender Reichweiten, langer Ladezeiten sowie großem Gewichts- und Platzbedarf der Batterien zunehmend impraktikabel. Hier könnten FCEV und Gasantriebe eine relevante Rolle spielen. Zusätzlich ist auch der Einsatz von PHEV oder eine Elektrifizierung in Form von Oberleitungs-LKW denkbar. Hier dürften politische und marktwirtschaftliche Überlegungen den Ausschlag geben, welche Antriebstechnologie sich in welchem Umfang durchsetzen kann. Abhängig von unterschiedlichen Randbedingungen und Setzungen ergeben sich hier recht unterschiedliche Ergebnisse in den einzelnen Studien.

Im Szenario S0-95 (*Smolinka et al., 2018*) wird als Randbedingung ein Maximalanteil an BEV in der LKW-Flotte von 5% festgesetzt [19]. Da in diesem Szenario kaum Methanisierung und keine synthetischen Kraftstoffe vorgesehen sind, ist davon auszugehen, dass somit

mindestens 95% der LKW-Flotte aus FCEV bestehen. Eine genaue Aufschlüsselung ist der Studie leider nicht zu entnehmen. Vor diesem Hintergrund wird der Wasserstoffbedarf für LKW für dieses Szenario mit **149 TWh/a** angegeben [19]. Eine Festsetzung von maximal 5% BEV erscheint aufgrund der durchaus vorhandenen Einsatzmöglichkeiten bei leichten Nutzfahrzeugen und kurzen Strecken zu niedrig angesetzt.

Ebenfalls mit Setzungen wird in den Szenarien NRW EL und NRW H2 (*NRW, 2019*) gearbeitet. Hier werden analog zu den PKW die Anteile für BEV in NRW EL und für FCEV in NRW H2 auf 80% festgelegt [42]. Ein Anteil von 80% BEV an der LKW-Flotte muss als höchst unrealistisch eingeschätzt werden, so dass der daraus resultierende Wasserstoffbedarf in NRW EL von **24 TWh/a** als zu niedrig eingestuft werden kann [42]. In NRW H2 ergibt sich ein Bedarf von **97 TWh/a** [42].

In den Szenarien BMWi Strom und BMWi PtG/PtL (*BMWi, 2021*) spielen synthetische – und biogene (hier wird nicht genauer differenziert) – Gase und Kraftstoffe eine deutlich größere Rolle als Wasserstoff. Zusammen mit Wasserstoff ergibt sich für diese ein Bedarf von ca. **45 TWh/a** in BMWi Strom und von **125 TWh/a** in BMWi PtG/PtL [42].

Im „Ariadne-Report“ (*PKI, 2021*) nehmen Wasserstoff und E-Fuels eine wichtige Rolle ein, die sich den Markt mit elektrisch betriebenen LKW teilen. Die Bandbreite für Wasserstoff und E-Fuels reicht hierbei von **45,5 TWh/a** im Szenario Elektrifizierung bis zu knapp **97 TWh/a** im Szenario Wasserstoff [44].

In „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“ (*Fraunhofer ISI, 2019*) wird ein Wasserstoffbedarf von **130-160 TWh/a** prognostiziert [25]. Hierbei wird der Brennstoffzellentechnologie eine dominante Rolle vorhergesagt, ohne genauer auf Marktanteile unterschiedlicher Antriebskonzepte einzugehen.

Sowohl aus *dena, 2018* [43] als auch aus *Fraunhofer ISE, 2020* [45, 46] lassen sich keine expliziten Prognosen zum Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern treffen. Allerdings finden sich in diesen Studien Angaben bezüglich der erwarteten Zusammensetzung der Nutzfahrzeugsflotte. In der ersten, auf 95% THG-Minderung ausgelegten, Version [45] von *Fraunhofer ISE, 2020* findet sich im Jahr 2050 in den Szenarien noch ein relevanter Anteil an Verbrennern im Ausmaß von 20-60% [45]. In der aktualisierten Version [46] mit 100% THG-Minderung setzt sich der LKW-Bestand 2050 aus 75% FCEV und 24% BEV bei einer Gesamtzahl von gut 7 Millionen LKW zusammen [46]. In den Szenarien EL95 und TM95 (*dena, 2018*) weisen BEV bei den leichten Nutzfahrzeugen hohe Anteile auf, während im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge FCEV und Methan dominieren [43]. In EL95 machen BEV und PHEV 60% und FCEV und Methan 36% der Nutzfahrzeuge aus. Für TM95 ergeben sich Werte für BEV/PHEV von 42% und für FCEV/Methan von 51% [43]. Auffällig ist die hier mit 3,3 Millionen Stück in beiden Szenarien viel kleinere Nutzfahrzeugsflotte im Vergleich zu *Fraunhofer ISE, 2020* [43].

Eine Sonderrolle nehmen die Green-Szenarien (UBA, 2019) ein. Hier wird auch im Bereich der Nutzfahrzeuge die Brennstoffzelle nicht als mögliche Antriebstechnologie berücksichtigt, was zumindest als fragwürdig eingeschätzt werden kann. Stattdessen dominieren im Bereich leichter Nutzfahrzeuge BEV und im Bereich schwerer Nutzfahrzeuge PHEV und Oberleitungs-LKW. Somit ergeben sich hier – mit Ausnahme des Szenarios Green Late - im Vergleich zu anderen Studien sehr hohe Elektrifizierungsquoten. Der Energiebedarf an Kraftstoffen liegt hierbei ungefähr im Bereich von **20-40 TWh/a** und in Green Late bei ca. **75 TWh/a** [10].

Aufgrund der dominierenden Rolle der schweren Nutzfahrzeuge dürfte ein Großteil des Energiebedarfs für den straßengebundenen Güterverkehr über Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe gedeckt werden. Als realistisch wird ein Bedarf von **90-140 TWh/a** eingeschätzt. Deutlich senken ließe sich dieser nur durch den großflächigen Einsatz von Oberleitungs-LKW.

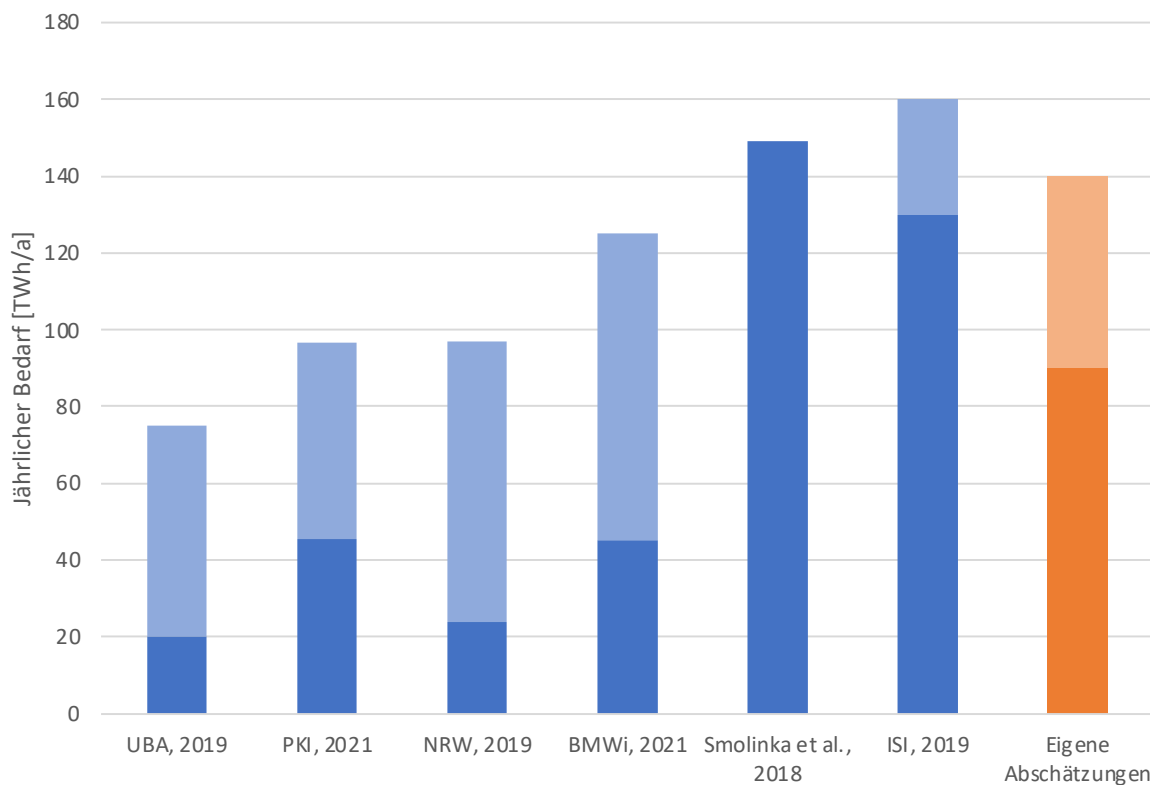


Abbildung 21. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im straßengebundenen Güterverkehr

3.3.3 Flugverkehr und sonstige Mobilität

Der Flugverkehr ist gemeinsam mit der internationalen Schifffahrt jener Aspekt der Mobilität, der in Punkto Treibhausgasneutralität die größten Herausforderungen aufweist. Aufgrund ihrer geringen Energiedichte spielen batterieelektrische Systeme keine Rolle. Auch Wasserstoff kann in Bezug auf Energiedichte und Reichweite nicht mit den heutigen fossilen Kraftstoffen Kerosin und Schweröl bzw. Diesel mithalten. Daher wird die Anwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellen höchstens für Nebenaggregate gesehen [43]. Somit

verbleiben nur flüssige Kraftstoffe, die in Zukunft synthetisch oder biogen hergestellt werden müssen.

Der gegenwärtige Endenergiebedarf des deutschen Anteils am Flugverkehr liegt bei 84 TWh/a [43]. Der zukünftige Bedarf ist somit abhängig von der technologischen Entwicklung, sowie der Entwicklung des Umfangs des Flugverkehrs.

Binnenschifffahrt und der nicht elektrifizierte Anteil des Schienenverkehrs weisen nur relativ geringe Bedarfe an Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen auf. Inwieweit manche Studien – gerade jene mit höheren Bedarfen – auch den nationalen Anteil an der internationalen Schifffahrt mitberücksichtigen, geht aus den Quellen nicht eindeutig hervor.

Die Szenarien EL95 und TM95 (*dena, 2018*) bewegen sich hinsichtlich des Bedarfs an synthetischen Kraftstoffen im Flugverkehr im Bereich des heutigen Bedarfs. In EL95 ist der Bedarf mit **84 TWh/a** etwas niedriger als in TM95 mit **94 TWh/a** [43]. Für die Binnenschifffahrt wird jeweils ein Bedarf von **4 TWh/a** und für den nicht elektrifizierten Schienenverkehr von **1 TWh/a** angegeben [43]. Somit ergibt sich ein Gesamtbedarf von **89-99 TWh/a**.

Ähnliche Werte ergeben sich aus dem Szenario THGND (*UBA, 2014*) mit einem Gesamtbedarf für Flugzeug, Schiff und Schiene von **85 TWh/a** [24]. Hierbei ist darauf zu achten, dass es sich in diesem Fall um das Unterszenario THGND CH4+ handelt, in dem es sich um eine Grenzfallbetrachtung mit einer Maximierung der PtX-Technologien handelt. Auch wurden hier nur Gase und keine flüssigen Kraftstoffe berücksichtigt.

In der „Metastudie Wasserstoff“ werden nur für *BDI, 2018* und *BMW, 2021* Einzelwerte in der Kategorie Schiff- und Luftverkehr angegeben. Für das Szenario BDI 95 findet sich ein Power-to-X Bedarf von knapp **150 TWh/a**, in den beiden BMW Szenarien ein Bedarf von gut **200 TWh/a** an synthetischen oder biogenen Kraftstoffen [42].

Diese Arbeit stuft somit den Bedarf an synthetischen Kraftstoffen in der Mobilität außerhalb des Straßenverkehrs mit **85-150 TWh/a** ein.

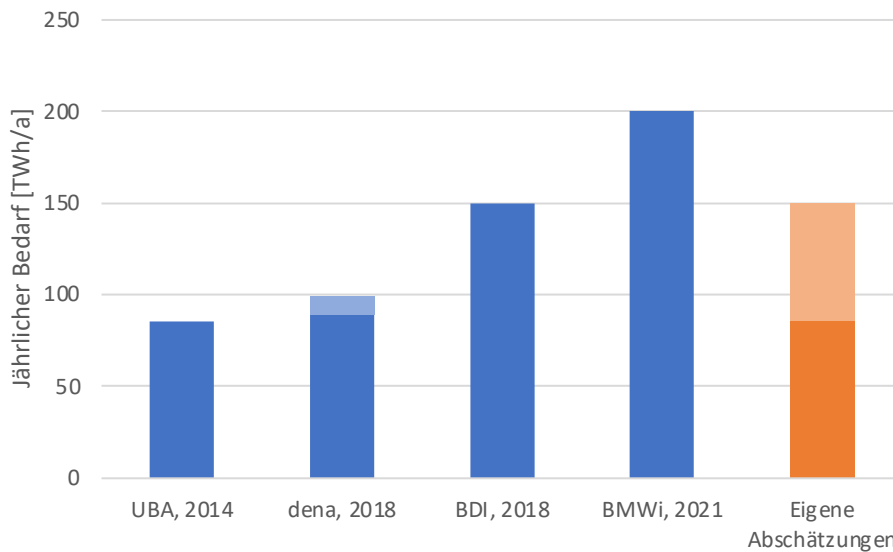


Abbildung 22. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten für Flugverkehr und sonstige Mobilität

3.3.4 Mobilität gesamt

Anhand der „Metastudie Wasserstoff“ zeigen sich deutliche Diskrepanzen zwischen den untersuchten Szenarien. Die Bandbreite reicht hierbei von **110 TWh/a** im Szenario Green Supreme (UBA, 2019) bis hin zu **500 TWh/a** Bedarf an Wasserstoff und synthetischen oder biogenen Kraftstoffen in ISE Beharrung (ISE, 2020) [42]. Im letztgenannten Szenario sorgt spätes Handeln und teilweise Beibehaltung des Bestandes zu einem sehr hohen PtX-Bedarf. Szenarien mit einer eher geringen Elektrifizierung zeichnen sich durch einen höheren Bedarf an Endenergie sowie an Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen aus und bewegen sich grob im Bereich von **300-400 TWh/a** [42]. Szenarien mit einer höheren Elektrifizierung weisen tendenziell Werte um und knapp unter **200 TWh/a** auf [42]. Beispielhaft dafür können die beiden Szenarien EL95 und TM95 (dena, 2018) gesehen werden. TM95 weist einen Bedarf von **315 TWh/a** auf (davon 92 TWh H₂), EL95 dagegen einen Bedarf von **223 TWh/a** (davon 120 TWh H₂) [43].

Ähnliche Werte lassen sich auch in der darüber hinaus verwendeten Literatur finden: Im Szenario THGND (UBA, 2014) ergibt sich ein Bedarf an regenerativen Gasen von gut **380 TWh/a** wobei knapp 300 TWh/a auf den Straßenverkehr entfallen [24]. In S0-95 (Smolinka et al. 2018) ist nur der Straßenverkehr berücksichtigt, aus dem sich ein Wasserstoffbedarf von **280 TWh/a** ergibt [19], wobei es sich hier aufgrund Setzungen um ein eher wasserstofflastiges Szenario handelt. Auch in Fraunhofer ISI, 2019 findet nur der Straßenverkehr Berücksichtigung, der hier mit **200-290 TWh/a** zu Buche schlägt [25]. In PIK, 2021 werden in den Hybrid-Modellen neben dem Straßenverkehr nur die Binnenschifffahrt und der inländische Flugverkehr berücksichtigt, die gemeinsam nur 10 TWh/a ausmachen. Daher ergeben sich hier nur Gesamtbedarfe von **118-200 TWh/a**, die fast ausschließlich aus dem Straßenverkehr resultieren [44]. Gerade im Modell REMod fallen die Bedarfe mit bis zu **400**

TWh/h deutlich höher aus und dokumentieren die Unsicherheiten, die sich aus dem Bedarf im Verkehrssektor ergeben. Der Nationale Wasserstoffrat rechnet mit einem Bedarf von **203 TWh/a**, für den ganzen Mobilitätssektor [17]. Da hierbei jedoch ebenfalls nur 12 TWh/a für E-Fuels im Luftverkehr vorgesehen sind, dürfte dieser Wert realistisch betrachtet deutlich höher liegen.

Die Bandbreite der in den vorigen Kapiteln getroffenen Einschätzungen, beläuft sich auf **215-370 TWh/a**, wobei 130-220 TWh/a auf den Straßenverkehr entfallen. Somit bildet sie sowohl Szenarien mit höherer als auch geringer Elektrifizierung ab. Da im Bereich der PKW mit einem hohen Anteil an BEV gerechnet wird, werden die sehr hohen Werte mancher Studien für den Straßenverkehr nicht erreicht.

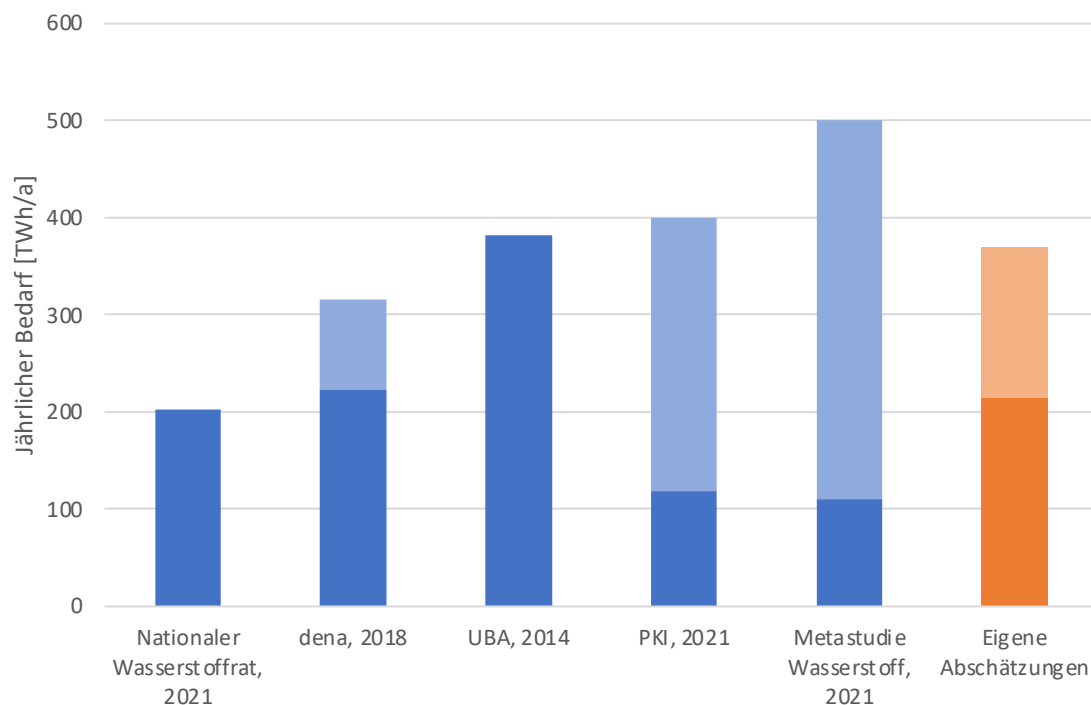


Abbildung 23. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im Sektor Mobilität

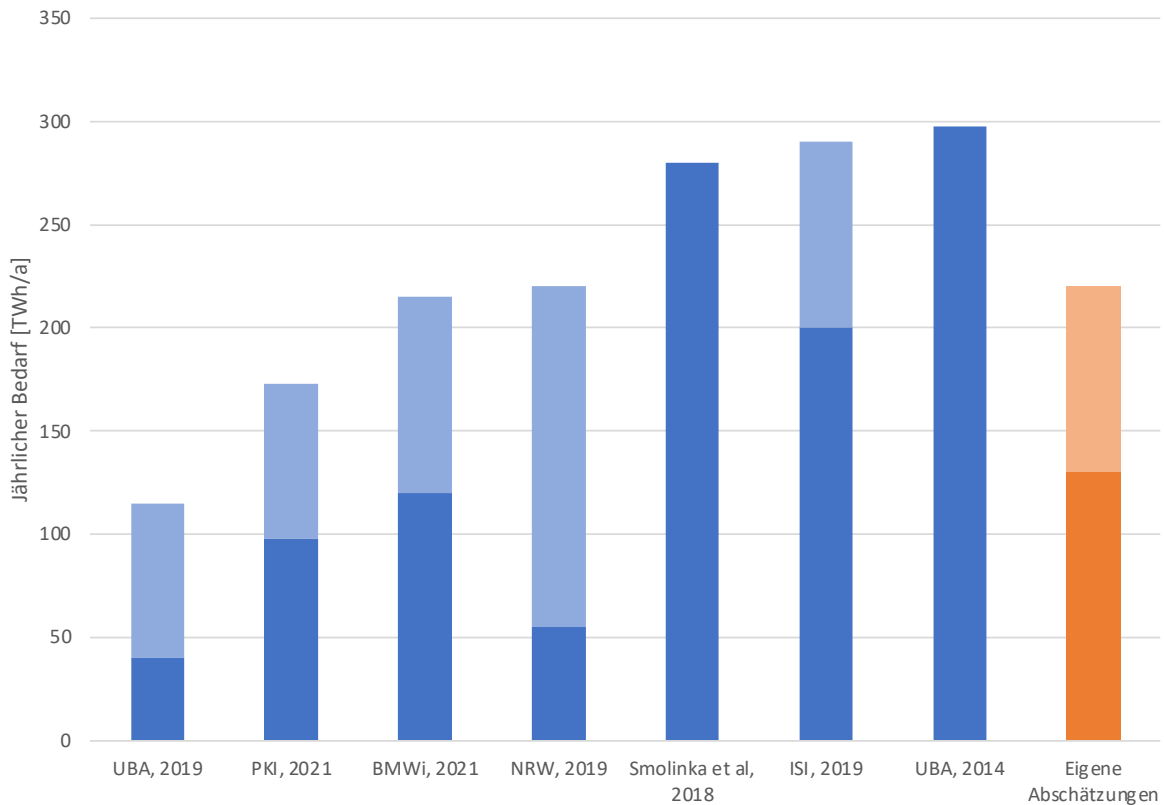


Abbildung 24. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im Straßenverkehr

3.4 Wärme

Die Bereitstellung von Gebäudewärme und Warmwasser erfolgt heutzutage größtenteils fossil über Gas- und Ölkessel, welche sich zu rund 75% der Wärmeerzeuger in Deutschland summieren [45]. 2015 wurden 396 TWh/a Endenergie in Form von Gas und 208 TWh/a in Form von Öl bereitgestellt [43]. Daneben spielen auch die Versorgung über Fernwärmenetze und Biomasse eine Rolle. Zusätzlich ist eine beginnende Elektrifizierung über den Einsatz von Wärmepumpen auszumachen [45].

Anders als in den zuvor betrachteten Sektoren Industrie und Mobilität ergibt sich im Sektor Wärme kein zwingender Einsatz von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern, da sich Niedertemperaturwärme sehr effizient über elektrisch betriebene Wärmepumpen sowie über Fernwärmenetze, die z.B. industrielle Abwärme nutzen, bereitstellen lässt. Dies setzt allerdings einen umfassenden strukturellen Umbau von aktuellen Gas- und Ölheizungssystemen vor allem auf elektrische Wärmepumpen, sowie einen Ausbau von Fernwärmenetzen voraus. Ob dies im privaten Bereich im nötigen Ausmaß und Tempo passieren wird, dürfte wohl auch stark von politischen Weichenstellungen und Förderungen abhängig sein. Darüber hinaus ist hierfür ein zügiger Ausbau der erneuerbaren Strombereitstellung erforderlich, um den zusätzlichen Strombedarf decken zu können.

Ein solcher optimaler Umbau des Wärmesektors würde neben dem großflächigen Einsatz von Wärmepumpen und Fernwärmeanschlüssen ebenfalls die umfassende energetische

Sanierung von Bestandsgebäuden umfassen, um auf diesem Weg den Heizwärmebedarf zu senken. Darüber hinaus würden im großen Stil heutige Radiatorheizungen durch Flächenheizungen ersetzt. Diese erlauben die Verwendung eines deutlich niedrigeren Temperaturniveaus und somit einen deutlich effizienteren Einsatz von Wärmepumpen [45]. Der Einsatz von Biomasse wird in den untersuchten Studien unterschiedlich bewertet. Im Zuge eines optimalen Umbaus wäre es aber wohl zu bevorzugen, die nur begrenzt zur Verfügung stehende Biomasse zur Erzeugung von Biogas und flüssigen Kraftstoffen zu nutzen [45]. Als beispielhaft für einen solchen optimalen Umbau des Wärmesektors darf das auf 100% Treibhausgasneutralität aktualisierte ISE-Referenzszenario (*ISE, 2020*) gelten. In diesem Szenario werden gut 55% der Hausanschlüsse über Wärmepumpen und ein weiteres Drittel über Fernwärmenetze versorgt [46]. Die restlichen Anschlüsse setzen sich zu gleichen Teilen aus einem Restbestand an – mit synthetischem Methan betriebenen – Gaskesseln sowie Wasserstoffbrennstoffzellen zusammen [46]. Im sehr stark auf Elektrifizierung setzenden Szenario EL95 (*dena, 2018*) ergeben sich noch höhere Anteile an Wärmepumpen, während der Fernwärmebedarf im Vergleich zu heute rückläufig ist [43]. Darüber hinaus dürften auch solarthermische Systeme eine Rolle spielen.

Im Falle eines langsamen Umbaus des Wärmesektors wie in ISE-Beharrung (*ISE, 2020*) dürften vor allem Gaskessel noch lange in größerem Umfang im Bestand bleiben [45]. Wird in einem solchen Szenario Klimaneutralität erreicht, ergibt sich ein relevanter Bedarf an synthetischem Methan. Darüber hinaus wird in anderen ähnlichen Szenarien ein durchaus nicht unwesentlicher Einsatz von Brennstoffzellen gesehen [42]. Gerade bei einem stockenden Ausbau der erneuerbaren Strombereitstellung könnten mit importiertem Wasserstoff oder Gas betriebene Brennstoffzellensysteme neben Wärme auch die dann nötige elektrische Energie dezentral bereitstellen [45].

Eine Beimengung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz dürfte bei optimal voranschreitendem Umbau weg von Gaskesseln hin zu Wärmepumpen wohl nur mittelfristig eine Rolle zur Senkung der CO₂-Emissionen spielen. Die technisch maximal mögliche Toleranzgrenze könnte hier wohl bei bis zu 20 vol% Wasserstoff liegen [25]. Bleiben Gaskessel länger im Einsatz, könnte dies auch eine längerfristige Option sein. Bei einem verbreiteten Einsatz von Brennstoffzellen könnte auch die Umrüstung heutiger Gaspipelines auf 100% Wasserstoff interessant werden [25].

Aus diesen, den Umbau des Wärmesektors betreffenden Unwägbarkeiten, ergibt sich eine große Bandbreite bezüglich des zukünftigen Einsatzes von Wasserstoff und synthetischem Methan. Diese reicht in der „Metastudie Wasserstoff“ von **17 TWh/a** (*BDI, 2018*) [42] bzw. **18 TWh/a** (EL95 in *dena, 2018*) [43] bis hin zu ungefähr **200 TWh/a** in den Szenarien TM95 (*dena, 2018*) [43], ISE Beharrung (*ISE, 2020*) [45] und Fokus PtG/PtL (*BMWi, 2021*) [42]. Im Szenario S0-95 (*Smolinka et al., 2018*) wird sogar ein Wasserstoffbedarf von **264 TWh/a** prognostiziert [19]. Da in dieser Studie allerdings fast ausschließlich stofflicher Bedarf in der Industrie identifiziert wurde, erscheint es wahrscheinlich, dass die industrielle Prozesswärme hier in

den Sektor Wärme bilanziert wurde. Ansonsten lassen sich Werte von **55,2 TWh/a** (*Öko-Institut und ISI, 2015*) und **107 TWh/a** (*UBA, 2014*) finden [24]. Diese große Bandbreite spiegelt sich auch in den Werten des nationalen Wasserstoffrates wider, die für 2040 von **10 bis 154 TWh/a** reichen, dabei allerdings auch Biogas inkludieren [17]. Ähnlich sieht das Bild in *PKI, 2021* mit einer Bandbreite von **15-85 TWh/a** aus, wobei auch in Szenarien mit viel Wasserstoff und synthetischen Energieträgern eine verhältnismäßig hohe Elektrifizierung vorliegt [44].

Dementsprechend soll auch hier eine sehr große mögliche Bandbreite von **20 bis 200 TWh/a** angegeben werden, wobei es sich bei den minimalen und maximalen Werten jeweils um eher unrealistische Grenzfälle handeln dürfte.

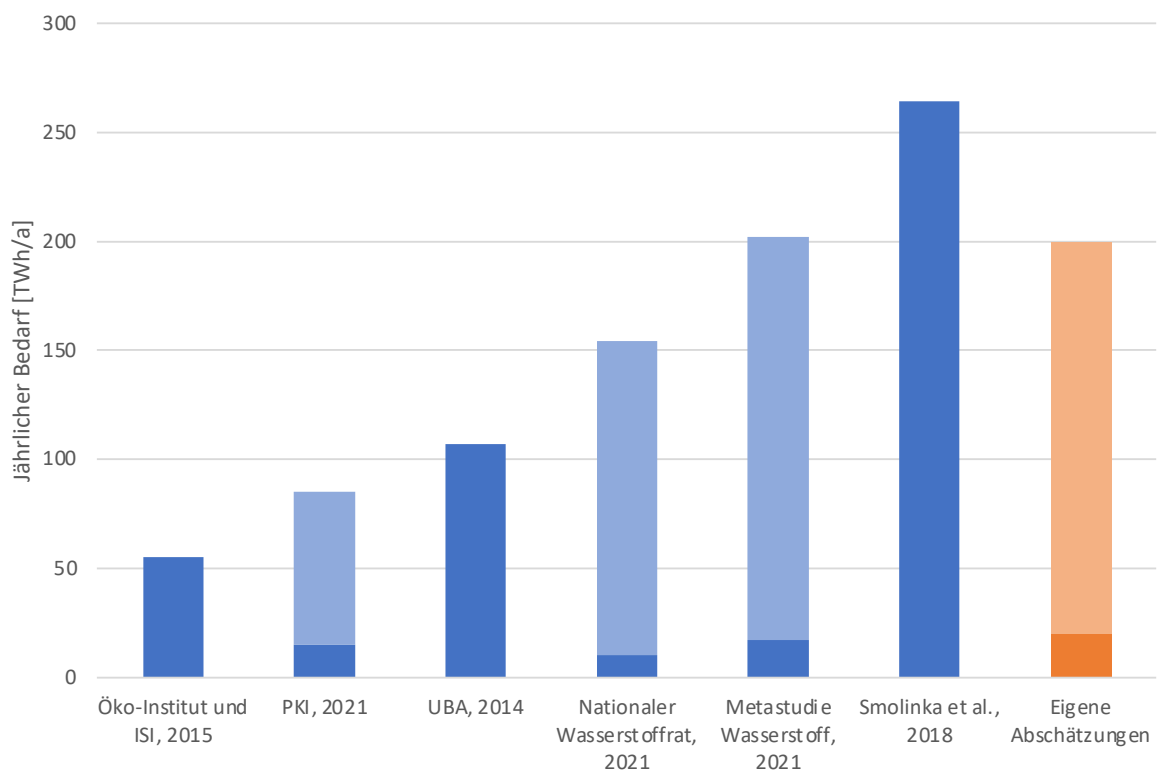


Abbildung 25. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im Sektor Wärme

3.5 Energie

Dass Wasserstoff und Methan für den Energiesektor der Zukunft eine systemrelevante Rolle spielen, bedingt sich vor allem in der notwendigen Kapazität der nötigen Langzeitstromspeicher. Diese werden zur Deckung des Bedarfs an elektrischer Energie während sogenannter Dunkelflauten und zur saisonalen Zwischenspeicherung benötigt.

3.5.1 Benötigte Speicherkapazität und -leistung

Durch die zu erwartende große Dominanz der fluktuierenden Strombereitstellung durch Wind- und Solarenergie, ergeben sich große Herausforderungen hinsichtlich Erzeugungs- und Lastmanagement sowie dem notwendigen Netzausbau. Auch wenn eine Entwicklung des Energiesystems hin zu einer möglichst flexiblen Nutzung und ausgeprägten Sektorenkopplung zu erwarten ist [45], werden Situationen verbleiben, in denen große Speicherkapazitäten notwendig sind. Diese ergeben sich aus andauernden Wetterlagen im Herbst und Winter – wie einem stabilen sibirischen Hoch – die neben der jahreszeittypischen geringen Sonneneinstrahlung auch eine europaweite Windflaute mit sich bringen. Daher spricht man in solchen Fällen von kalten Dunkelflauten, die sich einerseits durch geringe Strombereitstellung und andererseits durch hohen Strombedarf kennzeichnen. Der hohe Strombedarf im Vergleich zum Jahresdurchschnitt ergibt sich aus dem größeren Strombedarf für Heizung und Beleuchtung im Winter. Da solche Wetterlagen bis zu zwei Wochen andauernd können und, wie die extreme Dunkelflaute im Januar/Februar 2006, ganz Europa erfassen können [49], ist eine zeitliche - und räumliche - Verschiebung des Strombedarfs nicht möglich [50]. Abbildung 26 zeigt, welche Auswirkungen die Dunkelflaute des Winters 2006 auf ein zu 100% aus erneuerbaren Energien gespeistes Stromsystem hätte. Es ergeben sich hierbei massive Unterschiede zwischen möglicher Bereitstellung und Stromnachfrage, welche nur durch Langzeitstromspeicher ausgeglichen werden können.

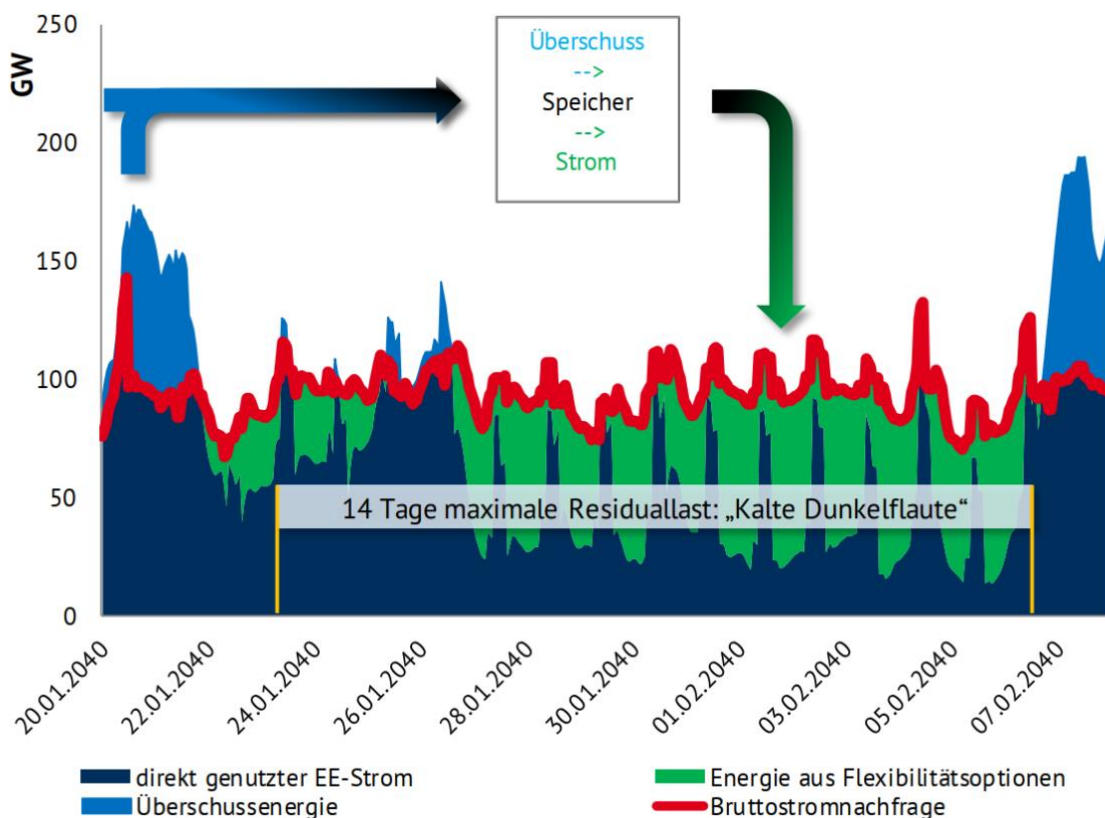


Abbildung 26. Zweiwöchige Dunkelflaute in einem Energiesystem mit 100% erneuerbarer Strombereitstellung [49]

Zur Berechnung der für eine solche Dunkelflaute nötigen Speicherkapazität ist eine Abschätzung der erforderlichen Back-up-Leistung nötig. Diese ergibt sich aus der Differenz aus elektrischem Bedarf und vorhandener Mindestleistung des Kraftwerksparks. Diese erforderliche Back-up-Leistung steigt mit dem Anteil der Direktelektrifizierung des Energie- und Wirtschaftssystems an: So werden im Technologiemixszenario TM95 (*dena, 2018*) 45 GW an Gaskraftwerken während einer zweiwöchigen Dunkelflaute benötigt [43]. Im Elektrifizierungsszenario EL95 (*dena, 2018*) erhöht sich dieser Wert auf 90 GW [43]. In anderen Quellen lassen sich hierfür Werte von 70 GW finden [51]. Nimmt man vereinfacht diese Leistungen von 45-90 GW als Dauerleistungen über die gesamte Dunkelflaute an, ergibt sich ein Speicherbedarf für eine zweiwöchige Dunkelflaute in der Größenordnung von 15-30 TWh. Da darüber hinaus eine saisonale Verschiebung vom Sommer in den Winter erforderlich ist, müssten die Kapazitäten auf das ganze Jahr betrachtet noch etwas größer sein. *Huneker et al., 2017* erhalten aus ihrer Simulation der zweiwöchigen Dunkelflaute des Winters 2006 in einem System mit 100% erneuerbaren Energien einen Speicherbedarf über das ganze Jahr betrachtet von 44 TWh, mit welchem sowohl der jahreszeitliche Ausgleich als auch die Überbrückung der Dunkelflaute gelingt [49]. *Zapf, 2017* erhält bei einer ähnlichen Betrachtung über den Verlauf eines Jahres eine benötigte Speicherkapazität von knapp 50 TWh [26].

3.5.2 Wasserstoff, Methan und andere Speicherformen

Gemäß den in 3.5.1 getroffenen Abschätzungen dürften somit in Deutschland in Zukunft Stromspeicher mit einer Kapazität im mittleren zweistelligen TWh-Bereich und einer Leistung im oberen zweistelligen GW-Bereich erforderlich sein. Daher werden Speicherformen benötigt, die sowohl hohe Speichermengen als auch hohe Leistungen aufweisen und somit für Versorgungssicherheit sorgen.

Ultrakurzzeitspeicher wie Superkondensatoren, Schwungräder und Spulen können binnen kürzester Zeit sehr hohe Leistungen aufnehmen und wieder abgeben. Gleichzeitig lassen sich mit diesen Technologien nur sehr geringe Energiemengen speichern. Daher ergeben sich sehr kurze Ausspeicherdauern im Minuten- bis Stundenbereich, aufgrund derer sie für eine langfristige Speicherung nicht in Frage kommen. Durch die sehr kurzen Reaktionszeiten im Millisekundenbereich und die hohen möglichen Leistungen sind sie jedoch perfekt für die Primärregelung geeignet. Hier wird ihnen in einem immer volatileren Stromsystem eine große Rolle zukommen [43, 50].

Neben diesen Ultrakurzzeitspeichern zur Primärregelung werden auch Batterien als Kurzzeitspeicher eine wichtige Rolle zur Stabilisierung des Stromnetzes spielen. Eine Abschätzung der speicherbaren Energiemenge zeigt jedoch auch hier, dass diese nicht allein für die Grundlastabdeckung während einer Dunkelflaute in Frage kommen werden. *Fraunhofer ISE, 2020* geht in dem Szenario mit dem größten Bedarf an stationären Batteriespeichern (ISE Inakzeptanz) von einer installierten Kapazität von 0,4 TWh_{el} im Jahr

2050 aus [45]. Geht man rein theoretisch von einer voll elektrifizierten PKW-Flotte in Deutschland aus, von deren Speicherkapazität zu jeder Zeit 50% für die Netzeinspeisung zur Verfügung stehen, würde sich die speicherbare Strommenge um weitere gut 0,4 TWh_{el} erhöhen [50]. Selbst wenn diese Speicher die notwendige Einspeiseleistung während einer Dunkelflaute wohl liefern könnten [50], reicht die speicherbare Energiemenge im Falle einer Dunkelflaute somit nur für einen Zeitraum von aufgerundet 10 bis 20 Stunden. Somit können Batteriespeicher eine relevante Rolle für die tageszeitliche Speicherung vor allem von PV-Strom einnehmen, für die längerfristige Energiespeicherung sind sie jedoch nicht geeignet.

Die aktuell und historisch bedeutendste Form der Speicherung elektrischer Energie ist die Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken. 2010 lag deren Kapazität in Deutschland jedoch nur bei 0,04 TWh bei einer Turbinenleistung von 6 GW [50]. In Österreich betrug die in Pumpspeichern installierte Turbinenleistung im Jahr 2012 4,3 GW [52]. Der in Deutschland perspektivisch zu erwartende Ausbau auf 0,06 TWh bei 9 GW Turbinenleistung [50], entspricht also nicht annähernd den nötigen Kapazitäten. Auch langfristig werden in Mitteleuropa die erforderlichen Kapazitäten aufgrund begrenzter technischer Potentiale und mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz nicht realisierbar sein. Interessant könnte die Erschließung großer Potentiale an Pumpspeichern in Skandinavien werden. Hier werden für Norwegen Potentiale von 84 TWh_{el} und für Schweden von 34 TWh_{el} prognostiziert [50]. Hierfür wäre jedoch ein massiver Ausbau der Stromnetze zwischen Nord- und Mitteleuropa notwendig. Ob ein so gewaltiger Ausbau ökologisch nachhaltig durchführbar wäre, und auf die nötige gesellschaftliche Akzeptanz stoßen würde, darf darüber hinaus bezweifelt werden. Auch ein geringerer Ausbau kann jedoch einen durchaus relevanten Anteil zur Stabilisierung der europäischen Stromversorgung leisten.

Mitunter werden auch Druckluftspeicher als großtechnische Speicheroption diskutiert. Hierbei wird komprimierte Luft in gasdichte unterirdische Speicherreservoirs wie Salzkavernen gepresst. Diabate Speicherkonzepte – wie sie weltweit zweimal umgesetzt wurden [50] – geben bei der Kompression Wärme frei, die an die Umgebung abgeführt oder in einem Rekuperator genutzt werden kann. Beim Expansionsvorgang ist diese Wärme über eine Gasfeuerung wieder zuzuführen [38, 50]. Daher sind in dieser Umsetzungsform nur Wirkungsgrade in der Größenordnung von 40-55% zu erreichen [26]. Bei adiabaten Druckluftspeichern treibt das expandierende Gas die Turbine ohne Zufeuerung an. Die frei gewordene Kompressionswärme wird in einem Wärmespeicher gespeichert und steht zum Antrieb der Expansion zur Verfügung [38, 50]. Theoretisch sind so Wirkungsgrade bis zu 70% möglich [26, 38, 50]. Hierfür gibt es jedoch nur erste kleine Versuchsanlagen, wie beispielsweise der Firma ALACAES im Schweizer Tessin [53]. Neben der fehlenden Marktreife dürfte jedoch auch die mangelnde Energiedichte dieser Speicherform eine großtechnische Umsetzung unwahrscheinlich machen. So lassen sich mittels Druckluft in Kavernenspeichern 2-7 kWh/m³ speichern [26]. Speichert man in denselben Kavernen Wasserstoff oder Methan erreicht man hingegen Energiedichten von 350 bzw. 1100 kWh/m³ [26].

Als einzige realistisch national umsetzbare Variante verbleibt somit die chemische Speicherung von Strom in Form von Wasserstoff oder Methan. Hierbei kann im Falle von Methan zu 100% auf die vorhandene Speicher- und Übertragungskapazität des Gasnetzes zurückgegriffen werden. Im Falle von Wasserstoff sollten zumindest Beimischungen von 10vol% unproblematisch sein. Die Angaben für die aktuelle Speicherkapazität des Gasnetzes bei 100% Methan bewegen sich zwischen 137 TWh_{el} (*Graf et al., 2021*) [51] und 162 TWh_{el} (*Zapf, 2017*) [26]. Die vorhandenen Arbeitsgasspeicher teilen sich dabei jeweils grob zur Hälfte in Poren- und Kavernenspeicher auf, wobei der Anteil an Kavernenspeichern in den letzten Jahren zunahm [26]. Somit ist bereits im heutigen Gasnetz eine Speicherkapazität vorhanden, die mehr als ausreichend ist, um eine sichere Versorgung mit Elektrizität bei 100% erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Speicherpotentiale des Gasnetzes mittelfristig auf 208 TWh_{el} und langfristig auf 367 TWh_{el} ansteigen [26]. Für diese Werte wurde nach *Graf et al., 2021* ein Wirkungsgrad bei der Verstromung von Methan von 68,6% bezogen auf H_u angenommen [51]. Würden die mittel- und langfristig zur Verfügung stehenden Kavernenspeicher ausschließlich mit Wasserstoff befüllt, ließen sich hierbei bezogen auf H_u 59 bzw. 126 TWh_{th} speichern [26].

Somit lassen sich über das Gasnetz und die damit verbundenen Speicher bereits heute ausreichend große Mengen an Energie speichern. Aus der Differenz zwischen der benötigten Speicherkapazität zur Rückverstromung und den insgesamt zu erwartenden Speicherkapazitäten ergibt sich, dass sich in einem klimaneutralen Energie- und Wirtschaftssystem große Mengen an synthetischen Gasen bis zu ihrer Endanwendung in den zuvor beschriebenen Sektoren Industrie, Mobilität und Wärme zwischenspeichern lassen.

3.5.3 Bedarf im Energiesektor

Der Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten in den unterschiedlichen Studien ist aufgrund deutlich unterschiedlicher Abgrenzungen mitunter schwer zu vergleichen. So finden teilweise Raffinerien und Fernwärme neben der Rückverstromung Berücksichtigung. Gemäß der in dieser Arbeit getroffenen Methodik sollte jedoch der Bedarf in den Raffinerien in den Sektoren chemische Industrie sowie Mobilität berücksichtigt sein, die Fernwärme im Sektor Wärme. Im Folgenden werden daher nur Ergebnisse angegeben die ausschließlich die Rückverstromung im Rahmen der Energiespeicherung betreffen. Die Werte werden hier, um Konsistenz mit den anderen Sektoren herzustellen, in TWh_{th} bezogen auf H_u und nicht in TWh_{el} angegeben.

In den untersuchten Studien wird entweder nahezu ausschließlich auf Wasserstoff oder Methan in diesem Sektor gesetzt. Eine kombinierte Lösung, die über etwas Wasserstoff im Gasnetz hinausgeht und doppelte Infrastrukturen nötig machen würde, ist somit nicht vorgesehen. In jenen Szenarien der „Metastudie Wasserstoff“, in denen Wasserstoff verwendet wird, reicht die Bandbreite von **50 TWh/a** in ISE Referenz100 (*ISE, 2020*) bis zu gut **150 TWh/a** (*Agora, 2020*) [42]. In *BDI, 2018* findet Methan Anwendung und wird mit einem

Bedarf von gut **100 TWh/a** prognostiziert [42]. Aus *dena*, 2018 lässt sich gut der Einfluss der Elektrifizierung auf den PtX-Bedarf im Energiesektor ablesen. Während in TM95 nur **69 TWh/a** an Gas benötigt werden (davon 14 TWh Biogas), steigt der Bedarf bei hoher Elektrifizierung in EL95 auf **123 TWh/a** (davon 36 TWh Biogas) an [43]. In *PKI*, 2021 reicht die Bandbreite an entweder Wasserstoff oder E-Fuels in der Energiewirtschaft von ca. **40 bis 100 TWh/a** [44]. Etwas niedrigere Werte finden sich in den etwas älteren Studien bei *UBA*, 2014 und *Öko-Institut und ISI*, 2015 mit jeweils knapp **40 TWh/a** [24]. Der recht geringe Bedarf von **13 TWh/a** in *S0-95 (Smolinka et al., 2018)* dürfte sich in der hier sehr geringen Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität erklären [19]. Allerdings findet sich in dieser Studie auch ein deutlich höherer Wert für eine Speicherkapazität von 59 TWh [19]. Somit könnte sich der recht geringe Bedarf eventuell auch durch eine Bilanzierung und Abgrenzung des Bedarfs im Energiesektor erklären, die sich von den anderen Studien und Szenarien unterscheidet.

Somit erscheint es abschließend realistisch den Bedarf an Wasserstoff und/oder Methan im Energiesektor mit **40-150 TWh/a** zu beziffern, wobei anzumerken ist, dass die Mehrzahl der Studien und Szenarien eher Werte um oder über 100 TWh aufweisen.

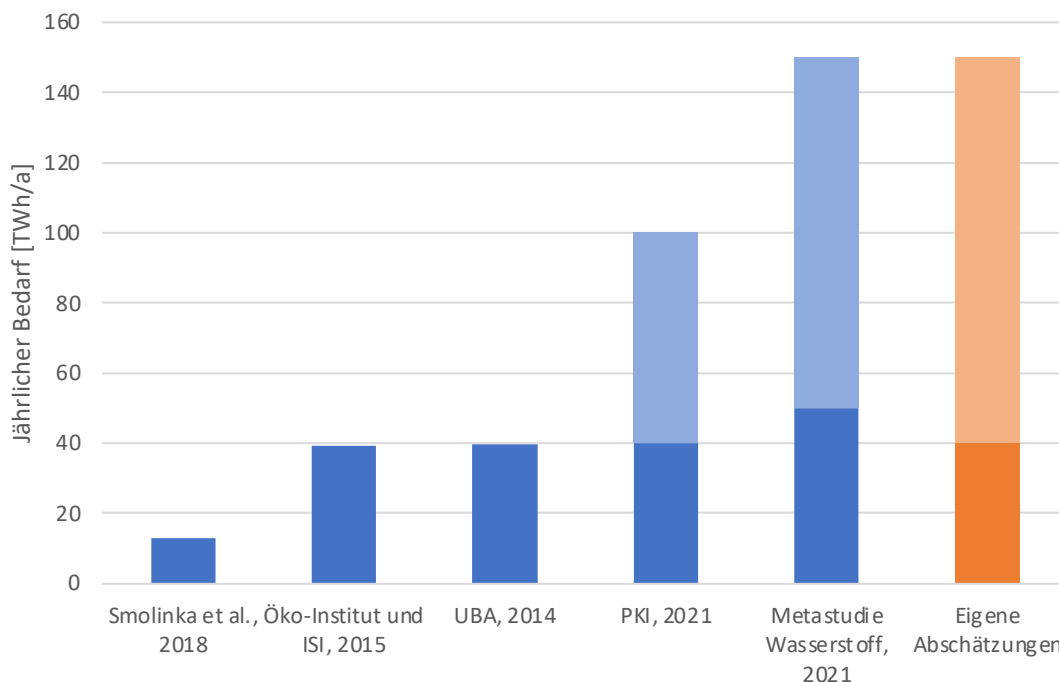


Abbildung 27. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im Sektor Energie

3.6 Gesamtbedarf an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern

In der „Metastudie Wasserstoff“ wird die Bandbreite der Nachfrage nach Wasserstoff und Syntheseprodukten in den untersuchten Studien und Szenarien mit **400 bis knapp 800 TWh/a** angegeben „ohne extreme Ausreißer bei den Studien/Szenarien zu berücksichtigen“ (*Wietschel et al., 2021*) [42]. Tatsächlich werden von den 21 untersuchten Szenarien aus 8 Studien nur die Ergebnisse von 11 Szenarien aus 7 Studien wiedergegeben. So findet

beispielsweise das in dieser Arbeit recht häufig zitierte Szenario TM95 aus *dena, 2018* keine Erwähnung in der Endauswertung. Für dieses ergibt sich aus der Originalstudie selbst ein Bedarf von insgesamt **908 TWh/a** [43], der somit deutlich über der oben genannten Bandbreite liegt. Ein ebenfalls recht hoher Wert ergibt sich aus S0-95 (*Smolinka et al., 2018*) mit **705 TWh/a** [19], wobei in dieser Studie zum einen der Flug- und Schiffsverkehr nicht betrachtet wird, und zum anderen der stoffliche Bedarf in der Industrie mit 5 TWh sehr niedrig angesetzt wird. Somit müsste sich nach den Rechercheergebnissen dieser Arbeit der Wasserstoffbedarf noch deutlich weiter erhöhen. Aus dem Szenario THGND (*UBA, 2014*) ergibt sich sogar ein Gesamtbedarf an Gasen in Höhe von **1010 TWh/a** [24]. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass in diesem Szenario ein sehr hoher Bedarf im Straßenverkehr gesehen wird. Aus den Einschätzungen des *Nationalen Wasserstoffrates, 2021* ergeben sich Werte in der Größenordnung bis zu ungefähr **800-950 TWh/a** [17]. Für den Sektor Energie wird hier leider nur ein Maximalwert („bis zu 280 TWh“ [17]) angegeben, so dass hier vermutlich eine Überschätzung des Sektors Energie vorliegt. In *Fraunhofer ISI, 2019* wird eine sehr breite Bandbreite von **250-800 TWh/a** zwischen einem Szenario mit hoher Elektrifizierung und daher niedriger Nachfrage und einem Szenario mit hoher Nachfrage nach Wasserstoff angegeben [25]. Wie zu erwarten, weisen auch insgesamt Szenarien mit einer höheren Direktelektrifizierung geringere Bedarfe aus, als solche mit einer eher niedrigen Elektrifizierungsquote. Große Unterschiede weisen auch die Szenarien und Modelle in *PKI, 2021* mit **300-700 TWh/a** auf [44]. Auffällig in dieser Studie ist, dass die unterschiedlichen Modelle sehr unterschiedliche Bedarfe in den einzelnen Sektoren prognostizieren. Würde man beispielsweise die Maximalwerte in Industrie (370 TWh/a) und Mobilität (400 TWh/a) in einem Szenario und Modell vereinen, würde sich ein höherer Maximalbedarf aus dieser Studie ergeben.

Aus den für die einzelnen Sektoren anhand der verwendeten Literatur getroffenen Abschätzungen lässt sich auch eine eigene Bandbreite des zukünftigen Bedarfs an Wasserstoff und darauf aufbauenden synthetischen Energieträgern treffen. Der Mindestwert liegt dann bei **605 TWh/a** und teilt sich wie folgt auf die einzelnen Sektoren auf: 330 TWh/a Industrie, 215 TWh/a Mobilität, 20 TWh/a Wärme, 40 TWh/a Energie.

Der auf diesem Weg ermittelte Maximalbedarf beläuft sich auf **1320 TWh/a** (600 TWh/a Industrie, 370 TWh/a Mobilität, 200 TWh/a Wärme, 150 TWh/a Energie) und liegt somit deutlich höher als die Werte in den einzelnen Studien und Szenarien.

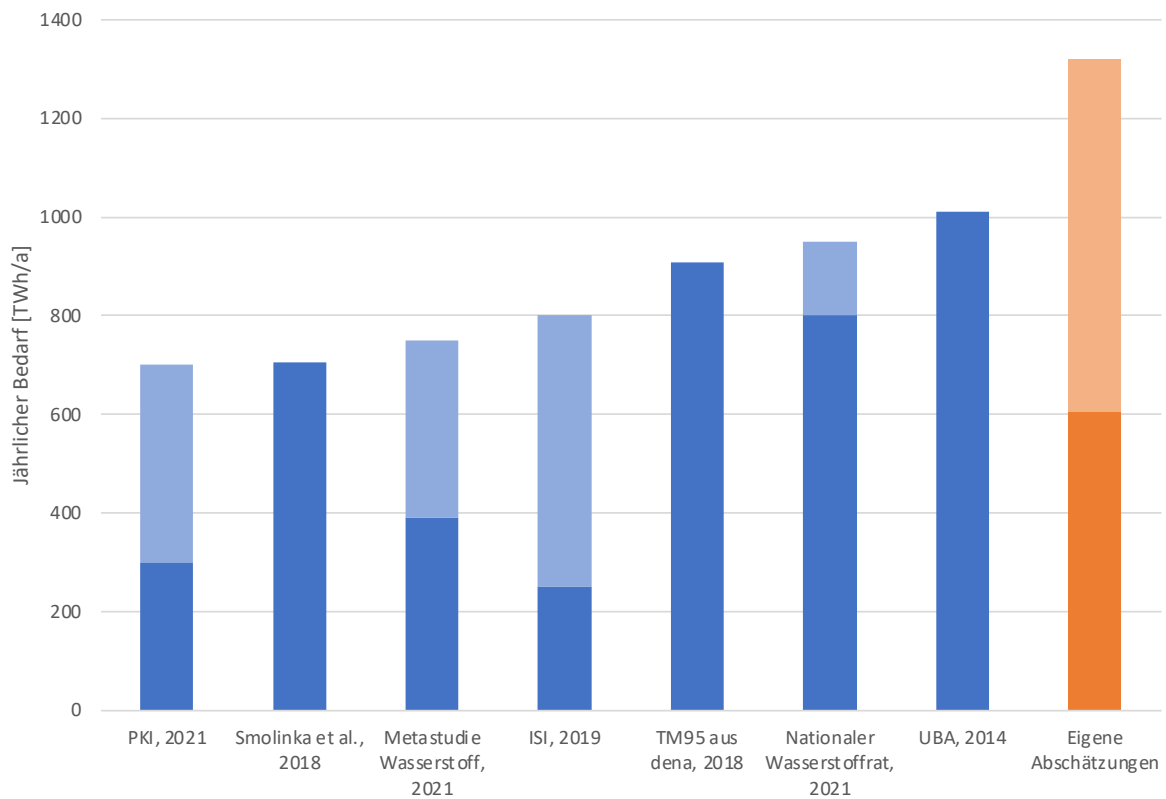


Abbildung 28. Gesamtbedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten

Wie in Kapitel 3.5 ausgeführt, erreicht der Bedarf im Sektor Energie dann besonders hohe Werte, wenn in den anderen Sektoren eine ausgeprägte Elektrifizierung stattfindet und daher niedriger Bedarf herrscht. Würde man daher für den gesamten Mindestbedarf den höchsten Wert aus dem Sektor Energie verwenden, und für den gesamten Maximalbedarf den niedrigsten, ergäbe sich eine Bandbreite von **715-1210 TWh/a**.

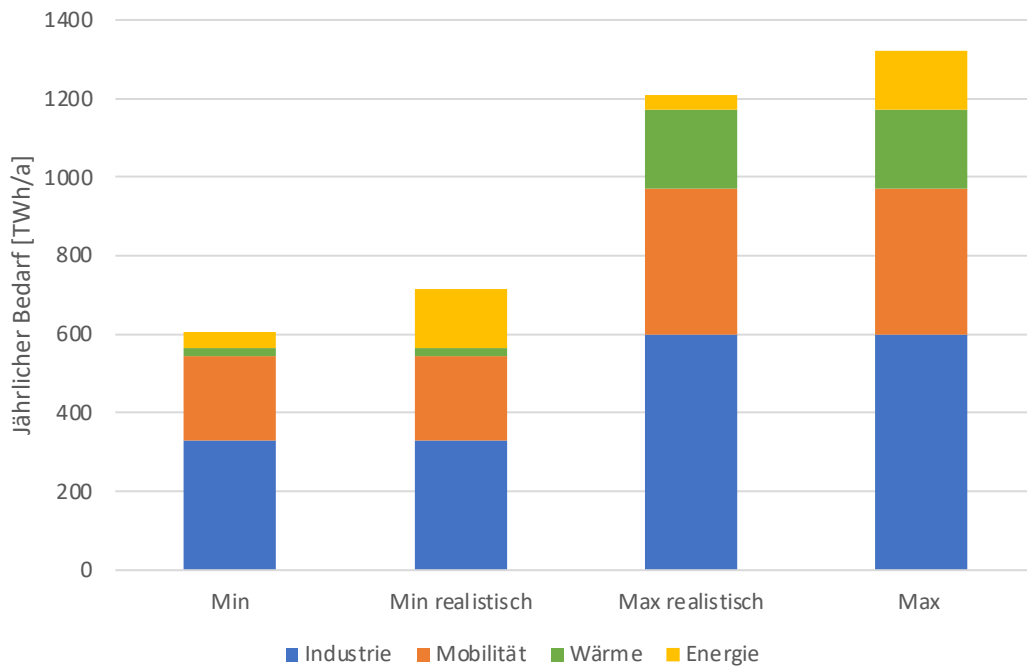


Abbildung 29. Eigene Abschätzungen des Bedarfs an Wasserstoff und Syntheseprodukten

Die im Vergleich zu einigen Studien deutlich höheren Werte resultieren aus Sicht dieser Arbeit vor allem aus der Unterschätzung (oder komplett fehlenden Berücksichtigung) des stofflichen Bedarfs in der Industrie sowie des Flugverkehrs. Somit scheint eine Unterschätzung des möglichen Bedarfs an Wasserstoff und Syntheseprodukten in Teilen der relevanten Literatur vorzuliegen. Es ergibt sich auf jeden Fall ein relativ gesicherter Bedarf im oberen dreistelligen TWh-Bereich, der sich nur durch einen großflächigen Einsatz von fossilen Energieträgern in Kombination mit *Carbon Capture and Storage* Technologien deutlich senken lassen würde.

Zu einer Überschätzung des Bedarfs in den eigenen Abschätzungen könnte es aufgrund einer mitunter schwierigen Abgrenzung zu biogenen Energieträgern und Kraftstoffen kommen. Auch ist nicht auszuschließen, dass der Bedarf in der chemischen Industrie aufgrund eines geänderten Konsumverhaltens und gesetzlichen Regelungen zu Kunststoffverpackungen und der sonstigen Verwendung von Kunststoffen in Zukunft niedriger liegen wird, als hier prognostiziert.

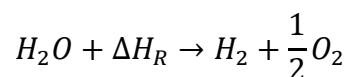
4 Wasserstoff aus Wasserelektrolyse

Die Erzeugung von Wasserstoff aus Wasser mittels elektrischen Stroms durch die Technologie der Wasserelektrolyse, wird gemeinhin als die wichtigste Technologie für die Erzeugung von grünem Wasserstoff gesehen. Hierbei gilt es zwischen der alkalischen, der PEM- und der Hochtemperaturelektrolyse zu unterscheiden. In diesem Kapitel sollen die relevanten Technologien vorgestellt und mögliche kritische und limitierende Komponenten und Rohstoffe identifiziert werden. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen und der Betrachtung der zukünftigen Kostenentwicklung sollen Abschätzungen der zukünftigen möglichen Kapazitäten getroffen werden.

4.1 Grundlagen

Bei der Zerlegung von Wasser mittels Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff handelt es sich um eine sehr alte Technologie. Im Jahr 1800 gelang es William Nicholson und Anthony Carlisle erstmals auf diesem Weg Wasserstoff und Sauerstoff zu erzeugen. Als Stromquelle diente damals die Volta'sche Säule, der erste Vorläufer einer modernen Batterie. Der Bedarf an Wasserstoff in der entstehenden Luftschiffahrt sorgte in den 90er-Jahren des 19. Jahrhunderts für den Beginn der industriellen Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse, die in den 1920er-Jahren großtechnische Dimensionen erreichte [38].

Unter Wasserelektrolyse versteht man die elektrochemische Aufspaltung von Wasser mittels elektrischer Energie nach folgender, grundlegender Reaktionsgleichung:



Unter Standardbedingungen beläuft sich die Reaktionsenthalpie – die dem benötigten Energieaufwand entspricht - auf:

$$\Delta H_R^0 = 285,8 \text{ kJ/mol [51]}$$

Die Reaktionsenthalpie setzt sich gemäß der Gibbs-Helmholtz-Gleichung wie folgt zusammen:

$$\Delta H_R = \Delta G_R + T\Delta S_R$$

Die freie Reaktionsenthalpie (auch Gibbs'sches Potential) ΔG_R entspricht hierbei der erforderlichen Mindestenergie, die der Reaktion in Form von elektrischer Energie zugeführt werden muss. Diese beträgt bei Standardbedingungen 237,2 kJ/mol [51], woraus sich eine minimal erforderliche bzw. reversible Zellspannung ergibt:

$$U_{rev}^0 = 1,23 \text{ V [51]}$$

Wie in Abbildung 30 ersichtlich, nimmt der Wert von ΔG_R und somit auch jener von U_{rev} mit zunehmender Temperatur ab. Bei einer Temperatur von 1000°C ist der Wert von U_{rev} auf $0,91\text{ V}$ gesunken [26]. Damit sinkt bei hohen Temperaturen der Anteil an elektrisch zuzuführender Energie. Das Produkt $T\Delta S_R$ entspricht wiederum jenem Anteil der benötigten Energie, welcher in Form von Wärme zugeführt werden kann. Die Unstetigkeit bei 100°C ergibt sich aus dem Phasenübergang von Wasser zu Wasserdampf.

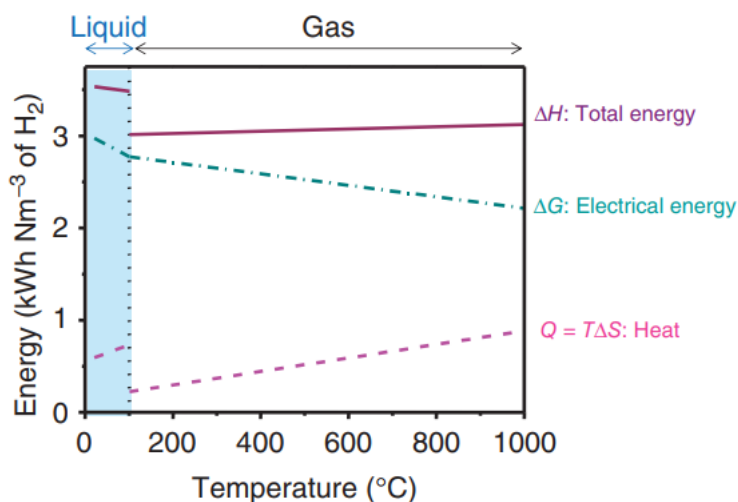


Abbildung 30. Temperaturverlauf von ΔH_R , ΔG_R und $T\Delta S_R$ [54]

Bei niedrigen Temperaturen lässt sich jedoch keine bzw. kaum Wärme aus der Umgebung für den Prozess nutzen. Daher ist es erforderlich, die notwendige Wärmemenge ebenfalls in Form von elektrischer Energie in den Prozess einzubringen. Infolgedessen erhöht sich die erforderliche Spannung zur sogenannten thermoneutralen Spannung:

$$U_{th}^0 = 1,48\text{ V} [51]$$

Somit ist die reversible Zellspannung U_{rev} die minimale Zellspannung, die im idealen also reversiblen Fall angelegt werden muss, um eine Zersetzungsreaktion ablaufen zu lassen. Die thermoneutrale Spannung U_{th} wiederum sorgt unter reversiblen Bedingungen auf jeden Fall für eine Reaktion [51].

Die real erzielbaren Zellspannungen ergeben sich aus reversibler Zellspannung, den Ohm'schen Verlusten und den Überspannungen an Anode und Kathode:

$$U_{Zelle} = U_{rev} + IR + |\eta_{Anode}| + |\eta_{Kathode}| [26]$$

Je nachdem welcher Elektrolyt in der Zelle Verwendung findet, werden unterschiedliche Elektrolysetechnologien unterschieden: In der alkalischen Elektrolyse (AEL) findet ein flüssiger

basischer Elektrolyt Verwendung. Bei der sauren Elektrolyse (PEMEL) sorgt ein polymerer Festelektrolyt für das Ablaufen der Elektrolyse, während bei der Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse (SOEL) eine Festoxidkeramik als Elektrolyt fungiert [51]. Die jeweils ablaufenden Elektrodenreaktionen sind – genauso wie Betriebstemperatur und Ladungsträger – der Tabelle 4 zu entnehmen:

Tabelle 6. Vergleich der relevanten Elektrolysetechnologien [51]

Verfahren	Temperatur	Kathodenreaktion	Ladungs- träger	Anodenreaktion
AEL	70-90°C	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	OH^-	$2\text{OH}^- \rightarrow 1/2\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$
PEMEL	50-80°C	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	H^+	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow 1/2\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$
SOEL	650-850°C	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$	O^{2-}	$\text{O}^{2-} \rightarrow 1/2\text{O}_2 + 2\text{e}^-$

Jene drei angesprochenen Elektrolysetechnologien sollen nun hingehend ihrer technischen und wirtschaftlichen Potentiale genauer betrachtet werden.

4.2 Alkalische Elektrolyse

Seit dem Beginn der industriellen Wasserstoffproduktion vor über 120 Jahren ist die alkalische Elektrolyse (AEL) die dominierende Elektrolysetechnologie.

4.2.1 Technisches Verfahren

Abbildung 31 zeigt den prinzipiellen, schematischen Aufbau einer klassischen alkalischen Elektrolysezelle. Diese besteht dabei aus zwei durch das Diaphragma (3) getrennten Halbzellen. Das Diaphragma ist für die als Ladungsträger fungierenden OH^- -Ionen durchlässig, jedoch nicht für die an den Elektroden entstehenden Gase. Als typische Diaphragma-Materialien sind Nickel, Nickeloxid, keramikbeschichtetes Nickel sowie polymergebundenes Zirkoniumdioxid zu nennen [22]. Diese eingesetzten Materialien kennzeichnen sich durch hohe thermische, chemische und elektrochemische Beständigkeiten und sind üblicherweise nicht als eine die Lebensdauer limitierende Komponente anzusehen [51].

Die beiden Elektroden (4) bestehen aus perforierten Metallblechen mit einer porösen Oberflächenstruktur oder aus gewebten Nickelblechen [51]. Sie sind dabei möglichst nahe am Diaphragma positioniert, um den ionischen Widerstand der Zelle möglichst gering zu halten [51]. Es besteht eine elektrisch leitende Verbindung zu den Endplatten (7) einer Einzelzelle bzw. den bipolaren Trennblechen eines Zellstapels [30]. Nickel hat sich in alkalischer Lösung als das Material der Wahl für die Elektroden etabliert, wobei mitunter Platin und Edelmetalloxide als zusätzliche Beschichtung zur besseren Katalyse verwendet werden [38, 54].

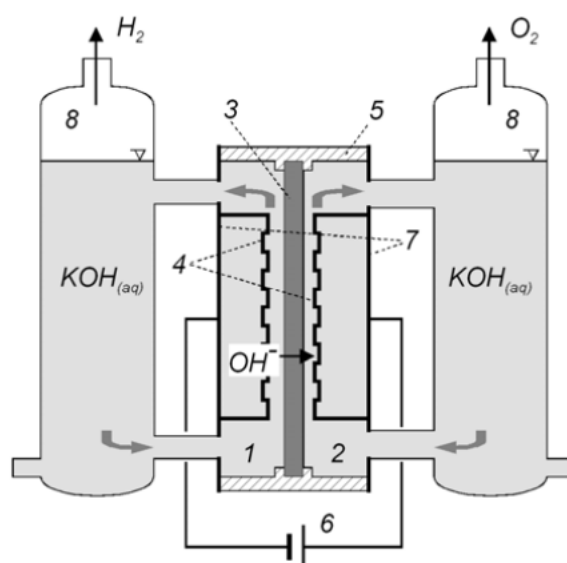


Abbildung 31. Schematischer Aufbau einer AEL-Zelle [30]

Die Halbzellen sind mit dem alkalischen Elektrolyten geflutet bzw. werden von diesem durchströmt. Hierbei findet wässrige Kalilauge mit einer Konzentration von üblicherweise etwa 20 bis 40% Verwendung [30, 54].

Alkalische Elektrolyseure werden üblicherweise bei Temperaturen von 70 bis 90°C betrieben [51], wobei in Versuchsanlagen auch Temperaturen bis 120°C erreicht wurden [30]. Die realisierbaren Stromdichten liegen in der Regel in der Größenordnung von 0,2-0,45 A/cm² [30, 38], wobei mit fortschrittlichen Elektroden bei gleicher Zellspannung durchaus auch bereits 0,6 A/cm² [51] oder sogar 0,9 A/cm² möglich sind [55]. In den nächsten Jahren sollen Elektroden mit bis zu 1 A/cm² Anwendung finden [51] und langfristig gibt es Prognosen, die für sehr große Anlagen Stromdichten bis zu 2 A/cm² für möglich halten [19]. Die üblichen Betriebsspannungen liegen in der Größenordnung von 2 V und sollen sich mittelfristig in Richtung 1,8 V verbessern [51].

Bezüglich des Betriebsdrucks finden sich sowohl atmosphärische als auch Druckelektrolyseure. Die maximal umgesetzten Betriebsdrücke bewegen sich in der Größenordnung von 30-50 bar [19, 51]. Systeme mit über 100 bar sind technisch möglich [55] und womöglich langfristig auch wirtschaftlich umsetzbar [19].

Der spezifische Energieverbrauch atmosphärisch betriebener Systeme wird momentan mit 4,1-4,5 kWh/Nm³ angegeben, jener von Druckelektrolyseuren mit 4,5-5,0 kWh/Nm³ [19, 30]. Da es sich bei der alkalischen Elektrolyse um eine etablierte und ausgereifte Technologie handelt, sind hier auch langfristig nur noch geringfügige Verbesserungen in der Größenordnung von 0,2 kWh/Nm³ zu erwarten [19].

Alkalische Elektrolyseure weisen heute mit gut 50.000 Betriebsstunden die längsten Lebenszeiten der etablierten Elektrolýsetechnologien auf [19], mitunter finden sich bereits Werte von bis zu 100.000 Betriebsstunden [55]. Langfristig werden insbesondere für große Systeme Lebensdauern von 125.000 [19] oder auch 150.000 [29] Betriebsstunden für möglich gehalten. Nach Ende der Lebensdauer müssen vor allem die Elektroden und Diaphragmen ersetzt werden, während ein Großteil der sonstigen Komponenten weiterverwendet werden kann [51]. Die Lebensdauer des gesamten Systems beträgt bereits heute über 25 Jahre und könnte sich langfristig auf 30 bis 40 Jahre erhöhen [19].

4.2.2 Identifikation kritischer Komponenten und Rohstoffe

Die Identifizierung der kritischen Komponenten und Rohstoffe innerhalb dieser Arbeit baut auf den Ergebnissen von *Smolinka et al., 2018* sowie der Betrachtung kritischer Rohstoffe für die Energiewende in *PIK, 2021* auf.

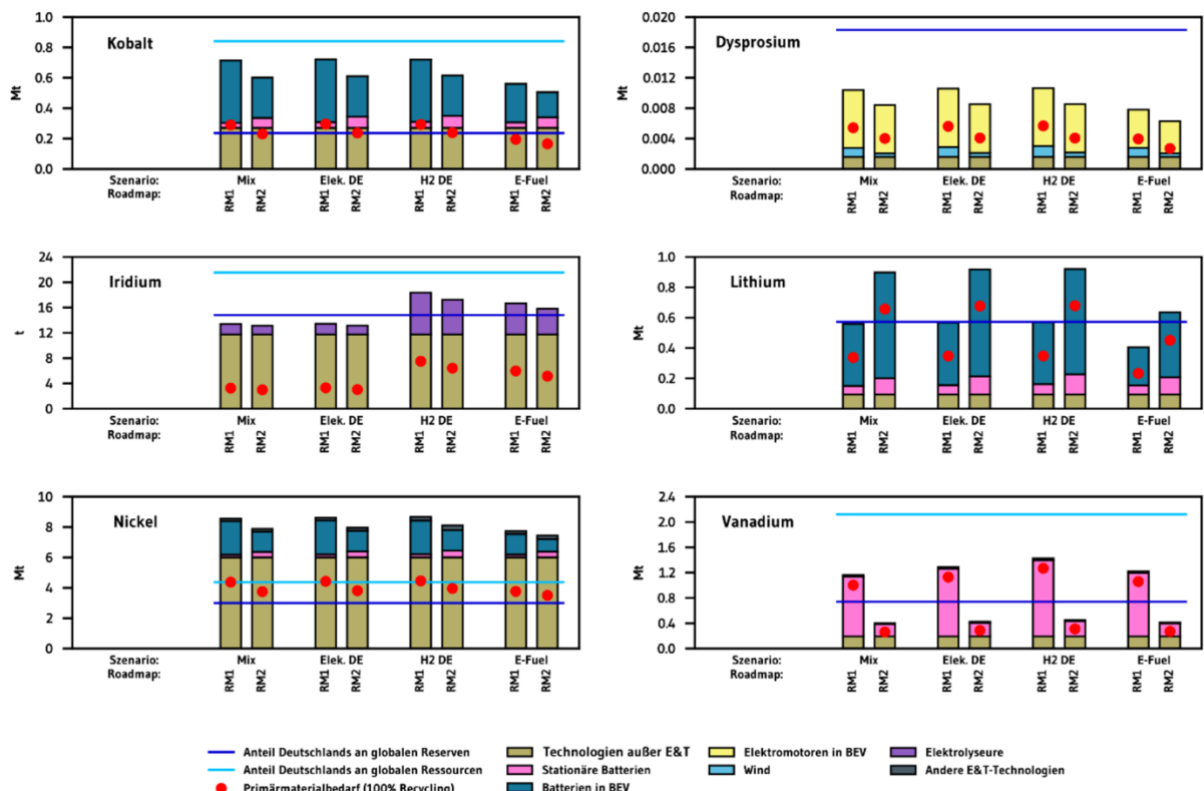


Abbildung 32. In *PIK, 2021* identifizierte kritische Rohstoffe für die Energiewende [44]

Um die Ergebnisse von *Smolinka et al., 2018* für den jährlichen Bedarf an kritischen Komponenten nachzuvollziehen, werden kurz deren Ergebnisse und Annahmen bezüglich des Ausbaus der Elektrolyse vorgestellt:

In dem für die weitere Analyse verwendeten Szenario S3 besteht im Jahr 2050 ein Wasserstoffbedarf von 294 TWh, wobei 267 TWh durch Elektrolyse produziert werden. Bei einer Anzahl von 2273 Vollaststunden werden hierfür Elektrolyseure mit einer Leistung von

213 GW benötigt. Diese 213 GW entsprechen ungefähr dem in Kapitel 7 ermittelten Mindestbedarf für die Elektrolyse von 228 GW, wobei diese anders als im Szenario S3 nur zum Teil in Deutschland installiert werden würde. Da es sich hierbei um dieselbe Größenordnung handelt, kann das Szenario S3 als Mindestbedarf für die für Deutschland nötigen Elektrolysekapazitäten Verwendung finden. 2050 teilt sich der Markt in diesem Szenario in 40% AEL, 40% PEMEL und 20% SOEL auf. Der maximale kumulierte jährliche Gesamtzubau aller drei Technologien beträgt knapp 13 GW/a, der maximale Zubau für die AEL knapp 5 GW/a [19].

Für die Identifikation kritischer Rohstoffe und deren Bedarf ist jedoch der weltweite Ausbau der Elektrolysetechnologien relevanter. Hierfür soll mit den Werten aus *IRENA, 2021* bewusst ein äußerst ambitioniertes Szenario entsprechend dem 1,5°C Ziel für den weltweiten Ausbau der „grünen“ Wasserstoffproduktion gewählt werden: Bis 2050 sind in diesem Szenario weltweit circa 5.000 GW an Elektrolyseuren installiert, die für 2/3 der weltweiten Wasserstoffproduktion von gut 20.000 TWh/a aufkommen. Da der Ausbau in diesem Jahrzehnt nur langsam voran geht, muss sich die jährliche weltweite Zubaurate bis 2050 auf 400 GW/a erhöhen [56]. Es ist anzunehmen, dass der tatsächliche Ausbau langsamer erfolgen wird. Vielmehr soll anhand dieser Annahmen überprüft werden, ob ein solch ambitionierter weltweiter Ausbau aus Perspektive der benötigten Rohstoffe überhaupt möglich wäre.

In der Arbeit von *Smolinka et al., 2018* wurde eine Nutzwertanalyse der verwendeten Komponenten eines Elektrolyseurs auf Basis von 3 Primär- und 12 Sekundärkriterien durchgeführt. Hierbei wurde für jedes Sekundärkriterium eine Frage formuliert, die ausschließlich mit ja oder nein zu beantworten ist. Die Beantwortung der Frage mit „ja“ entspricht einem Wert von 1, eine Verneinung einem Wert von 0. Da sechs der zwölf Sekundärkriterien doppelt gewichtet werden, ergibt sich somit eine Maximalpunktzahl von 18 Punkten aus der Nutzwertanalyse der einzelnen Komponenten [19]. Die Kriterien und formulierten Fragen der Nutzwertanalyse sind Abbildung 33 zu entnehmen.

Primär	Sekundär	Frage
Komponenten/Halbzeuge/Material	Komplexität	Ist die Komponente komplex?
	Standardisierung	Es ist keine Standardisierung der Komponenten / Halbzeug / Material möglich?
	Konzentration	Existiert eine unnatürlich hohe Konzentration in der Lieferkette?
	Substituierbarkeit	Komponente/Halbzeug/Material kann nicht durch alternative Produkte ersetzt werden?
	Entwicklungsbedarf	Besteht fundamentaler Entwicklungsbedarf damit Komponente Anforderungen erfüllt?
	Kosten	Ist der Anteil an den Systemkosten hoch (mehr als 20 %)?
Prozess/Produktionstechnik	Skalierbarkeit	Skalierbarkeit des Fertigungsprozesses (Massen-/Serienfertigung) ist nicht möglich?
	Standardisierung	Herstellungsprozess der Komponente ist kein Standardprozess?
	Fertigungsprinzip	Es sind keine anderen Fertigungsprinzipien außer Werkstättenprinzip möglich?
	Automatisierbarkeit	Fertigungsprozess ist nicht automatisierbar?
Unternehmen	Investitionsbedarf	Investitionsbedarf in den Prozess ist so groß, dass eine Amortisationszeit von fünf Jahren überschritten wird?
	Auslastung	Sind Unternehmen nahezu vollständig ausgelastet?

Abbildung 33. Kriterien der Nutzwertanalyse in *Smolinka et al., 2018* [19]

Für die Komponenten der alkalischen Elektrolyse wurden insgesamt recht niedrige Werte festgestellt. 16 der 20 untersuchten Komponenten weisen Punktzahlen von 0 bis maximal 3 auf. Nur drei Komponenten des Zellstapels weisen höhere Werte auf: Die beiden Elektroden mit jeweils einer Punktzahl von 4 und das Diaphragma mit einem Wert von 6. Darüber hinaus weist die Leistungselektronik – also der Gleichrichter – einen Wert von 5 auf. Dieser wird jedoch in der Studie explizit als nicht kritisch eingeschätzt [19]. Dies deckt sich mit der Beschreibung von *Graf et al., 2021* wonach der Zellstapel als kritischste Komponente zu sehen ist [51].

Die ZrO₂-Polysulfonmembran Zirfon®Perl der Afga-Gevaert Group ist das momentan einzige kommerziell erhältliche Diaphragmamaterial und wird industriell durch ein Foliengießverfahren produziert [19]. Nach den Modellierungen von *Smolinka et al., 2021* ergibt sich ein längerfristiger Bedarf von gut 300.000 m² Membranfläche pro Jahr. Die mögliche Produktionsmenge einer einzelnen, großen Anlage wird auf 1.445.000 m²/a

geschätzt [19]. Somit würden sogar relevante Überkapazitäten vorliegen. Insofern ist hier kein limitierender Faktor für den Ausbau an alkalischen Elektrolyseuren zu erwarten.

Zu einer ähnlichen Schlussfolgerung bezüglich der Fertigungskapazität führen die Betrachtungen der Elektroden. Auch hier sind keine limitierenden Faktoren für einen großflächigen Ausbau der alkalischen Elektrolyse auszumachen [19]. Allerdings wird Nickel in *PIK, 2021* als kritischer Rohstoff für die Energiewende identifiziert. Bei einer jährlichen Förderung von 2,5 Millionen Tonnen, Reserven von 94 Millionen Tonnen und Ressourcen von mindestens 300 Millionen Tonnen [57] ist nicht der Bedarf an Nickel für die Elektrolyse problematisch. Allerdings wird Nickel in vielen anderen Anwendungen zukünftig Verwendung finden, so dass nach *PIK, 2021* der bis 2045 kumulierte Nickelbedarf der deutschen Wirtschaft den nach Wirtschaftsleistung rechnerischen Anteil Deutschlands sowohl an den globalen Reserven als auch an den globalen Ressourcen übersteigt [44]. Aufgrund dieses hohen Nickelbedarfs der Wirtschaft sind Engpässe und steigende Preise für Nickel zu befürchten. Somit könnte die Verfügbarkeit von Nickel den möglichen weltweiten Ausbau der AEL in weiterer Zukunft bremsen oder begrenzen.

4.2.3 Aktuelle Kosten und Kostenentwicklung

Nachdem der Schwerpunkt dieser Arbeit auf Deutschland und dem europäischen Raum liegt, werden für die Kostenbetrachtungen in diesem und den nachfolgenden Kapiteln sämtliche Kosten in Euro angegeben. Die Umrechnung von in der Literatur gefundenen Angaben in US-Dollar in Euro erfolgt nach dem Wechselkurs vom 05.10.2021 zu 1\$ = 0,862€. Anschließend werden die Beträge sinnvoll gerundet, um keine nicht vorhandene Genauigkeit und Signifikanz vorzutäuschen.

Bezüglich der Kosten von Elektrolyseanlagen ist zwischen Investitionsausgaben (CAPEX von engl. *capital expenditure*) und Betriebskosten (OPEX von engl. *operational expenditure*) zu unterscheiden. Da die OPEX von Elektrolyseuren vor allem von den Stromkosten abhängig sind, ist es zunächst interessanter und aufschlussreicher die CAPEX der unterschiedlichen Technologien heute und in der Zukunft zu betrachten. Aus den CAPEX lässt sich auch auf das notwendige Investitionsvolumen schließen. Die in der Literatur angegebenen Werte für die aktuellen und zukünftigen CAPEX weisen mitunter sehr große Bandbreiten auf. Dies erklärt sich darin, dass die CAPEX in €/kW mit zunehmender Anlagengröße zunächst sehr stark und anschließend noch moderat sinken, wie auch aus Abbildung 34 hervorgeht. Da es mittel- und langfristig um einen Aufbau einer sehr großen Elektrolyseindustrie im GW-Bereich geht, sind vor allem die CAPEX für große Anlagen interessant.

Ohne extreme Ausreißer für sehr kleine Anlagen zu berücksichtigen, finden sich in der Literatur CAPEX in der Bandbreite von ungefähr 430-1500 €/kW [19, 29, 31, 55, 58, 59], wobei die sehr niedrigen Werte eher kritisch zu betrachten sind. Die realistische Bandbreite für mittlere und größere Projekte dürfte wohl momentan im Bereich von 725 [31] bis knapp 1000

€/kW [19, 58, 59] liegen. Die Kosten teilen sich dabei grob wie folgt auf: 45% Stack, 25% Gasreinigung und -aufbereitung, 15% Stromversorgung und 15% Infrastruktur [38]. Langfristig dürften vor allem die anteiligen Kosten für den Stack etwas sinken [51].

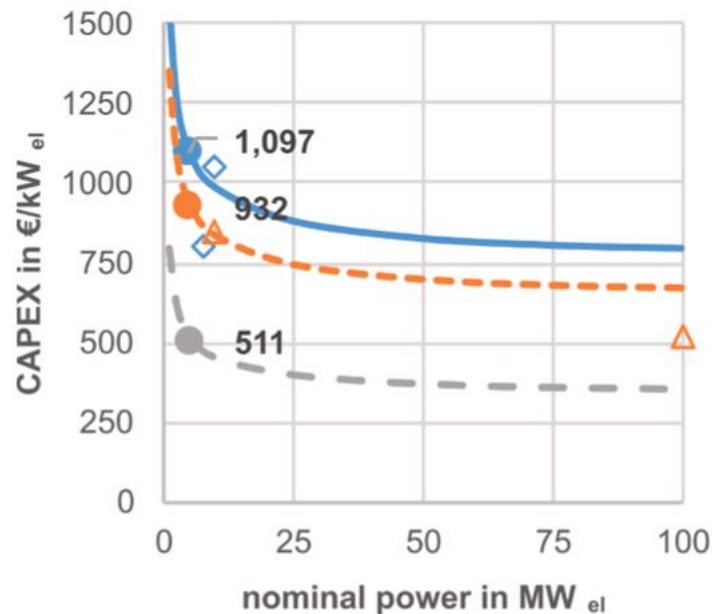


Abbildung 34. CAPEX der AEL in Abhängigkeit von der Anlagengröße in 2020 (blau), 2030 (orange) und 2050 (grau) [58]

Langfristig dürften die CAPEX für die alkalische Elektrolyse wohl deutlich unter 500 €/kW fallen. Es lässt sich eine grobe Bandbreite von ungefähr 175-400 €/kW [19, 29, 31, 55, 58, 59] identifizieren, wobei die genauen Werte erneut von der Anlagengröße abhängig sind.

Eine genaue Betrachtung der für die AEL und auch die anderen Elektrolysetechnologien zu erwartenden Investitionskosten, sowie der Wasserstoffgestehungskosten, findet sich im Kapitel 7.2.

4.2.4 Abschätzung der möglichen Kapazitäten

Aufgrund der Tatsache, dass bei der alkalischen Elektrolyse keine Komponenten, deren Fertigung als kritisch beurteilt werden muss, eingesetzt werden, scheint es auf Basis dieser Arbeit keine technische Limitierung der installierten Kapazität zu geben. Problematisch könnte sich allerdings die Verfügbarkeit von Nickel erweisen, so dass hier eventuell auch über Alternativen nachgedacht werden muss. Abgesehen davon ließe sich wohl der zu erwartende Gesamtbedarf an Elektrolyseuren rein theoretisch mit dieser Technologie abdecken. Die finanzielle Komponente soll gemeinsam für alle drei Elektrolysetechnologien in den Kapiteln 4.5 und 7.2 eingeordnet werden.

4.3 PEM-Elektrolyse

Die PEM-Elektrolyse punktet gegenüber der AEL mit höheren Stromdichten und kürzeren Reaktionszeiten. Probleme könnten zukünftig aus einer mangelnden Verfügbarkeit verwendeter Rohstoffe resultieren.

4.3.1 Technisches Verfahren

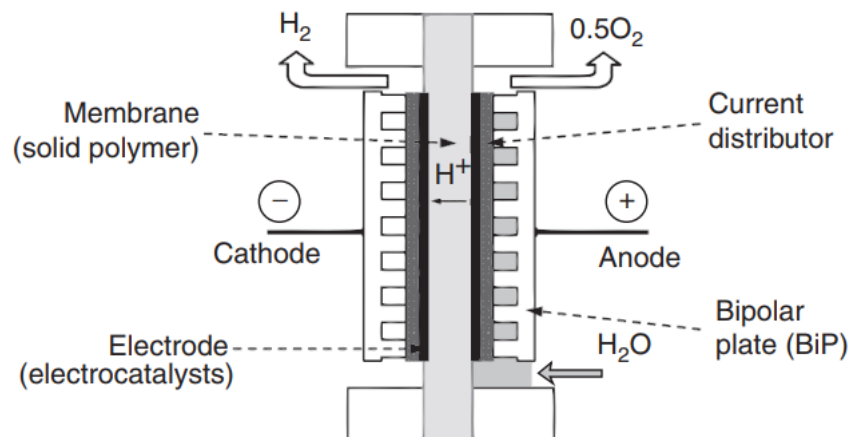


Abbildung 35. Schematischer Aufbau einer PEMEL-Zelle [60]

Namensgebend für die PEMEL ist die als Festelektrolyt fungierende protonenleitende Membran (engl. proton exchange membran kurz PEM). Für die Membranen werden meist perfluorierte Sulfonsäuremembranen verwendet, welche saure Eigenschaften vergleichbar mit denen einer 20%-igen Schwefelsäure aufweisen [51]. Diese müssen sehr hohe Protonenleitfähigkeiten, sowie chemische und mechanische Stabilitäten besitzen [51]. Weiter besteht die Notwendigkeit einer geringen Gasdurchlässigkeit, um eine Trennung der Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff sicherzustellen [54].

In den meisten Zellen werden die Elektroden direkt als dünne Katalysatorschichten auf die PEM aufgetragen und bilden mit dieser die Membran-Elektroden-Einheit (MEA) [30, 51]. Die sauren Eigenschaften der PEM machen die Verwendung von Edelmetallen für die Elektroden erforderlich. Wasserstoffseitig findet hierbei Platin Verwendung, während sauerstoffseitig vor allem Iridium eingesetzt wird [51, 54]. Alternativ zu Iridium ist auch der Einsatz von Ruthenium möglich [51]. Da es sich bei diesen Metallen um seltene und teure Rohstoffe handelt, wird daran gearbeitet, die aktuellen Beladungen von $1-2 \text{ mg/cm}^2$ weiter zu senken [51]. Auf die Kritikalität dieser Rohstoffe wird später noch genauer eingegangen.

An die Elektroden schließt sich die nur wenige 100 μm dicke, poröse Transportschicht an, die für eine gleichmäßige Verteilung des Stroms sorgt und darüber hinaus durchlässig für Wasser und die gebildeten Gase ist [30]. Aufgrund des geringen Elektrodenpotentials können wasserstoffseitig billige Materialien wie Kohlenstoffpapiere oder Vliese Einsatz finden [51].

Sauerstoffseitig würde es hingegen zu einer Oxidation des Kohlenstoffs kommen, weshalb hier Titan verwendet wird [51].

Durch die beiden Bipolarplatten werden die Halbzellen eingerahmt und von den Gasräumen der angrenzenden Zellen getrennt. In einem Zellstapel sorgen sie für die elektrische Verbindung der einzelnen Zellen. Die Bipolarplatten sind so gestaltet, dass der Transport von Wasser zur Zelle und das Entweichen der Gase gewährleistet ist [30]. Sauerstoffseitig ist analog zur porösen Transportschicht die Korrosionsbeständigkeit von großer Bedeutung. Kommerziell findet hier ausschließlich Titan Verwendung, wobei auch der Einsatz von beschichtetem Stahl möglich wäre [51]. Aufgrund der geringeren Anforderungen an der Wasserstoffseite wäre es möglich die andere Seite der Bipolarplatte aus Kohlenstoffverbundmaterialien zu gestalten. Kommerziell hat sich jedoch der Einsatz einschichtiger Titanplatten durchgesetzt [51]. Hier wäre jedoch die Möglichkeit zur Substitution vorhanden.

Die Betriebstemperatur von PEMEL-Zellen liegt im Bereich von 50-75°C [38, 51], wobei die PEM die mögliche Temperatur auf ca. 80°C begrenzt [51]. Die konventionell verwendeten Stromdichten liegen bei ungefähr 1-3 A/cm² [19, 38, 51, 55] und damit deutlich über denen der AEL. Es wurden auch schon Stromdichten bis zu 20 A/cm² erreicht [55], wobei hierbei die dann dünne Membran die Lebensdauer stark sinken lässt [51]. Langfristig ist auch in den kommerziell erhältlichen Zellen eine weitere Steigerung der Stromdichte zu erwarten [19, 51]. Die Zellspannungen liegen im Bereich von 1,7-2,1 V [38, 51] und somit in einem ähnlichen Bereich und Zellwirkungsgrad wie jene der AEL. Die höheren Stromdichten erklären sich durch deutlich geringere kinetische Überspannungen und erlauben deutlich kompaktere Bauformen als bei der AEL [51].

Der Betriebsdruck liegt üblicherweise im Bereich von 30-45 bar [19, 51], jedoch sind auch deutlich höhere Drücke möglich [38, 55] und zukünftig wohl auch kommerziell zu erwarten [19]. Der spezifische Energieverbrauch liegt mit ungefähr 4,8 kWh/Nm³ etwas über dem der AEL [19]. Langfristig werden hier Werte von ungefähr 4,4 kWh/Nm³ erwartet [19].

Bezüglich der Lebensdauer werden Betriebsstunden bis zu, oder sogar über, 50.000 Betriebsstunden angegeben [19, 51, 55], wobei die Membran als kritischste Komponente anzusehen ist [51]. Auch hier dürfte analog zur AEL eine Steigerung der möglichen Betriebsstunden in den Bereich über 100.000 langfristig erreichbar sein [19].

Von den Elektrolysetechnologien ist die PEMEL am besten für einen dynamischen Betrieb, wie er im Strom- und Energiesystem der Zukunft zu erwarten ist, geeignet. Die PEMEL weist mit wenigen Minuten die kürzesten Starzeiten aus dem kalten Stand-by auf. Darüber hinaus lässt sie sich mit geringen Teillasten und hohen Überlasten betreiben [19, 51].

4.3.2 Identifikation kritischer Komponenten und Rohstoffe

Analog zur AEL und der in 4.2.2 vorgestellten Methodik erfolgt auch für die PEMEL die Identifikation kritischer Komponenten und Rohstoffe. Die maximale Ausbaurrate der PEMEL nach *Smolinka et al., 2018* liegt bei 5 GW/a. Für die weltweite Betrachtung wird nach *IRENA, 2021* eine maximale Zubaurate aller Elektrolysetechnologien von 400 GW/a angenommen, wobei ebenfalls zwischen 40% und 100% PEMEL-Anteil unterschieden wird.

Die Nutzwertanalyse in *Smolinka et al., 2018* stuft insgesamt 6 der 22 Komponenten als potenziell kritisch ein. Dies sind der Zellstapel und das Beschichtungsmaterial der Bipolarplatte mit einer Punktzahl von je 7 Punkten, sowie die Membran, die Bipolarplatte und die poröse Transsportschicht (PTL) der Anode mit je 8 Punkten. Am kritischsten mit 10 Punkten wird die MEA als Ganzes eingeschätzt [19]. Die im Vergleich zur AEL höheren Punktzahlen sind auf einen geringeren Technologiereifegrad und einen somit noch größeren Entwicklungsbedarf zurückzuführen [19].

Im Weiteren wird in *Smolinka et al., 2018* die Herstellung der drei Komponenten MEA, Bipolarplatte und PTL Anode genauer betrachtet. Zusammenfassend lässt sich hier sagen, dass die Herstellung keiner der Komponenten die mögliche installierte PEMEL-Leistung einschränkt. Für alle drei näher untersuchten Komponenten wird dargelegt, dass die Kapazität einer einzelnen großen Produktionsanlage den benötigten Bedarf in Deutschland einfach bis mehrfach decken kann [19]. Auch höhere Zubauraten würden somit nicht an der nötigen industriellen Fertigung der Komponenten scheitern.

Anders als bei der AEL, sind bei der PEMEL mit Titan, Platin und vor allem Iridium gleich drei potenziell kritische Rohstoffe näher zu betrachten. Titan findet wie in 4.3.1 ausgeführt, in den Bipolarplatten Anwendung, da es sich am stabilsten unter den chemischen Bedingungen einer PEMEL erwiesen hat [54]. In einem konservativen Technologieentwicklungsszenario wird der Titanbedarf für die PEMEL mit 414 g/kW, in einem innovativen mit 32 g/kW angegeben [19]. Setzt man nun die unterschiedlichen Zubauraten mit diesen Szenarien in Kombination ergeben sich folgende maximale jährliche Bedarfe für den Aufbau einer Elektrolyseindustrie:

Tabelle 7. Möglicher jährlicher Titanbedarf für die PEMEL in Deutschland und weltweit

Ausbauszenario	konservativ (414 g/kW)	innovativ (32 g/kW)
5 GW/a (40% PEMEL in <i>Smolinka et al., 2018</i>)	2.070 t/a	160 t/a
13 GW/a (100% PEMEL in <i>Smolinka et al., 2018</i>)	5.380 t/a	420 t/a
160 GW/a (40% PEMEL nach <i>IRENA, 2021</i>)	66.240 t/a	5.120 t/a
400 GW/a (100% PEMEL nach <i>IRENA, 2021</i>)	165.000 t/a	12.800 t/a

Die Jahresfördermenge an reinem Titan schwankt sehr stark und bewegt sich dabei im Bereich von 200.000-300.000 t/a [19]. Bei großen Reserven und einer Vielzahl an Förderländern wird Titan grundsätzlich als unkritischer Rohstoff eingeschätzt [19]. Da zumindest eine teilweise Substitution von Titan möglich ist [51], wird das innovative Technologieszenario als realistisch beurteilt. Somit dürfte Titan in einem innovativen Szenario auch bei einer weltweit stark anwachsenden PEMEL-Kapazität wohl kein kritischer Rohstoff sein, wobei mit einem stark steigenden Bedarf aus anderen Zukunftsbranchen und daher steigenden Preisen zu rechnen sein dürfte [19].

Platin findet primär für die Kathode der PEMEL-Zelle Verwendung. Bei aktuellen Leistungsdichten von 3 W/cm² und einer Platinbeladung von 1 mg/cm² [19, 51] ergibt sich ein momentaner und somit konservativer Platinbedarf von 0,333 g/kW. Das innovative Szenario geht von einer Leistungsdichte von 8 W/cm² und einer Platinbeladung von 0,3 mg/cm² aus, woraus ein innovativer Platinbedarf von 0,0375 g/kW folgt [19]. Somit lassen sich erneut die maximalen jährlichen Bedarfe für die unterschiedlichen Szenarien betrachten.

Tabelle 8. Möglicher jährlicher Platinbedarf für die PEMEL in Deutschland und weltweit

Ausbauszenario	konservativ (0,333 g/kW)	innovativ (0,0375 g/kW)
5 GW/a (40% PEMEL in <i>Smolinka et al., 2018</i>)	1.670 kg/a	180 kg/a
13 GW/a (100% PEMEL in <i>Smolinka et al., 2018</i>)	4.330 kg/a	490 kg/a
160 GW/a (40% PEMEL nach <i>IRENA, 2021</i>)	53.280 kg/a	6.000 kg/a
400 GW/a (100% PEMEL nach <i>IRENA, 2021</i>)	133.200 kg/a	15.000 kg/a

Gerade die benötigten Platinmengen des innovativen Szenarios erscheinen anhand einer jährlichen Platinförderung von 190.000 kg/a [19] eher unbedeutend zu sein. Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass bereits heute die Gesamtnachfrage nach Platin höher ist als das Angebot und dieses Missverhältnis durch eine großskalige, weltweite PEMEL-Industrie weiter in die Höhe getrieben würde [19]. Aufgrund dieses hohen Bedarfs an Platin gilt es bereits heute als kritischer Rohstoff. Insofern ist die weitere Erforschung möglicher alternativer Kathodenmaterialien wie „*Boron-Capped Tris(glyoximato) Cobalt Clathrochelate*“ [54] sinnvoll und vernünftig.

Iridium ist eines der seltensten Elemente in der Erdkruste mit einem Anteil von nur 0,000003 ppm [61]. In PEMEL-Zellen wird Iridiumoxid als das einzig relevante Anodenmaterial verwendet. Eine Substitution erscheint nicht realistisch möglich zu sein [19, 54], bzw. wenn dann nur durch das ähnlich seltene und problematische Ruthenium [54]. Daher ist es von größter Bedeutung den spezifischen Iridiumbedarf so weit wie möglich zu senken. Dieser liegt heute und dementsprechend auch im konservativen Szenario bei 0,667 g/kW und könnte perspektivisch in einem innovativen Szenario bis 2035 auf 0,05 g/kW sinken [19]. Daraus würden sich folgende jährliche Bedarfe an Iridium für die PEMEL ergeben:

Tabelle 9. Möglicher jährlicher Iridiumbedarf für die PEMEL in Deutschland und weltweit

Ausbauszenario	konservativ (0,667 g/kW)	innovativ (0,05 g/kW)
5 GW/a (40% PEMEL in <i>Smolinka et al., 2018</i>)	3.340 kg/a	250 kg/a
13 GW/a (100% PEMEL in <i>Smolinka et al., 2018</i>)	8.670 kg/a	650 kg/a
160 GW/a (40% PEMEL nach <i>IRENA, 2021</i>)	106.720 kg/a	8.000 kg/a
400 GW/a (100% PEMEL nach <i>IRENA, 2021</i>)	266.800 kg/a	20.000 kg/a

Diesen Werten steht eine weltweite Iridiumförderung entgegen, deren höchste jährliche Fördermenge 7.700 kg/a betrug und sich in den letzten Jahren – aus denen gesicherte Daten vorliegen – in einem Korridor von 5.200-7.700 kg/a bewegte [61]. 85% der jährlichen Fördermenge entfällt auf Südafrika und hier auf nur wenige Unternehmen, wodurch sich eine große Marktmacht und ein großer Einfluss auf den Preis ergibt [19]. Erschwerend kommt hinzu, dass für Iridium keine Primärförderung besteht, sondern es ausschließlich sekundär bei der Förderung von Platin und Nickel anfällt [19]. Die Versorgungssicherheit von Iridium hängt somit von der Förderung dieser Wirtsmetalle ab [19]. Für den Zeitraum bis 2070 wird keine signifikante Änderung der jährlichen Fördermenge erwartet [61]. Auch in *PIK, 2021* wird vor diesem Hintergrund Iridium als kritischer Rohstoff für die Energiewende identifiziert [44].

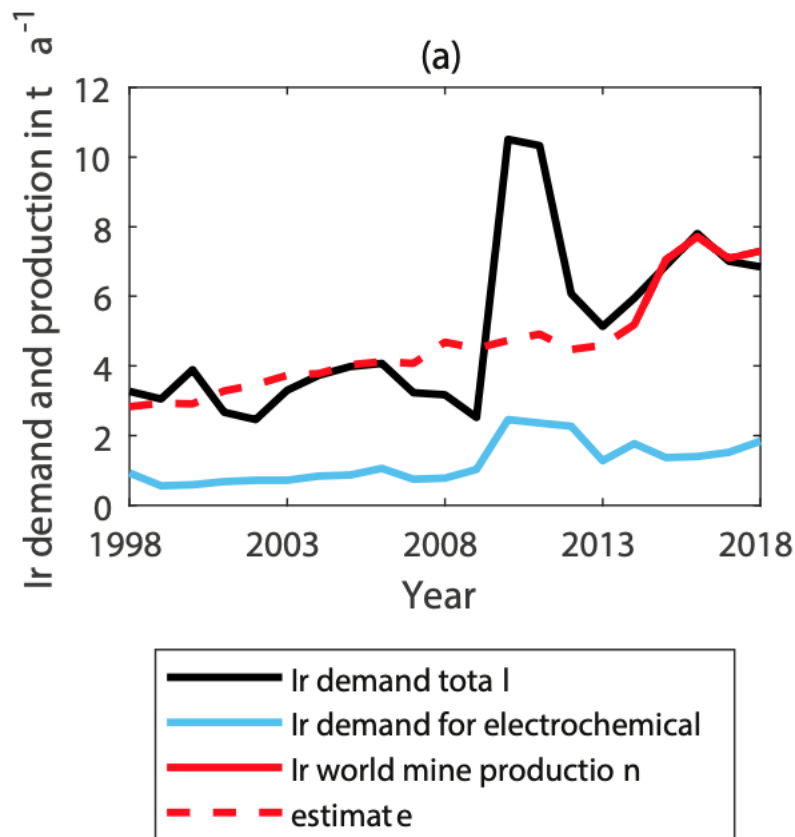


Abbildung 36. Weltweite Iridiumförderung und -nachfrage [61]

Selbst wenn man davon ausgeht, dass jährlich mehr als 10% der geförderten Iridiummenge für die PEMEL zur Verfügung stehen würden, und in vollem Umfang die Reduktion des Iridiumbedarfes gemäß dem innovativen Szenario gelänge, würde nur Iridium für die jährliche weltweite Installation von 15 GW bereitstehen. Inwieweit sich diese weltweit verteilen würden, ist schwer abzuschätzen. Es erscheint aber äußerst unrealistisch, dass vor diesem Hintergrund jährliche Zubauraten der PEMEL in Deutschland im GW-Bereich möglich sein könnten. Somit bleibt festzuhalten, dass die verfügbare Iridiummenge einem Ausbau der PEMEL im GW-Bereich im Wege steht. Sollten nicht doch noch Wege zur vollständigen Substitution von Iridium gefunden werden, oder sich die Förderung wider Erwarten vervielfachen, sind die in vielen Szenarien und Studien prognostizierten installierten Leistungen dieser Technologie nicht erreichbar und müssen durch andere Formen der klimaneutralen Wasserstoffproduktion substituiert werden.

4.3.3 Aktuelle Kosten und Kostenentwicklung

Auch wenn gemäß den Einschätzungen aus dem vorigen Kapitel der Ausbau der PEMEL im großen Maßstab fragwürdig erscheinen muss, soll trotzdem auf die Kostensituation eingegangen werden.

Die CAPEX für die PEMEL bewegen sich momentan im Bereich von ungefähr 950-1600 €/kW [19, 29, 55, 58, 59], wobei auch hier die Werte für sehr kleine Anlagen deutlich höher liegen

können. Für die langfristige Entwicklung der CAPEX erscheint die Angabe eines Korridors von 175-600 €/kW [19, 29, 55, 58, 59] realistisch, wobei einige Studien sogar von geringeren Kosten im Vergleich zur AEL ausgehen.

4.3.4 Abschätzung der möglichen Kapazitäten

Nach heutigem Wissensstand scheint, wie in Kapitel 4.3.2 ausgeführt, eine jährliche weltweite Zubaurate der PEMEL von mehr als 15 GW/a äußerst unrealistisch zu sein. Auch wenn Deutschland bei der Industrialisierung der PEMEL eine führende Rolle einnehmen sollte, wird aus Sicht dieser Arbeit die maximal mögliche jährliche Ausbaurrate in oder für Deutschland mit 1 GW/a angenommen. Realistischer dürften wohl noch niedrigere Werte sein.

4.4 Hochtemperaturelektrolyse

Bei hohen Betriebstemperaturen sinkt der Elektrizitätsbedarf der Elektrolyse deutlich, während sich mehr Energie in Form von Wärme zuführen lässt. Somit wird die Hochtemperaturelektrolyse interessant, wenn viel Abwärme auf hohem Niveau zur Verfügung steht. Die Technologie hat eine noch eher geringe Marktreife und ist somit eher mittel- und langfristige als interessante Alternative zur AEL und PEMEL zu betrachten.

4.4.1 Technisches Verfahren

Die Hochtemperaturelektrolyse, oder nach dem verwendeten Elektrolyten auch Festoxidelektrolyse (engl. *solid oxide electrolysis* kurz SOEL), ist jene der vorgestellten Technologien, die noch den größten Forschungsaufwand benötigt. Interessant macht sie nicht nur der Betrieb bei hohen Temperaturen, der zu einem geringen Bedarf an elektrischer Energie führt (siehe Abbildung 30), sondern auch die Möglichkeit bei einer Co-Elektrolyse von Wasserstoff und Kohlenstoff Synthesegas für industrielle Anwendungen zu erzeugen.

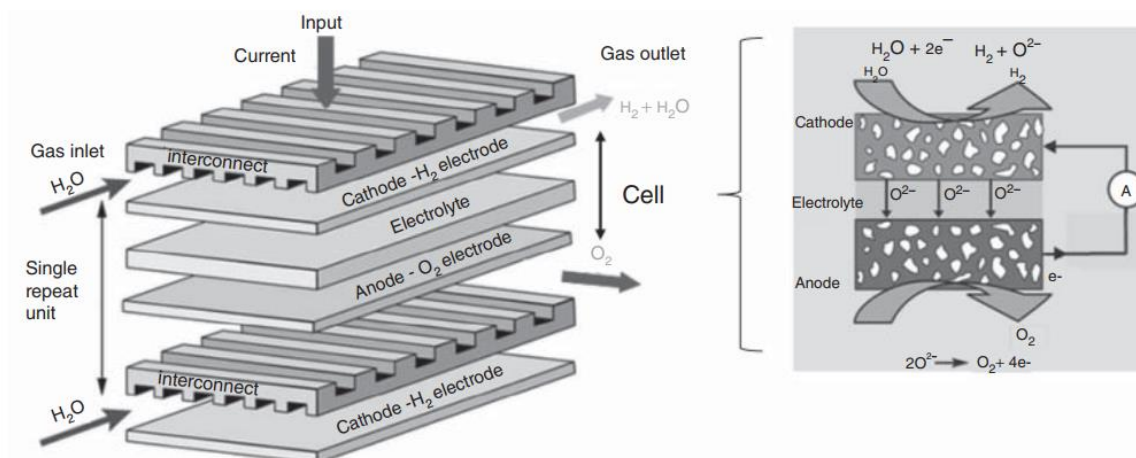


Abbildung 37. Schematischer Aufbau einer SOEL-Zelle [54]

Der prinzipielle Aufbau einer planaren SOEL-Zelle ähnelt dem Aufbau einer PEMEL-Zelle, mit einem Festelektrolyten und zwei Elektroden, die einen Elektrolyt-Elektroden-Verbund bilden. Hierbei wird zwischen elektrolytgestützten und kathodengestützten Zellen unterschieden. Als Elektrolyte fungieren ionenleitende Keramiken, die folgende Eigenschaften aufweisen müssen: Eine hohe Sauerstoffionenleitfähigkeit, eine entsprechende Gasdichtigkeit, um ein Vermischen der Produktgase zu verhindern, hohe mechanische und chemische Stabilität sowie thermische Ausdehnungskoeffizienten, die jenen der verwendeten Elektroden entsprechen [51, 54].

Am häufigsten ist der Einsatz von Yttriumoxid-stabilisiertem Zirkonoxid (YSZ) als Elektrolyt. Reines ZrO_2 wäre ein Isolator, weshalb 8-10 mol% Y_2O_3 beigemischt werden. Oberhalb von $750^\circ C$ ist YSZ als brauchbarer Ionenleiter anzusehen, bei gleichzeitig vernachlässigbarer Elektronenleitfähigkeit und hoher Gasdichte. Als Alternative zu YSZ wird mitunter auch Scandiumoxid-stabilisiertes Zirkonoxid (ScSZ) verwendet [51, 54, 62, 63].

Als Alternative, vor allem für anzustrebende niedrigere Betriebstemperaturen bis zu und auch unter $600^\circ C$, kommt Gadolinium-dotiertes Ceroxid (GDC) in Frage. Im Vergleich zu YSZ besitzt es in diesem Bereich eine deutlich höhere ionische Leitfähigkeit, die den Einsatz bei verhältnismäßig niedrigen Temperaturen rechtfertigt (siehe Abbildung 38). Bei niedrigen Sauerstoffpartialdrücken weist GDC allerdings eine unerwünschte elektronische Leitfähigkeit auf [62, 63].

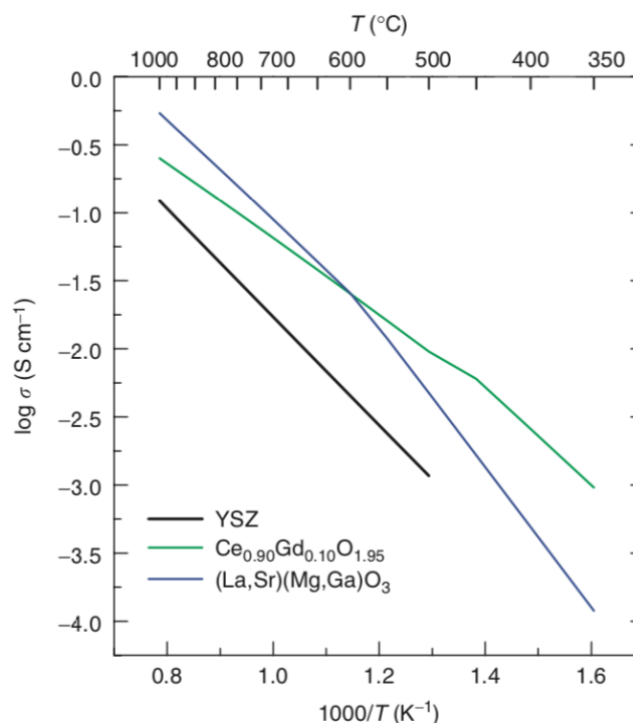


Abbildung 38. Ionische Leitfähigkeit von SOEL-Elektrolyten in Abhängigkeit von der Temperatur [62]

Erwähnung finden sollen auch Elektrolyte, die auf einer Perowskitstruktur aufbauen, wie dotiertes Lanthangallat mit der Formel $(La_{1-x}Sr_x)(Ga_{1-y}Mg_y)O_3$ (LSGM). Vorteilhaft an der Verwendung von LSGM ist seine Kompatibilität mit einer Vielzahl möglicher Elektroden, so dass sehr gute elektrochemische Eigenschaften für LSGM beobachtbar sind. Problematisch ist jedoch dessen mangelnde chemische und mechanische Stabilität [51, 62, 63].

Die Kathode basiert in der Regel auf Nickel, da Nickel eine hohe elektrochemische Reaktivität aufweist und gleichzeitig so der Einsatz von teuren Edelmetallen vermieden werden kann. Üblich ist heutzutage der Einsatz von Nickel-Cermets, also Nickel-Keramik-basierten Verbundwerkstoffen, die eine poröse Struktur aufweisen. Gebräuchlich ist der Einsatz von Ni/YSZ und Ni/GDC, wobei meist jene Keramik eingesetzt wird, die auch als Elektrolyt verwendet wird. Das Substrat einer kathodengestützten Zelle weist eine ähnliche Zusammensetzung wie die Elektrode auf, ist dabei aber noch deutlich offenerporiger [51, 64].

Die Anoden bestehen meist aus erdalkalidotierten Seltenerd-Manganaten und -Cobaltaten mit Perowskitstruktur. Zu den häufigsten Vertretern zählen Strontium-dotiertes Lanthanmanganat ($La_{1-x}Sr_xMnO_3$ – LSM) und Lanthancobaltat ($La_{1-x}Sr_xCoO_3$ – LSC) [51, 54].

Für die elektrischen Interkonnektoren finden ferritische Stähle oder Superlegierungen Verwendung. In elektrolytgestützten Zellen werden auch pulvermetallurgisch hergestellte Legierungen auf Chrom-Eisen-Yttriumoxid-Basis eingesetzt [51]. Die Vielzahl an verwendeten Materialien für die einzelnen Zellbestandteile zeigt, dass sich diese Technologie noch in intensiver Forschung und Entwicklung befindet.

Die Betriebstemperatur kann grob mit einer Spanne von 650-900°C angegeben werden [51, 55], wobei Versuche mit niedrigeren Temperaturen bis jetzt nicht erfolgreich waren [55]. Die aktuell erreichbaren Stromdichten liegen bei bis zu 1 A/cm² [19, 51, 55], wobei langfristig eine Verdopplung der Stromdichte möglich erscheint [19]. Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen sind im Vergleich zur AEL und PEMEL deutlich niedrigere Zellspannungen im Bereich von 1,2-1,4 V [51] und darunter [26] realisierbar. Momentan erfolgt der Betrieb von SOEL-Zellen in der Regel atmosphärisch, zukünftig scheinen auch Betriebsdrücke bis 20 bar denkbar zu sein [19].

Der elektrische Energiebedarf der SOEL wird momentan mit ungefähr 3,7 kWh/Nm³ angegeben [19, 51] und liegt somit deutlich unter jenen der AEL und der PEMEL. Dies setzt allerdings voraus, dass die zugeführte Wärme nicht durch elektrisches Heizen aufgebracht wird. Ist dies der Fall, erhöht sich der elektrische Energiebedarf auf ca. 4,1 kWh/Nm³ [51]. Auch langfristig wird nicht mit einer relevanten Reduktion dieser Werte gerechnet [19].

Die größte Problematik der SOEL sind die momentan noch recht geringen Lebensdauern in Folge einer recht ausgeprägten Degradation der Zellen. Momentan wird die Lebensdauer von SOEL mit ungefähr 20.000 Betriebsstunden angegeben [19]. Da in diesem Bereich allerdings

intensive Forschungsarbeit betrieben wird, erscheint die mittelfristige Verbesserung auf 50.000 und die langfristige Verbesserung auf knapp 90.000 Betriebsstunden nicht unrealistisch zu sein [19].

4.4.2 Identifikation kritischer Komponenten und Rohstoffe

Gemäß der in *Smolinka et al., 2018* prognostizierten Entwicklung der Elektrolysetechnologien erreicht die SOEL bis 2050 einen Technologieanteil der installierten Elektrolyseleistung von 20% und eine maximale Zubaurate von ca. 3 GW/a. Ein signifikanter Zubau wird ab 2030 erwartet, da davor die Technologiereife und die Kostenentwicklung größere Marktanteile verhindert [19].

Nach der in *Smolinka et al., 2018* durchgeführten Nutzwertanalyse werden insgesamt 7 Komponenten als kritisch beurteilt. Mit Ausnahme des thermischen und fluiden Managements handelt es sich dabei ausschließlich um Bestandteile des Zellstapels. Namentlich sind dies der Stapel selbst, die Elektrolyt-Elektroden-Einheit, der Festelektrolyt, die beiden Elektroden und der Interkonnektor. Die durchwegs hohen Bewertungen mit 9 und 10 Punkten sind primär auf die noch fehlende Technologiereife und den bestehenden Forschungsbedarf zurückzuführen [19].

Die in *Smolinka et al., 2018* näher untersuchte Herstellung der drei kritischen Komponenten Festelektrolyt-Stapel, Elektroden-Elektrolyt-Einheit (EEE) und Interkonnektor weist in allen Fällen keine zu erwartenden Produktionsengpässe auf. Der Bedarf an Personal zur manuellen Modulmontage des Festelektrolyt-Stacks würde sich beispielsweise im Jahr 2050 auf knapp 60 Beschäftigte belaufen [19]. Dies macht deutlich, dass auch deutlich größere Montagemengen unproblematisch wären. Auch die Herstellung der EEE durch Foliengießen und Siebdruck dürfte sich problemlos industrialisieren lassen, wobei bereits eine große Anlage den Bedarf mehrfach abdecken könnte [19]. Am ehesten könnte der hier nötige Sinterprozess problematisch werden, da in Deutschland noch keine kontinuierlichen Sinterprozesse etabliert sind. Grundsätzlich seien solche Konzepte durch die Nutzung von Tunnelöfen allerdings realisierbar [19]. Auch die industrielle Fertigung der Interkonnektoren im benötigten Ausmaß wird als realisierbar eingeschätzt [19].

Somit steht die industrielle Fertigung der benötigten Komponenten einem Hochfahren der SOEL in den GW-Bereich nicht im Wege. Da jedoch in der SOEL unterschiedliche seltene Erden - und Nickel - Einsatz finden, gilt es erneut die Verfügbarkeit der Rohstoffe zu untersuchen.

Als potentiell besonders kritisches Element ist Scandium einzustufen, welches zur Dotierung des Zirkoniumdioxid-Elektrolyten Verwendung finden kann. Momentan erfolgt die Dotierung primär durch Yttrium. Dennoch soll aufgezeigt werden, welche Folgen die vollständige Substitution von Yttrium durch Scandium hätte. Der Scandium Bedarf für die SOEL wird auf momentan etwa 10 g/kW geschätzt [19]. Bei erfolgreicher technologischer Entwicklung in

einem innovativen Szenario könnten 1,15 g/kW möglich sein [19]. Mangels expliziten Werten in der Literatur werden für Yttrium die selben Werte angenommen.

Würden sämtliche SOEL-Anlagen entweder ausschließlich mit ScSZ-Elektrolyten oder YSZ-Elektrolyten ausgestattet, ergäben sich nach den bereits bekannten Szenarien und Abschätzungen folgende jährliche Bedarfe an Scandium oder Yttrium.

Tabelle 10. Möglicher jährlicher Bedarf an Scandium oder Yttrium für die SOEL in Deutschland und Weltweit

Ausbauszenario	konservativ (10 g/kW)	innovativ (1,15 g/kW)
3 GW/a (20% SOEL in <i>Smolinka et al., 2018</i>)	30 t/a	3,5 t/a
13 GW/a (100% SOEL in <i>Smolinka et al., 2018</i>)	130 t/a	15,0 t/a
160 GW/a (20% SOEL nach <i>IRENA, 2021</i>)	1.600 t/a	184,0 t/a
400 GW/a (100% SOEL nach <i>IRENA, 2021</i>)	4.000 t/a	460,0 t/a

Die jährliche Fördermenge von Scandium wird mit ungefähr 10 t/a angegeben [19]. Somit zeigt sich, dass hier sehr schnell auch in einem innovativen Szenario die gesamte weltweite Fördermenge ausschließlich für die SOEL verwendet werden würde. Somit taugt ScSZ nicht als realistisch in großem Maßstab einsetzbares Elektrolytmaterial. Die jährliche Fördermenge von Yttrium hingegen wird mit 8.000-12.000 t/a angegeben [57] und kann somit als deutlich unproblematischer eingestuft werden, insofern die Senkung des Bedarfs gemäß dem innovativen Szenario gelingt. Somit dürfte YSZ auch zukünftig allein schon aufgrund der Rohstoffverfügbarkeit der Elektrolyt der Wahl bleiben. Für das in den Anoden verwendete Lanthan konnte keine jährliche Fördermenge recherchiert werden. Aufgrund seines hohen Anteils in typischen Seltenerdmineralien scheint jedoch eine ausreichende Verfügbarkeit vorzuliegen [65].

Bezüglich der Verwendung von Nickel als Kathodenmaterial ergeben sich die selben Unsicherheiten, die bereits für die AEL beschrieben wurden. Tendenziell dürften eventuelle Probleme der Verfügbarkeit hier wohl eher längerfristig auftreten. Dennoch könnte die Verfügbarkeit oder der Preis von Nickel das Potential haben, den Ausbau der SOEL zu bremsen. Insofern könnte die Betrachtung möglicher Alternativen für die Kathode interessant sein.

4.4.3 Aktuelle Kosten und Kostenentwicklung

Da es bisher praktisch noch keinen kommerziellen, industriellen Einsatz der SOEL gibt und sich diese noch in der Phase der intensiven Forschung und Entwicklung befindet, sind die aktuellen

CAPEX der SOEL mit ungefähr 2000-4000 €/kW [19, 29, 55, 58, 59] deutlich über jenen der AEL und PEMEL anzusiedeln. Bezüglich der langfristigen Entwicklung finden sich sowohl Stimmen in der Literatur, die der SOEL zutrauen billiger als eine oder beide der etablierten Technologien zu werden [19, 58], während andere Einschätzungen von etwas höheren CAPEX ausgehen [29, 55, 59]. Insofern wird für die langfristige Entwicklung der CAPEX der SOEL ein recht weiter Korridor von 250-1000 €/kW angegeben [19, 29, 55, 58, 59].

4.4.4 Abschätzung der möglichen Kapazitäten

Hinsichtlich der industriellen Fertigung der benötigten Komponenten für die SOEL scheinen keine Hemmnisse für den Aufbau von SOEL-Anlagen im GW-Bereich vorzuliegen. Auch bezüglich der Rohstoffverfügbarkeit sind vorerst keine Engpässe zu erwarten, sofern auf Scandium als Dotierungselement für den Elektrolyten verzichtet wird, und sich Nickel als unkritisch erweisen sollte. Inwieweit sich die SOEL-Technologie am Markt etablieren können wird, hängt zum einen stark von der zukünftigen Entwicklung der CAPEX und zum anderen von einer deutlichen Verringerung der Degradation und Steigerung der Lebensdauer ab. Sollten diese Probleme gelöst werden können, ist zu erwarten, dass die SOEL langfristig relevante Marktanteile erobern können wird und eine Ergänzung zur AEL darstellen wird. Dies ist jedoch erst für den Zeitraum ab 2030-2035 zu erwarten [19].

4.5 Gesamtpotential der Wasserelektrolyse

Die alkalische Elektrolyse zeigt aufgrund ihrer bereits recht niedrigen Kosten und der etablierten Technologie, großes Potential für den Aufbau einer Elektrolysewirtschaft im GW-Bereich. Kritisch ist die zukünftige Entwicklung der Verfügbarkeit und des Preises von Nickel zu betrachten, da hier großer Bedarf aus anderen Wirtschaftsbereichen erwachsen wird.

Sollte für die PEM-Elektrolyse das Problem der Abhängigkeit von dem kritischen Rohstoff Iridium nicht gelöst werden können, ist ein Ausbau dieser Technologie im großtechnischen Stil unrealistisch. Aufgrund der momentan intensiven Forschung sind durchaus weitere auch große Anlagen in den nächsten Jahren zu erwarten. Ein Zubau im Bereich mehrerer GW/a allein in und für Deutschland dürfte jedoch nicht zu realisieren sein. Die oftmals dieser Technologie zugesprochenen Marktanteile dürften in der ersten Phase wohl vor allem der AEL zufallen. Langfristig dürfte auch die SOEL das Potential haben über die momentan vorausgesagten Marktanteile hinaus zu wachsen.

Für die SOEL ergibt sich komponenten- und rohstoffbedingt dieselbe Situation wie bei der AEL, dass nur eine Entwicklung von Nickel zu einem kritischen Rohstoff das Potential der SOEL begrenzen könnte. Aufgrund der noch geringeren Technologiereife und der momentan noch sehr hohen Investitionskosten ist damit zu rechnen, dass sich die SOEL erst mittelfristig in größerem Ausmaß am Markt etablieren kann. Wie groß die Marktanteile dann werden, dürfte auch stark von der noch sehr unsicheren Entwicklung der Investitionskosten abhängen.

Sinnvolle Einsatzgebiete ergeben sich überall dort, wo Abwärme auf hohem Niveau genutzt werden kann.

Ob die AEL und die SOEL den enormen zukünftigen Bedarf an „grünem“ Wasserstoff in Deutschland und weltweit werden decken können, hängt somit von der ausreichenden Verfügbarkeit von Nickel ab, die sich momentan noch schwer abschätzen lässt. Darüber hinaus ist im Falle der SOEL eine möglichst baldige technologische und wirtschaftliche Marktreife erforderlich. Zusätzlich zu eventuellen materialbedingten und technologischen Schwierigkeiten ist der Ausbau der Elektrolyse mit erheblichen Investitionsvolumina verbunden. Auf diesen Aspekt wird im Kapitel 7.2 noch näher eingegangen.

5 Biologische Wasserstofferzeugung

Biomasse wird heute in einem breiten Umfang vor allem zur Wärmeerzeugung aber auch für andere Anwendungen genutzt. Aufgrund ihres erneuerbaren Charakters wird ihr auch in vielen Studien ein relevanter Anteil am Energiemix der Zukunft vorhergesagt. Welche Potentiale die Biomassenutzung künftig entfalten kann, und ob darüber hinaus relevante Mengen an Wasserstoff aus Biomasse produziert werden können, soll in diesem Kapitel diskutiert werden.

5.1 Gesamtpotential der Biomassenutzung

Biomasse ist heute mit einem Endenergieverbrauch von knapp 250 TWh/a [66] weiterhin der am umfangreichsten genutzte erneuerbare Energieträger in Deutschland und kommt für 52% der erneuerbaren Energiebereitstellung auf [66]. Hiervon entfallen gut 150 TWh/a auf die Wärmebereitstellung, 50 TWh/a auf die Strombereitstellung und knapp 40 TWh/a finden in Form von Biokraftstoffen in der Mobilität Verwendung [66]. Die zukünftige Entwicklung der Biomassenutzung wird in den verschiedenen Studien mitunter etwas unterschiedlich gesehen: *UBA, 2019* geht von einem vollständigen Ende der Biomassenutzung bis 2030 aus, während *Jülich, 2019* eine Steigerung der Biomassenutzung durch Verdopplung der Anbauflächen annimmt [42]. Insgesamt wird jedoch in den meisten Studien davon ausgegangen, dass mit dem heutigen Umfang der Biomassenutzung die Potentiale weitestgehend erschöpft sind und die Biomassenutzung somit ungefähr auf dem heutigen Niveau von 250 TWh/a verbleibt [42]. Es wird jedoch oftmals eine Verschiebung der Nutzung von der Bereitstellung von Wärme und Strom, hin in die Industrie und mitunter auch in die Mobilität erwartet [42]. Bezüglich des Gesamtpotentials bleibt somit festzuhalten, dass Biomasse im Energiemix der Zukunft eine wichtige Rolle einnehmen wird. Hinsichtlich des in Kapitel 3 ermittelten Bedarfs an Wasserstoff sowie synthetischen (und eventuell auch biogenen) Energieträgern zeigt sich jedoch auch, dass ein Großteil dieses Bedarfs auf anderem Wege gedeckt werden muss.

Auch wenn deren Anteil über die letzten Jahre gesunken ist, spielt feste Biomasse in Form von Holz nach wie vor die wichtigste Rolle und wird in der Regel direkt zur Bereitstellung von Wärme verheizt [66]. Zukünftig wird die Erzeugung von Biogas und Biokraftstoffen wohl eine noch deutlich wichtigere Rolle einnehmen. Da für diese Energieträger auch zukünftig Bedarf bestehen wird, scheint eine mit Wirkungsgradverlusten behaftete weitere Umwandlung zu Wasserstoff durch eine Dampfreformierung wenig sinnvoll zu sein [38, 67]. Es ist jedoch anzumerken, dass thermochemische Verfahren entwickelt werden, bei denen auch hohe Anteile an Wasserstoff entstehen. Hierfür wären beispielsweise die hydrothermale Vergasung von Biomasse [69] oder *Absorption Enhanced Reforming* [69] zu nennen.

Im Folgenden sollen allerdings die biochemischen Technologien zur Wasserstofferzeugung der Fermentation und Biophotolyse, sowie die mikrobielle Elektrolyse näher vorgestellt werden.

5.2 Biophotolyse

Die biophotolytische Wasserstofferzeugung beruht auf der Spaltung von Wasser durch Mikroorganismen mit Hilfe von Sonnenlicht und kommt somit ohne Biomasse aus. Es wird hierbei zwischen der direkten Photolyse durch Grünalgen und der indirekten durch Cyanobakterien unterschieden [22, 67].

Die in der direkten Photolyse eingesetzten Algen können durch Eingriffe in ihr Genom so in ihrem Stoffwechselverhalten manipuliert werden, dass sie Wasserstoff produzieren können [22]. Angetrieben durch das Sonnenlicht, entziehen die Algen dem Wasser Elektronen, so dass aus zwei Wassermolekülen ein Molekül Sauerstoff, vier H^+ -Ionen und vier Elektronen entstehen [22, 67]. Anschließend werden in einem weiteren Schritt aus den H^+ -Ionen und den Elektronen Wasserstoffmoleküle gebildet [67]. Da es zu keiner Abtrennung des gebildeten Sauerstoffs kommt, und somit bis zu 30% Sauerstoff im Produktgas vorliegt, herrscht grundsätzlich Explosionsgefahr [67].

Bei der indirekten Photolyse werden der Oxidations- und Reduktionsschritt zeitlich und räumlich getrennt, um auf diesem Weg die Effizienz des Verfahrens zu erhöhen [22]. In einem ersten Photosystem wird Wasser gespalten und die gebildeten Elektronen zur Erzeugung von Sauerstoff und Kohlenhydraten verwendet. Die Produktion des Wasserstoffs erfolgt anschließend in einem weiteren Photosystem durch Umwandlung der Kohlenhydrate in Wasserstoff und CO_2 [67].

Der Entwicklungsstand beider Technologien muss heutzutage noch als sehr gering bezeichnet werden. Die heute erreichbare Ausbeute von 0,2-0,8 mg H_2 pro Stunde und Liter Nährlösung müsste sich ungefähr ver Hundertfachen, um gegenüber elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff konkurrenzfähig zu sein [22, 67]. Somit ist eine kommerzielle Nutzung in näherer und mittlerer Zukunft als unrealistisch zu bewerten.

5.3 Mikrobielle Elektrolyse

Die mikrobielle Elektrolyse baut auf elektroexogenen Mikroorganismen auf, die an der Anode einer galvanischen Zelle Biomasse verstoffwechseln [22]. Die hierbei entstehenden H^+ -Ionen und Elektroden diffundieren durch eine Protonenaustauschmembran auf die Kathodenseite. Dort werden die H^+ -Ionen zu molekularem Wasserstoff reduziert. Ein Teil der dafür nötigen Energie wird dabei durch die anodenseitig vorhandenen Mikroorganismen bereitgestellt, wodurch sich die anzulegende Zellspannung um bis zu 0,55 V reduzieren lässt [70]. Vorteilhaft ist diese Technologie zur Abwasserreinigung in Kläranlagen, wie schematisch in Abbildung 39 dargestellt. Da als zusätzlicher Produktgasstrom auch CO_2 anfällt, ließe sich diese Technologie auch mit einer anschließenden Synthese zur Erzeugung von Methanol oder ähnlichen Energieträgern nutzen. Die Technologiereife ist jedoch noch als gering anzusehen und eine Umsetzung im industriellen Maßstab bis jetzt noch nicht erfolgt [22, 70].

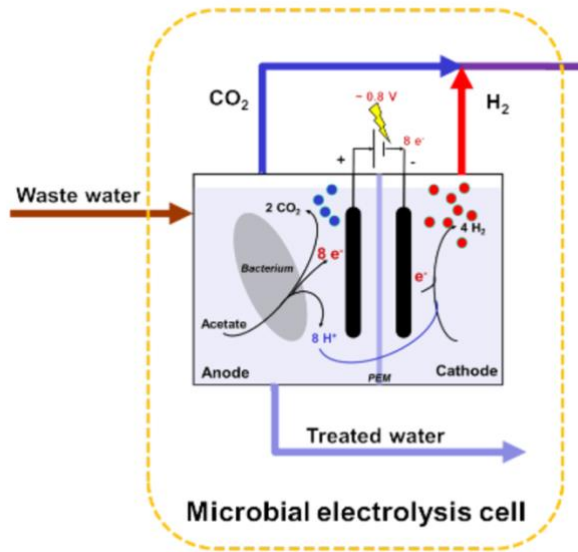


Abbildung 39. Schematischer Aufbau einer mikrobiellen Elektrolysezelle [71]

5.4 Dunkle Fermentation

Die Gewinnung von Wasserstoff aus Biomasse durch anaerobe Vergärung baut auf dem Prinzip der Biogaszeugung auf, wie in Abbildung 40 dargestellt:

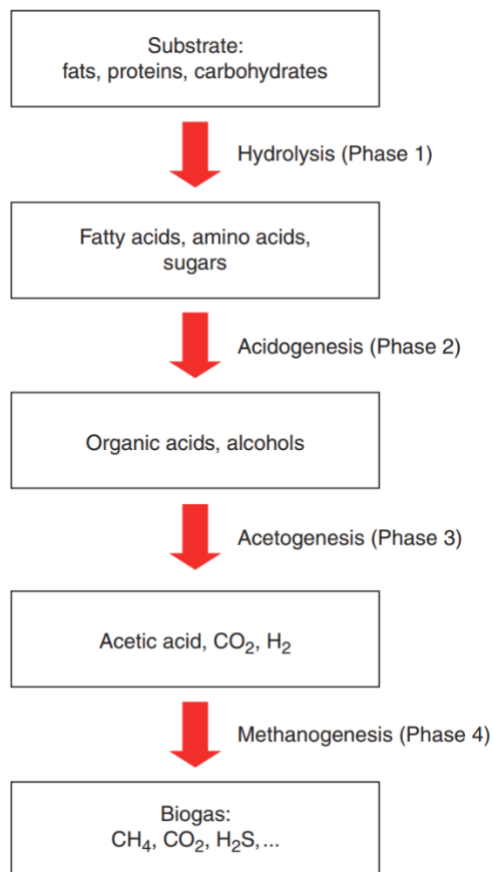


Abbildung 40. Prozessschritte der biologischen Methanbildung [72]

Um die Methanogenese und somit die Bildung von Methan zu unterdrücken, müssen die Wasserstoff verzehrenden und Methan bildenden Mikroorganismen vor dem Beginn der Acetogenese durch Erhitzen oder andere Verfahren eliminiert werden [22, 72]. Als Einsatzstoffe für die dunkle Fermentation bieten sich beispielsweise stärkehaltige Substrate und Abwässer aus der Lebensmittel- oder Textilindustrie an, die bisher noch nicht genutzt werden [22, 67]. Auch wenn die Technologiereife etwas höher im Vergleich zu den vorigen Technologien eingeschätzt wird [22], sind die erzielten Wasserstoffträge auch im Vergleich zu thermochemischen Verfahren noch zu gering [67]. Ob eine Wasserstoffproduktion durch Fermentierung somit in größerem und industriellem Maßstab möglich ist, bleibt fraglich.

5.5 Potential für Wasserstoff aus biologischen Verfahren

Ob größeres Potential zur Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse oder über andere biologische Verfahren besteht, ist somit zumindest für die nähere und mittlere Zukunft zu verneinen. Dies ergibt sich aus der geringen Technologiereife der betrachteten Technologien. Weiter besteht eine Konkurrenzsituation zur Herstellung von anderen erneuerbaren Energieträgern auf Biomassebasis, die bereits über etablierte Produktionsverfahren verfügen. Auch zukünftig wird ein großer Bedarf an erneuerbarem Methan und erneuerbaren Kraftstoffen auf Biomassebasis bestehen, so dass anzunehmen ist, dass das begrenzte Potential an Biomasse vor allem für deren Herstellung verwendet werden wird.

Im Abschnitt 3 wurde versucht, die Nutzung von Biomasse vom Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern zu trennen. Hierbei ist anzunehmen, dass dies nicht immer und überall im vollen Umfang möglich war. Deshalb könnte ein Teil der biogen produzierten Energieträger, den im Abschnitt 3 ermittelten und primär durch Elektrolyse abzudeckenden Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern senken.

6 „Blauer“ Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen

Wie in Kapitel 2.1 dargestellt wurde, wird Wasserstoff heutzutage fast ausschließlich aus fossilen Brennstoffen durch Reformierung oder Vergasung produziert. Da es hierbei zu prozessbedingten Emissionen von CO₂ kommt, ist dieser „graue“ Produktionsweg nicht klimaneutral. Soll also auch zukünftig Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen erzeugt werden, gilt es diese Emissionen zu vermeiden und somit auf einen „blauen“ Produktionsweg umzuschwenken. Hierfür kommt zum einen die Einbindung von sogenanntem *Carbon Capture and Storage* (CCS) in die konventionellen Erzeugungstechnologien in Frage. Hierbei wird prozessbedingt entstehendes CO₂ abgetrennt und in unterirdische Speicher verpresst. Einen anderen Weg könnte die Methanpyrolyse ermöglichen, bei der kein gasförmiges CO₂, sondern fester Kohlenstoff anfällt. Diese unterschiedlichen Wege zur (möglichst) klimaneutralen Wasserstoffproduktion sollen im folgenden Abschnitt behandelt werden. Insbesondere soll auch die Frage beleuchtet werden, wie „grün“ „blauer“ Wasserstoff tatsächlich sein kann.

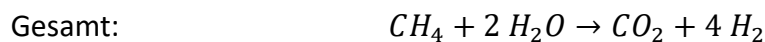
6.1 Konventionelle Technologien

Bei den im folgenden beschriebenen Technologien zur Produktion von Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen handelt es sich durchwegs um etablierte und industriell bewährte Prozesse. Daher wird auf eine zu detaillierte Beschreibung verzichtet und die unterschiedlichen Technologien nur kurz beschrieben. Bezüglich der Technik und der Fertigung der Komponenten sind keine den weiteren Ausbau limitierenden Faktoren zu erwarten, weshalb eine nähere Betrachtung derselben ausbleiben kann. Allein die mögliche Verwendung von Nickel könnte analog zu den betrachteten Elektrolysetechnologien zu Problemen führen. Limitierende Faktoren sind darüber hinaus von der Implementierung von CCS zu erwarten, da hier auch mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz eine wichtige Rolle spielt.

6.1.1 Dampfreformierung

Die Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Kohlenwasserstoffen läuft im Fall der Dampfreformierung als endothermer katalytischer Prozess mit Zugabe von Wasserdampf ab. Verwendung finden hierbei leicht flüchtige Kohlenwasserstoffe, in der Regel Erdgas oder reines Methan, aber auch Alkohole oder Naphtha. Großtechnisch findet dieses Verfahren bei ungefähr 700-900°C und Drücken von 20-40 bar, in Ausnahmefällen auch bis 80 bar statt [22, 73].

Es handelt sich bei der Dampfreformierung um einen in Summe endothermen Prozess, der sich in die Teilprozesse der eigentlichen Dampfreformierung (SR) und der anschließenden Wassergas-Shift-Reaktion (WGS) aufteilt. Für die Teilprozesse und den daraus resultierenden Gesamtprozess ergeben sich für Methan folgende Gleichungen [22, 73]:

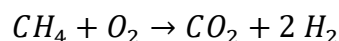
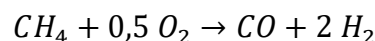


Als Katalysatoren finden vor allem Nickel oder Kupfer Verwendung, allerdings auch das seltene Ruthenium [22]. Da die Reformierung von Methan technisch nicht vollständig abläuft, verbleibt ein gewisser Anteil davon als Restgas im Produktstrom mit Wasserstoff und Kohlendioxid. Kohlendioxid und Restgas werden in einer Druckwechseladsorptionsanlage vom Wasserstoff getrennt [22]. Restgas und CO_2 werden mit weiterem Methan verfeuert, um die benötigte Energie für die endotherme Reaktion bereitzustellen [22].

Die Dampfreformierung von Erdgas ist die Hauptquelle der aktuellen Wasserstofferzeugung und übliche industrielle Anlagen bewegen sich in der Größenordnung von $100.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ [22, 73, 74]. Die CAPEX liegen unter denen anderer Verfahren bei gut 400 €/kW [75] und damit grob im Bereich, der auch zukünftig für die Elektrolyse realistisch erscheint.

6.1.2 Partielle Oxidation

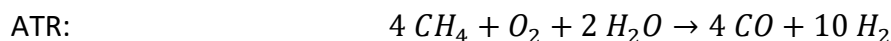
Insbesondere beim Einsatz höherer Kohlenwasserstoffe findet das exotherme Verfahren der partiellen Oxidation Verwendung. Vorteilhaft sind neben dem geringeren Energieaufwand auch die sehr kurzen Startzeiten zum Hochfahren des Prozesses [22]. Es wird zwischen partieller Oxidation mit (CPOX) und ohne Katalysator (POX) unterschieden, wobei der Einsatz eines Katalysators nur geringe Schwefelanteile im eingesetzten Grundstoff toleriert. Der stöchiometrische Anteil des Oxidationsmittels Sauerstoff lässt sich variieren, wie aus folgenden, alternativen Reaktionsgleichungen für die partielle Oxidation von Methan hervorgeht [22, 73]:



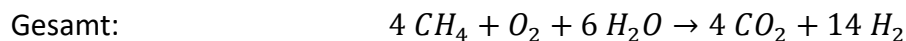
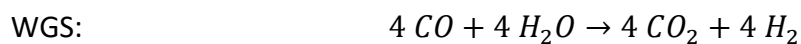
Im Vergleich zur Dampfreformierung liefert die partielle Oxidation weniger Wasserstoff pro eingesetztem Kilogramm Methan. Je höher der Anteil an Sauerstoff ist, desto energetisch günstiger verläuft die Reaktion. Allerdings sinkt die erzielbare Menge an Wasserstoff weiter, da kein CO entsteht, welches in der WGS-Reaktion Wasserdampf zu Wasserstoff umwandeln könnte. Darüber hinaus ist auch die verfahrenstechnische Steuerung des Prozesses im Vergleich zur SR als anspruchsvoller einzustufen [19].

6.1.3 Autotherme Reformierung

Um die Vorteile der beiden zuvor beschriebenen Verfahren der Dampfreformierung (SR) und der katalytischen partiellen Oxidation (CPOX) zu kombinieren, werden diese zum Verfahren der autothermen Reformierung (ATR) zusammengeführt. Somit lassen sich die hohe spezifische Wasserstoffausbeute der SR einerseits und die energetisch vorteilhafte exotherme Reaktion der CPOX andererseits in einem Verfahren kombinieren. Dies geschieht durch das räumlich und zeitlich gemeinsame Einbringen der Reaktanten fossiler Grundstoff, Wasserdampf sowie Sauerstoff bzw. Luft, in die Reaktionskolonne des Prozesses. Beim Einsatz von Methan ergibt sich somit folgende Gleichung [22, 74]:



Am Ausgang der Reaktionskolonne weist das entstandene Synthesegas üblicherweise Temperaturen von 950-1100°C und Drücke unter 100 bar auf [22]. Analog zur Dampfreformierung hat anschließend die Umsetzung des Synthesegases gemäß der Wassergas-Shift-Reaktion zu erfolgen, woraus sich folgende Gesamtreaktion ergibt:



Somit ergibt sich eine etwas geringere Wasserstoffausbeute im Vergleich zur SR bei gleichzeitig besseren energetischen und verfahrenstechnischen Bedingungen [74]. Gleichzeitig liegen die CAPEX über jenen der SR, gerade dann, wenn reiner Sauerstoff statt Luft verwendet wird, und daher eine Sauerstoffgewinnung aus Luft in den Prozess integriert werden muss [75].

6.1.4 Kohlevergasung

Die Produktion von Wasserstoff aus Kohle findet über Vergasung statt. Hierbei durchläuft der Grundstoff folgende Prozessstufen im Reaktor: Zunächst wird die im Feststoff vorhandene Feuchtigkeit in der Trockenzone bei Temperaturen von ungefähr 200°C entfernt. Anschließend findet im Temperaturbereich von 200 bis 500°C die Pyrolyse des Grundstoffes statt. Nach dem Durchlaufen der Reduktions- und Oxidationszonen des Reaktors bei Temperaturen größer 700°C, erhält man neben Asche das bekannte Synthesegas aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Dieses muss im Vergleich zu den Reformierungsprozessen einer deutlich aufwendigeren Reinigung zur Abscheidung von Teer und Leichtölen unterzogen werden, bevor die WGS-Reaktion erfolgen kann. Anschließend gilt es noch Schwefelwasserstoff und Kohlendioxid vom produzierten Wasserstoff abzutrennen [22, 76].

Im Vergleich zu den beschriebenen Reformierungsprozessen SR, POX und ATR ergeben sich geringere Wasserstoffträge und ein höherer Aufwand zur Abscheidung der Nebenprodukte [22].

6.2 Carbon Capture and Storage

Durch die im vorigen Abschnitt beschriebenen Technologien wird heutzutage großindustriell „grauer“ Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen unter der Emission von Kohlendioxid gewonnen. Um diese industriell etablierten und großtechnisch verfügbaren Prozesse zur Wasserstofferzeugung in einer nachhaltigen Zukunft beibehalten zu können, müssen die resultierenden CO₂-Emissionen durch *Carbon Capture and Storage*-Technologien abgeschieden und unterirdisch sicher gespeichert werden.

6.2.1 Abscheidung von CO₂

Da die Dampfreformierung mit ungefähr 75% Marktanteil [77] die dominierende und wirtschaftlichste Technologie zur Produktion von Wasserstoff darstellt, wird die Implementierung von Carbon Capture für diese Produktionsroute beschrieben. Grundsätzlich ist die Implementierung einer CO₂-Abscheidung an zwei Stellen des Prozesses denkbar. Zum einen – wie auch in Abbildung 41 dargestellt – aus dem Synthesegas vor der Druckwechseladsorptionsanlage (PSA). Hierbei wird somit das entstandene CO₂ vor dem Verbrennen des Restgases mit weiterem Methan abgeschieden, weshalb diese Variante als *pre-combustion CC* bezeichnet wird. Es wird somit kein Versuch unternommen, das im Verbrenner entstehende CO₂ abzuscheiden [75, 77, 78].

Alternativ dazu lässt sich die CO₂-Abscheidung auch als *post-combustion CC* nach dem Verbrenner realisieren. Hierzu gibt es Konzepte, die eine CO₂-Abscheidung ausschließlich nach dem Verbrenner vorsehen [78], und solche, die sowohl vor der PSA als auch nach dem Verbrenner eine solche installieren würden [77].

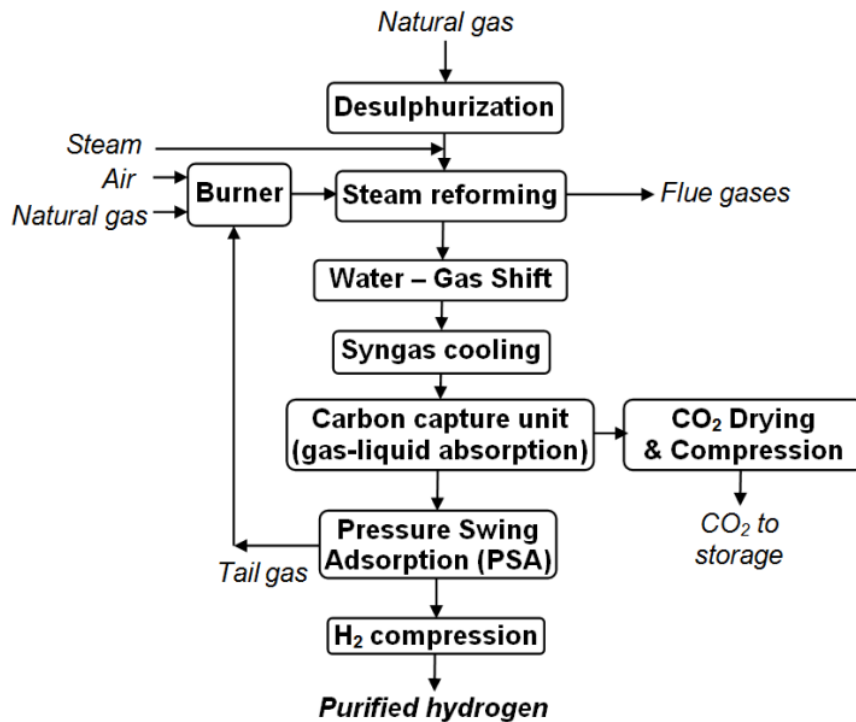


Abbildung 41. Prozessdesign einer Dampfreformierung mit pre-combustion carbon capture [75]

Weltweit gibt es nur zwei kommerziell betriebene Anlagen zur Wasserstoffproduktion, die mit einer *pre-combustion* CC ausgestattet sind [77]. Bezüglich einer dieser Anlagen liegen Daten zur tatsächlichen CO₂-Abscheidungsrate im laufenden Betrieb vor, die mit im Mittel 78,8% angegeben wird [79]. Die Emissionen, die aus der Verbrennung resultieren, sind hierbei nicht mitberücksichtigt [79]. Abscheidungsraten bis 90% werden insgesamt als realistisch eingestuft [75, 77], wobei sich auch deutlich niedrigere Werte finden lassen [77]. Dies ist auf die Vielzahl möglicher Abscheidungstechnologien zurückzuführen [80, 81]. Daten zur Gesamtabscheidungsrate in erwähnter kommerzieller Anlage scheinen nicht vorzuliegen. Die Annahmen für eine solche Gesamtabscheidungsvariante variieren recht stark von 54-70% [75, 78]. Offensichtlich ist, dass ein relevanter Anteil des entstehenden CO₂ nicht abgeschieden, sondern in die Atmosphäre emittiert wird.

Eine Dampfreformierung mit integrierter *post-combustion* CC ist bis 2021 noch nicht kommerziell umgesetzt worden [77]. Mitunter werden hier identische Abscheidungsraten von 90%, wie für die *pre-combustion* CC angesetzt [78]. Auf Basis zweier Kohlekraftwerke mit *post-combustion* CC werden allerdings auch niedrigere Abscheidungsgrade für möglich gehalten [77]. Auch hier verbleiben wesentliche CO₂-Emissionen bei zusätzlich deutlich erhöhtem Energieaufwand [77].

Es gibt eine Vielzahl an potenziell möglichen *Carbon Capture* Technologien, die teilweise bereits eine sehr hohe Technologiereife aufweisen, und teilweise sich noch im Entwicklungsstadium befinden [80]. Hierfür wären beispielsweise chemische und

physikalische Absorptionsverfahren, unterschiedliche Membranverfahren oder auch *calcium carbonate looping* zu nennen [80]. Welche Technologie sich in welchem Anwendungsfall durchsetzen kann, ist aufgrund mangelnder praktischer Erfahrung in der Wasserstoffproduktion noch nicht abzuschätzen. In jener Anlage, für die Informationen vorliegen, wird das Absorptionsverfahren der Aminwäsche durchgeführt [79].

In ATR-Anlagen liegt CO₂ in konzentrierterer Form als in SR-Anlagen vor, so dass hier höhere CO₂-Abscheideraten möglich sein sollten. Soweit bekannt, sind hier zwei Projekte geplant, die die Umsetzung von *Carbon Capture* in einer ATR-Anlage umsetzen wollen [25].

Durch die Implementierung eines weiteren verfahrenstechnischen Schrittes in den Gesamtprozess, steigen die Kosten für die zu errichtenden Anlagen. Die Steigerung der CAPEX könnte dabei im Bereich von ungefähr 40% liegen [75] und pro Tonne abgeschiedenes CO₂ in einer SR-Anlage ergeben sich Kosten von ungefähr 45€ [25]. Die Kosten für die zur Einspeicherung des CO₂ nötigen Anlagen sind hierbei noch nicht mit inbegriffen.

Abschließend kann somit festgehalten werden, dass die technische Machbarkeit der CO₂-Abscheidung für die Wasserstoffproduktion aus fossilen Quellen gegeben ist. Allerdings werden auch bei einer weiter fortschreitenden Entwicklung der entsprechenden Technologien relevante CO₂-Emissionen verbleiben. Durch die Implementierung von *Carbon Capture* erhöhen sich Energiebedarf und Investitionskosten. Einschränkende technische oder rohstoffbedingte Faktoren für die verbreitete großtechnische Umsetzung scheinen nicht gegeben zu sein, soweit sich dies feststellen lässt.

6.2.2 Speicherung von CO₂

Nach einem Transport des abgetrennten CO₂ per Pipeline oder Schiff – bei kleineren Mengen eventuell auch per LKW – [22] gilt es jenes sicher im Untergrund zu verwahren. In Frage kommen hierfür zum einen ehemalige Erdgas- und Erdöllagerstätten sowie sogenannte saline Aquiferspeicher. Deren potenzielle weltweite Speicherkapazitäten würden auch bei einer großtechnischen Realisierung von CCS den Bedarf für mehrere Jahrzehnte decken können [22, 81].

Voraussetzung für die Tauglichkeit als dauerhafter CO₂-Speicher ist zum einen die Porosität einer Gesteinsschicht, um ein entsprechendes Gas- bzw. Fluidvolumen aufnehmen zu können. Zum anderen muss über den Zeitraum von Jahrmillionen die Dichtheit der überlagernden Deckenschichten gewährleistet sein, da die plötzliche Freisetzung größter Mengen an CO₂ in kürzesten Zeiträumen unbedingt zu verhindern ist [22, 81].

Ehemalige Erdgas- und Erdöllagerstätten haben diese Eigenschaften bereits durch ihre reine Existenz und ihre Fähigkeit flüchtige Verbindungen über erdgeschichtlich lange Zeiträume zu speichern bewiesen. Aufgrund ihrer Ausbeutung sind bereits Kenntnisse über nutzbare

Speichervolumina und die Eigenschaften des Speichergesteins vorhanden. Als nachteilig wären die vielen Bohrungen zu nennen, durch welche die Lagerstätten erschlossen und die überlagernden Schichten durchbohrt wurden. Infolgedessen könnte die Dichtheit der Lagerstätten beeinträchtigt worden sein [22, 81]. Salinare Aquifere sind soleführende, poröse Gesteinsschichten in größerer Tiefe, deren Wasser aufgrund des Salzgehaltes für die Trinkwassernutzung nicht geeignet ist. Äquivalent zu den fossilen Lagerstätten müssen auch sie durch eine gasdichte Deckschicht abgegrenzt werden. [22, 82].

Die Speicherung des CO₂ erfolgt in der Regel im überkritischen Zustand, für den Temperaturen oberhalb des Tripelpunktes von 31°C erforderlich sind. Somit weist das Fluid die Fließeigenschaften und Dichte einer Flüssigkeit auf, was sich positiv auf Speicherbarkeit und Transportierbarkeit auswirkt. In Mitteleuropa ist die dafür nötige Temperatur ab einer Tiefe von durchschnittlich 800 Metern zu erwarten [22].

Für einen sicheren Betrieb der Speicherstätte ist die vollständige und fehlerfreie Zementierung aller Rohre gegenüber dem Gebirge genauso essentiell, wie die Verwendung korrosionsbeständiger Werkstoffe. Durch lückenlose Überwachung der Speicherstätte, der Speicherbohrungen sowie der angrenzenden Gebirgsbereiche soll ein Austreten von CO₂ verhindert werden [22]. Hierbei muss kritisch angemerkt werden, dass dies wohl kaum über sehr langfristige erdgeschichtliche Zeiträume sichergestellt werden kann.

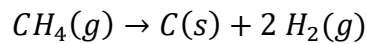
Weltweit gibt es momentan drei Projekte im Maßstab größer 1 Mt CO₂ Einspeicherung pro Jahr, die in salinaren Aquiferen einspeichern [80]. Die Kosten dieser Technologie werden in der Größenordnung von 0,43-6,9 €/t CO₂ angegeben [81]. Die Kosten für die Einspeicherung pro Tonne CO₂ sind somit deutlich geringer als jene für die Abscheidung. In Summe dürften die Kosten für CCS somit in der Größenordnung von 50 €/t CO₂ liegen.

Da sowohl die technische Machbarkeit bewiesen ist, als auch ausreichend potentielle Speicher vorhanden sind, spricht aus technischer Sicht nichts gegen einen weiteren Ausbau der CO₂-Speicherung im Untergrund. Dafür kann mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz eine Nutzung dieser Technologie einschränken oder in manchen Ländern auch verhindern. In Deutschland und Österreich wird vor diesem Hintergrund CCS momentan nicht praktiziert und auch nicht perspektivisch verfolgt [22]. Weltweit entfällt ein Großteil der umgesetzten Projekte auf Nordamerika, wobei auch Projekte in der Nordsee, in Ostasien und Australien geplant werden oder bereits umgesetzt wurden [80].

6.3 Methanpyrolyse

Die klassischen Wasserstoffproduktionswege der Reformierung und Vergasung fossiler Grundstoffe haben stets die prozessbedingte Entstehung von gasförmigem CO₂ zur Folge, welches aufwendig mittels CCS abgeschieden und gespeichert werden muss. Da zum einen keine hundertprozentigen Abscheidungsraten zu erreichen sind, und mangelnde

gesellschaftliche Akzeptanz die Umsetzung unsicher macht, rückt mit der Methanpyrolyse eine Technologie ins Blickfeld, bei der aus Methan „blauer“ Wasserstoff ohne die Entstehung von gasförmigem CO₂ erzeugt werden kann. Bei hohen Temperaturen über 1000°C zersetzt sich Methan in Abwesenheit von Sauerstoff zu gasförmigem Wasserstoff und festem Kohlenstoff [22, 83]:



Durch den Einsatz metallischer oder kohlenstoffhaltiger Katalysatoren lassen sich die nötigen Betriebstemperaturen in den Bereich von 900-1000°C drücken [84, 85]. Hierbei besteht jedoch das Problem, dass sich der entstehende feste Kohlenstoff am Katalysator niederschlägt und diesen somit im Laufe des Betriebs deaktiviert. Hier gilt es Lösungen zu finden, die Katalysatoren im Betrieb so von Kohlenstoff zu reinigen, dass es zu keiner CO₂-Entwicklung kommt [84, 85]. Alternativ werden Verfahren wie Flüssigmetall-Blasensäulenreaktoren untersucht. Bei dieser Technologie dient flüssiges Metall als Katalysator. Der Grundstoff Methan steigt in Blasenform im Säulenreaktor auf und reagiert dabei zu Kohlenstoff und Wasserstoff. Wie Abbildung 42 zu entnehmen ist, kann der entstehende Wasserstoff beispielsweise über eine Membran vom flüssigen Katalysator abgetrennt werden. Der entstehende feste Kohlenstoff schwimmt an der Oberfläche auf und kann dort abgenommen werden [83, 86].

Ob sich letztlich die thermische oder die thermisch-katalytische Pyrolyse als erfolgreicher erweist, ist momentan schwer abzuschätzen. Auch für die Wahl des Katalysators und das Design der Anlage sind momentan unterschiedliche technische Realisierungen in der Diskussion und Erprobung. Insgesamt ist die Technologiereife der Methanpyrolyse noch gering und weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit erforderlich [25]. Eine Marktreife der Technologie wird nicht vor den 2030er-Jahren erwartet [25].

Der große Vorteil der Methanpyrolyse wäre die prozessbedingte Vermeidung von CO₂-Emissionen. Der entstehende feste Kohlenstoff ließe sich entweder industriell weiterverwenden oder im Vergleich zu CO₂ deutlich sicherer und einfacher speichern und lagern. Auch wenn die technologische und somit auch finanzielle Entwicklung dieser Technologie als recht unsicher bewertet werden muss, gibt es mehrere Studien, die der Methanpyrolyse attestieren langfristig gegenüber SR/ATR + CCS wettbewerbsfähig sein zu können [85, 87].

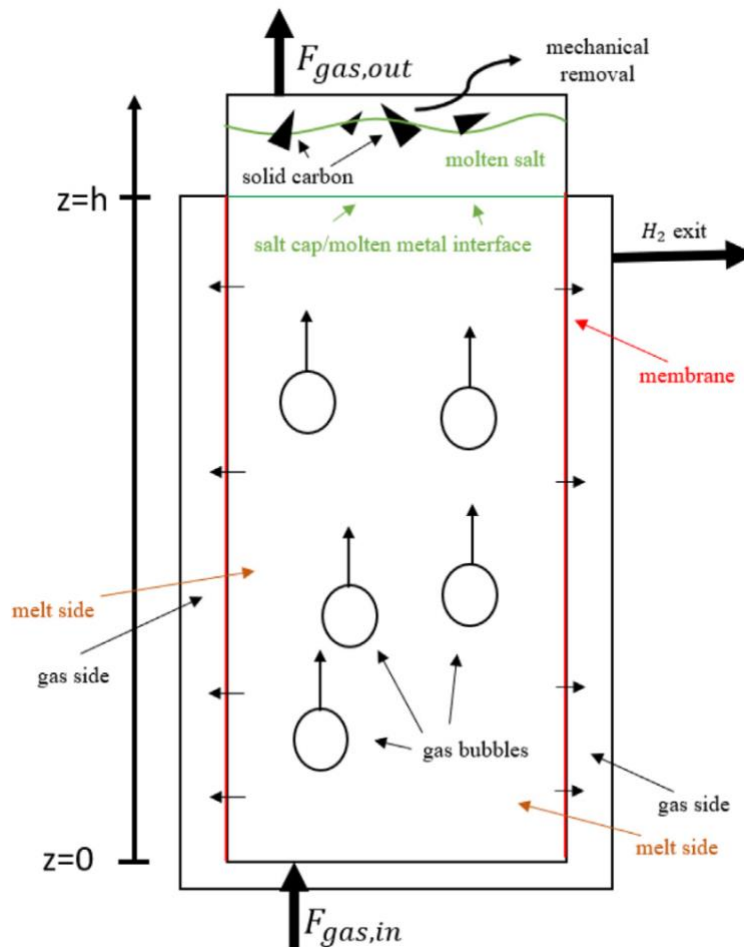


Abbildung 42. Schematischer Aufbau eines Flüssigmetall-Blasensäulenreaktors zur Methanpyrolyse [83]

Von den sechs im „Ariadne-Report“ (PIK, 2021) als besonders kritisch eingestuften Rohstoffen sind Nickel und Kobalt als potentielle Katalysatoren zu nennen [44]. Da aber darüber hinaus auch andere metallische Katalysatoren wie Eisen, Kupfer, Molybdän und Palladium [22] sowie auch kohlenstoffhaltige Katalysatoren in Frage kommen, ist nicht von einer rohstoffbedingten Limitierung der Methanpyrolysekapazitäten auszugehen. Ob sich aus der Anlagentechnik oder der Fertigung der Komponenten Engpässe ergeben könnten, ist aufgrund mangelnder Erfahrung noch nicht einschätzbar.

6.4 Treibhausgasemissionen von „blauem“ Wasserstoff

Wie bereits in Abschnitt 6.2.1 ausgeführt, verbleiben bei der Implementierung von CCS in die konventionellen Wasserstofferzeugungstechnologien auch bei hohen CO₂-Abscheidungsraten relevante Treibhausgasemissionen. Darüber hinaus ist jedoch zu beachten, dass es auch bei der Förderung, dem Transport und der Verteilung von Erdgas zu Leckagen und somit zur Freisetzung von Erdgas bzw. Methan in die Atmosphäre kommt. Dies ist als sehr problematisch zu bewerten, da Methan ein Vielfaches der Treibhausgaswirkung von CO₂ aufweist [77, 88]. Für die USA wird die Leckagerate für Erdgas mit 2,4% [88] bzw. 3,5% [77] angegeben. Für die

europäische Erdgasversorgung, die zu großen Teilen aus Russland erfolgt, sind ähnlich hohe oder höhere Werte zu erwarten. Infolge dieser Verlusten sind die Treibhausgasemissionen - verursacht durch Förderung und Transport des Grundstoffes Methan in g CO₂-Äquivalent - im klassischen SR-Prozess sogar etwas höher als die Treibhausgasemission des entstehenden CO₂ selbst [77]. Somit würde sich die Treibhausgaswirkung von „blauem“ Wasserstoff aus SR/ATR + CCS gegenüber heutigem „grauen“ Wasserstoff nicht einmal halbieren lassen. Auch bei einer Reduzierung der Leckageraten verbleiben somit sehr hohe Treibhausgasemissionen, die ebenfalls die Erzeugung von Wasserstoff aus Methanpyrolyse betreffen. Eine vollständig klimaneutrale Erzeugung von „blauem“ Wasserstoff ist somit anders als bei „grünem“ Wasserstoff aus Elektrolyse bei 100% erneuerbaren Energien nicht möglich.

6.5 Potential für „blauen“ Wasserstoff

Soweit abschätzbar, scheinen sich keine technischen oder rohstoffbedingten Faktoren zu ergeben, welche die weltweite Etablierung von „blauen“ Wasserstoffherzeugungstechnologien in großem Maßstab verhindern würden. Die konventionellen Technologien der Reformierung und Vergasung sind industriell etabliert und stehen in großem Maßstab zur Verfügung. Die notwendige Abscheidung und Speicherung von CO₂ konnte in ersten großen Projekten ihre Technologiereife bewiesen und steht somit einer Etablierung von „blauem“ Wasserstoff nicht im Wege. Hier sind vielmehr – zumindest in manchen Ländern – Akzeptanzprobleme zu lösen. Hier besteht Potential für die Methanpyrolyse, die ohne CCS auskommt. Allerdings weist diese Technologie noch eine geringe Technologiereife auf, so dass deren weitere Entwicklung und der Zeitpunkt, an dem sie wirtschaftlich und großtechnisch umsetzbar sein wird, unklar ist.

Da sich „blauer“ Wasserstoff nicht klimaneutral produzieren lässt, werden diese Technologien mitunter als Brückentechnologien gesehen, bis genug erneuerbarer Strom zur klimaneutralen Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse zur Verfügung steht. Auch könnte „blauer“ Wasserstoff längerfristig eine wichtige Rolle spielen, wenn der tatsächlich umsetzbare Ausbau an Elektrolyseuren nicht den enormen zukünftigen Bedarf an Wasserstoff decken kann oder die Elektrolyse sich gegenüber „blauem“ Wasserstoff als wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig erweisen sollte. Vor dem Hintergrund der nicht zu vermeidenden Treibhausgasemissionen sollte „blauer“ Wasserstoff jedoch langfristig in einem optimalen Szenario keine Rolle mehr spielen.

7 Analyse der Gesamtsituation

In den vorangegangenen Kapiteln wurde zum einen eruiert, welcher mögliche Bedarf an Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten in Deutschland im Falle einer klimaneutralen Gesellschaft bestehen würde. Anschließend wurde diskutiert, welche Wasserstofferzeugungstechnologien den entstehenden Bedarf (möglichst) klimaneutral decken könnten. Gerade im Fall der Elektrolyse wurde dabei impliziert, dass die dafür nötige erneuerbare elektrische Energie in ausreichendem Umfang in Deutschland zur Verfügung stehen würde. Wie sich zeigen wird, droht allerdings der schleppende Ausbau der erneuerbaren Strombereitstellung und deren zu erwartende Ausbaugrenzen die Produktion von Wasserstoff in ausreichendem Umfang in Deutschland zu verhindern. Daher soll der Umfang der realistisch zu erwartenden erneuerbaren Strombereitstellung und die daraus resultierenden möglichen Kapazitäten für eine heimische „grüne“ Wasserstoffproduktion diskutiert werden. Aus dem zu erwartenden Defizit ergibt sich der Umfang der nötigen Importe oder einer möglichen „blauen“ Wasserstofferzeugung. Vor diesem Hintergrund soll auch die wirtschaftliche Seite in Form der zu erwartenden Wasserstoffgestehungskosten für heimischen und importierten „grünen“ Wasserstoff, sowie für „blauen“ Wasserstoff betrachtet werden.

7.1 Wasserstofferzeugung in Deutschland

Der Umfang der in Deutschland realisierbaren Elektrolysekapazitäten gibt vor, in welchem Umfang zukünftig der Import von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern nötig sein wird.

7.1.1 Verfügbarer Strom aus erneuerbaren Energien

Im Jahr 2020 lag der deutsche Strombedarf bei 485 TWh [89], in den Jahren davor bei ungefähr 600 TWh [46]. Dem gegenüber stand ein gesamter Endenergiebedarf von 2319 TWh im Jahr 2020 [89] und ungefähr 2500 TWh in den vorigen Jahren [90]. Abzüglich der 243 TWh Biomassenutzung [66] verbleibt somit ein aktueller nicht elektrischer Endenergiebedarf von 1591 TWh/a, der klimaneutral direkt durch erneuerbaren Strom und Elektrifizierung oder indirekt über die Umwandlung von erneuerbarem Strom zu Wasserstoff und synthetischen Energieträgern bereitzustellen wäre.

Für die Zukunft wird erwartet, dass in Folge von Direktelektrifizierung, höherer Energieeffizienz und weiteren Faktoren der Endenergiebedarf weiter sinken wird. Die in der „Metastudie Wasserstoff“ untersuchten Studien und Szenarien sehen für das Jahr 2050 Endenergiebedarf in der Größenordnung von 1338 [10] bis 2205 TWh/a [45]. Die realistisch umsetzbaren Potentiale für die erneuerbare Strombereitstellung werden hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und gesellschaftlicher Akzeptanz durchwegs geringer eingestuft. Hierfür finden sich Werte in der Größenordnung 700-1300 TWh/a [10, 21, 43, 44], die bereits allesamt einen massiven Ausbau von Wind- und Solarenergie voraussetzen. Diese Bandbreite

entspricht somit ungefähr jenem Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern, der in Abschnitt 3 ermittelt wurde. Hierbei ist zusätzlich zu beachten, dass die hierfür benötigte Strommenge aufgrund von Umwandlungsverlusten nochmal höher ausfallen müsste. Allein in *Fraunhofer ISE, 2020* findet sich mit 1570 TWh ein noch höherer Wert [46].

Da in jedem Fall eine Differenz zwischen Endenergiebedarf und möglicher Strombereitstellung bestehen bleibt, ist klar, dass auch zukünftig Energieimporte nach Deutschland nötig sein werden. Daher werden in sämtlichen Studien, die Importe von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern erlauben, diese auch in großem Umfang getätigt. Eine Deckung des Bedarfs an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern in Deutschland durch heimische Elektrolyse wird aufgrund unzureichender erneuerbarer Strombereitstellung höchstwahrscheinlich nicht möglich sein.

7.1.2 Prognostizierte Elektrolyseleistung und Wasserstofferzeugung

Aufgrund der zu erwartenden Differenz zwischen Endenergiebedarf und erneuerbarer Stromerzeugung werden also Importe von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern notwendig werden. Darüber hinaus wird jedoch in den untersuchten Studien und Szenarien auch von relevanter heimischer Produktion ausgegangen. Hierfür lassen sich eine Reihe guter Gründe anführen: Elektrolyseure werden neben Kurzzeitstromspeichern eine wichtige Rolle zur Stabilisierung der Stromnetze einnehmen, in dem sie die unvermeidlichen Spitzen aus der erneuerbaren Strombereitstellung zur Produktion von Wasserstoff nutzen. Durch heimische Produktion lässt sich die Importquote und damit auch die Abhängigkeit von möglicherweise politisch instabilen Produktionsländern möglichst geringhalten. Darüber hinaus ist der Transport von Wasserstoff über weite Strecken mit erheblichem Aufwand und Mehrkosten verbunden, wie auch noch im Abschnitt 7.2 betrachtet werden wird.

Die Modellierung und Bestimmung der zukünftig in Deutschland zu erwartenden installierten Elektrolyseleistung ist komplex, weshalb hier erneut auf die gesamte Bandbreite an Studien und Szenarien aus Abschnitt 3 zurückgegriffen werden soll. Jene Arbeiten, in denen eine hundertprozentige Deckung des heimischen Bedarfs erfolgt, werden ebenso wie Szenarien mit 100% Importen nicht in die Auswertung miteinbezogen. Der Vergleich der installierten Elektrolyseleistungen wird dadurch erschwert, dass mitunter sehr unterschiedliche Wirkungsgrade für die Elektrolyse angenommen werden. Je nachdem, welche Technologie und ob nur der Zellstapel oder das ganze System berücksichtigt wurde, reichen diese mitunter von 61-95% [19, 43]. Zum anderen werden auch sehr unterschiedliche Werte für die zu erwartenden Volllaststunden angegeben, die sich um einem Faktor 2 unterscheiden können. Auch ist mitunter nicht ganz eindeutig, ob sich die angegebene Leistung auf den elektrischen Energieeinsatz oder auf den Energiegehalt des Wasserstoffs bezieht, wobei grundsätzlich ersteres üblicher und sinnvoller ist.

Unter Berücksichtigung dieser Kriterien ergibt sich aus den in der „Metastudie Wasserstoff“ untersuchten Studien und Szenarien eine Bandbreite von **11-90 GW** installierter Elektrolyseleistung in Deutschland, wobei der Großteil der Szenarien im Bereich von **43-63 GW** liegt [42]. Auffällig ist hierbei jedoch, dass zumindest für *Fraunhofer ISE, 2020* offensichtlich fehlerhafte Werte übernommen wurden. In dieser Studie wird die Elektrolysekapazität in Elektrolyse für die Endprodukte Wasserstoff, Methan und E-Fuel unterschieden. Die hierfür in Deutschland benötigte kumulierte Elektrolyseleistung reicht für die vier Szenarien von **50 bis 120 GW** [45]. In der „Metastudie Wasserstoff“ werden jedoch nur die ausschließlich für das Endprodukt Wasserstoff benötigten Kapazitäten angegeben, die maximal 50 GW betragen [42, 46]. Ob derselbe Fehler auch für weitere Studien und Szenarien passiert ist, lässt sich aufgrund der sehr umfangreichen Literatur und teilweise ungenau angegebenen Werte nur schwer eruieren. Zumindest für *dena, 2018* wurden die Werte von **53-63 GW** korrekt übernommen [42, 43].

Geringere Werte ergeben sich aus *PIK, 2021* mit **12-50 GW** [44]. Dies ist zum Teil durch recht hohe Importquoten erklärbar. Deutlich relevanter ist hier jedoch die mit 5000 sehr hohe Anzahl an Volllaststunden, die scheinbar kein Resultat einer Modellierung ist, sondern festgesetzt wurde. Würde diese realistischerweise wie in anderen Studien bei ungefähr 2600 liegen [19, 43], würde sich die benötigte Elektrolysekapazität verdoppeln. Bei *Fraunhofer ISI, 2019* finden sich im Vergleich dazu mit **50-80 GW** höhere Werte [25]. Hier finden sich auch Einschätzungen zur EU-weit erwarteten Kapazität, die bei 341-511 GW gesehen wird [25]. Ein sehr hoher Wert findet sich im Szenario S0-95 (*Smolinka et al., 2018*) mit **137 GW** [19]. Erklärbar wird dieser Wert durch verhältnismäßig niedrige Importquoten und Volllaststunden.

Eigene Abschätzungen lassen sich aufgrund der Komplexität dieser Situation kaum vernünftig treffen. Installierte Kapazitäten im Bereich 50-100 GW scheinen jedoch realistisch und solche über 100 GW keineswegs ausgeschlossen zu sein. Um einen Technologiemix, der auch SOEL (höhere Wirkungsgrade als AEL und PEMEL) in relevantem Umfang enthält, sowie technologische Verbesserungen zu berücksichtigen, wird ein Gesamtwirkungsgrad der Elektrolyse von 75% angenommen. Bei gut 2600 Volllaststunden würden somit bei 50-125 GW Kapazität in Deutschland ungefähr **100 bis 250 TWh** Wasserstoff pro Jahr produziert. Damit läge das Potential des durch Elektrolyse in Deutschland produzierbaren Wasserstoffs unter oder maximal gleichauf mit der heutigen Biomassenutzung von 243 TWh/a [66].

Die genauen Produktionsmengen an Wasserstoff durch Elektrolyse in Deutschland sind nicht in allen Studien detailliert und nachvollziehbar angegeben. In der „Metastudie Wasserstoff“ finden sich beispielsweise nur Angaben zu den Importquoten, die im nächsten Abschnitt besprochen werden. In *dena, 2018* findet sich eine heimische Produktion von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern im Umfang von **137-164 TWh/a** [43]. *Smolinka et al., 2018* geben für ihr Szenario S0-95 eine heimische Wasserstoffproduktion von **235 TWh/a** an [19]. Bei *Fraunhofer ISE, 2020* werden unter Berücksichtigung der Biomasseumwandlung ungefähr **400-450 TWh/a** an Wasserstoff, sowie synthetischen und biogenen Energieträgern produziert

[46]. Würde man hiervon einen Großteil oder die gesamte heutige Biomassenutzung abziehen, würde man ähnliche Werte wie in den anderen Studien erhalten.

7.1.3 Erforderliche Importe

Es zeigt sich somit, dass zur Deckung des Bedarfs in Deutschland Importe unumgänglich sind. Ausgehend von einer heimischen Erzeugung von 100-250 TWh/a und den in Kapitel 3 abgeschätzten realistischen Bedarfen von circa 700-1200 TWh/a müssten demnach mindestens 450-600 und maximal 950-1100 TWh/a an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern importiert werden. Die minimale Importquote läge dann bei **64%**, die maximale bei knapp **92%**.

In *dena, 2018* werden im Szenario EL95 397 TWh/a (201 TWh/a EU-Ausland, 196 TWh/a Nicht-EU-Ausland) beziehungsweise 744 TWh/a (199 TWh/a EU-Ausland, 545 TWh/a Nicht-EU-Ausland) in TM95 an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern importiert [43]. Somit ergeben sich Importquoten von **74,3%** und **81,9%**. Bei *Smolinka et al., 2018* ergibt sich aus einem Import von 437 TWh/a eine Importquote von **63,1%**, wobei hier auch noch geringe Mengen durch Reformierung und Bio-to-H₂ zum Gesamtaufkommen beigesteuert werden [19].

In der „Metastudie Wasserstoff“ wird teilweise zwischen einer Importquote für Wasserstoff und einer für Syntheseprodukte unterschieden, wobei für einige Studien nur Importquoten für Wasserstoff vorzuliegen scheinen. Diese umfassen eine Bandbreite von **53%** bis **96%** [42]. Für Syntheseprodukte reichen die Werte von **79%** bis **100%** [42], wobei hier deutlich weniger Werte vorliegen. Analog zu *dena, 2018* findet sich auch in *BDI, 2018* eine Gesamtimportquote für Wasserstoff und Syntheseprodukten, die bei **89%** liegt [42].

In Regionen, die sich für den Export von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern eignen, sind deutlich höhere Volllaststunden zu erwarten. Zur Abschätzung der für Deutschland im Ausland nötigen Elektrolysekapazitäten wird mit 4500 Volllaststunden [21, 41] kalkuliert. Bei 75% Wirkungsgrad ergeben sich aus den eigenen Werten von mindestens 450-600 und maximal 950-1100 TWh/a somit erforderliche Kapazitäten von mindestens **133-178 GW** und maximal **281-326 GW**.

7.2 Wirtschaftliche Betrachtung

Aus den in 7.1 eruierten Elektrolysekapazitäten in Deutschland und im Ausland lassen sich mehrere Varianten für eine gesamte für Deutschland erforderliche Elektrolysekapazität ermitteln. Diese unterscheiden sich insofern, ob das Minimum oder das Maximum des in Kapitel 3 ermittelten Bedarfs herangezogen wird, und ob weiter die untere oder obere Grenze des in Deutschland möglichen Ausbaus erreicht wird. Hierbei ist anzumerken, dass in diesen Überlegungen die Umwandlungsverluste bei der Erzeugung von synthetischen Energieträgern

aus „grünem“ Wasserstoff der Einfachheit halber nicht mitberücksichtigt wurden. Gerade bei hohen Anteilen an synthetischen Energieträgern würde sich die benötigte Elektrolysekapazität daher signifikant erhöhen.

Tabelle 11. Resultierender Bedarf an Elektrolysekapazitäten für Deutschland im In- und Ausland

Minimum Bedarf – Minimum Ausbau in Deutschland	Minimum Bedarf – Maximum Ausbau in Deutschland	Maximum Bedarf – Minimum Ausbau in Deutschland	Maximum Bedarf – Maximum Ausbau in Deutschland
228 GW	258 GW	376 GW	406 GW

Da im Ausland von einer höheren Anzahl an Volllaststunden ausgegangen werden kann, erhöhen sich die nötigen Kapazitäten bei einem verstärkten Ausbau in Deutschland. Anhand dieses Korridors von 228-406 GW sollen nun die nötigen Investitionen diskutiert werden und des Weiteren auch die zu erwartenden Wasserstoffgestehungskosten für „grünen“ Wasserstoff in Deutschland und im Ausland sowie jene für „blauen“ Wasserstoff betrachtet werden.

7.2.1 Investitionskosten

In dem in Kapitel 4.2.2 beschriebenen Ausbauszenario S3 nach *Smolinka et al., 2018* wird bis zum Jahr 2050 eine Aufteilung der installierten Elektrolysekapazitäten auf 40% AEL, 40% PEMEL und 20% SOEL erwartet [19]. Hierbei wird der jährliche Zubau zunächst stark von der AEL dominiert. Anschließend steigen die Marktanteile für die PEMEL und ab 2035 erfolgt ein intensiver Ausbau der SOEL [19]. Aufgrund der Ergebnisse bezüglich der möglichen Kapazitäten der PEMEL aus Abschnitt 4.3, muss diese Entwicklung als fraglich betrachtet werden. Daher wird für die nachfolgenden Investitionskostenrechnungen davon ausgegangen, dass sich bis 2050 folgende Marktanteile einstellen werden: 50% AEL, 40% SOEL, 10% PEMEL. Hierbei würde in der frühen Phase die AEL den Markt dominieren und Marktanteile der PEMEL übernehmen. Langfristig wird angenommen, dass die SOEL eine wichtige Rolle spielen wird. Dass die PEMEL mit immerhin 10% auf dem Markt gesehen wird, liegt an der intensiven Forschung und Entwicklung in Deutschland bezüglich dieser Technologie und der noch fehlenden Erkenntnis ihrer wahrscheinlichen Einschränkungen. Andere Marktanteile sind natürlich ebenfalls denkbar, es geht hierbei in erster Linie um eine Abschätzung der zu erwartenden Größenordnungen.

Bezüglich der zu erwartenden Investitionskosten wird hier nicht zwischen Deutschland und dem Ausland unterschieden, da sowohl Gebiete mit niedrigeren Investitionskosten (z.B. Nordafrika und Naher Osten [41, 91]), als auch Gebiete mit gleichen oder höheren Investitionskosten (z.B. Britische Inseln, Norwegen, Island [42]) als Standorte möglich sind.

Gemäß den in Abschnitt 4 ermittelten langfristig zu erwartenden CAPEX der drei betrachteten Elektrolysetechnologien, ergeben sich somit in der geringsten Ausbauvariante von 228 GW folgende Investitionsvolumina.

Tabelle 12. Investitionsvolumina für die Elektrolyse in der minimalen Ausbauvariante

	Gesamtinvestitionsvolumen bis 2050 [Mrd. €]	Ø Investitionsvolumen pro Jahr bis 2050 [Mrd. €]
AEL (50% Marktanteil)	19,95 – 45,6	0,71 – 1,63
SOEL (40% Marktanteil)	22,8 – 91,2	0,79 – 3,26
PEMEL (10% Marktanteil)	3,99 – 13,68	0,14 – 0,49
Gesamt	46,74 – 150,48	1,67 – 5,37

Geht man hingegen von der maximalen Ausbauvariante von 406 GW aus, ergeben sich folgende Investitionsvolumina.

Tabelle 13. Investitionsvolumina für die Elektrolyse in der maximalen Ausbauvariante

	Gesamtinvestitionsvolumen bis 2050 [Mrd. €]	Ø Investitionsvolumen pro Jahr bis 2050 [Mrd. €]
AEL (50% Marktanteil)	35,53 – 81,2	1,27 – 2,9
SOEL (40% Marktanteil)	40,6 – 162,4	1,45 – 5,8
PEMEL (10% Marktanteil)	7,11 – 24,36	0,25 – 0,87
Gesamt	83,24 – 267,96	2,97 – 9,57

Vor dem Hintergrund, dass die jährlichen Gesamtinvestitionen in Deutschland in den letzten Jahren circa 20% des Bruttoinlandsprodukts [92] und somit zuletzt ungefähr 700 Milliarden Euro pro Jahr betragen, erscheinen diese Investitionssummen nicht problematisch zu sein. Zu bedenken ist hierbei allerdings, dass allgemein sehr hohe Investitionen in allen Bereichen und Sektoren nötig sein werden, um das Wirtschafts- und Energiesystem erfolgreich umzubauen. Auch werden sich die nötigen Investitionen nicht gleichmäßig auf den Zeitraum bis 2050 verteilen, sondern vor allem ab 2030-2035 stark steigen und somit über den hier angegebenen durchschnittlichen Werten pro Jahr liegen. Auch müssen die spezifischen Investitionskosten der Elektrolysetechnologien erst in den hier angenommenen Bereich fallen und dürften davor, zumindest bis 2030, noch deutlich darüber liegen.

In *IRENA, 2021* wird angenommen, dass die weltweiten Investitionen in Elektrolyseure und Wasserstoffinfrastruktur bis 2050 durchschnittlich 100 Mrd. € pro Jahr betragen müssen, um das 1,5°C Ziel zu erreichen [56]. Damit machen sie 4,2% der für die Energiewende nötigen jährlichen weltweiten Investitionen aus [56].

7.2.2 Wasserstoffgestehungskosten

Ab wann und in welchem Umfang sich „grüner“ Wasserstoff am Markt etablieren kann, ist neben der Entwicklung der Investitionskosten vor allem von den Wasserstoffgestehungskosten abhängig. Hierbei werden sämtliche CAPEX und OPEX, die über die Lebensdauer der Anlage anfallen, addiert und durch die produzierte Menge Wasserstoff dividiert, so dass man einen Preis in €/kg H₂ erhält. Somit lassen sich die Wasserstoffgestehungskosten für „grünen“ Wasserstoff aus unterschiedlichen Regionen, mit denen für „blauen“ und „grauen“ Wasserstoff vergleichen.

Derzeit werden die Gestehungskosten für „grünen“ Wasserstoff mit 3,36-4,65 €/kg angegeben, wobei der untere Wert einer Produktion in einer Region mit optimalen und der obere einer Region mit durchschnittlichen Voraussetzungen entspricht [93]. Unter besten Voraussetzungen könnten jedoch bereits heute in Saudi-Arabien unter sehr hohen Volllaststunden von 6500-7000, Wasserstoffgestehungskosten in der Größenordnung von 1,40-1,50 €/kg möglich sein [20].

Die Kostenspanne für „grauen“ Wasserstoff liegt momentan bei 0,78-1,30 €/kg, ist jedoch recht stark vom Erdgaspreis abhängig [93]. „Blauer“ Wasserstoff dürfte sich momentan für ungefähr 0,86-1,72 €/kg erzeugen lassen [93].

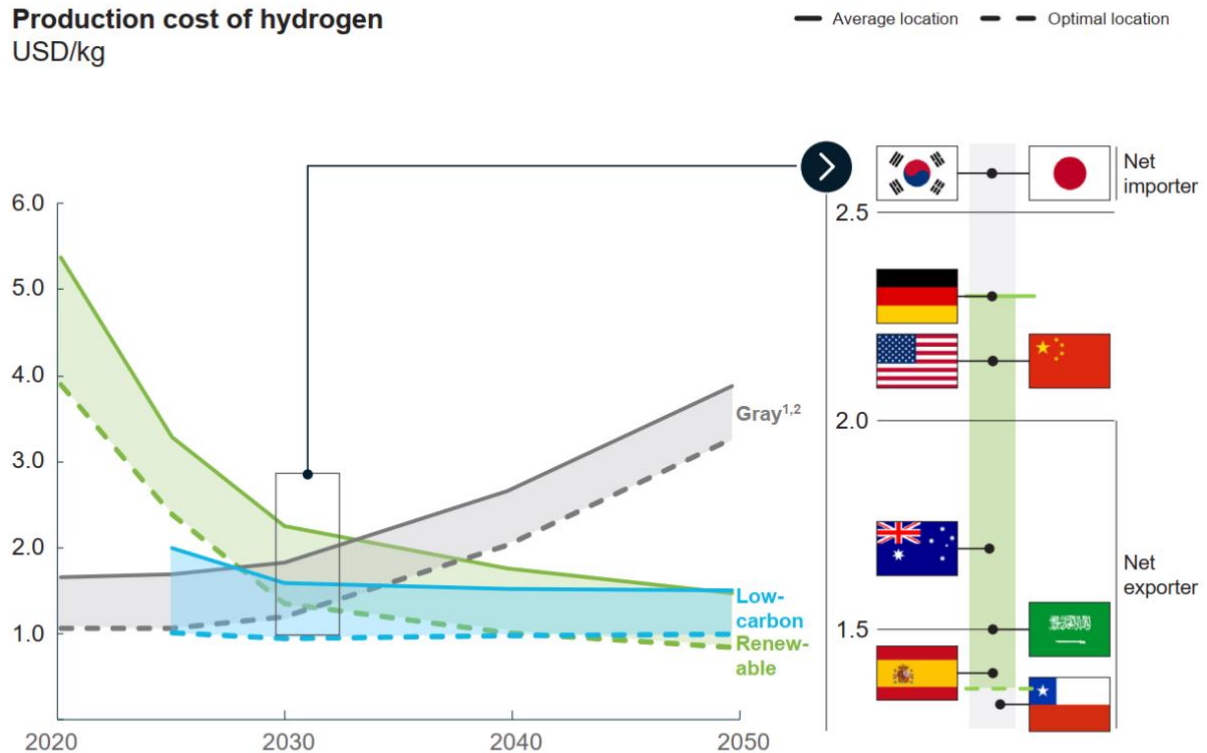
Aufgrund einer Reduktion der Elektrolyse-CAPEX, die deutlich rascher vorstättengehen könnte als ursprünglich erwartet, und stark sinkender Kosten für Strom aus Photovoltaik, könnte „grüner“ Wasserstoff bereits bis 2030 gegenüber „grauem“ und „blauem“ Wasserstoff wettbewerbsfähig sein (siehe Abbildung 43) [93]. Voraussetzung dafür wäre, dass die CAPEX für die Elektrolyse, wie in *Hydrogen Council, 2021* prognostiziert, bis 2030 bereits auf 175-215 €/kW sinken und eine entsprechende CO₂-Bepreisung stattfindet [93]. Für diesen Fall werden bereits 2030 Wasserstoffgestehungskosten von 1,20-2,00 €/kg für möglich gehalten [93]. Dazu passt, dass man für das Projekt NEOM in Saudi-Arabien bereits heute Gestehungskosten von knapp 1,30 €/kg anstrebt [91]. Nach *IRENA, 2021* wären sogar bereits bei Elektrolyse-CAPEX von 300 €/kW und den heutigen Stromgestehungskosten auf der arabischen Halbinsel Wasserstoffgestehungskosten von 1,00-1,10 €/kg möglich [20].

Langfristig dürften die minimalen Wasserstoffgestehungskosten für „grünen“ Wasserstoff unter die Marke von 1 €/kg fallen. Für 2050 finden sich Kostenspannen von 0,78-1,50 €/kg bei *Hydrogen Council, 2021* [93], 0,78-2,25 €/kg bei *IRENA, 2019* [31] und 0,86-1,90 €/kg bei *Brändle et al., 2021* [87]. Zu diesem Zeitpunkt dürften auch in Deutschland bei Verwendung von Windstrom Wasserstoffgestehungskosten von ca. 1,50 €/kg realisierbar sein [87, 93].

Die Kosten für „blauen“ Wasserstoff werden zukünftig stark vom Erdgaspreis abhängig sein. Hier finden sich Werte von 0,86-1,50 €/kg bei *Hydrogen Council, 2021* [93] und 1,03-1,90 €/kg

bei IRENA, 2019 [31]. Brändle et al., 2021 gibt die Gesteungskosten separat für SR + CCS und Methanpyrolyse an. Für Europa ergeben sich aufgrund des hier hohen Gaspreises 2050 Wasserstoffgestehungskosten von 1,72 €/kg für die Methanpyrolyse und 1,85-2,11 €/kg für SR + CCS. Bei deutlich niedrigeren Gaskosten, wie sie beispielsweise in Russland zu erwarten sind, wäre SR + CCS mit 1,03 €/kg und die Methanpyrolyse sogar mit 0,52 €/kg möglich [87].

Production cost of hydrogen USD/kg



- Key assumptions**
- Gas price 2.6–6.8 USD/Mmbtu
 - Cost USD/Ton CO₂ 30 (2020), 50 (2030), 150 (2040) and 300 (2050)
 - LCOE USD/MWh 25–73 (2020), 13–37 (2030) and 7–25 (2050)

Abbildung 43. Entwicklung der Wasserstoffgestehungskosten für "grünen", "blauen" und "grauen" Wasserstoff [93]

Aus deutscher Sicht müssen jedoch für die Beurteilung neben den reinen Wasserstoffgestehungskosten auch die Kosten für den Transport von Importwasserstoff berücksichtigt werden. Diese können, wie aus Abbildung 44 hervorgeht, schnell sehr hoch werden.

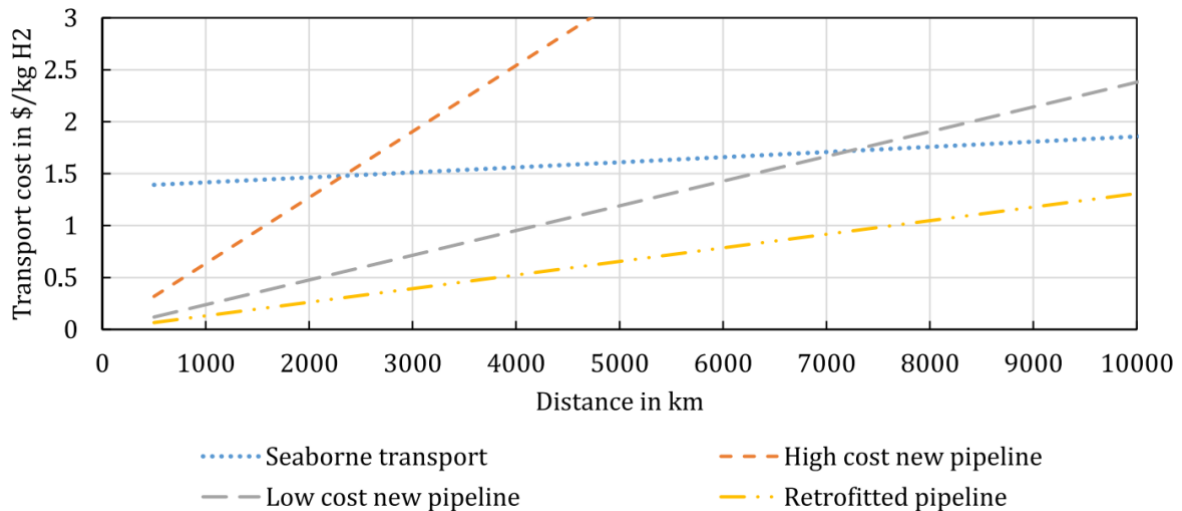


Abbildung 44. Transportkosten für Wasserstoff in \$/kg [87]

So ist der Transport von Wasserstoff per Schiff bereits über kurze Strecken sehr kostenintensiv. Bereits bei 1000 km Entfernung sind hier 1,25 €/kg Wasserstoff an Transportkosten zu erwarten [87]. Dies deckt sich auch mit der Angabe aus *Dii Desert Energy, 2020* wonach der Transport von Wasserstoff per Schiff von Saudi-Arabien nach Europa ungefähr 1,75 €/kg kosten würde [91]. Deutlich kostengünstiger, vor allem über kurze Strecken, wären kosteneffiziente neue oder umgerüstete alte Pipelines [87]. So ergibt die Einbeziehung der Transportkosten für das Jahr 2050 nach *Brändle et al., 2021* auch, dass per Schiff aus Saudi-Arabien importierter Wasserstoff preislich nicht mit heimischem Wasserstoff konkurrieren könnte. Auch per Pipeline aus Norwegen importierter Wasserstoff wäre nur in kostengünstig umgerüsteten Pipelines wirtschaftlich [87].

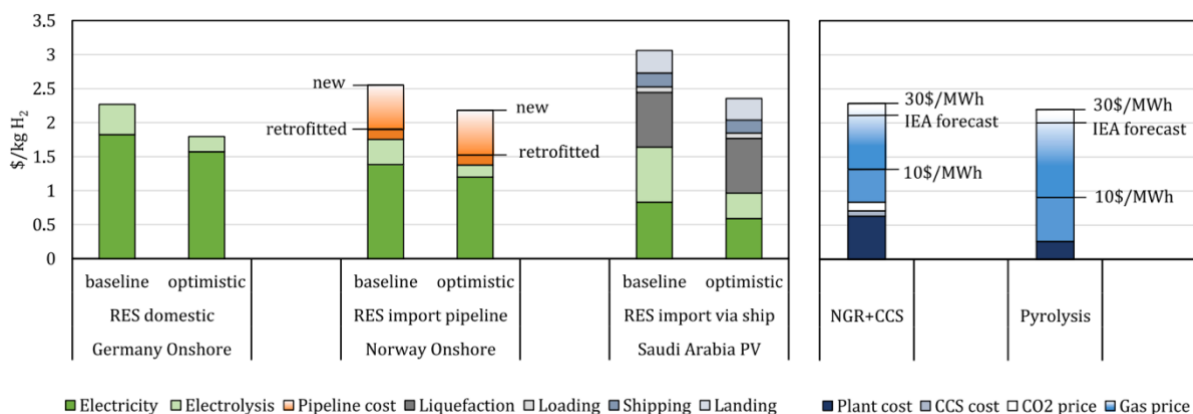


Abbildung 45. Wasserstoffgestehungskosten für heimischen und Importwasserstoff 2050 [87]

Für „blauen“ Wasserstoff ist der große Einfluss des Gaspreises ersichtlich. Hier könnten Importe per Pipeline aus Ländern wie Russland wirtschaftlich interessant sein.

Abschließend ist noch festzuhalten, dass es sich hierbei um reine Kostenbetrachtungen handelt. Marktpreise basieren darüber hinaus jedoch auch auf Aufschlägen für Steuern,

Gewinn, Risikoaufschlägen, Vertrieb etc. Darüber hinaus wird das zukünftige momentan noch schwer absehbare Verhältnis aus globalem Angebot und globaler Nachfrage die Marktpreise für Wasserstoff bestimmen. Die reine Betrachtung der Gesteungskosten kann zu einer Unterschätzung der tatsächlich zu erwartenden Preise führen [21].

7.3 Schlussfolgerungen

Es lässt sich somit festhalten, dass „grüner“ Wasserstoff aus erneuerbarem Strom unter besten Voraussetzungen bereits heute wirtschaftlich sein kann. Angetrieben aus daraus resultierenden ersten großen Projekten wie NEOM in Saudi-Arabien, erscheint es nicht unrealistisch, dass bereits bis 2030 - und somit deutlich früher als ursprünglich erwartet - die Investitionskosten für die Elektrolyse drastisch sinken werden. Bei gleichzeitig zu erwartender, verbreiteter Implementierung einer CO₂-Bepreisung in vielen Industrieländern, könnte „grüner“ Wasserstoff auch hierzulande bereits 2030 gegenüber „grauem“ Wasserstoff wirtschaftlich sein. Insofern gilt es bereits heute den Hochlauf einer erneuerbaren Wasserstoffwirtschaft in Regionen mit besonders guten Produktionsbedingungen, aber auch in Mitteleuropa vorzubereiten.

Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass heimisch erzeugter „grüner“ Wasserstoff gegenüber jenem aus weiter entfernten Regionen mit geringeren Energiekosten und einer größeren Anzahl an Volllaststunden wirtschaftlich sein kann. Dies begründet sich in hohen Transportkosten, die vor allem dann einen signifikanten Anteil der Kosten ausmachen, wenn Wasserstoff für den Transport per Schiff verflüssigt werden muss. Auch der Neubau von Pipelines kann die Kosten für importierten Wasserstoff stark steigen lassen. Daher erscheint es sinnvoll, die Potentiale für die „grüne“ Wasserstofferzeugung in Deutschland und Mitteleuropa voll auszuschöpfen. Dies scheint nicht nur wirtschaftlich sinnvoll zu sein, sondern verringert darüber hinaus die Abhängigkeit gegenüber den exportierenden Nationen.

Aufgrund des zu erwartenden sehr hohen Bedarfs an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern und der begrenzten Ausbaupotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland, wird der Großteil dieser Energieträger jedoch importiert werden müssen. Für die Deckung allein des deutschen Bedarfs werden in den nächsten Jahren und Jahrzehnten Elektrolysekapazitäten mindestens im unteren dreistelligen GW-Bereich errichtet werden müssen. Hierbei kommen sowohl Länder und Regionen mit großen Potentialen für den Ausbau der Windkraft als auch solche mit großen Potentialen für die Solarenergie in Frage. Soweit aus diesen Regionen bereits Erdgaspipelines in Richtung Mitteleuropa bestehen, kann der Import entweder in Form von synthetischem Methan oder – nach einer Ertüchtigung der Pipelines – in Form von gasförmigem Wasserstoff erfolgen. Für den Import aus Regionen ohne bestehende Pipelineverbindungen nach Europa sind Importe auf den Transport per Seeweg angewiesen. Aufgrund der hohen anfallenden Kosten für die Verflüssigung der zu transportierenden Gase könnte es hier interessant sein, vor Ort flüssige synthetische

Energieträger zu erzeugen und diese anschließend zu importieren. Inwieweit der Neubau von Pipelines wirtschaftlich sinnvoll wäre, ist fraglich.

Die Kosten für die Produktion von „blauem“ Wasserstoff sind stark vom Preis für Erdgas (oder anderen fossilen Energieträgern) getrieben. Die technische Machbarkeit von *Carbon Capture and Storage* scheint gegeben zu sein, auch wenn relevante Treibhausgasemissionen nicht vermieden werden können. Da in vielen Ländern wohl keine größeren gesellschaftlichen Vorbehalte gegenüber CCS zu erwarten sind, erscheint es wahrscheinlich, dass „blauer“ Wasserstoff in Regionen mit Erdgasvorkommen und dementsprechend niedrigen Erdgaspreisen produziert und genutzt werden wird.

Ob „blauer“ Wasserstoff – der dann vermutlich importiert werden würde – in Deutschland Verwendung finden wird, dürfte von der Ausbaugeschwindigkeit und den Ausbaupotentialen der Elektrolyse abhängig sein. Hier sind durchaus Szenarien denkbar, die zu einem verzögerten und unzureichenden Ausbau führen würden. Neben mangelnden Investitionen können hierfür auch Rohstoffknappheit und daraus resultierende hohe Rohstoffpreise eine Rolle spielen. Während Iridium für die PEMEL als hochproblematisch gelten muss, kann auch der Ausbau der AEL und der SOEL langfristig durch die Verfügbarkeit von Nickel eingebremst werden. Sollte darüber hinaus in einem derartigen Szenario die technische und preisliche Entwicklung der SOEL zu langsam verlaufen, könnte die Nutzung von „blauem“ Wasserstoff als Brückentechnologie auch in Deutschland interessant sein. Solange sich jedoch ausreichend „grüner“ Wasserstoff produzieren lässt, ist diesem, aufgrund der verbleibenden Treibhausgasemissionen bei „blauem“ Wasserstoff, unbedingt der Vorzug zu geben.

8 Zusammenfassung

Um den weltweiten Klimawandel auszubremsen und den Anstieg der Temperatur auf 1,5-2°C bis zum Ende dieses Jahrhunderts zu begrenzen, wird es erforderlich sein, den weltweiten Primärenergieverbrauch in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ausschließlich durch regenerative und klimaneutrale Energieträger zu decken. Momentan werden über 83% des weltweiten Primärenergiebedarfs durch klimaschädliche fossile Energieträger gedeckt.

Hierfür wird ein massiver Ausbau der erneuerbaren Strombereitstellung nötig sein. Die in den letzten Jahren stark sinkenden Kosten für Wind- und Solarenergie lassen hoffen, dass in den nächsten Jahren und Jahrzehnten der zuletzt rasante Ausbau dieser Energieformen weiter an Fahrt aufnimmt und voranschreitet. Im Zuge dessen gilt es so viele Anwendungen wie möglich in den Sektoren Mobilität, Wärme und Industrie, die momentan durch fossile Energieträger dominiert werden, zu elektrifizieren. Beispielhaft wären der Einsatz von batteriebetriebenen Elektroautos anstelle von Verbrennern, oder Wärmepumpen anstelle von Gas- oder Ölheizungen zu nennen. Darüber hinaus werden jedoch Anwendungen verbleiben, die sich nicht oder nur sehr schwer elektrifizieren lassen. Hier können mit erneuerbarem Strom produzierter „grüner“ Wasserstoff und darauf aufbauende synthetische Energieträger wie Methan als Endenergieträger zum Einsatz kommen.

Derzeit wird Wasserstoff jedoch nahezu ausschließlich als „grauer“ Wasserstoff durch Reformierung oder Vergasung aus den fossilen Grundstoffen Erdgas, Erdöl und Kohle gewonnen. Somit werden bei der Produktion der heute ungefähr 4000 TWh Wasserstoff pro Jahr große Mengen CO₂ freigesetzt. Anwendung findet Wasserstoff heute primär in der chemischen Industrie und in Raffinerien.

Um einschätzen zu können, ob sich der zukünftige Bedarf an Wasserstoff in einem klimaneutralen Wirtschafts- und Energiesystem durch „grünen“ Wasserstoff aus der Elektrolyse von Wasser decken lässt, ist es wichtig diesen zukünftigen Bedarf für die einzelnen Sektoren und Anwendungen möglichst genau zu erheben. Hierfür wurde am Beispiel Deutschlands eine Vielzahl an Studien und Szenarien ausgewertet, um aufbauend darauf zu eigenen Abschätzungen zu kommen.

Im Sektor Industrie ergibt sich vor allem ein sehr großer Bedarf in der chemischen Industrie. Hier gilt es nicht nur den heutigen Einsatz von „grauem“ Wasserstoff für die Ammoniak- und Methanolherstellung durch „grünen“ Wasserstoff zu ersetzen. Darüber hinaus muss auch die Herstellung von heute erdölbasiertem Naphtha auf „grünen“ Wasserstoff umgestellt werden. Somit ergibt sich allein in der chemischen Industrie ein enormer Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten von 250-430 TWh/a. Darüber hinaus gilt es, die Stahlproduktion vom heutigen kohlebasierten Hochofenprozess auf das Direktreduktionsverfahren mit Wasserstoff umzustellen, woraus sich ein Bedarf von 40-70 TWh/a ergibt. Zusätzlich ergibt sich in der sonstigen Industrie ein Bedarf von 40-100 TWh/a, primär zur Bereitstellung für

Hochtemperaturprozesswärme. Der gesamte Bedarf in der Industrie würde sich somit auf 330-600 TWh/a summieren.

Im Sektor Mobilität gilt es, den heutigen sehr hohen Anteil an fossilen Kraftstoffen durch möglichst viele elektrifizierte Antriebssysteme zu ersetzen. Wo aufgrund hoher nötiger Reichweiten und Energiedichten batterieelektrische Systeme nicht zum Einsatz kommen können, werden Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe Verwendung finden. Für den PKW-Bereich erscheint ein hoher Anteil an batterieelektrischen PKW realistisch zu sein, so dass der Bedarf an Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen mit 40-80 TWh/a und somit geringer als in einigen Studien eingeschätzt wird. Im straßengebundenen Güterverkehr werden batterieelektrische Antriebssysteme nur für kurze Strecken als realistisch eingestuft, so dass sich hier mit 90-140 TWh/a ein höherer Bedarf ergibt. Im Flugverkehr und in der Schifffahrt ist der Einsatz synthetischer Kraftstoffe alternativlos, die somit weitere 85-150 TWh/a zum Gesamtbedarf des Sektors Mobilität von 215-370 TWh/a beitragen.

Besonders schwer zu prognostizieren ist der Sektor Wärme. Idealerweise würden hier Gas- und Ölheizungen flächendeckend durch elektrische Wärmepumpen und Fernwärme ersetzt. Hierfür sind jedoch enorme Investitionen und Umbaumaßnahmen im Gebäudebestand nötig. Sollten diese nicht erfolgen, erscheint auch der Weiterbetrieb des Gasnetzes mit zukünftig erneuerbar erzeugtem Methan möglich. Dementsprechend wird hier eine sehr große Bandbreite des möglichen Bedarfs von 20-200 TWh/a angegeben, durch den beide Szenarien abgedeckt werden sollen.

Bezüglich des Sektors Energie, kommt Wasserstoff und vor allem daraus produziertem erneuerbaren Methan eine fundamentale Rolle als Langzeitenergiespeicher zu. Dieser wird erforderlich sein, um die großen jahreszeitlichen Schwankungen der erneuerbaren Strombereitstellung auszugleichen. Hierfür werden Speicherkapazitäten in der Größenordnung von 50 TWh nötig sein. Das Gasnetz mit seinen daran angeschlossenen Speichern kann diese Kapazität bereits heute bereitstellen. Insgesamt wird der Bedarf im Sektor Energie mit 40-150 TWh/a eingeschätzt. Hierbei ist zu beachten, dass dieser Wert dann groß wird, wenn eine sehr hohe Elektrifizierung der anderen Sektoren erfolgt und in diesen somit geringe Bedarfe an Wasserstoff vorliegen.

Rechnerisch ergibt sich anhand dieser Zahlen somit ein Gesamtbedarf in der Bandbreite von 605-1320 TWh/a. Geht man davon aus, dass der Maximalwert im Sektor Energie mit den Minimalwerten in den restlichen Sektoren zusammenfällt und umgekehrt, ergibt sich eine Bandbreite von 715-1210 TWh/a.

Vor diesem Hintergrund gilt es zu untersuchen, ob dieser enorme Bedarf realistisch durch Wasserelektrolyse zu decken ist. Die alkalische Elektrolyse weist von den drei betrachteten Elektrolysetechnologien die größte Marktreife und die geringsten Kosten auf. Nachteilig sind hier geringe Stromdichten und daher ein großer Platzbedarf. Problematisch könnte sich die

Verwendung von Nickel für die Elektroden gestalten, da Nickel aufgrund des sehr hohen zu erwartenden Bedarfs in anderen Anwendungen als kritischer Rohstoff für die Energiewende gilt. Abgesehen davon scheint es keine Einschränkungen bei der baldigen Etablierung dieser Technologie im GW-Bereich zu geben.

Die PEM-Elektrolyse arbeitet ähnlich wie die AEL im Niedertemperaturbereich. Sie kann jedoch deutlich höhere Stromdichten vorweisen und ist darüber hinaus am besten für einen möglichst dynamischen Betrieb geeignet, wie er zukünftig zu erwarten ist. An der Sauerstoffelektrode wird jedoch mit Iridium ein höchst kritischer und seltener Rohstoff verwendet, der sich nach jetzigem Wissenstand auch nicht substituieren lassen wird. Selbst wenn es gelingen würde, den spezifischen Iridiumbedarf um mehr als 90% zu senken, und wenn mehr als 10% der jährlichen Fördermenge für die PEMEL zur Verfügung stehen würde, wäre nur eine weltweite Installationsrate von 15 GW/a möglich. Dies ist bei einem geschätzten weltweiten Bedarf von bis zu 5000 GW bis 2050 viel zu wenig. Sollte diese Problematik nicht gelöst und Iridium ersetzt werden können, ist ein großflächiger Einsatz der PEMEL nicht realistisch.

Die Hochtemperaturelektrolyse oder SOEL weist den geringsten Entwicklungsstand der untersuchten Technologien auf. Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen lässt sich jedoch der spezifische elektrische Energiebedarf deutlich senken und mehr Energie in Form von Wärme zuführen. In Hinblick auf die Fertigung der Komponenten wurden keine Faktoren identifiziert, die die Etablierung dieser Technologie im GW-Bereich limitieren würden. Allerdings ist analog zur AEL die künftige Verfügbarkeit von Nickel kritisch zu betrachten und die Substitution durch andere Materialien sollte in Erwägung gezogen werden. Darüber hinaus gilt es die Lebensdauer der Systeme in den nächsten Jahren zu erhöhen und die Kosten zu senken, um somit Marktreife zu erlangen.

Biomasse wird heutzutage bereits im erheblichen Umfang von 250 TWh/a in Deutschland genutzt. Eine weitere Ausweitung dieser Nutzung erscheint nicht realistisch zu sein. Da die direkte Umwandlung von Biomasse in biogene Energieträger wie Biogas oder Biokraftstoffe weiter relevant sein wird, erscheint eine Wasserstoffproduktion aus Biomasse im großen Stil durch Verfahren wie die Biophotolyse oder die dunkle Fermentation nicht realistisch zu sein.

Als weitere Variante gilt die Verwendung von „blauem“ Wasserstoff. Hierbei wird Wasserstoff durch die konventionellen Verfahren der Reformierung oder Vergasung aus fossilen Energieträgern gewonnen. Anschließend wird das entstehende CO₂ abgetrennt und unterirdisch gespeichert. Jedoch sind Abscheideraten von 100% nicht möglich, so dass diese Technologieroute nicht vollständig klimaneutral ist. Darüber hinaus ergeben sich zumindest in einigen Ländern Akzeptanzprobleme für die unterirdische Lagerung von CO₂. Ein alternatives, noch nicht marktreifes Verfahren zur Erzeugung von „blauem“ Wasserstoff stellt die Methanpyrolyse dar. Hierbei wird Methan in gasförmigen Wasserstoff und festen Kohlenstoff gespalten, welcher sich deutlich einfacher weiterverwenden oder lagern lässt als

gasförmiges CO₂. Jedoch fallen bei der Förderung und dem Transport von Erdgas Emissionen von Methan an, so dass auch diese Variante nicht als klimaneutral zu bewerten ist.

Bezüglich der möglichen Erzeugung von klimaneutralem Wasserstoff in Deutschland stellt die realistische Ausbaupkapazität der erneuerbaren Energien den begrenzenden Faktor dar. Diese wird in der Größenordnung von maximal 700-1300 TWh/a gesehen und somit unter dem zu erwartenden Endenergiebedarf liegen. Somit wird auch in Zukunft Energie nach Deutschland importiert werden müssen, und die heimische Strombereitstellung nicht zur Erzeugung der benötigten Wasserstoffmengen ausreichend sein.

Da jedoch heimische Elektrolyseure eine wichtige Rolle zur Stabilisierung der elektrischen Netze haben werden, wird eine Elektrolysekapazität in Deutschland im Bereich von 50-125 GW prognostiziert, durch die 100-250 TWh/a erzeugt werden können. Die verbleibende Menge an Wasserstoff und synthetischen Energieträgern muss aus dem Ausland importiert werden, wofür dort Elektrolysekapazitäten von 133-326 GW nötig sein werden. Die insgesamt für Deutschland erforderlichen Kapazitäten belaufen sich somit auf 228-406 GW.

Um diese zu errichten, werden je nach Entwicklung der Investitionskoten und der nötigen Elektrolysekapazität, bis 2050 durchschnittliche jährliche Investitionen von ungefähr 1,7-9,6 Mrd. € nötig sein. Aufgrund stark sinkender Kosten für Strom aus erneuerbaren Energien und für die Investitionskosten der Elektrolyseure ist zu erwarten, dass „grüner“ Wasserstoff bereits ungefähr 2030 in vielen Ländern konkurrenzfähig zu „grauem“ und „blauem“ Wasserstoff sein wird. Aufgrund hoher Transportkosten für Wasserstoff per Schiff oder Pipeline wird auch heimischer Wasserstoff gegenüber Importwasserstoff konkurrenzfähig bleiben. „Blauer“ Wasserstoff kann als Brückentechnologie fungieren, sollte der Ausbau der nötigen Elektrolysekapazitäten mangels fehlender Investitionen, kritischer Rohstoffe oder zu hoher Kosten zu langsam voranschreiten. Langfristig sollte jedoch das Ziel sein, vollständig auf „grünen“ Wasserstoff zu setzen.

Abkürzungen

IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
GDP	Gross Domestic Product
LCOE	Levelised Costs of Electricity
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
H _u	Unterer Heizwert
H _o	Oberer Heizwert
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
BEV	Battery Electric Vehicle
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle
AEL	Alkaline Electrolysis
PEMEL	Proton Exchange Membrane Electrolysis
SOEL	Solid Oxide Electrolysis
CAPEX	Capital Expenditure
OPEX	Operational Expenditure
MEA	Membrane-Electrode-Assembly
PTL	Porous Transport Layer
YSZ	Yttriumoxid-stabilisiertes Zirkonoxid
ScSZ	Scandiumoxid-stabilisiertes Zirkonoxid
GDC	Gadolinium-dotiertes Ceroxid
SR	Steam Reforming
WGS	Wassergas-Shift-Reaktion
POX	Partial Oxidation

CPOX	Catalytic Partial Oxidation
ATR	Autothermal Reforming
PSA	Pressure Swing Adsorption

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. CO ₂ -Konzentration der Erdatmosphäre in den letzten 800.000 Jahren [2]	8
Abbildung 2. CO ₂ -Konzentration der Erdatmosphäre ab Beginn der industriellen Revolution [2]	9
Abbildung 3. Jährliche weltweite CO ₂ -Emissionen seit Beginn der Industrialisierung [6].....	10
Abbildung 4. Weltweite CO ₂ -Emissionen [6] und weltweiter Primärenergieverbrauch [7]	11
Abbildung 5. CO ₂ -Emission, GDP und Primärenergieverbrauch pro Kopf - Deutschland [8, 9]	12
Abbildung 6. Primärenergieverbrauch in Deutschland [9]	13
Abbildung 7. CO ₂ -Emission, GDP und Primärenergieverbrauch pro Kopf - China [8, 9].....	13
Abbildung 8. Primärenergieverbrauch in China [9].....	14
Abbildung 9. CO ₂ -Emission, GDP und Primärenergieverbrauch pro Kopf - Bangladesch [8, 9]	14
Abbildung 10. Mittlere jährliche Veränderung des Primärenergieverbrauchs und der CO ₂ -Emissionen in ausgewählten Weltregionen von 2009-2019 [13]	15
Abbildung 11. Unterschiedliche Szenarien des IPCC zum zukünftigen CO ₂ -Ausstoß [4]	17
Abbildung 12. Primärenergieverbrauch weltweit und in Deutschland 2020 nach Energieträger [13]	18
Abbildung 13. Ausbau klimaneutraler Energieträger weltweit und in Deutschland 2010-2020 [13]	18
Abbildung 14. Weltweit installierte Wind- und PV-Leistung 2010-2020 [13].....	19
Abbildung 15. Globaler Wasserstoffverbrauch seit 1980 [29, 31]	25
Abbildung 16. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten in der chemischen Industrie.	36
Abbildung 17. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten in der Eisen- und Stahlindustrie	38
Abbildung 18. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten in der sonstigen Industrie	40
Abbildung 19. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im Sektor Industrie	42
Abbildung 20. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten für PKW	45
Abbildung 21. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im straßengebundenen Güterverkehr	47
Abbildung 22. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten für Flugverkehr und sonstige Mobilität	49
Abbildung 23. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im Sektor Mobilität	50
Abbildung 24. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im Straßenverkehr	51
Abbildung 25. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im Sektor Wärme	53
Abbildung 26. Zweiwöchige Dunkelflaute in einem Energiesystem mit 100% erneuerbarer Strombereitstellung [49]	54
Abbildung 27. Bedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten im Sektor Energie	58
Abbildung 28. Gesamtbedarf an Wasserstoff und Syntheseprodukten	60
Abbildung 29. Eigene Abschätzungen des Bedarfs an Wasserstoff und Syntheseprodukten .	61
Abbildung 30. Temperaturverlauf von ΔH_R , ΔG_R und $T\Delta S_R$ [54]	63

Abbildung 31. Schematischer Aufbau einer AEL-Zelle [30].....	65
Abbildung 32. In <i>PIK, 2021</i> identifizierte kritische Rohstoffe für die Energiewende [44]	66
Abbildung 33. Kriterien der Nutzwertanalyse in <i>Smolinka et al., 2018</i> [19].....	68
Abbildung 34. CAPEX der AEL in Abhängigkeit von der Anlagengröße in 2020 (blau), 2030 (orange) und 2050 (grau) [58].....	70
Abbildung 35. Schematischer Aufbau einer PEMEL-Zelle [60].....	71
Abbildung 36. Weltweite Iridiumförderung und -nachfrage [61].....	76
Abbildung 37. Schematischer Aufbau einer SOEL-Zelle [54]	77
Abbildung 38. Ionische Leitfähigkeit von SOEL-Elektrolyten in Abhängigkeit von der Temperatur [62]	78
Abbildung 39. Schematischer Aufbau einer mikrobiellen Elektrolysezelle [71]	86
Abbildung 40. Prozessschritte der biologischen Methanbildung [72]	86
Abbildung 41. Prozessdesign einer Dampfreformierung mit pre-combustion carbon capture [75]	92
Abbildung 42. Schematischer Aufbau eines Flüssigmetall-Blasensäulenreaktors zur Methanpyrolyse [83]	96
Abbildung 43. Entwicklung der Wasserstoffgestehungskosten für "grünen", "blauen" und "grauen" Wasserstoff [93].....	105
Abbildung 44. Transportkosten für Wasserstoff in \$/kg [87]	106
Abbildung 45. Wasserstoffgestehungskosten für heimischen und Importwasserstoff 2050 [87]	106

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3. Kostenentwicklung erneuerbarer Energien 2010-2020 [20]	20
Tabelle 4. In "Metastudie Wasserstoff" untersuchte Studien und Szenarien [42]	29
Tabelle 3. In "Metastudie Wasserstoff" untersuchte Studien und Szenarien [42]	30
Tabelle 4. Zusätzliche Studien und Szenarien	31
Tabelle 5. Zusätzliche Studien und Szenarien	32
Tabelle 6. Vergleich der relevanten Elektrolysetechnologien [51]	64
Tabelle 7. Möglicher jährlicher Titanbedarf für die PEMEL in Deutschland und weltweit	74
Tabelle 8. Möglicher jährlicher Platinbedarf für die PEMEL in Deutschland und weltweit	74
Tabelle 9. Möglicher jährlicher Iridiumbedarf für die PEMEL in Deutschland und weltweit	75
Tabelle 10. Möglicher jährlicher Bedarf an Scandium oder Yttrium für die SOEL in Deutschland und Weltweit	81
Tabelle 11. Resultierender Bedarf an Elektrolysekapazitäten für Deutschland im In- und Ausland	102
Tabelle 12. Investitionsvolumina für die Elektrolyse in der minimalen Ausbauvariante	103
Tabelle 13. Investitionsvolumina für die Elektrolyse in der maximalen Ausbauvariante	103

Literaturverzeichnis

- [1] Rahmstorf, S.; Schellnhuber, H.J. (2019): Der Klimawandel – Diagnose, Prognose, Therapie; C. H. Beck Wissen
- [2] Our World in Data: Atmospheric CO₂ concentration;
URL: <https://ourworldindata.org/grapher/co2-concentration-long-term?time=earliest..1640>
(Abrufdatum: 14.10.2021)
- [3] Lindsey, R. (2009): Climate Change: Atmospheric Carbon Dioxide;
URL: <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [4] IPCC (2021): Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S. L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M. I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T. K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press. In Press.
- [5] IPCC (2014): Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.
- [6] Our World in Data: CO₂ emissions; URL: <https://ourworldindata.org/co2-emissions>
(Abrufdatum: 14.10.2021)
- [7] Our World in Data: Primary energy consumption;
URL: <https://ourworldindata.org/grapher/primary-energy-cons> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [8] Our World in Data: CO₂ emissions per capita vs GDP per capita;
URL: <https://ourworldindata.org/grapher/co2-emissions-vs-gdp> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [9] Our World in Data: Per capita primary energy consumption by source
URL: https://ourworldindata.org/grapher/per-capita-energy-stacked?time=1965&country=USA~GBR~OWID_WRL~CHN~IND~FRA~DEU~SWE~ZAF~JPN~BRA (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [10] Purr, K.; Günther, J.; Lehmann, H.; Nuss, P. (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE-Studie; Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

- [11] World Bank: Population, total – Bangladesh
URL: <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?locations=BD> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [12] Worldometers: African Population
URL: <https://www.worldometers.info/world-population/africa-population/> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [13] BP (2021): bp Statistical Review of World Energy 2021
- [14] International Energy Agency (2021): Global Energy Review 2021
- [15] IPCC (1990): Policymaker Summary of Working Group I
- [16] United Nations – Framework Convention on Climate Change (2016): Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 13 December 2015
- [17] Nationaler Wasserstoffrat (2021): Wasserstoff Aktionsplan 2021-2025
- [18] Ausfelder et al. (2017): »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München
- [19] Smolinka, T.; Lehner, F.; Kiemel, S. et al. (2018): Studie IndWEde - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, Berlin
- [20] IRENA (2021): Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-348-9
- [21] Wietschel, M. et al. (2020): Chancen und Herausforderungen beim Import von grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten, Karlsruhe
- [22] Schmidt, T. (2020): Wasserstofftechnik – Grundlagen, Systeme, Anwendung, Wirtschaft; Carl Hanser Verlag
- [23] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie, Berlin

- [24] Wachsmuth, J. et al. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau
- [25] Hebling, C. et al. (2019): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland; Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Karlsruhe und Freiburg
- [26] Zapf, M. (2017): Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem; Mönchsberg; Springer Vieweg
- [27] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Wasserstoff Daten; URL: <http://www.h2data.de> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [28] Geres, R. et al. (2019): Roadmap Chemie 2050 – Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland; Eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI
- [29] International Energy Agency (2019): The Future of Hydrogen – Seizing today's opportunities
- [30] Smolinka, T.; Günther, M.; Garcke, J. (2011): Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien
- [31] IRENA (2019): Hydrogen: A renewable energy perspective; International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [32] Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie; Verband der chemischen Industrie (2020): Gemeinsame Strategie von IG BCE und VCI zu einer Wasserstoffwirtschaft
- [33] voestalpine: H2FUTURE: Weltweit größte „grüne“ Wasserstoffpilotanlage erfolgreich in Betrieb gegangen
URL: <https://www.voestalpine.com/group/de/media/presseaussendungen/2019-11-11-h2future-weltweit-groesste-gruene-wasserstoffpilotanlage-erfolgreich-in-betrieb-gegangen/?year=2019> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [34] thyssenkrupp: Wasserstoff statt Kohle. thyssenkrupp Steel startet wegweisendes Projekt für eine klimafreundliche Stahlproduktion am Standort Duisburg
URL: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/wasserstoff-statt-kohle.html> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [35] International Energy Agency (2021): Global EV Outlook 2021 – Accelerating ambitions despite the pandemic

[36] Miller, S; Burzynska, I. (2021): Coradia iLint: Alstom presents the world's first hydrogen passenger train in Poland; Alstom; Press Release

[37] Schröder, P. (2021): Wasserstoff-Zug: Weltweit größte Flotte entsteht in Deutschland
URL: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/verkehr/der-weltweit-erste-wasserstoff-zug-faehrt-im-regulaeren-linienbetrieb/> (Abrufdatum: 14.10.2021)

[38] Kurzweil, P.; Dietlmeier, O.K. (2015): Elektrochemische Speicher – Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen; Amberg; Springer Vieweg

[39] Weidner, E., Ortiz Cebolla, R. and Davies, J. (2019): Global deployment of large capacity stationary fuel cells – Drivers of, and barriers to, stationary fuel cell deployment, EUR 29693 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, ISBN 978- 92-76-00841-5, doi:10.2760/372263, JRC115923.

[40] Arias, J. (2019): Hydrogen and fuel cells in Japan; EU-Japan Centre for Industrial Cooperation; Tokio

[41] Eichhammer, W. et al. (2019): Study on the opportunities of “Power-to-X” in Morocco – 10 hypotheses for discussion; Fraunhofer ISI, Karlsruhe

[42] Wietschel, M.; Zheng, L.; Arens, M.; Hebling, C.; Ranzmeyer, O.; Schaadt, A.; Hank, C.; Sternberg, A.; Herkel, S.; Kost, C.; Ragwitz, M.; Herrmann, U.; Pfluger, B. (2021): Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Karlsruhe, Freiburg, Cottbus: Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG (Hrsg.)

[43] Kruse, J.; Hennes, O.; Wildgrube, T. et al. (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Gutachterbericht; ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, dena, Köln und Berlin

[44] Luderer, G.; Kost, C.; Sörgel, D. et al. (2021): Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich; Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (Hrsg.)

[45] Sterchele, P.; Brandes, J.; Heilig, J. et al. (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen; Fraunhofer ISE, Freiburg

[46] Brandes, J.; Haun, M.; Senkpiel, C. et al. (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher – Update für ein CO₂-Reduktionsziel von 65% in 2030 und 100% in 2050; Fraunhofer ISE, Freiburg

- [47] Rechberger, K. et al. (2020): Green Hydrogen-Based Direct Reduction for Low-Carbon Steelmaking; In: steel research international 91; DOI: 10.1002/srin.202000110
- [48] Priester, D.; Krossing, I. (2021): Energiebedarf im Individualverkehr - Elektromobilität und synthetische Kraftstoffe; In: Nachrichten aus der Chemie, Nr. 69; S. 36-40
- [49] Huneke, F.; Perez Linkenheil, C.; Niggemeier, M. (2017): Kalte Dunkelflaute – Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter; Greenpeace Energy eG, Berlin
- [50] Sterner, M.; Jentsch, M.; Holzhammer, U. (2011): Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes; Fraunhofer IWES, Kassel
- [51] Graf, F.; Schoof, R.; Zdrallek, M.; (2021): Power-to-Gas - Grundlagen - Konzepte – Lösungen; Vulkan-Verlag
- [52] Gruber, K.H. (2013): Österreichs Wasserkraft in der Speicherwelt von morgen; Verbund AG
- [53] Vogel, B. (2017): Druckluftspeicher: Der Gotthard hält dicht; Bundesamt für Energie; DOI: 10.13140/RG.2.2.28239.28327
- [54] Godula-Jopek, A. et al. (2015): Hydrogen Production by Electrolysis; Wiley-VCH
- [55] Grigoriev, S.A.; Fateev, V.N.; Bessarabov, D.G.; Millet, P. (2020): Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology; In: International Journal of Hydrogen Energy 45; S. 26036-26058; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.109>
- [56] IRENA (2021): World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway; International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [57] U.S. Geological Survey (2021): Mineral commodity summaries 2021
- [58] Böhm, H.; Zauner, A.; Rosenfeld, D.C.; Tichler, R. (2020): Projecting cost developments for future large-scale power to gas implementations by scaling effects; In: Applied Energy 264; <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114780>
- [59] Böhm, H.; Goers, S.; Zauner, A. (2019): Estimating future costs of power-to-gas - a component based approach for technological learning; In: International Journal of Hydrogen Energy 44, S. 30789-30805; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.09.230>

- [60] Smolinka, T. (2009): Water Electrolysis; In: Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, S. 394-413, Elsevier
- [61] Minke, C.; Suermann, M.; Bensmann, B.; Hanke-Rauschenbach, R. (2021): Is Iridium demand a potential bottleneck in the realization of large-scale water electrolysis?; In: International Journal of Hydrogen Energy 44; S. 4406-4413; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164>
- [62] Zhou, X.-D.; Singhal, S.C. (2009): FUEL CELLS – SOLID OXIDE FUEL CELLS | Overview, Editor: Jürgen Garche, In: Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, S. 1-16; Elsevier
- [63] Sammes, N.M.; Roy, B.R. (2009): FUEL CELLS – SOLID OXIDE FUEL CELLS | Cathodes, Editor: Jürgen Garche, In: Encyclopedia of Electrochemical Power Sources; S. 25-33; Elsevier
- [64] Galloway, K.V.; Sammes, N.M. (2009): FUEL CELLS – SOLID OXIDE FUEL CELLS | Anodes, Editor: Jürgen Garche, In: Encyclopedia of Electrochemical Power Sources; S. 17-24; Elsevier
- [65] National Library of Medicine: Lanthanum
URL: <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/element/Lanthanum> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [66] Umweltbundesamt: Erneuerbare Energien in Zahlen
URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#ueberblick> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [67] Zech, K.; Grasmann, E. et al. (2014): Hy-NOW - Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse - DBFZ Report Nr. 19
- [68] Dahmen, N.; Dinjus, E.; Kruse, A. (2009): Biomass: Thermochemical Processes; In: Encyclopedia of Electrochemical Power Sources; S. 259-267; Elsevier
- [69] Marquard-Möllenstedt, T.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Specht, M. (2009): Absorption Enhanced Reforming; In: Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, S. 249-258; Elsevier
- [70] Leykam, D. (2016): Photoelektrolyse an Titandioxidschichten und mikrobielle Elektrolyse als nicht-konventionelle Prozesse zur Gewinnung von Wasserstoff; Dissertation, Bayreuth
- [71] Universität Bremen: Microbial Electrolysis Cell
URL: https://www.uni-bremen.de/fileadmin/processed/8/3/csm_MicrobialElectrolysisCell_DME_da97c48c7d.png (Abrufdatum: 14.10.2021)

- [72] Wukovits, W.; Schnitzhofer, W. (2009): Biomass: Fermentation; In: Encyclopedia of Electrochemical Power Sources; S. 268-275; Elsevier
- [73] Trimm, D.L. (2009): Natural Gas: Conventional Steam-Reforming; In: Encyclopedia of Electrochemical Power Sources; S. 293-299; Elsevier
- [74] Assabumrungrat, S.; Laosiripojana, N. (2009): Autothermal Reforming; In: Encyclopedia of Electrochemical Power Sources; S. 238-248; Elsevier
- [75] Cormos, A.-M. et al. (2018): Economic assessments of hydrogen production processes based on natural gas reforming with carbon capture; In: Chemical Engineering Transactions 70, S. 1231-1236; DOI: 10.3303/CET1870206
- [76] Rand, D.A.J.; Dell, R.M. (2009): Coal Gasification; In: Encyclopedia of Electrochemical Power Sources; S. 276-292; Elsevier
- [77] Howarth, R.W.; Jacobsen, M.Z. (2021): How green is blue hydrogen?; In: Energy Science & Engineering 9; S. 1676-1687; DOI: 10.1002/ese3.956
- [78] Gabrielli, P.; Charbonnier, F.; Guidolin, A.; Mazotti, M. (2020): Enabling low-carbon hydrogen supply chains through use of biomass and T carbon capture and storage: A Swiss case study; In: Applied Energy 275; <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115245>
- [79] Cheng, J. (2020): Quest CO2 Capture Ratio Performance; Shell
- [80] Bui, M. et al. (2018): Carbon capture and storage (CCS): the way forward; In: Energy & Environmental Science 11; S. 1062-1176; DOI: 10.1039/c7ee02342a
- [81] Araujo, O.d.Q.F.; de Medeiros, J.L. (2017): Carbon capture and storage technologies: present scenario and drivers of innovation; In: Current Opinion in Chemical Engineering 17; S. 22-34; <http://dx.doi.org/10.1016/j.coche.2017.05.004>
- [82] Knopf, S.; May, F.; Müller, C.; Gerling, J.P. (2010): Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO2-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen, In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60; S.76-80
- [83] Farmer, T.C.; McFarland, E.W.; Doherty, M.F. (2019): Membrane bubble column reactor model for the production of hydrogen by methane pyrolysis; In: International Journal of Hydrogen Energy 44, S. 14721-14731; <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.023>

- [84] Bhaskar, A.; Assadi, M.; Somehsaraei, H.N. (2021): Can methane pyrolysis based hydrogen production lead to the decarbonisation of iron and steel industry?; In: Energy Conversion and Management: X 10; <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2021.100079>
- [85] Sanchez-Bastardo, N.; Schlögl, R.; Ruland, H. (2021): Methane Pyrolysis for Zero-Emission Hydrogen Production: A Potential Bridge Technology from Fossil Fuels to a Renewable and Sustainable Hydrogen Economy; In: Industrial & Engineering Chemistry Research 60; S. 11855-11881; <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.1c01679>
- [86] Geißler, T. et al. (2016): Methane Pyrolysis for Zero-Emission Hydrogen Production: A Potential Bridge Technology from Fossil Fuels to a Renewable and Sustainable Hydrogen Economy; In: Chemical Engineering Journal 299; S. 192-200; <http://dx.doi.org/10.1016/j.cej.2016.04.066>
- [87] Brändle, G.; Schönfisch, M.; Schulte, S. (2021): Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen; In: Applied Energy 302; <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117481>
- [88] Alvarez, R.A. et al. (2012): Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure; In: PNAS 109; S. 6435-6440; www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1202407109
- [89] Statista: Endenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträger im Jahr 2020
URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/251540/umfrage/endenergieverbrauch-in-deutschland-nach-energietraeger/> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [90] Umweltbundesamt (2021): Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren
URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktore> (Abrufdatum: 14.10.2021)
- [91] Matthes, C. et al. (2020): The Risks and Opportunities of Green Hydrogen - Production and Export from the MENA Region to Europe; Dii Desert Energy
- [92] WKO (2021): Investitionsquoten in Europa; WKO Statistik
- [93] Hydrogen Council; McKinsey & Company (2021): Hydrogen Insights - A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness