NRL
Norddeutsches RealLabor

Potentiale, Grenzen und Prioritäten

Grüner Wasserstoff für die Energiewende

Teil 5: Erzeugung von grünem Wasserstoff

Juni 2024

Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho (HAW Hamburg)
Lia Maria Lichtenberg, Max Lüdemann, Dr. Marina Blohm (HS Flensburg)

Wind Energy Technology Institute
Hochschule Flensburg University of Applied Sciences
HAW HAMBURG | CC4E
Gefördert durch: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Grüner Wasserstoff für die Energiewende

Potentiale, Grenzen und Prioritäten – Teil 5: Erzeugung von grünem Wasserstoff

Juni 2024

Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho (HAW Hamburg)

Lia Maria Lichtenberg (HS Flensburg), Max Lüdemann (HS Flensburg), Dr. Marina Blohm (HS Flensburg)

Zusammenfassung

Der Unterschied zwischen dem in Deutschland derzeit produzierten grünen Wasserstoff von 3,85 TWh und dem prognostizierten Bedarf an grünem Wasserstoff im Jahr 2045 von ca. 360 TWh zur Erreichung der Klimaziele ist enorm. Nicht nur vor dem Hintergrund der derzeitigen Energiekrise stellt sich die Frage, wie diese Menge an benötigtem grünen Wasserstoff erzeugt werden kann. Die vorliegende Studie setzt sich mit den wichtigsten Aspekten der Technologien, der Wirtschaftlichkeit und der Marktentwicklung entlang der Wertschöpfungskette für die Produktion von grünem Wasserstoff auseinander. Bereits mit der Wahl der Strombezugsoption über die Direktversorgung oder das Stromnetz wird die geeignete Technologiewahl bzw. Fahrweise eines Elektrolyseurs beeinflusst. Zudem sind mit den verschiedenen Strombezugsoptionen unterschiedliche Abgaben und Umlagen verbunden, wobei Elektrolyseure bereits von den meisten Abgaben und Umlagen befreit wurden. Bei dem vorgenommenen Vergleich der Elektrolysetechnologien Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL), alkalische Elektrolyse (AEL) und Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) wird deutlich, dass jede Technologie ihr spezielles Anwendungsfeld hat, wobei die Marktreife für den industriellen Maßstab bisher nur bei der PEMEL und AEL gegeben ist. Betrachtet man die zukünftige Kostenentwicklung der Elektrolysetechnologien, so wird deutlich, dass die Kosten der PEMEL im Vergleich zur AEL derzeit noch höher sind, sich aber in Zukunft ungefähr auf demselben Level bewegen dürften. Bei der HTEL werden bis 2050 die stärksten Kostensenkungen erwartet, bedingt durch ihren derzeit noch geringen Technologiereifegrad. Durch eine Vergrößerung der Anlagenkapazität von 5 MW auf bis zu 100 MW werden sich die spezifischen Investitionskosten der PEMEL und AEL deutlich reduzieren und dadurch Skaleneffekte entstehen. Wenn man die erwartete Marktentwicklung bis 2030 zu Grunde legt, könnten sich die spezifischen Investitionskosten beim Hochskalieren der Anlagenkomponenten beinahe halbieren. Das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse zeigt aber, dass nicht die notwendigen Anlageninvestitionen den entscheidenden Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten haben, sondern die Strombezugskosten. Mit den erfolgten Analysen zu Strompreisvariationen wird gezeigt, wie sich eine mögliche Reduktion des Strompreises auf 6 Cent/kWh auf die Wasserstoffgestehungskosten der PEMEL, AEL und HTEL auswirken würde. Dann wären mit der AEL bereits heute Wasserstoffgestehungskosten von ca. 4 €/kgH_2 möglich.

Keywords

Grüner Wasserstoff, Elektrolyse, PEMEL, AEL, HTEL, Strombezugsoptionen, Norddeutsches Reallabor, Skaleneffekte, Wasserstoffgestehungskosten

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung ... 1

1.1 Herausforderung: Klimaneutralität 2045 ... 1

1.2 Das Verbundforschungsprojekt Norddeutsches Reallabor (NRL) ... 2

1.3 Zielsetzung und Aufbau ... 3

2 Einführung Wasserstofferzeugung ... 4

3 Politischer Rahmen ... 4

4 Strombezugsoptionen ... 5

5 Elektrolysetechnologien ... 8

5.1 Überblick ... 8

5.2 Alkalische Elektrolyse (AEL) ... 9

5.2.1 Technologie-Profil AEL ... 9

5.2.2 Vor- und Nachteile AEL ... 10

5.3 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) ... 11

5.3.2 Technologie-Profil PEMEL ... 12

5.3.3 Vor- und Nachteile PEMEL ... 12

5.4 Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) ... 13

5.4.2 Technologie-Profil HTEL ... 14

5.4.3 Vor- und Nachteile HTEL ... 14

5.5 Vergleich der Elektrolysetechnologien ... 15

6 Technologie- und Marktentwicklung ... 17

7 Wasserstoffgestehungskosten ... 19

7.1 Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten ... 19

7.2 Wasserstoffgestehungskosten im Technologie-Vergleich ... 20

7.3 Sensitivitätsanalyse ... 21

7.3.1 Untersuchung der Einflussfaktoren ... 21

7.3.2 Strompreisvariationen ... 23

7.3.3 H2 Gestehungskosten in der Zukunft ... 23

8 Neue Geschäftsmodelle ... 25

9 NRL Insight und Potentiale ... 26

10 Fazit zur Herstellung von grünem Wasserstoff ... 27

I. Tabellenverzeichnis ... I

II. Abbildungsverzeichnis ... I

III. Abkürzungsverzeichnis ... II

IV. Literaturverzeichnis ... III

V. Anhang ... VI

A. Tabelle Überblick Gesamtsystemische Studien ... VI

B. Strombezugsoptionen nach DA ... VI

C. Wasserstoffgestehungskosten ... VII

D. CAPEX-Kosten nach NOW GmbH ... IX

Vorbemerkung

Die Studienreihe „Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten“ soll einen Überblick entlang der Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff und damit von der Wasserstofferzeugung bis hin zur Anwendung in den verschiedenen Verbrauchssektoren geben.

Durch techno-ökonomische Betrachtungen werden verschiedene relevante Technologien im Hinblick auf ihre Potentiale und Grenzen bewertet und daraus Prioritäten für den zukünftigen Einsatz von grünem Wasserstoff abgeleitet. Dafür werden die „Potentiale, Grenzen und Prioritäten“ aufbauend auf den Arbeitsgruppen des NRL und deren Referenzprojekten in folgenden Themenbereichen untersucht und sukzessive veröffentlicht:

- Studienreihe Teil 1: Grüner Wasserstoff als Markt der Zukunft
- Studienreihe Teil 2: Wasserstoffanwendung im Gebäudesektor
- Studienreihe Teil 3: Wasserstoffanwendung im Verkehrssektor
- Studienreihe Teil 4: Wasserstoffanwendung im Industriesektor
- **Studienreihe Teil 5: Wasserstofferzeugung**
- Studienreihe Teil 6: Wasserstoffanwendungen im Sektoren-Vergleich

1 Einleitung

1.1 Herausforderung: Klimaneutralität 2045

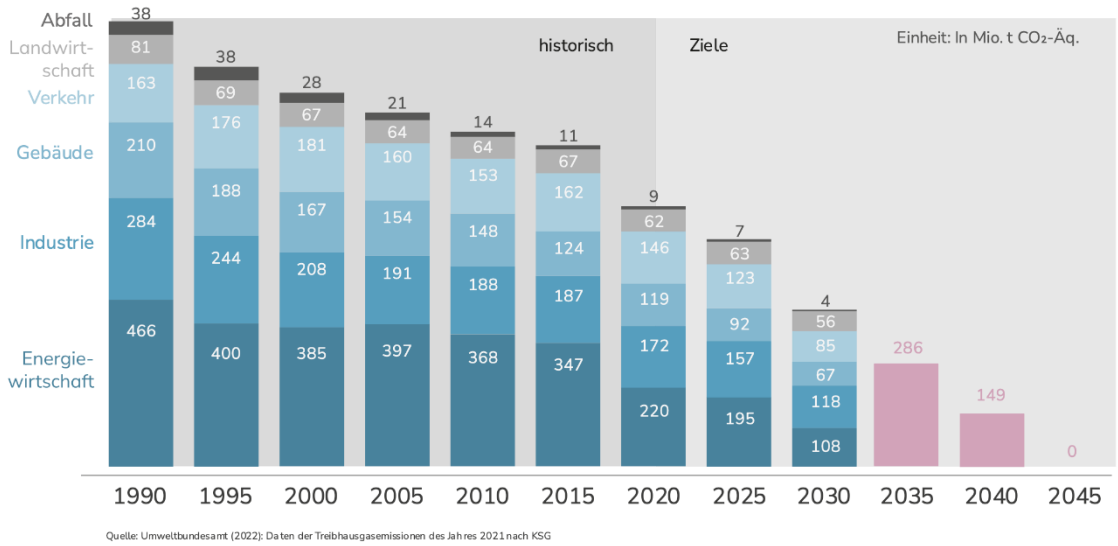

Abbildung 1: Treibhausgasemissionen der einzelnen Sektoren seit 1990 mit Zielen bis 2045

Die Bundesrepublik Deutschland hat mit dem 2021 nachgebesserten Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) beschlossen, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Dafür müssen neben der Energiewirtschaft auch die Verbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude vollständig treibhausgasneutral werden, was eine enorme Herausforderung darstellt.

Abbildung 1 zeigt, dass der Weg zur vollständigen Treibhausneutralität anspruchsvoll ist. Seit dem Referenzjahr 1990 konnten in 30 Jahren bis 2020 die Emission von Treibhausgasen (THG) zwar um 40 % reduziert werden, das entspricht durchschnittlich 17 Mio. t CO_2-Äq. pro Jahr[1] (dunkelgrauer Bereich). In den nächsten 25 Jahren von 2020 bis 2045 müssen die THG-Emissionen aber um die restlichen 60 % gesenkt werden, das entspricht durchschnittlich 30 Mio. t CO_2-Äq. pro Jahr[2] (hellgrauer Bereich). Die jährliche THG-Minderung muss zukünftig also deutlich ambitionierter ausfallen als in den letzten 30 Jahren, um das Ziel der Klimaneutralität 2045 erreichen zu können. Es gilt, sämtliche dafür notwendige Technologien zügig in die breite Anwendung zu führen.

Mit der Fortschreibung der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ hat die Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2023 die Bedeutung von **grünem Wasserstoff** (= aus erneuerbaren Energien gewonnen) einen zentralen Baustein für die erfolgreiche Energiewende unterstrichen (BMWK, 2023). Die Herstellung und Anwendung von grünem Wasserstoff und deren Technologie als „Markt der Zukunft“ unterliegen derzeit noch vielfältigen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen. Die vorliegende Studienreihe „**Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten**“ widmet sich diesen Themen und präsentiert eine Einordnung im Rahmen des Verbundforschungsprojektes „Norddeutsches Reallabor“ (NRL).

[1] 40 % / 30 Jahre = 1,33 % pro Jahr → 1,33 % von THG-Emissionen$_{1990}$ = 1.242 Mio. t CO_2-Äq. * 1,33 % = 17 Mio. t CO_2-Äq

[2] 60 % / 25 Jahre = 2,40 % pro Jahr → 2,40 % von THG-Emissionen$_{1990}$ = 1.242 Mio. t CO_2-Äq. * 2,40 % = 30 Mio. t CO_2-Äq

1.2 Das Verbundforschungsprojekt Norddeutsches Reallabor (NRL)

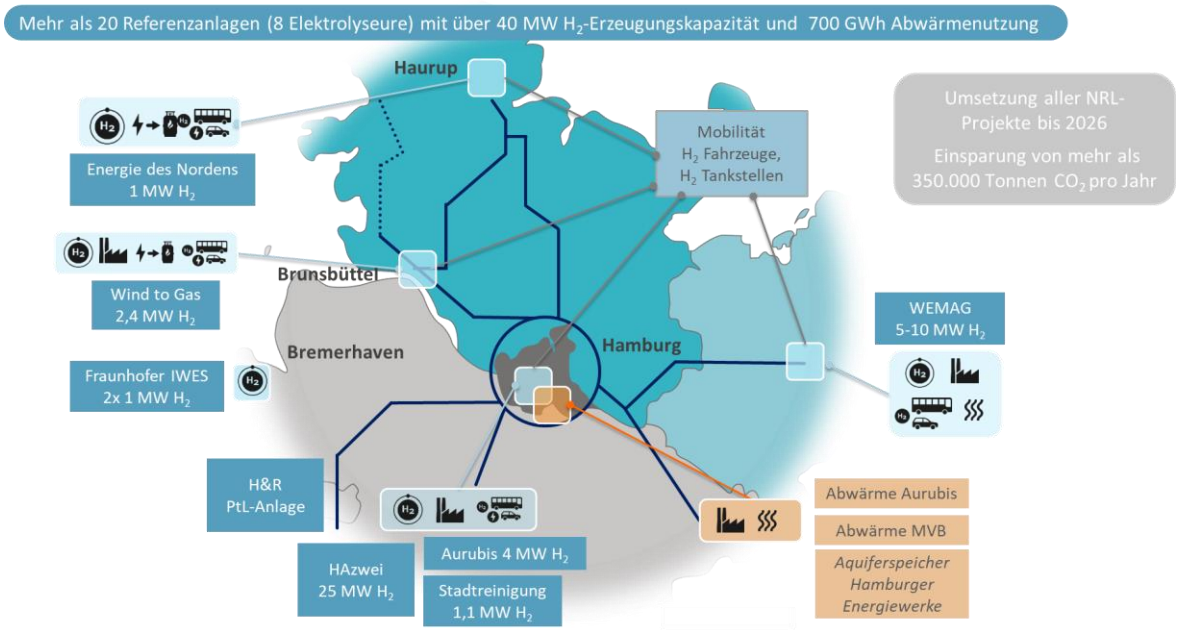

Abbildung 2: NRL-Struktur

Das Verbundforschungsprojekt NRL „Norddeutsches Reallabor“[3] (2021 bis 2026) ist ein im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms mit dem Förderschwerpunkt „Reallabore der Energiewende“ mit rund 55 Millionen € gefördertes Projekt. Ziel des NRL ist es, die Transformation des Energiesystems zu erproben und so den Weg zu einer schnellen Defossilisierung aller Verbrauchssektoren zu demonstrieren. Dabei werden die Erzeugungsregionen von grünem Strom Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern mit der Verbrauchsregion Hamburg gekoppelt. Dabei wird die Wasserstoff-Wertschöpfungskette abgedeckt von der Bereitstellung über den Transport und die Speicherung bis zur Umwandlung von Energie in der Industrie, der Wärmeversorgung und dem Mobilitätssektor. Diese Vielfalt ermöglicht eine integrierte Betrachtung des Energiesystems und dessen Erzeugungs- und Verbrauchssektoren im NRL.

Konkret arbeiten im NRL 23 Förderpartner, 30 assoziierte Partner sowie 6 Behörden und Ministerien der beteiligten Landesregierungen zusammen. Dabei entstehen in den nächsten Jahren 22 Referenzanlagen wie beispielsweise acht Elektrolyseure mit einer Wasserstoff-Erzeugungskapazität von bis zu 42 MW, bis zu 200 wasserstoffbetriebene Fahrzeuge verschiedener Klassen in unterschiedlichen Nutzungsszenarien und drei Projekte zur Abwärmenutzung in einem Umfang von 700 GWh pro Jahr (siehe Abbildung 2 und 3). Mit den geplanten Vorhaben des Norddeutschen Reallabors können etwa 350-500.000 Tonnen CO_2-Emissionen pro Jahr eingespart werden.

[3] Weitere Informationen und Publikationen aus dem NRL finden Sie unter www.norddeutsches-reallabor.de.

Abbildung 3: Struktur der NRL-Projektpartner

1.3 Zielsetzung und Aufbau

In Teil 1 der Studienreihe wurde in die Bedeutung von grünem Wasserstoff[4] für das Gelingen der Energiewende und als Markt der Zukunft eingeführt. Auf diese Einführung bauen die weiteren Teile der Studienreihe zur Wasserstoffanwendung und -erzeugung auf.

In diesem Teil 5 der Studienreihe „Grüner Wasserstoff für die Energiewende - Potentiale, Grenzen und Prioritäten“ wird die Wertschöpfungskette der Erzeugung von grünem Wasserstoff näher beleuchtet. Zu Beginn werden die verschiedenen Strombezugsoptionen dargestellt, da diese bereits darüber entscheiden, ob der erzeugte Wasserstoff als grün klassifiziert werden kann oder nicht. Anschließend werden drei verschiedene Elektrolysetechnologien vorgestellt und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile analysiert.

Wie die vorangegangenen Teile der Studienreihe bereits gezeigt haben, kann Wasserstoff derzeit in vielen Anwendungen nicht mit konventionellen Alternativen in den Wettbewerb treten. Aus diesem Grund wird in Kapitel 7 dieser Studie im Detail auf die Bestandteile der Wasserstoffgestehungskosten eingegangen und verschiedene Sensitivitäten berechnet. Auf Basis verschiedener Einflussfaktoren können somit Aussagen über zukünftige mögliche Kostenreduktionen getroffen werden.

[4] Der Begriff *grüner* Wasserstoff ist nicht im Detail definiert, sondern beschreibt lediglich, dass erneuerbarer Strom für die Elektrolyse genutzt wurde. In Kapitel 4 dieser Studie werden Informationen zu regulatorischen Rahmenbedingungen genannt, damit erzeugter Wasserstoff als *erneuerbarer* Wasserstoff klassifiziert werden kann.

2 Einführung Wasserstofferzeugung

Der prognostizierte Bedarf an grünem Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem von Deutschland variiert in der Literatur. Für das Jahr 2045 wird im Durschnitt verschiedener Studien ein Bedarf von 360 TWh prognostiziert (V.A). Derzeit werden nur ca. 3,85 TWh Wasserstoff mittels Elektrolyse produziert (DIHK, 2020, 6). Diese Diskrepanz zeigt den großen Handlungsbedarf und die notwendige Entwicklung beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft für ein nachhaltiges Energiesystem, auch um den derzeit fossil erzeugten Wasserstoff abzulösen und die in Kapitel 1.1 aufgezeigten Klimaziele bis 2045 zu erreichen. Nicht nur vor dem Hintergrund der Energiekriese stellt sich die Frage, mit welchen Technologien grüner Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen produziert werden kann.

Dieser Teil der Studienreihe gibt einen Überblick über die techno-ökonomischen Aspekte der grünen Wasserstofferzeugung und über die drei gängigsten Elektrolysetechnologien. Zudem werden die wichtigsten Aspekte für die Wirtschaftlichkeit und Marktentwicklung entlang der Wertschöpfungskette für die Erzeugung von grünem Wasserstoff dargestellt. Anhand von Gestehungskostenberechnungen und Sensitivitätsanalysen werden dabei Chancen, Grenzen und Prioritäten abgeleitet. Des Weiteren fließen Erfahrungen und Einschätzungen von AG-Leitern aus dem NRL-Reallabor ergänzend mit ein.

3 Politischer Rahmen

Die Europäische Union plant bis 2030 mit 40 GW Elektrolysekapazität. Bereits 13 Mitgliedsstaaten der EU haben Wasserstoffstrategien entwickelt (Fraunhofer ISE, 2021, 12), auch Deutschland hat am 10. Juni 2020 seine nationale Wasserstoffstrategie (NWS) veröffentlicht und diese im Juli 2023 bereits aktualisiert. Bis 2030 sollen demnach in Deutschland mindestens 10 GW Elektrolysekapazität installiert werden. Insgesamt erwartet die deutsche Bundesregierung bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von 95 bis 130 TWh (BMWK, 2023).

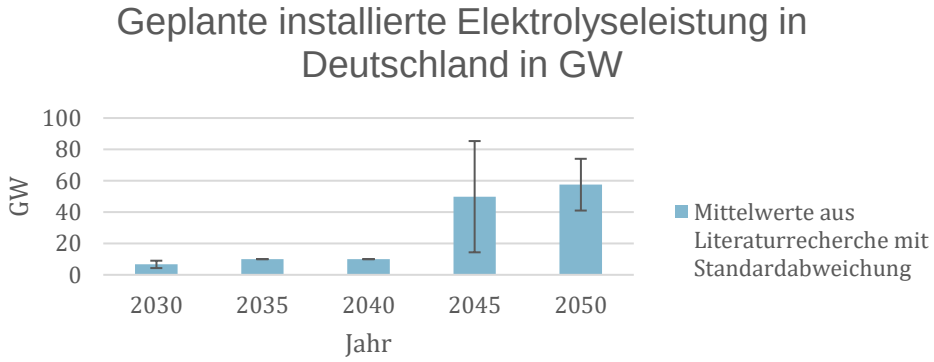

Abbildung 4: Geplante installierte Elektrolyseleistung in Deutschland in GW

Abbildung 4 zeigt die Mittelwerte der in Deutschland erwarteten installierten Elektrolyseleistung von 2030 bis 2050, basierend auf

fünf zu Grunde gelegten Leitstudien (Details V.A)[5].

Der benötigte Ausbau der Elektrolysekapazitäten in Deutschland von durchschnittlich erwarteten 7 GW im Jahr 2030 auf durchschnittlich 50 GW in 2045 ist durch die energiepolitischen Zielsetzungen begründet sowie durch erwartete Kostensenkungen der Elektrolyseure.

Mit der NWS hat die Bundesregierung einen Handlungsrahmen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft entlang der gesamten Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zur Verwendung geschaffen. Ein Aktionsplan mit konkreten Maßnahmen wurde hierzu in der NWS geschaffen. Diese sieht Folgendes vor:

Als Grundlage für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft muss grüner Wasserstoff wettbewerbsfähig zu Wasserstoff aus konventionellen Energieträgern werden. Dazu sind u. a. Kostensenkungen bei den Erzeugungsanlagen, sowie der Ausbau von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung für die Elektrolyse notwendig. Ebenso gilt es, die Nachfrageseite sicherzustellen, wobei sich vorerst auf Sektoren konzentriert werden sollte, in denen keine alternativen Technologien zur Dekarbonisierung vorhanden sind oder auf Sektoren, in denen sich schnell eine wirtschaftliche Nutzung von grünem Wasserstoff realisieren lässt (BMWi, 2020; BMWK, 2020, 2022b).

Zur Zielerreichung der NWS bedarf es für die Erzeugung, den Transport und die Verwendung von grünem Wasserstoff eines geeigneten regulatorischen Rahmens. Die aktuellen Rahmenbedingungen berücksichtigen Wasserstoff als Bindeglied für die Sektorenkopplung zur Vollendung der Energiewende entweder noch gar nicht oder nicht ausreichend, so dass substanzieller Anpassungsbedarf von Gesetzen, Richtlinien und Verordnungen auf europäischer und nationaler Ebene besteht. Ebenso ist eine globale Abstimmung für einen internationalen Wasserstoffmarkt erstrebenswert (BMWK, 2022a, 27f).

Mit der Veröffentlichung eines Delegierten Rechtsaktes (DA) am 13.02.2023, hat die EU-Kommission eine Grundlage für die Definition von erneuerbarem Wasserstoff auf EU-Ebene geschaffen. Hintergrund dazu ist, dass in der Renewable Energy Directive (RED) Zielvorgaben zur Treibhausgasemissionsminderung im Verkehrssektor gegeben werden. Zu dort definierten Kraftstoffarten unter den Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBOs) zählt auch Wasserstoff, wenn dieser mittels Elektrolyse hergestellt wird. In der bestehenden RED II von 2018 wird dabei nicht definiert, unter welchen Voraussetzungen der Strom für die Elektrolyse als erneuerbar gilt, dies ist nun im DA definiert (FfE, 2023). Damit ist auch die Anrechenbarkeit von grünem Wasserstoff im DA auf EU-Ebene genauer definiert (V.B).

4 Strombezugsoptionen

Wie in Kapitel 2 erwähnt, werden die wichtigsten Aspekte der grünen Wasserstofferzeugung entlang der Wertschöpfungskette aufgezeigt. In Abbildung 5 ist die Wertschöpfungskette dargestellt, welche bei der Stromerzeugung für die Elektrolyse beginnt.

[5] Dabei ist zu erwähnen, dass einige Studien nur Hochrechnungen bis in das Jahr 2045 machten.

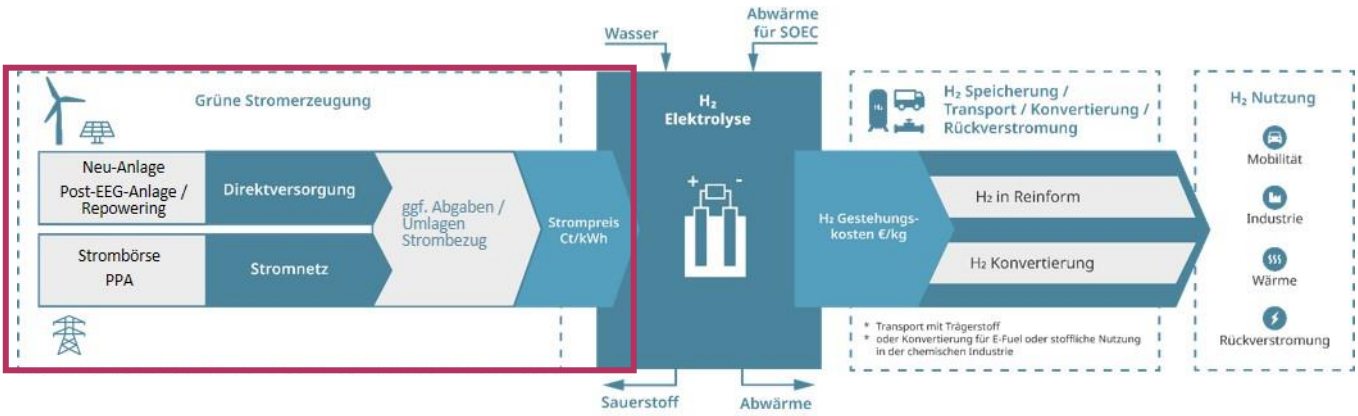

Abbildung 5: Wertschöpfungskette Wasserstoff - Grüne Stromerzeugung

Zunächst unterscheiden sich zwei Strombezugsoptionen: Die Direktversorgung, bei der ein Elektrolyseur direkt mit der erneuerbaren Energieanlage verbunden ist und die Stromversorgung über das Stromnetz. Diese beiden Strombezugsoptionen beeinflussen auch die Technologiewahl bzw. die Fahrweise des Elektrolyseurs. Nur bei einer Stromversorgung über das Stromnetz ist eine konstante Fahrweise des Elektrolyseurs möglich, während der Elektrolyseur bei der Direktversorgung durch erneuerbare Energien den wetterbedingten Schwankungen der erneuerbaren Energieanlage unterliegt und somit keine konstante Fahrweise möglich ist (sofern kein entsprechend groß dimensionierter Stromspeicher zur Verfügung steht). Im Kapitel 5.5, werden die Vor- und Nachteile, sowie Einsatzgebiete der einzelnen Elektrolysetechnologien genauer vorgestellt.

Der Bezug von erneuerbarem Strom ist die Grundvoraussetzung dafür, dass der produzierte Wasserstoff eventuell als grün angesehen werden kann. Da es darüber hinaus jedoch keine (gesetzesübergreifende) einheitliche Definition gibt, unter welchen Voraussetzungen Wasserstoff als „grün“ anzusehen ist, ist für jeden Rechtsbereich gesondert zu klären, welche (national wie europäisch) geregelten Vorgaben eingehalten werden müssen, um von grünem bzw. erneuerbarem Wasserstoff sprechen zu können.

§ 27 der Richtlinie (EU) 2018/2001, geändert durch die Richtlinie (EU) 2023/2413 in Verbindung mit den in 2023 veröffentlichten dazugehörigen delegierten Rechtsakten ((EU) 2023/1184 und (EU) 2023/1185) enthalten in der Praxis besonders beachtete Anforderungen an die grüne Wasserstoffproduktion. Sofern diese Vorgaben eingehalten werden, kann der so produzierte „grüne“ Wasserstoff vollständig auf die in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie verankerten Erneuerbaren-Ziele angerechnet werden. In dem delegierten Rechtsakt (EU) 2023/1184 werden mögliche Fälle definiert, in denen Netzstrom als „erneuerbar“ angesehen werden kann: Unter anderem dann, wenn der Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz im vorangegangenen Kalenderjahr 90 % überstieg, ist der Strombezug über das Stromnetz grundsätzlich als Grünstrombezug anzusehen. Da in Deutschland ein solcher EE-Anteil (noch) nicht erreicht ist, findet dieser Fall in Deutschland derzeit jedoch keine Anwendung. Nach dem für die Praxis wohl wichtigsten Fall müssen Verträge über den Bezug von Grünstrom (PPAs) geschlossen werden, in denen insbesondere auch die Einhaltung der Vorgaben im delegierten Rechtsakt ((EU) 2023/1184) zur zeitlichen und geografischen Korrelation zu vereinbaren ist. Im Fall eines generellen Strompreisanstiegs können die Kosten aber auch höher sein als erwartet.

Neben dem Strombezug über PPA kommt außerdem die Nutzung von sogenanntem Überschussstrom aus dem Netz (Strom, welcher aufgrund von Netzengpässen ansonsten abgeregelt werden würde; vgl. ENKO-Plattform) in Betracht, um zu erreichen, dass der Wasserstoff als „grün“ anerkannt wird. Dies liegt hauptsächlich daran, dass günstige Strompreise oft mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien im Netz verknüpft wird. Bei einer solchen Fahrweise kann meistens von günstigen Strompreisen profitiert werden, auch wenn es sich dabei nur um wenige Stunden im Jahr handelt.

Bei einem Stromnetzbezug über PPAs können relativ konstante Strompreise ausgehandelt werden, welche sowohl den Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreibern als auch den Elektrolyseurbetreibern Investitionssicherheit geben können. Der Wegfall der EEG Umlage war vorerst zeitlich begrenzt bis zum 31.12.2022, diese wurde aber zum Januar 2023 ganz abgeschafft (Bundesnetzagentur, 2022). Dennoch bleibt zu prüfen, wie auch bei zukünftig potenziell steigenden Strompreisen tragfähige Strombezugskosten für Elektrolyseurbetreiber erreicht werden können.

Bei der Strombezugsoption über die Direktversorgung ist die Abhängigkeit von schwankenden Strombörsenpreisen geringer, dafür aber vom Wetter und den damit verbundenen volatilen Stromerzeugungsprofilen der einzelnen EE-Anlage (Schimek et al., 2021). Eine Ausnahme für konstant verfügbare EE-Stromproduktion stellen Geothermieanlagen oder einige Wasserkraftwerke dar. Mit einer einzelnen Direktverbindung lassen sich die technisch möglichen Volllaststunden eines Elektrolyseurs also nicht unbedingt ausnutzen, Elektrolyseure erbringen aber mit dieser flexiblen Fahrweise wichtige Netz- und Systemdienstleistungen, die zu einer Reduktion der Emissionen des gesamten Energiesystems führen kann (RLI, 2023).

Sowohl beim Netzbezug als auch bei der Direktversorgung ist der für die Erzeugung von Wasserstoff verwendete Strom bereits heute weitgehend von den üblicherweise anfallenden Abgaben, Entgelten und Umlagen befreit (vgl. etwa die Stromsteuerbefreiung für die Elektrolyse gemäß § 9a Abs. 1 Nr. 1 Stromsteuergesetz, die Befreiung von Netzzugangsentgelten hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie gemäß § 118 Abs. 6 Energiewirtschaftsgesetz oder auch die Befreiung von der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage bei der Herstellung von grünem Wasserstoff gemäß § 25 Energiefinanzierungsgesetz). Trotz dieser Privilegierungen ist die Erzeugung von grünem Wasserstoff, wie in den anderen Teilen dieser Studienreihe dargestellt, oftmals nicht wirtschaftlich, sodass der Hochlauf der grünen Wasserstofferzeugung in Deutschland auf absehbare Zeit wohl von zusätzlichen Förder- und Anreizinstrumenten abhängig sein dürfte.

5 Elektrolysetechnologien

5.1 Überblick

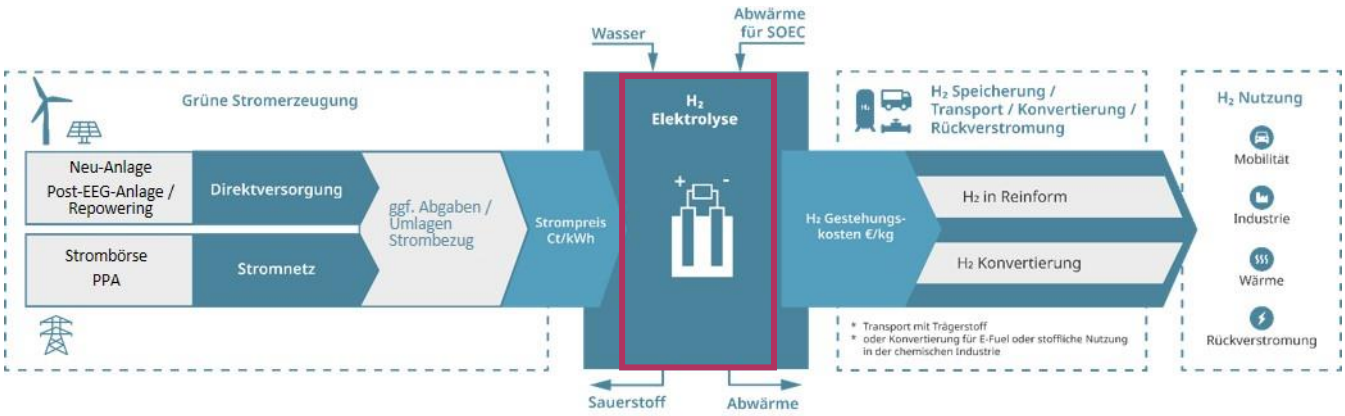

Abbildung 6: Wertschöpfungskette Wasserstoff - Elektrolysetechnologien

Den nächsten Schritt auf der Wertschöpfungskette stellen die Elektrolysetechnologien dar, welche im Folgenden im Hinblick auf ihre technologischen Besonderheiten genauer untersucht werden. Die bekanntesten Elektrolyse-Verfahren sind die alkalische Elektrolyse (AEL), die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL).

Neben den Zellen, in denen die Elektrolyse abläuft und die für einen Elektrolyseur zu einem sog. Stack zusammengeschaltet werden, werden für die Wasserstoffproduktion zusätzliche periphere Anlagen benötigt (Sterner & Stadler, 2017, 361). Einen Überblick über die verschiedenen notwendigen Komponenten bietet Abbildung 7, welche alle übergeordneten, vorgeschalteten und nachgeschalteten Komponenten einer Elektrolyseanlage darstellt.

Inwiefern die nachgeschalteten Komponenten benötigt werden, hängt von der geforderten Gasreinheit, dem benötigten Druck oder der Form der Abnahme ab.

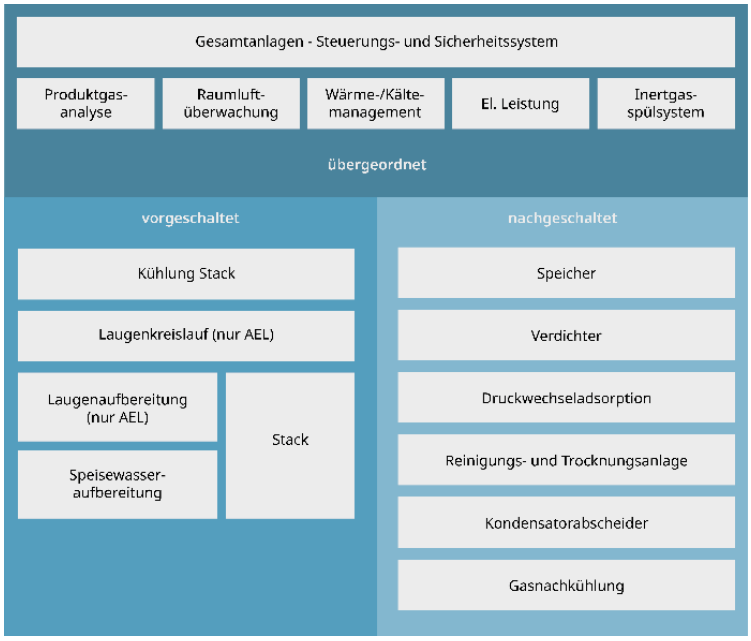

Abbildung 7: Komponenten einer Elektrolyseanlage Quelle: Sterner & Stadler, 2017, 361

5.2 Alkalische Elektrolyse (AEL)

Tabelle 1: Überblick alkalische Elektrolyse

Überblick Alkalische Elektrolyse		
TRL 1-9	9	
Wirkungsgrad (derzeit)	65 – 68 (Heizwert)	%
Druck	1 – 30	bar
Betriebstemperatur	40 – 90	°C
Investitionskosten heute	430 – 1.400	€/kW
Investitionskosten 2050	170 – 610	€/kW
Kritische Rohstoffe	Wolfram, Kobalt und Platinmetalle	
Kaltstartzeit	50	Min
Stromdichte	0,2 – 0,4	A/cm²
Stack-Lebensdauer	60.000 – 80.000	h

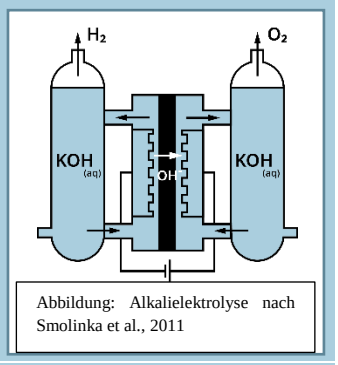

Abbildung: Alkalielektrolyse nach Smolinka et al., 2011

Quellen: (Fraunhofer ISI & Fraunhofer ISE, 2019); (International Energy Agency, 2019); (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020); (NOW GmbH, 2018); (IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019); (Reiter & Zauner, 2017)

5.2.1 Technologie-Profil AEL

Alkali-Elektrolyse (AEL) ist eine seit über hundert Jahren erforschte Technologie, welche im industriellen Maßstab erprobt ist und daher eine Technologiereife von 9 aufweist (Dena, 2017, 17). Mit AEL können Systemwirkungsgrade von 65 bis 68 % bezogen auf den Heizwert erreicht werden, wobei Druckelektrolyseure einen geringeren Wirkungsgrad aufweisen (IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019, 21). Der elektrische Wirkungsgrad des Stacks liegt derzeit bei durchschnittlich 76 %, es sind also etwa 8 % Wirkungsgradverluste auf die übrigen Komponenten des Systems zurückzuführen (NOW GmbH, 2018, 187). Perspektivisch wird im Jahr 2050 von einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von ca. 80 % ausgegangen (Dena, 2017, 17).

Die Investitionskosten liegen nach einer Literaturauswertung aktuell in einem Bereich von 430 bis 1.400 €/kW, wobei auf den Stack etwa 42 % der Gesamtkosten entfallen (International Energy Agency, 2019, 45)[6]. Die Preise für Druckelektrolyseure liegen etwa 20 % höher als für atmosphärisch betriebene Anlagen und sind dementsprechend im oberen Preisbereich angesiedelt (Saba et al., 2018, 1216). Zusätzlich gehen geringe installierte Leistungen unterhalb der 1-MW-Grenze, ebenso wie besonders geringe Wasserstoffproduktionsraten mit besonders hohen Betriebsnebenkosten einher (Saba et al., 2018, 1213). Je nach Studie wird für die Zukunft von unterschiedlich stark fallenden Preisen ausgegangen. Die geschätzten Investitionskosten variieren für das Jahr 2050 je nach Quelle zwischen 170 – 610 €/kW (International Energy Agency, 2019, 45)[7] (Dena, 2017, 17) (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020, 12).

Die Prozesstemperaturen bei Alkali-Elektrolyseuren liegen zwischen 40 bis 90 °C (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020). Üblich ist ein Temperaturbereich von 60 bis 80 °C (International Energy Agency, 2019, 44). Neben dem Wasserstoff könnten zusätzlich auch die anfallende Abwärme sowie der anfallende Sauerstoff genutzt werden. Bei einer 1-MW-Anlage verbleiben etwa 310 kW Abwärme im Temperaturbereich von 50 bis 60 °C (IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019, 20). Die Anlagen können auch als Druckelektrolyseure mit einem Wasserstoffdruck von bis zu 30 bar betrieben werden, jedoch sind dadurch insgesamt geringere Wirkungsgrade zu erwarten. Allerdings gilt: je größer die Anlagen sind, desto geringer fällt der Nachteil der Druckelektrolyseure aus (Smolinka, Günther & Garche, 2011, 11).

Die Stromdichte (Stromstärke je Querschnittsfläche) der Alkali-Elektrolyse liegt im Bereich von 0,2 bis 0,4 A/cm^2(IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019, 26). Die Leistungsaufnahme von Alkali-Modulen variiert von 5 kW bis zu 3,4 MW (Smolinka, Günther & Garche, 2011, 11).

Bei der alkalischen Elektrolyse bestehen die Elektroden aus Nickel oder anderen Nickelbasierenden Materialen (Kiemel et al., 2021, 9916). Die Elektrodenbleche sind perforiert, um eine möglichst große Reaktionsfläche zu bieten (Smolinka, Günther & Garche, 2011, 10). Die Anode ist mit einer zusätzlichen Metalloxid-Beschichtung, wie beispielsweise Kobalt versehen (Reiter & Zauner, 2017, 7).

Neben den Elektroden-Stacks selbst, muss sowohl die Aufbereitung und Lagerung des Wassers wie auch die der Kalilauge sichergestellt sein. Für die Kalilauge werden dazu Aufbereitungsanlagen, wie z. B. Speichertanks benötigt (Smolinka, Günther & Garche, 2011, 10). Diese Speicher fungieren gleichzeitig als Gas-Flüssigkeit-Separator (ibid.). Zur Aufbereitung des Wassers werden Filter- und Entsalzungsanlagen benötigt, sodass es demineralisiert dem Prozess zugeführt werden kann (Santos, Sequeira & Figueiredo, 2013). Des Weiteren muss eine Versorgung mit Stickstoff oder einem anderen Inertgas zur Freispülung der Anlagenteile nach dem Betrieb vorgehalten werden (Smolinka, Günther & Garche, 2011, 12).

5.2.2 Vor- und Nachteile AEL

Neben der hohen Technologiereife und bisher kostengünstigsten Installation überzeugen AEL durch eine lange Lebensdauer und dadurch, dass nur ein geringer Bedarf nach kritischen Rohstoffen besteht (Deutsches

[6] Umrechnungskurs 1 USD = 1 €
[7] Umrechnungskurs 1 USD = 1 €

Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020, 10) (Reiter & Zauner, 2017, 8).

Der Zellstapel muss allerdings aufgrund von Degradationsproblemen alle 7 bis 12 Jahre komplett überholt werden (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020, 10) und die Lebensdauer des Stacks beträgt derzeit ca. 60.000 – 80.000 Stunden bzw. ca. 7 – 9 Jahre im 24-h-Betrieb, während die übrige Anlage eine Lebensdauer von ca. 27 Jahren hat (Fraunhofer ISE, 2021, 57). Außerdem werden keine hohen Anforderungen an das Wasser in der Kalilauge gestellt, sodass keine aufwendigen Wasseraufbereitungsanlagen benötigt werden.

Der größte Nachteil der AEL ergibt sich durch die unflexible Betriebsweise und fehlende Dynamik. Die Kaltstartdauer beträgt 50 Minuten (NOW GmbH, 2018, 38). Dies ist hauptsächlich auf die Trägheit der peripheren Anlagen, wie den Laugenpumpen, den Druckreglern und den Separatoren, zurückzuführen (NOW GmbH, 2018). Beim Abschalten in den Ruhestrombereich kann es, besonders bei Druckelektrolyseuren, zur einer Querdiffusion von Wasserstoff und Sauerstoff kommen. Um diese Durchmischung zu vermeiden, muss aufwendig mit einem Inertgas gespült werden und es sollten Totvolumina vorgehalten werden. Die damit einhergehenden Gasverluste führen zu einem Druckabfall, reduziertem Wirkungsgrad und einer erhöhten Materialbeanspruchung. Ein Abschalten sollte daher möglichst vermieden werden (NOW GmbH, 2018). Werden alkalische Elektrolyseure im Hot-Standby gelassen, kann innerhalb von 30 Sekunden ein Leistungsniveau von 100 % erreicht werden, welches die Flexibilität deutlich erhöht. Im Teillastbetrieb lässt außerdem die Gasreinheit nach (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020, 10). Zudem ist auch der Bedarf nach Kalilauge nachteilig, da diese einerseits unter Energie- und Kosteneinsatz aufbereitet und recycelt werden muss und andererseits ein großer Flächenbedarf für die Anlagenperipherie benötigt wird (International Energy Agency, 2019). Insgesamt werden je MW installierter Aufnahmeleistung 95 m² Fläche beansprucht (International Energy Agency, 2019, 44).

5.3 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)

Tabelle 2: Überblick PEMEL

Überblick PEM Elektrolyse		
TRL 1-9	6 – 8	
Wirkungsgrad (derzeit)	61 – 64 (Heizwert)	%
Druck	1 – 50	bar
Betriebstemperatur	50 – 80	°C
Investitionskosten heute	950 – 1.800	€/kW
Investitionskosten 2050	300 – 700	€/kW
Kritische Rohstoffe	Platinmetalle (Platin, Ruthenium, Iridium)	
Kaltstartzeit	15 (Hot-Start < 30 s)	Min
Stromdichte	0,002 – 1,8	A/cm²
Stack-Lebensdauer	40.000 – 80.000	h

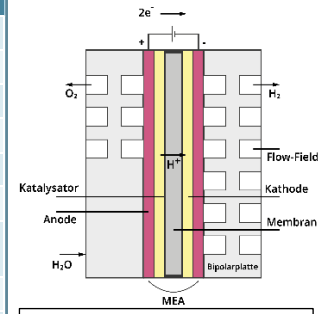

Abbildung: PEMEL nach Sterner & Stadler, 2017

Quellen: (Matthes et al.); (Dena, 2017); (Sterner & Stadler, 2017); (NOW GmbH, 2018) (International Energy Agency, 2019); (IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019); (Reiter & Zauner, 2017) *Umrechnungskurs: 1 USD = 1 €*

5.3.2 Technologie-Profil PEMEL

Die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) ist im Vergleich zu den alkalischen Elektrolysetechnologien zwar neuer, hat aber bereits einen TRL zwischen 6 bis 8 (Matthes et al.). Die PEMEL kennzeichnet sich durch schnelle Reaktionszeiten und ermöglicht auch dynamische Betriebsweisen, daher lässt sie sich besonders gut mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen kombinieren. Das Wirkungsgradspektrum wird in der Literatur abweichend angegeben, heute liegt das Potential jedoch bei 61 bis 64 % heizwertbezogen (International Energy Agency, 2019, 45). Langfristig wird von Wirkungsgraden von durchschnittlich 75 bis 84 % ausgegangen (Dena, 2017, 17). Verluste übriger Systemkomponenten außerhalb des Stacks bedeuten eine Reduktion des elektrischen Wirkungsgrades um ca. 6 % (NOW GmbH, 2018, 187).

Übereinstimmend geben einige Quellen einen Investitionskostenrahmen von 950 bis 1.800 €/kW (Dena, 2017, 17) (International Energy Agency, 2019, 45)[8] an, andere Publikationen gehen jedoch auch noch von höheren Investitionskosten wie 2000 €/kW(Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020, 12) aus. Der Stack verursacht mit 45 % den Großteil der Kosten (NOW GmbH, 2018, 45). Bis zum Jahr 2050 sollen die Kosten allerdings auf 300 bis 700 €/kW fallen (Dena, 2017, 17). Die Prozesstemperaturen liegen im Bereich von 50 bis 80 °C, so dass theoretisch auch Abwärme auf einem Temperaturniveau von 60 °C nutzbar wird (Matthes et al.). Für eine 1 MW Anlage stehen ca. 210 kW Abwärme zur Verfügung (IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019, 23), deren zusätzliche Nutzung den Gesamtwirkungsgrad noch erhöhen würde. Spezielle Anlagen können auch für bis minimal 20 °C oder maximal 200 °C konstruiert werden. Die meisten PEM-Elektrolyseure sind Druckelektrolyseure und erzeugen Wasserstoff auf einem Druckniveau von 30 bis 50 bar (Sterner & Stadler, 2017, 363). In Zukunft sollen Elektrolyseure mit Druckniveaus von bis zu 110 bar konstruiert werden (NOW GmbH, 2018, 37). Besonders große Anlagen werden aktuell jedoch auf atmosphärischem Druckniveau betrieben.

Die Stromdichte bei der PEM-Elektrolyse liegt zwischen 0,002 bis 1,8 A/cm² und deckt damit einen weiteren Bereich, als die anderer Elektrolysetechnologien ab, welche nur bis maximal 0,4 A/cm² reichen (IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019, 26). Da die Stromdichte direkt proportional zur Wasserstoffproduktionsrate ist, führt eine hohe Stromdichte zu geringen spezifischen Kosten (bei gleichem Platzbedarf wird ein höherer Ertrag erreicht) (Siemens AG, 2019). Wenngleich dies einen wirtschaftlichen Vorteil der Technologie ausmacht, muss betrachtet werden, dass hohe Stromdichten auch mit einer höheren Zellspannung und somit reduziertem Spannungswirkungsgrad verbunden sind (Siemens AG, 2019). Die Lebensdauer der PEMEL Stacks wird mit 40.000 – 80.000 Stunden angegeben und die Anlagen sind für eine Lebensdauer von ca. 20 Jahren konstruiert (Fraunhofer ISE, 2021, 57) (IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019, 26) (NOW GmbH, 2018, 36). Hierzu finden sich in der Literatur unterschiedliche Angaben, welche die Stack-Lebensdauer teils optimistischer, teils konservativer einschätzen.

5.3.3 Vor- und Nachteile PEMEL

Da bei der PEM-Elektrolyse keine trägen Flüssigkeiten bewegt werden müssen, kein Risiko vor Durchmischung besteht und die System-

[8] Umrechnungskurs: 1 USD = 1 €

komponenten eine geringe thermische Kapazität aufweisen, ist sie deutlich dynamischer als die alkalische Elektrolyse (Smolinka, Günther & Garche, 2011, 14). Ein Kaltstart kann innerhalb von 15 Minuten, ein Hot-Start in 30 Sekunden umgesetzt werden (International Energy Agency, 2019). Damit lässt sich die PEM-Elektrolyse auch als Frequenzreserve zum Netzausgleich nutzen. Bei reduzierter Stromdichte und hohen Drücken kann jedoch auch mechanischer Stress in der Membran entstehen, der Diffusionsprozesse des Wasserstoffs begünstigt. Dadurch kann auf der Sauerstoffseite die Gasreinheit durch permeatierten Wasserstoff herabgesetzt werden (Smolinka, Günther & Garche, 2011, S. 14–15). Insgesamt ist allerdings eine breite Lastbetriebsspanne von 0 bis 160 % Überlastbetrieb möglich, bei der die Reinheit des Produkts unbeeinflusst bleibt (International Energy Agency, 2019, 44). PEM-Module sind daher besonders für den kombinierten Einsatz mit erneuerbaren Energien geeignet.

Dass keine leitende Lauge benötigt wird, bedeutet gleichzeitig, dass keine Korrosion auftreten kann, eine kompaktere Bauweise möglich wird, da keine komplexen Hilfssysteme benötigt werden und auch kein Recycling der Lauge stattfinden muss (International Energy Agency, 2019). Durch die vereinfachte Verfahrenstechnik kommt es zudem seltener zu Standzeiten durch Überholung (Sterner & Stadler, 2017, 364). Schließlich ist es von Vorteil, dass der Wasserstoff bereits auf höherem Druckniveau vorliegt und nicht anschließend eine energieintensive Kompression erfolgen muss. Bei 30 bar wird eine direkte Einspeisung in Niedrigdruckspeicher möglich. In Zukunft sollen Elektrolyseure mit bis zu 110 bar konstruiert werden (NOW GmbH, 2018, 37).

Die Nachteile der Technologie liegen im Bedarf nach kritischen Rohstoffen für die Membrane Electrode Assembly (MEA), für welche die Versorgungssicherheit nicht gegeben ist und für die hohe Kosten auftreten können (Kiemel et al., 2021, 9922). Außerdem sind noch keine Recycling-Konzepte für die Membran bekannt (Kiemel et al., 2021, 9922). Aufgrund der niedrigeren Technologiereife und dem Rohstoffbedarf liegen auch die Investitionskosten noch vergleichsweise hoch (NOW GmbH, 2018, 36).

5.4 Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)

Tabelle 3: Überblick HTEL

Überblick HTEL Elektrolyse		
TRL 1-9	4 – 6	
Wirkungsgrad (derzeit)	80 – 82 (Heizwert)	%
Druck	1	bar
Betriebstemperatur	700 – 1.000	°C
Investitionskosten heute	2.500 – 5.600	€/kW
Investitionskosten 2050	270 – 1.000	€/kW
Kritische Rohstoffe	Platin, Kobalt, Lanthan, Yttrium, Seltene Erden	
Kaltstartzeit	600	Min
Stromdichte	0,2 – 0,4	A/cm²
Stack-Lebensdauer	13.000 – 20.000	h

Quellen: (Matthes et al.); (IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019); (NOW GmbH, 2018); (International Energy Agency, 2019); (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020); (SRU, 2021); (Reiter & Zauner, 2017)

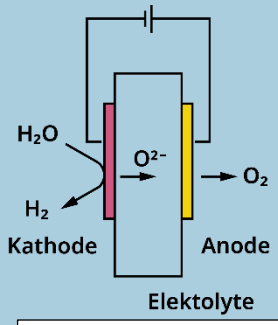

Abbildung: HTEL nach Smolinka et al., 2011

5.4.2 Technologie-Profil HTEL

Die Hochtemperaturelektrolyse weist mit einem TRL zwischen 4 und 6 (Matthes et al.) den geringsten Entwicklungsstand der Elektrolysetechnogien auf. Dennoch gibt es ein hohes Entwicklungspotential, da die höchsten Wirkungsgrade von den hier vorgestellten Elektrolyseuren erreicht werden können. Der Elektrolyseur wird auch als Feststoffoxid-Elektrolyse bezeichnet (Technische Universität Darmstadt et al., 2020, 3). Es wird anstelle von flüssigem Wasser, destillierter Wasserdampf mit einer Temperatur von 700-1.000 °C gespalten (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020, 11).

Der Wirkungsgrad liegt heute heizwertbezogen bei 80 bis 82 %, sofern Abwärme gratis zur Verfügung steht (NOW GmbH, 2018, 36). Würde die Wärme nicht für die HTEL zur Verfügung gestellt, sinkt ihr Wirkungsgrad durch den zusätzlichen Energieaufwand auf 65 % (Dena, 2017, 17). Würden die Verluste übriger Systemkomponenten nicht betrachtet, könnte ein maximaler, rein elektrischer Stackwirkungsgrad von 97 % erzielt werden (NOW GmbH, 2018, 187). Kann das nötige Temperaturniveau nicht durch Abwärme bereitgestellt werden, kann der Wirkungsgrad durch den zusätzlichen Energieaufwand auf 65 % absinken (Dena, 2017, 17). Langfristig wird bei frei nutzbarer Abwärme für die Erhitzung des Wasserdampfes ein Wirkungsgrad von bis zu 90 % erwartet (International Energy Agency, 2019, 45). Bisher gibt es nur wenige Pilot-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 200 kW (Technische Universität Darmstadt et al., 2020, 8). Die Stromdichte ist niedriger als bei der PEM-Elektrolyse und etwa gleich wie die der Alkali-Elektrolyse mit 0,2 und 0,4 A/cm^2(IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019, 26).

Die Investitionskosten können aufgrund der geringen Erfahrungswerte nur ungenau angegeben werden, ein Durchschnittswert von 2.500 €/kW bis zu 5.600 €/kW kann jedoch in einigen Quellen ausgemacht werden (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020, 12) (NOW GmbH, 2018, 48) (Technische Universität Darmstadt et al., 2020, 29) (International Energy Agency, 2019). Für die Zukunft wird von stark fallenden Preisen, im Rahmen von 270 bis 1.000 €/kW, ausgegangen (Technische Universität Darmstadt et al., 2020, 29). Die Lebensdauer des Stacks beträgt zurzeit ca. 13.000 – 20.000 Stunden, für das übrige System wird von 20 Betriebsjahren ausgegangen (IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019, 26) (NOW GmbH, 2018, 41) (Schmidt, 2020).

Die Materialien der Hochtemperaturelektrolyseure müssen besondere Temperaturfestigkeit und mechanische sowie chemische Stabilität aufweisen (Reiter & Zauner, 2017, 7). Die Kathode wird aus Platin, Nickel-Komposit oder Kobalt aufgebaut, während die Anode aus perowskitischen Mischoxiden mit Lanthan-Anteil besteht. Lanthan zählt zu den leichten seltenen Erden. Ebenso wird auch der feste Elektrolyt mit seltenen Erden dotiert. Die gesamte Rahmenkonstruktion wird in Edelstahl umgesetzt, für die Interkonnektoren wird LaCRO3 oder YcrO3 verwendet (Reiter & Zauner, 2017). Im Vergleich zu den anderen Elektrolysetechnologien fällt auf, dass einerseits aufgrund der hohen Temperaturen keine Edelmetalle für die Katalysatoren benötigt werden, andererseits jedoch der höchste Bedarf nach anderen kritischen Rohstoffen besteht (Reiter & Zauner, 2017, 8).

5.4.3 Vor- und Nachteile HTEL

Besonders geeignet ist das Verfahren zur Nutzung vorhandener Abwärme aus industriellen Prozessen, dann sind sehr hohe Systemwirkungsgrade erreichbar (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020, 11).

Das für Hochtemperaturelektrolyse nutzbare Abwärmepotential in Deutschland wurde in der Studie „IndWEDe“ der NOW GmbH für das Jahr 2017 mit 74 TWh berechnet (NOW GmbH, 2018, 63). Alternativ könnten auch konzentrierende Solarthermieanlagen das nötige Temperaturniveau bereitstellen. Potentiale liegen zukünftig auch im möglichen Hochdruckbetrieb oder der gekoppelten Synthesegaserzeugung (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020, 13). Diese Ko-Elektrolyse und der Umkehrbetrieb als Brennstoffzelle sind Alleinstellungsmerkmale der Hochtemperaturelektrolyse unter den Elektrolyseverfahren (International Energy Agency, 2019, 44).

Die Feststoffoxid-Elektrolyse ist träger als die AEL und PEMEL und benötigt mehrere Stunden zum Anfahren (NOW GmbH, 2018, 38). In Zukunft soll jedoch eine Verkürzung der Anfahrtszeit auf 30 min möglich sein (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., 2020). Die Regelbarkeit kann aufgrund der geringen Erfahrungswerte noch nicht richtig eingeschätzt werden. Lastwechsel und Anfahrprozesse verursachen Druckschwankungen (IPP ESN Power Engineering GmbH, 2019, 24) und unterschiedliche Temperaturniveaus im Stack, die mechanische Spannungen im Feststoffelektrolyt zur Folge haben (Smolinka, Günther & Garche, 2011). Aktuell ist die Hochtemperaturelektrolyse wenig flexibel und daher nicht für eine dynamische Fahrweise geeignet (Smolinka, Günther & Garche, 2011, 17). Weitere Nachteile, die sich aus dem hohen Temperaturniveau ergeben, sind die geringe Langzeitstabilität der Komponenten und geringe Zyklenfestigkeit (Matthes et al.). Insbesondere der Feststoffelektrolyt verliert nach 1.000 Betriebsstunden stark an Leitfähigkeit und die Elektroden lösen sich vom Elektrolyten, was in 3 bis 5 Prozentpunkten Wirkungsgradverlust resultiert (Technische Universität Darmstadt et al., 2020, 11). Aktuell stellen außerdem die hohen Investitionskosten eine Hürde zum verbreiteten Einsatz dar (International Energy Agency, 2019, 44). Schließlich muss auch der Bedarf nach seltenen Erden kritisch hinterfragt werden (Smolinka, Günther & Garche, 2011), bzw. geeignete Konzepte zum Recycling bei der Anlagenentwicklung entwickelt werden.

5.5 Vergleich der Elektrolysetechnologien

In Tabelle 4 sind die wichtigsten Parameter aus den einzelnen Kapiteln der Elektrolyseure vergleichend dargestellt. Es wird deutlich, dass die Hochtemperaturelektrolyse aufgrund des niedrigen Technologiereifegrads (TRL) sowie der hohen Investitionskosten (>2.500 €/kW) derzeit eher in Pilot- und Forschungsprojekten Anwendung findet als in Multimegawattprojekten. Dennoch stellt die Hochtemperaturelektrolyse eine vielversprechende Technologieoption für die Zukunft dar, zum einen durch erwartete zukünftig stark rückläufige Investitionskosten, zum anderen durch den sehr hohen Wirkungsgrad, der sich insbesondere bei der Nutzung von vorhandener Abwärme aus anderen Prozessen erzielen lässt. Somit wäre die Hochtemperaturelektrolyse besonders interessant um z.B. an Industriestandorten mit hohem Wärmepotential niedrige Wasserstoffgestehungskosten zu ermöglichen (Technische Universität Darmstadt et al., 2020, 37).

Für die Gegenwart sind die alkalische- und PEM-Elektrolyse die vorteilhafteren Wasserstofferzeugungstechnologien, welche in Multimegawattanlagen eingesetzt werden können, um Wasserstoff in industriellem Maßstab zu produzieren.

Die Alkalische Elektrolyse hat dabei einen noch höheren TRL als die PEM-Elektrolyse und ist somit technologisch reifer, was sich z. B. in der längeren Lebensdauer und den

niedrigeren Investitionskosten widerspiegelt. Außerdem ist der Wirkungsgrad der alkalischen Elektrolyse höher, was zu einem niedrigeren Stromverbrauch bei gleicher Wasserstofferzeugungsmenge führt.

Für die PEM-Elektrolyse werden die Investitionskosten in den nächsten Jahren vermutlich auf ein vergleichbares Niveau sinken wie für die Alkalische Elektrolyse. Langfristig erscheint es möglich, dass sowohl die alkalische als auch die PEM-Elektrolyse einen Wirkungsgrad um die 80 % (ohne Abwärmenutzung) erreichen werden (Dena, 2017, 17).

Tabelle 4: Vergleich der Elektrolysetechnologien

Vergleich der Technologien			
	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	Hochtemperaturelektrolyse
TRL	9	6 – 8	4 – 6
Effizienz (bezogen auf den Heizwert) [%]	65 – 68	61 – 64	80 – 82*
Betriebsdruck [bar]	1 – 30	1 – 50	1
CAPEX (heute) [€/kW]	430 – 1.400	950 – 1.800	2.500 – 5.600
CAPEX (2050) [€/kW]	170 – 610	300 – 700	270 – 1.000
Kritische Rohstoffe	Wolfram, Kobalt und Platinmetalle	Platinmetalle (Platin, Ruthenium, Iridium)	Platin, Kobalt, Lanthan, Yttrium, Seltene Erden
Kaltstartzeit [min]	50	15	600
Temperatur [°C]	40 – 90	50 – 80	700 – 1.000
Stromdichte [A/cm2]	0,2 – 0,4	0,002 – 1,8	0,2 – 0,4
Lebensdauer [h]	60.000 – 80.000	40.000 – 80.000	13.000 – 20.000
Vorteile	• Hohe Technologiereife • Wirkungsgrad • Lebensdauer • Geringere Kosten	• Dynamischer Betrieb möglich • Frequenzreserve zum Netzausgleich nutzbar • Überlastbetrieb möglich (0-160%) • Kompakte Bauweise (geringer Platzverbrauch) • Vereinfachte Verfahrenstechnik	• Sehr hoher Wirkungsgrad • Sehr gut integrierbar mit Industrieprozessen
Nachteile	• Unflexibel • Hoher Flächenbedarf	• Bedarf an kritischen Rohstoffen • Hohe Investitionskosten • Vergleichsweise niedriger Wirkungsgrad • Keine Recyclingkonzepte für die Membran	• Niedriger Technologiereifegrad • Geringe Langzeitstabilität der Komponenten • Hohe Investitionskosten • Unflexibler Betrieb • Bedarf an kritischen Rohstoffen

* Es wurde angenommen, dass nutzbar Abwärme zur Verfügung steht. Andernfalls reduziert sich die Effizienz auf ca. 65%.

Der große Vorteil der PEM-Elektrolyse ist die flexiblere Fahrweise, welche sich besonders bei der Kopplung mit fluktuierenden erneuerbaren Energien auszahlt. Außerdem ist durch die höhere Stromdichte eine kompaktere Bauweise möglich, was zu erheblichen Platzeinsparungen führen kann (Fraunhofer ISE, 2021, S. 73–74).

Insgesamt haben alle drei Technologien unterschiedliche Vor- und Nachteile, wobei die

Hochtemperaturelektrolyse bisher am geringsten erprobt ist und noch keine Marktreife vorweist. Von den anderen beiden Verfahren ist die Alkalische Elektrolyse derzeit noch die „state of the art" Technologie. Jedoch wird erwartet, dass die PEM-Elektrolyse in den nächsten Jahren mit der Alkalischen Elektrolyse in Bezug auf TRL, Preis und Effizienz vergleichbar sein wird (Fraunhofer ISE, 2021, S. 73–74).

6 Technologie- und Marktentwicklung

Die derzeitigen Kosten von Elektrolyseuren hängen von der gewählten Elektrolysetechnologie und der Anlagenleistung ab. Vor allem in den Jahren seit 2018 sind die Investitionskosten für die PEM-Elektrolyse stark zurückgegangen, im Jahr 2018 lagen die spezifischen Investitionskosten noch bei knapp 1.500 €/kW, wohingegen die Kosten der alkalischen Elektrolyse im gleichen Zeitraum weitgehend unverändert geblieben sind. Für die Hochtemperaturelektrolyse sind die derzeitigen Investitionskosten im Vergleich zu den anderen beiden Elektrolysetechnologien mit >2.500 €/kW nach wie vor sehr hoch. Bis 2030 könnten die Investitionskosten der Hochtemperaturelektrolyse aber stark reduziert werden auf bis zu 500 €/kW. Eine Darstellung der erwarteten Kostenentwicklung über den Zeitraum befindet sich im V.D. Die erwarteten hohen Kostensenkungen der HTEL lassen sich durch den aktuell vergleichsweise niedrigeren TRL von 4 – 6 erklären, sodass bis zur Marktreife noch große Einsparpotentiale zu erwarten sind. Bis 2050 könnten die Kosten sogar auf 270 €/kW sinken (NOW GmbH, 2018, 175).

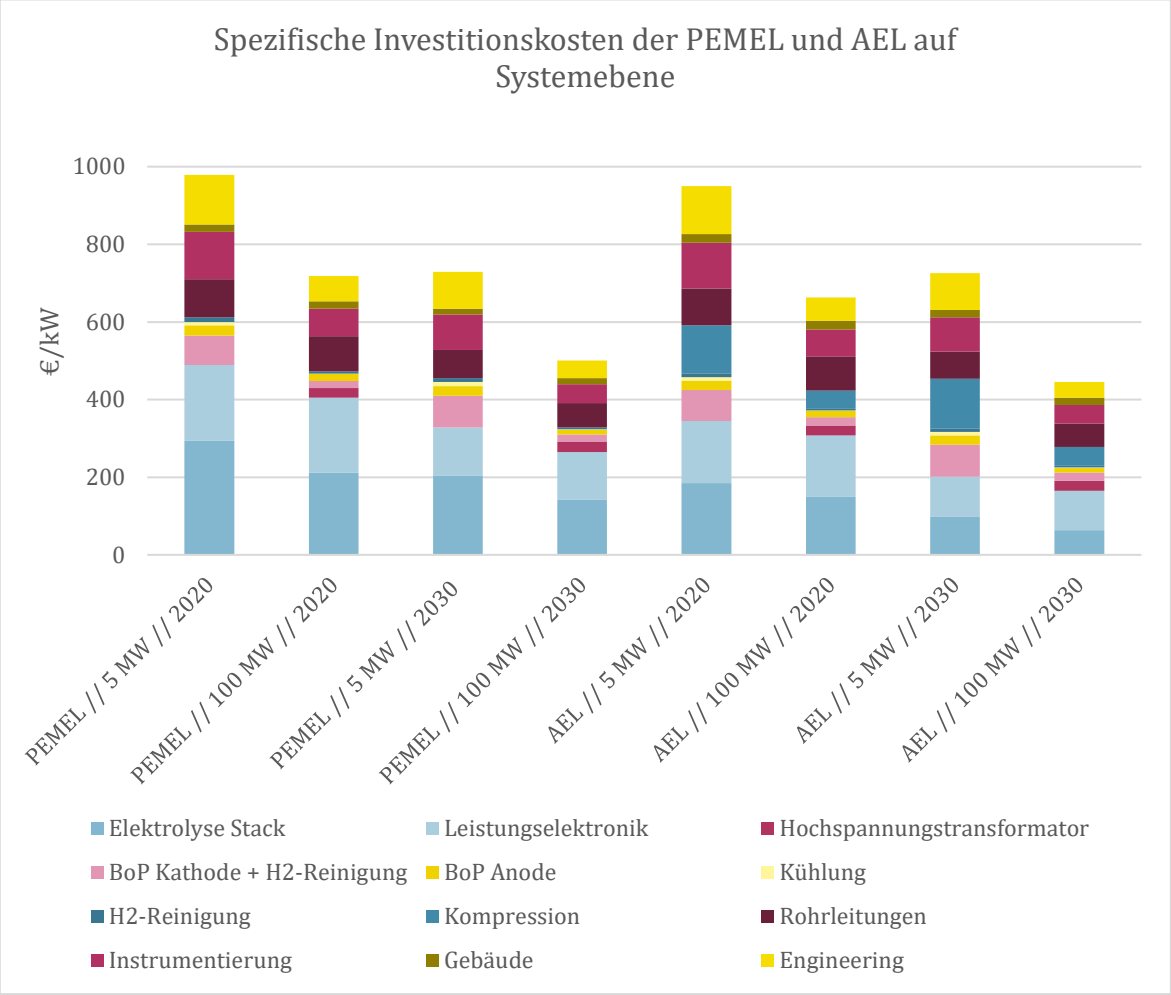

Abbildung 8: Kostenanalyse für PEM und alkalische Elektrolyseanlagen, Quelle: Fraunhofer ISE, 2021

In Abbildung 8 werden die gesamten spezifischen Investitionskosten der PEMEL und AEL auf Systemebene gezeigt und die Kostenanteile für Komponenten und Peripherie genauer aufschlüsselt. Vergleicht man die gesamten spezifischen Systemkosten (€/kW) der PEMEL für 5 MW in 2020 mit den erwarteten Systemkosten für 100 MW in 2030, so halbieren sich die spezifischen Systemkosten (€/kW) beinahe. Der Grund für die Kostensenkungen sind vor allem erwartete Skaleneffekte bei den wesentlichen Anlagenkomponenten. Lediglich die spezifischen Kosten für Leistungselektronik und Verrohrung bleiben mit steigender Anlagenleistung nahezu konstant. Auch führen Effizienzvorteile beim Engineering-Aufwand dazu, dass die Kosten weiter sinken (Fraunhofer ISE, 2021) .

7 Wasserstoffgestehungskosten

7.1 Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten

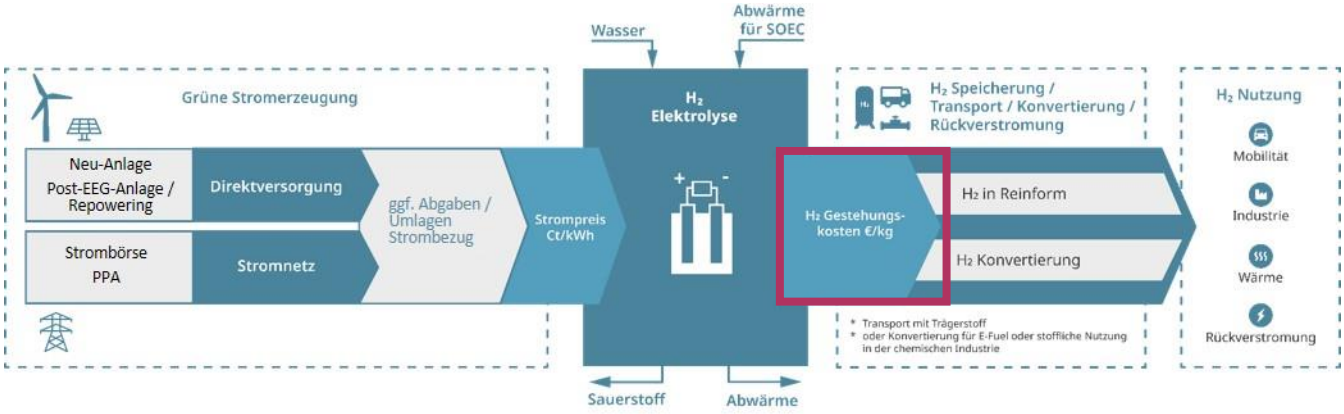

Abbildung 9: Wertschöpfungskette Wasserstoff - Wasserstoffgestehungskosten

Für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten (WGK) wurde im Folgenden der Ansatz der Levelized cost of Energy genommen. Dabei werden alle entstehenden Kosten der Elektrolyse, inklusive Zinskosten, durch die erzeugte Menge Energie (hier Wasserstoff) geteilt. Diese Art der Berechnung ist insofern von Vorteil, da mit ihr die durchschnittlichen Kosten pro Ausbringungseinheit in €/kWh so ermittelt werden, dass verschiedene und gleiche Formen von Energie und Energiespeichern vereinfachend verglichen werden können. In Gleichung [1] ist die Formel zur Berechnung der WGK definiert. Mit dieser Formel können verschiedenen Wasserstoffgestehungskosten für unterschiedliche Elektrolysetechnologien und Szenarien berechnet werden (McDonagh et al., 2018, 448). Die genaue Menge des produzierten Wasserstoffes wird durch die Multiplikation der Elektrolyseleistung mit den Volllaststunden und dem Wirkungsgrad berechnet. Je nach gewählter Elektrolyseleistung, Elektrolysetechnologie, Volllaststunden der Anlage, spezifischen CAPEX-Kosten und Strombezugskosten, sowie verschiedenen OPEX-Kostenannahmen, Zinsen und Laufzeit setzen sich die Wasserstoffgestehungskosten unterschiedlich zusammen (Fraunhofer ISE, 2021, 48).

$$[1]\ WGK = \frac{CAPEX_{ges} * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n} + OPEX_{ges} + SK_{ges}}{Produzierter\ H_2\ pro\ Jahr}$$

WGK	Wasserstoffgestehungskosten in [€/kWh]
$CAPEX_{ges}$	gesamte Investitionskosten) in [€/Jahr]
i	kalkulatorischer Zinssatz in [%]
n	Abschreibungsperiode, Systemlebensdauer in [Jahren]
$OPEX_{ges}$	jährliche gesamte Betriebs und Instandhaltungskosten in [€/Jahr]
SK_{ges}	gesamte jährliche Stromkosten in [€/Jahr], durch diese Rechnung ergeben sich die Wasserstoffgestehungskosten in Euro pro kWh, die folgenden Berechnungen werden aber in den geläufigeren €/MWh angegeben. Die Formeln zur Berechnung der einzelnen Parameter sind im V.C zu finden.

7.2 Wasserstoffgestehungskosten im Technologie-Vergleich

In Abbildung 10 sind sechs verschiedene Szenarien für die Wasserstoffgestehungskosten der AEL, PEMEL und HTEL dargestellt. Die beiden Szenarien für die gleiche Technologie unterscheiden sich nur in Bezug auf die angenommenen CAPEX-Kosten. Alle Szenarien berücksichtigen darüber hinaus dieselben Bedingungen, was die variablen Parameter angeht. Der Strompreis (130 €/MWh) entspricht der Strompreisbremse (Bundesregierung, 2023), die Volllaststunden pro Jahr betragen 3.500 h, die installierte Leistung 5 MW, der OPEX 4 % vom CAPEX, die Zinsen 5 % und der Balance of Plant (BoP)-Faktor 15 % (siehe V.C) sind gleich gewählt. Es unterscheiden sich nur die technologiespezifischen Parameter wie der CAPEX und der Wirkungsgrad. Zu den in Tabelle 4 aufgelisteten CAPEX-Kosten wurden jeweils 50% der Kosten hinzugerechnet, um zusätzliche Investitionskosten, wie Netzanschluss- und Baunebenkosten, zu berücksichtigen.

Es wird deutlich, dass Wasserstoff mit der AEL im Vergleich mit den anderen Elektrolysetechnologien unter diesen Bedingungen zu Gestehungskosten von 7,94 €/kgH_2 und 10,14 €/kgH_2 im Durchschnitt am günstigsten produziert werden kann. Dies liegt an dem niedrigeren CAPEX und an dem höheren Wirkungsgrad im Vergleich zur PEMEL. Die HTEL hat zwar den höchsten Wirkungsgrad, sofern nutzbare Abwärme zur Verfügung steht, jedoch derzeit noch die höchsten Investitionskosten. Die Wasserstoffgestehungskosten der PEM-Elektrolyse liegen zwischen 10,00 €/kgH_2 und 11,95 €/kgH_2 und die der HTEL zwischen 11,73 €/kgH_2 und 17,53 €/kgH_2.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass unter den genannten Annahmen Wasserstoff derzeit am günstigsten mit der AEL produziert werden kann, jedoch hat die PEMEL wie bereits zuvor erwähnt (vgl. 5.5) den Vorteil der flexibleren Fahrweise. Diese flexible Fahrweise ist nicht nur in Kombination mit erneuerbaren Energien ein wichtiger Vorteil, sondern ebenfalls aus Sicht einer notwendigen Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren im gesamten Energiesystem.

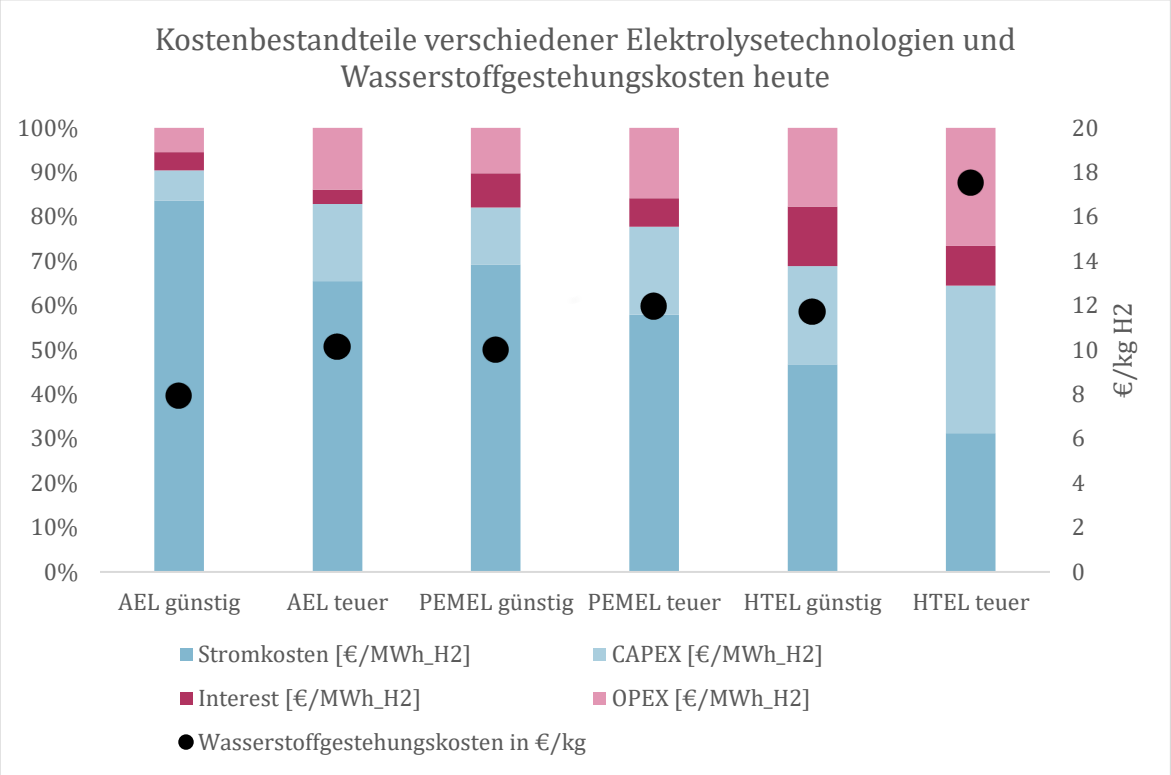

Abbildung 10: Vergleich der drei Elektrolysetechnologien Heute, unter den Annahmen: 130 €/MWh Stromkosten, 3.500 VLS, 5 MW installierter Leistung, OPEX = 4 % CAPEX-Kosten, 5% Zinsen und 15% BoP. Die Szenarien „günstig" beinhalten die unteren Werte der in Tabelle 4 aufgelisteten CAPEX-Kosten und die Szenarien „teuer" beinhalten die oberen Werte der CAPEX-Kosten. Außerdem wurden zu den in Tabelle 4 aufgelisteten CAPEX-Kosten jeweils 50% draufgeschlagen, um zusätzliche Investitionskosten, wie Netzanschluss- oder Baunebenkosten, zu berücksichtigen

7.3 Sensitivitätsanalyse

7.3.1 Untersuchung der Einflussfaktoren

Um den Einfluss der verschiedenen Parameter noch genauer zu betrachten, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei wurde ein Basisszenario festgelegt und daraufhin für fünf verschiedene Parameter der angenommene Wert um 25 Prozent erhöht bzw. gesenkt. In die Sensitivitätsanalyse wurden die Stromkosten, die CAPEX-Kosten, die Volllaststunden der Elektrolyse, die OPEX-Kosten und die Zinsen mit einbezogen. Für die gesamten Berechnungen wurde eine Alkalische Elektrolyse mit einer Leistung von 5 MW und einem Wirkungsgrad von 4,6 kWh/Nm^3_{H2} (ergibt 65,22 % bezogen auf den Heizwert) angenommen. Die angenommenen Daten für die Volllaststunden basieren auf der Summe von durchschnittlichen Werten von Wind- und PV-Volllaststunden in Norddeutschland (BDEW, 2022; Statista, 2021). Der angenommene Strompreis von 130 €/MWh entspricht der Strompreisbremse der Bundesregierung Deutschland, welche im Jahr 2023 galt (Bundesregierung, 2023), die weiteren Annahmen sind Werte aus der Literatur. Die Werte für die Sensitivitätsanalyse sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Annahmen zur Berechnung von Wasserstoffgestehungskosten in der Sensitivitätsanalyse

Technologie AEL	*Szenario1*	*Szenario 2*	*Szenario 3*	*Szenario 4*	*Szenario 5*
Zinsen [%](McDonagh et al., 2018, 449)	*6+-25 %*	*6*	*6*	*6*	*6*
OPEX [%/CAPEX/a] (Schimek et al., 2021, 49)	*4*	*4+-25 %*	*4*	*4*	*4*
CAPEX [€/kW] (Fraunhofer ISE, 2021)	*940*	*940*	*940 ± 25 %*	*940*	*940*
Volllaststunden (BDEW, 2022; Statista, 2021) [h/a]	*3500*	*3500*	*3500*	*3500+- 25 %*	*3500*
Strompreis [€/MWh] (Strompreisbremse für Industrie) (Bundesregierung, 2023)	*130*	*130*	*130*	*130*	*130+- 25 %*
Anlagengröße 5 MW, Wirkungsgrad 4,6 kWh/Nm³ (NOW GmbH, 2018), Laufzeit 20 Jahre (NOW GmbH, 2018, 41), BoP 15 % (McDonagh et al., 2018, 450)					

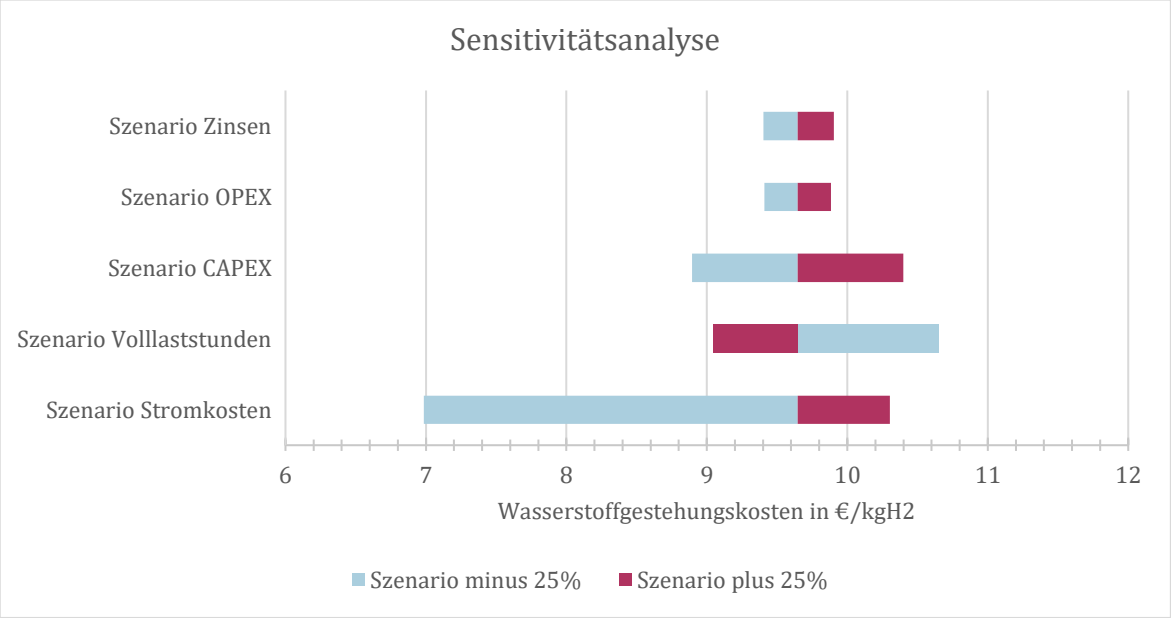

Abbildung 11: Sensitivitätsanalyse der Wasserstoffgestehungskosten

Aus der Sensitivitätsanalyse in Abbildung 11 lässt sich erkennen, dass eine Variation der Strombezugskosten um +-25 % den mit Abstand größten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten hat. Demnach sinken die Wasserstoffgestehungskosten bei einer Reduktion der Stromkosten von 25 % von 9,65 €/kgH_2[9] auf 6,98 €/kgH_2. Den zweitgrößten Einflussfaktor stellen die Volllaststunden dar, in der Abbildung sind die Farben umgedreht, wobei geringere Volllaststunden zu höheren Wasserstofferzeugungskosten führen. Den drittgrößten Einfluss haben demnach die CAPEX-Kosten, werden diese um +-25 % variiert, so steigen die Wasserstoffgestehungskosten auf 10,40 €/kgH_2 oder sinken auf 8,89 €/kgH_2.

In Tabelle 6 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse nochmal genau aufgeschlüsselt.

[9] Annahme für die Umrechnung: 1kg H2 entspricht 33 kWh

Tabelle 6: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

	Minimum -25 % [€/kg$_{H2}$]	Maximum +25 % [€/kg$_{H2}$]
Basisszenario (9,65 €/kgH_2)		
Szenario Strompreis	6,98	10,30
Szenario Volllaststunden	10,65	9,04
Szenario CAPEX	8,89	10,40
Szenario OPEX	9,41	9,88
Szenario Zinsen	9,40	9,90

7.3.2 Strompreisvariationen

Tabelle 7 stellt unterschiedliche Strompreisvariationen von der Strompreisbremse mit 13 Cent/kWh, einem günstigeren Strompreis von 6 Cent/kWh und einem fiktiven Strompreis von 3 Cent/kWh dar. Die drei Elektrolysetechnologien sind dabei grundsätzlich mit denselben Annahmen wie in den vorherigen Szenarien hinterlegt, die Anlagengröße beträgt 5 MW und es werden jeweils zwei verschiedene Sensitivitäten der Volllaststunden von 3500 h/Jahr und 8000 h/Jahr berechnet.

Tabelle 7: Variation von Strompreisen und Volllaststunden für die Wasserstoffgestehungskosten in €/kgH_2

Angaben in €/kgH_2	PEMEL		AEL		HTEL	
Sensitivität VLH	3.500 VLH/a	8.000 VLH/a	3.500 VLH/a	8.000 VLH/a	3.500 VLH/a	8.000 VLH/a
13 Cent/kWh	10,00 – 11,95	8,27 – 9,13	7,94 – 10,14	7,21 – 8,17	11,73 – 17,53	8,22 – 10,75
6 Cent/kWh	6,28 – 8,23	4,54 – 5,40	4,36 – 6,56	3,63 – 4,59	8,78 – 14,58	5,26 – 7,80
3 Cent/kWh	4,68 – 6,63	2,95 – 3,80	2,83 – 5,03	2,10 – 3,06	7,51 – 13,31	4,00 – 6,54
Annahmen: Zinsen 5 %, OPEX 4 %/Capex, 5 MW Anlagengröße						

Es zeigt sich, dass sich insbesondere bei der AEL, aber auch bei der PEMEL attraktive Wasserstoffgestehungskosten von 3,63 €/kgH_2 bis 5,40 €/kgH_2 erreichen lassen, wenn die Volllaststunden 8000 h/a betragen und der Strompreis mit 6 Cent/kWh angenommen wird.

Mit einem fiktiven Strompreis von 3 Cent/kWh könnten bereits heutzutage sehr günstige und zu grauem Wasserstoff wettbewerbsfähige Wasserstoffgestehungskosten erreicht werden. Mit der HTEL ließen sich bei hohen Volllaststunden und einem günstigen Strompreis ebenfalls niedrigere Kosten erzielen, zu beachten ist die zusätzlich benötigte Wärme für die HTEL. Auch macht eine Betriebsweise mit weniger Volllaststunden für die vergleichsweise träge HTEL weniger Sinn, was sich auch in den Gestehungskosten widerspiegelt.

7.3.3 H2 Gestehungskosten in der Zukunft

In Abbildung 12 sind die erwarteten Wasserstoffgestehungskosten für die AEL, die PEMEL und die HTEL für heute, 2030 und 2050 unter der Annahme fallender CAPEX berechnet. Es

wurden für die Berechnung ansonsten dieselben Berechnungsparameter für jeweils 5 MW Elektrolyseure (siehe auch Abbildung 10) gewählt.

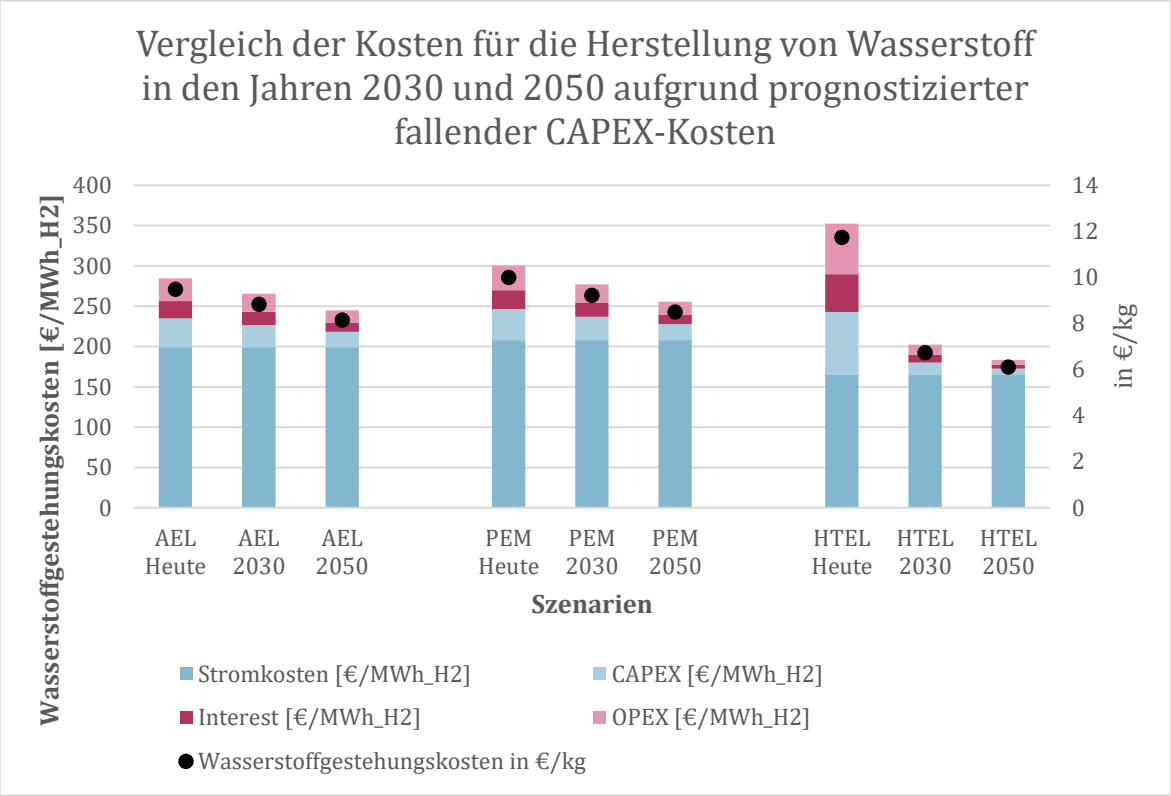

Abbildung 12: Vergleich der Kosten für die Herstellung von Wasserstoff in den Jahren 2030 und 2050 aufgrund prognostizierter fallender CAPEX-Kosten, unter den Annahmen: 130 €/MWh Stromkosten, 3.500 VLS, 5 MW installierter Leistung, OPEX = 4 % CAPEX-Kosten, 5% Zinsen und 15% BoP. Die Werte der CAPEX-Kosten sind in Tabelle 8 aufgelistet. Außerdem wurden zu den in Tabelle 4 aufgelisteten CAPEX-Kosten jeweils 50% draufgeschlagen, um zusätzliche Investitionskosten, wie Netzanschluss- oder Baunebenkosten, zu berücksichtigen.

In Tabelle 8 sind die unterschiedlichen CAPEX-Kosten dargestellt.

Tabelle 8: Gewählte CAPEX-Kosten in €/kW für die Berechnungen

	Heute	2030	2050
AEL	940	726	500
PEMEL	975	729	500
HTEL	2500	500	250
(Fraunhofer ISE, 2021, 79) (NOW GmbH, 2018, 175)			

Die in der Tabelle angegebenen CAPEX-Kosten beinhalten die reinen Investitionskosten. In den Berechnungen zu den Wasserstoffgestehungskosten wurden zusätzlich 50% der angegebenen CAPEX-Kosten hinzugerechnet, um beispielsweise Netzanschluss- oder andere Baunebenkosten zu berücksichtigen. Durch die unterstellten zukünftig rückläufigen CAPEX-Kosten werden die resultierenden Wasserstoffgestehungskosten geringer. Jedoch wird deutlich, dass allein sinkende CAPEX-Kosten nicht ausreichen werden, um attraktive Wasserstoffgestehungskosten zu erreichen. Wie in Abbildung 2 zu sehen ist, ist der Anteil des CAPEX an den gesamten Kosten vergleichsweise gering. Der Strompreis spielt daher auch in Zukunft eine entscheidende

Rolle, um die Kosten der Wasserstoffproduktion nachhaltig zu reduzieren.

8 Neue Geschäftsmodelle

Nur wenn sich aus der Herstellung von grünem Wasserstoff ein tragbares Geschäftsmodell entwickeln lässt, kann der angestrebte Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft umgesetzt und die damit verbundenen Klimaziele erreicht werden. Von der Erzeugung des grünen Stroms bis zur letztendlichen Verwendung des grünen Wasserstoffes wird es, sofern die Wirtschaftlichkeit gegeben ist, zahlreiche Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle oder die Weiterentwicklung bereits bestehender Geschäftsmodelle geben.

Anhand der Wertschöpfungskette lassen sich bereits heute einige Geschäftsmodelle und auch Multi-Use Geschäftsmodelle bzw. Nutzungskonzepte im Rahmen der grünen Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse ableiten. Einige dieser Möglichkeiten werden im folgendem aufgeführt, unterteilt in spezielle Geschäftsmodelle (GM) für Elektrolyseurbetreiber und Elektrolyseurhersteller.

Elektrolyseurbetreiber:

- Möglichkeit für Elektrolyseurbetreiber durch netzdienliche Fahrweise und Rückverstromung am Regelenergiemarkt teilzunehmen
- GM durch Nutzungskonzepte der Nebenprodukte aus der Elektrolyse Sauerstoff und Abwärme
- Den Wasserstoff einer Biogasanlage zuführen und die Methanausbeute erhöhen (Potentiale in Landwirtschaft und Müllverwertung)

Elektrolyseurhersteller:

- GM für Elektrolyseurhersteller durch Entwicklung & Produktion neuer Anlagen (weiterer Technologischer Fortschritt und Kostendegressionen erwartet)
- Recyclingkonzepte für Elektrolyseurbetreiber
- Weiterentwicklung von Wasseraufbereitungssystemen (Pilotprojekte Meerwasseraufbereitung für die Elektrolyse).

9 NRL Insight und Potentiale

Die Arbeitsgruppe 6 (AG 6) des Norddeutschen Reallabors arbeitet an der Wasserstofferzeugung, um damit eine Basis für die regionale Grundversorgung mit grünem Wasserstoff in der Modellregion zu schaffen und lokale Wertschöpfungsketten aufzubauen.

Die Förderpartner HAzwei, Stadtreinigung Hamburg und WEMAG arbeiten dabei insbesondere an der Errichtung von Elektrolyseuren, aber auch an der Bündelung von Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff oder dessen Derivaten.

Die AG-Leitung liegt bei Frau Marks, welche bei der HAzwei GmbH tätig ist. Im Norddeutschen Reallabor hat sich die HAzwei zum Ziel gesetzt, eine Elektrolyseanlage mit einer Leistung von 25 MW im Hamburger Hafengebiet zu realisieren. Dazu gehört auch die Erschließung verschiedener Verbrauchssektoren (insb. Industrie und Mobilität). Die Anlage soll ein zentraler Produktions-Hub von grünem Wasserstoff sein und wachsende Wasserstoffnachfrage im Hamburger Umfeld bedienen. Insgesamt wird mit einer Produktionsmenge von 3100 t/a Wasserstoff gerechnet, welcher ca. 35.900 t CO_2 einspart.

Für die vorliegende Veröffentlichung hat Frau Marks einige Praxiseinschätzungen zu den Chancen und Grenzen von grünem Wasserstoff gegeben:

a. Wie sehen Sie die Rolle von grünem H2 in der Energiewirtschaft?

Unsere zukünftige Energieversorgung wird aus einer Reihe von Energieträgern bestehen, Wasserstoff wird dabei eine Rolle spielen, es wird jedoch kein Wasserstoff-only System oder ein System sein, welches den Fokus ausschließlich auf Wasserstoff legt.

Ich denke, Wasserstoff sollte grundsätzlich nur dort eingesetzt werden, wo es sowohl technisch als auch wirtschaftlich Sinn macht, z.B. für Anwendungen, die nicht elektrifiziert werden können. Anwendungen, die hingegen leicht elektrifiziert werden können, sollten im ersten Schritt nicht mit Wasserstoff betrieben werden, da man durch den „Umweg" aus Strom Wasserstoff herzustellen zum Teil große Wirkungsgradverluste hat.

Mittel- bis langfristig stößt jedoch auch die Elektrifizierung von Anwendungen an ihre Grenzen. Diese Grenzen sind bspw. erreicht, wenn alle Einwohner in Deutschland auf E-Fahrzeuge umsteigen und ein Ausbau des Stromnetzes für die erforderliche Ladeinfrastruktur nicht mehr möglich ist, da eine gewisse kritische Masse erreicht ist. In diesem Fall wird Wasserstoff eine wesentliche Rolle spielen.

Ein weiteres Potential von grünem Wasserstoff kann in der großskaligen Speicherfähigkeit gesehen werden. Da wir derzeit und auch in absehbarer Zukunft keine langfristigen Speichermöglichkeiten von Strom (in elektrischer Form) haben werden, kann Wasserstoff als speicherbares Gas eine wesentliche Rolle spielen. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine vorhandene H2-Infrastruktur.

b. Wo sehen Sie die größten Hürden für die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft? Insbesondere bei Dekarbonisierung der Wasserstofferzeugung?

Die größten Hürden sehe ich in dem fehlenden Rechtsrahmen, sowohl für die Erzeugung als auch für die notwendige Netzinfrastruktur.

Hinzukommt eine mögliche Konkurrenzsituation zwischen der Nutzung des EE-Stroms für die Dekarbonisierung der Stromversorgung oder der Nutzung des EE-Stroms zur Produktion von grünem Wasserstoff. Wir haben in

Deutschland nicht genügend Kapazitäten für den notwendige EE-Ausbau bzw. H2-Ausbau, sodass wir auch in Zukunft auf Importe angewiesen sein werden. Hierbei gibt es u.a. folgende Punkte zu bedenken: 1. Wie gehen wir in Zukunft mit der Abhängigkeit von anderen Ländern um und 2. Wie können wir sicherstellen, dass der H2 in anderen Ländern wirklich grün produziert wird.

c. Wo sehen Sie die größten Chancen für neue Geschäftsmodelle für grünen Wasserstoff?

Die größten Chancen für neue Geschäftsmodelle für grünen Wasserstoff über die bisherigen Industrie- und Mobilitätsanwendungen hinaus sehe ich in der Verknüpfung von H2 mit Stromlösungen, z.B. Kombinationen aus H2-Blockheizkraftwerken und Power-to-Heat-Anlagen für die Wärmeerzeugung.

10 Fazit zur Herstellung von grünem Wasserstoff

Aus den vorrausgegangenen Untersuchungen lässt sich folgendes Fazit ableiten:

Von den untersuchten Elektrolysetechnologien lässt sich mit der AEL derzeit am günstigsten Wasserstoff erzeugen. Dennoch hat die PEMEL durch die Möglichkeit einer flexibleren und damit auch netzdienlichen Fahrweise entscheidende Vorteile in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer, volatiler Energien. Die HTEL hat derzeit noch keine Marktreife erlangt, verspricht aber in Zukunft eine wettbewerbsfähige Technologie mit hohen Wirkungsgraden zu werden. Diese lässt sich aber nur sinnvoll bei gegebener zusätzlicher Wärmebereitstellung an Industriestandorten einsetzen.

Betrachtet man die Umweltschutzeffekte der Elektrolysetechnologien, so fällt auf, dass die HTEL seltene Erden benötigt, die PEMEL Bedarf an kritischen Rohstoffen hat und es noch an Recyclingkonzepten für die Membran fehlt.

Aus der Betrachtung der Marktentwicklung und den Wasserstoffgestehungskosten ergibt sich; Skaleneffekte auf der Zeitachse bis 2050 führen zwar zu deutlich sinkenden CAPEX-Kosten und weiteren technologisch fortschrittlichen Entwicklungen der Elektrolyseure, welche bis 2050 prognostiziert werden, dennoch reichen zukünftig sinkende CAPEX-Kosten allein nicht aus, um grünen Wasserstoff wirtschaftlich zu erzeugen, da der Strompreis der maßgebliche Kostenfaktor ist.

In der nationalen Wasserstoffstrategie wird daher bereits auf die notwendige Befreiung der Elektrolyse von Abgaben & Umlagen hingewiesen, denn die Elektrolyseurbetreiber werden unter der heutigen Regulierung noch wie Letztverbraucher gesehen. Bei Einführung eines vergünstigten Strompreises (z.B. der ehemals diskutierte Industriestrompries) von 6 Cent/kWh für Elektrolyseure könnten die Wasserstoffgestehungskosten fast halbiert werden im Vergleich zu den Wasserstoffgestehungskosten, die sich heute mit einem Preis auf Höhe der ehemaligen Strompreisbremse von 13 Cent/kWh ergeben.

I. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick alkalische Elektrolyse 9
Tabelle 2: Überblick PEMEL 11
Tabelle 3: Überblick HTEL 13
Tabelle 4: Vergleich der Elektrolysetechnologien 16
Tabelle 5: Annahmen zur Berechnung von Wasserstoffgestehungskosten in der Sensitivitätsanalyse 22
Tabelle 6: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse 23
Tabelle 7: Variation von Strompreisen und Volllaststunden für die Wasserstoffgestehungskosten in €/kgH_2 23
Tabelle 8: Gewählte CAPEX-Kosten in €/kW für die Berechnungen 24
Tabelle 9: Überblick Gesamtsystemische Studien VI

II. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Treibhausgasemissionen der einzelnen Sektoren seit 1990 mit Zielen bis 2045.1
Abbildung 2: NRL-Struktur (Stand Januar 2023) 2
Abbildung 3: neue Struktur der NRL-Projektpartner (Stand Dezember 2023) 3
Abbildung 4: Geplante installierte Elektrolyseleistung in Deutschland in GW 4
Abbildung 5: Wertschöpfungskette Wasserstoff - Grüne Stromerzeugung 6
Abbildung 6: Wertschöpfungskette Wasserstoff - Elektrolysetechnologien 8
Abbildung 7: Komponenten einer Elektrolyseanlage Quelle: Sterner & Stadler, 2017, 361 9
Abbildung 8: Kostenanalyse für PEM und alkalische Elektrolyseanlagen, Quelle: Fraunhofer ISE, 2021 18
Abbildung 9: Wertschöpfungskette Wasserstoff - Wasserstoffgestehungskosten 19
Abbildung 10: Vergleich der drei Elektrolysetechnologien Heute 21
Abbildung 11: Sensitivitätsanalyse der Wasserstoffgestehungskosten 22
Abbildung 12: Vergleich der Kosten für die Herstellung von Wasserstoff in den Jahren 2030 und 2050 24
Abbildung 13: Übersicht über die Strombezugsoptionen für die Herstellung von grünem Wasserstoff, Quelle: FfE, 2023 VI
Abbildung 14: CAPEX-Kosten der drei Elektrolysetechnologien im Vergleich, Quelle: NOW GmbH, 2018, 175 IX

III. Abkürzungsverzeichnis

A/cm^2	Ampere pro Quadratzentimeter
AEL	alkalische Elektrolyse
DA	Delegierter Rechtsakt
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GWh	Gigawattstunden
h	Stunde
H_2	Wasserstoff
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MEA	Membrane Electrode Assembly
MW	Megawatt
NRL	Norddeutsches Reallabor
NWS	nationale Wasserstoffstrategie
PEM	Polymer-Elektolyt-Membran
PEMEL	Polymer-Elektolyt-Membran-Elektrolyse
RED	Renewable Energy Directive
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
SOEC	Solid oxide electrolyzer cell - Festoxid-Elektrolyse
THG	Treibhausgas
TRL	Technologiereifegrad
TWh	Terrawattstunden
VLH	Volllaststunden

IV. Literaturverzeichnis

BDEW (2022) Jahresvolllaststunden 2020/21. Gesamte Elektrizitätswirtschaft; Kraftwerke im Markt. https://www.bdew.de/media/documents/Jahresvolllaststunden_2020_2021_o_online_jaehrlich_Ba_09062022.pdf, abgefragt am 03.01.2023.

BDI; BCG (2021, Hrsg.) Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft.

BMWi (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile.

BMWK (2020) One-Stop-Shop - Wasserstoff: Die Nationale Wasserstoffstrategie. https://www.bmwk.de/Navigation/DE/Wasserstoff/wasserstoffstrategie.html, abgefragt am 06.04.2023.

BMWK (2022a, Hrsg.) Fortschrittsbericht zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/fortschrittsbericht-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1*.

BMWK (2023, Hrsg.) Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9.

Bundesnetzagentur (2022) Überschuss aus dem Fördersystem des EEG im Jahr 2023: Überschuss aus dem Fördersystem des EEG. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20221014_UberschussEEG.html, abgefragt am 14.06.2023.

Bundesregierung (2023) Basisversorgung zu günstigeren Preisen. https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/entlastung-fuer-deutschland/strompreisbremse-2125002, abgefragt am 03.01.2023.

Dena (2017, Hrsg.) Roadmap Power to Gas. Baustein einer Integrierter Energiewende Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9215_Broschuere_Baustein_einer_Integrierten_Energiewende_Roadmap_Power_to_Gas.pdf.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2021, Hrsg.) dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) (2020, Hrsg.) Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende: Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung. https://elib.dlr.de/137796/1/DLR_Wasserstoffstudie_Teil_1_final.pdf.

FfE (2023) Wie ist grüner Wasserstoff laut dem Delegated Act der EU definiert? - FfE. https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-ist-gruener-wasserstoff-laut-dem-delegated-act-der-eu-definiert/, abgefragt am 05.05.2023.

Fraunhofer ISE (2021, Hrsg.) Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems.

Fraunhofer ISI & Consentec GmbH (2021, Hrsg.) Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland:

Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Energieangebot Karlsruhe.

Fraunhofer ISI & Fraunhofer ISE (2019, Hrsg.) Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland.

International Energy Agency (2019, Hrsg.) The Future of Hydrogen Paris. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf.

IPP ESN Power Engineering GmbH (2019, Hrsg.) Potenzialstudie Wasserstoff: Bericht über Ingenieur- und Beratungsleistungen Kiel. https://ee-sh.de/de/dokumente/content/berichte_studien/2019-09-06_Potentialstudie-H2-NF-Endfassung-L-Web.pdf.

Kiemel, Steffen; Smolinka, Tom; Lehner, Franz; Sauer, Alexander; Miehe, Robert; Full, Johannes (2021) Critical materials for water electrolysers at the example of the energy transition in Germany. International Journal of Energy Research 45(7), S. 9914-9935. https://doi.org/10.1002/er.6487, abgefragt am 09.10.2021.

Kopernikus-Projekt Ariadne (2021, Hrsg.) Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich.

Matthes, Felix C. et al, Hrsg. Wasserstoff und strombasierte Kraftstoffe. Fragen und Antworten. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/FAQ-Wasserstoff-PtX-Oeko-Institut.pdf.

McDonagh, Shane; O'Shea, Richard; Wall, David M.; Deane, J. P.; Murphy, Jerry D. (2018) Modelling of a power-to-gas system to predict the levelised cost of energy of an advanced renewable gaseous transport fuel. Applied Energy 215, S. 444-456. DOI:10.1016/j.apenergy.2018.02.019.

NOW GmbH (2018, Hrsg.) Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme Berlin. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf.

Öko-Institut e.V.; Wuppertal Institut; Prognos (2021, Hrsg.) Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann.

Reiter, Gerda; Zauner, Andreas (2017, Hrsg.) Kritische Rohstoffe in der Wasserstoffelektrolyse. https://www.researchgate.net/publication/324107128_Energieinstitut_an_der_JKU_Linz_-_Analyse_Kritischer_Rohstoffe_von_Elektrolyseuren.

RLI (2023) Ein nachhaltiger Weg zu einem erneuerbaren Energiesystem: Einsatz von grünem Wasserstoff und flexibler Elektrolyse. https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/RLI-GPE_Studie_sinnvoller_Wasserstoffeinsatz_und_flexible_Elektrolyse_Update.pdf

Saba, Sayed M.; Müller, Martin; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2018) The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. International Journal of Hydrogen Energy 43(3), S. 1209-1223. DOI:10.1016/j.ijhydene.2017.11.115.

Santos, Diogo M. F.; Sequeira, César A. C.; Figueiredo, José L. (2013) Hydrogen production by alkaline water electrolysis. Quím. Nova 36(8), S. 1176-1193. https://www.researchgate.net/publication/262617097_Hydrogen_production_by_alkaline_water_electrolysis. DOI:10.1590/S0100-40422013000800017, abgefragt am 13.10.2021.

Schimek, Felix; Heimann, Marvin; Wienert, Patrick; Corneille, Marcel; Kuhn, Johannes; Maier, Lena; Schmeding, Thomas; vom Wege, Jan-Hendrik; Rottmann, Fabian; Siegler, David; Dr. Hanno Butsch; Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten; Dr. Martin Robinius; Dr. Thomas Grube (2021, Hrsg.) Gutachten Wasserstofferzeugung und Märkte Schleswig-Holstein. https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/E/energiewende/Downloads/Wasserstoff-Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Schmidt, Thomas (2020) Wasserstofftechnik: Grundlagen, Systeme, Anwendung, Wirtschaft München: Hanser.

Siemens AG (2019, Hrsg.) Wirkungsgrad - Elektrolyse: Whitepaper. https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:a5fa8257-6c71-496f-a324-454241f1df71/version:1626344342/white-paper-effizienz-de.pdf.

Smolinka, Tom; Günther, Martin; Garche, Jürgen (2011, Hrsg.) Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: Kurzfassung des Abschlussberichts. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf.

SRU (2021, Hrsg.) Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse: STELLUNGNAHME | Juni 2021 (No. ISBN 978-3-947370-18-4). https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Statista (2021) Wind-Volllaststunden nach Standorten für WEA in Deutschland 2021. https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/, abgefragt am 03.01.2023.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2017, Hrsg.) Energiespeicher Bedarf Technologien Integration: Springer Vieweg.

Technische Universität Darmstadt et al. (2020, Hrsg.) Bewertung der Hochtemperaturelektrolyse zur Herstellung von grünem Wasserstoff für die Anwendung in der Grundstoffindustrie Karlsruhe. https://www.researchgate.net/publication/346584389_Bewertung_der_Hochtemperaturelektrolyse_zur_Herstellung_von_grunem_Wasserstoff_fur_die_Anwendung_in_der_Grundstoffindustrie.

V. Anhang

A. Tabelle Überblick Gesamtsystemische Studien

Tabelle 9: Überblick Gesamtsystemische Studien

Überblick Gesamtsystemische Studien		2030	2045
(Brutto-) Strombedarf in TWh/a	BDI Klimapfade 2.0 (Netto-Verbrauch)	722	993 (Netto-Verbrauch) (1095 Netto-Erzeugung)
	Langfristszenarien für die Transformation des deutschen Energiesystems (T45-Strom)	763	1296 (Bruttostrom-Verbrauch)
	Langfristszenarien für die Transformation des deutschen Energiesystems (T45-H2)	779	1242
	Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität	698	910 (Bruttostrombedarf)
	Klimaneutrales Deutschland 2045	643	1017 (Bruttostromverbrauch)
	Ariadne Report (Technologie-Mix, REMod)	740	1117
Abgeregelte Leistung in TWh/a	Langfristszenarien für die Transformation des deutschen Energiesystems (T45-Strom)	21	15
	Langfristszenarien für die Transformation des deutschen Energiesystems (T45-H2)	20	13
	Ariadne-Projekt		
Elektrolyseleistung in GW	Klimapfade 2.0	k.A.	k.A.
	Langfristszenarien für die Transformation des deutschen Energiesystems (T45-Strom)	9	58
	Langfristszenarien für die Transformation des deutschen Energiesystems (T45-H2)	11	77
	Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität	5	24
	Klimaneutrales Deutschland 2045	10	50
	Ariadne Report	6-14	12-39
H2-Bedarf in TWh/a	Klimapfade 2.0	43	237
	Langfristszenarien für die Transformation des deutschen Energiesystems (T45-Strom)	27	363
	Langfristszenarien für die Transformation des deutschen Energiesystems (T45-H2)	72	694
	Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität	39	226
	Klimaneutrales Deutschland 2045	63	265
	Ariadne Report	76	376
H2-Importe in TWh/a	Klimapfade 2.0	0	138
	Langfristszenarien für die Transformation des deutschen Energiesystems (T45-Strom)	0	178
	Langfristszenarien für die Transformation des deutschen Energiesystems (T45-H2)	35	422
	Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität	56	398
	Klimaneutrales Deutschland 2045	44	169
	Ariadne Report (Technologie-Mix)	45	195

Quellen:
Klimapfade 2.0 (BDI & BCG, 2021)
Langfristszenarien für die Transformation des deutschen Energiesystems (Fraunhofer ISI & Consentec GmbH, 2021)
Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2021)
Klimaneutrales Deutschland 2045 (Öko-Institut e.V., Wuppertal Institut & prognos, 2021)
Ariadne Report (Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021)

B. Strombezugsoptionen nach DA

Abbildung 13: Übersicht über die Strombezugsoptionen für die Herstellung von grünem Wasserstoff, Quelle: FfE, 2023

C. Wasserstoffgestehungskosten

$$[1]\ \boldsymbol{WGK = \frac{CAPEX_{ges} * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n} + OPEX_{ges} + SK_{ges}}{Produzierter\ H_2\ pro\ Jahr}}$$

$$[2]\ \boldsymbol{Produzierter\ H_2 = P_{Ely} * VLS * \frac{LHV}{\eta_{Ely}}}$$

$$[3]\ \boldsymbol{CAPEX_{ges} = CAPEX_{spez} * P_{Ely} * BoP}$$

WGK	Wasserstoffgestehungskosten in [€/kg]
$CAPEX_{ges}$	gesamte Investitionskosten) in [€/Jahr]
i	kalkulatorischer Zinssatz in [%]
n	Abschreibungsperiode, Systemlebensdauer in [Jahren]
$OPEX_{ges}$	jährliche gesamte Betriebs und Instandhaltungskosten in [€/Jahr]
SK_{spez}	spezifischer Strompreis in [Cent/kWh] bzw. [€/kWh]
SK_{ges}	gesamte jährliche Stromkosten in [€/Jahr]
P_{Ely}	Stackleistung des Elektrolysesystems in [kW]
VLS	Volllaststunden des Elektrolysesystems in [h/a]
LHV	Heizwert von Wasserstoff in [kWh/kg]
BoP	Balance of Plant-Faktor
η_{Ely}	Systemwirkungsgrad des Elektrolysesystems in [%] bezogen auf den *LHV*

Die gesamten CAPEX-Kosten stellen sich, wie in Formel [3] dargestellt, aus dem Produkt vom spezifischen CAPEX (€/kW) der installierten Leistung und dem Balance of Plant (BoP)-Faktor zusammen. Der BoP-Faktor beschreibt dabei den Zuschlag für weitere Komponenten der Anlage, welche nicht direkt bei der Elektrolyse mit einkalkuliert sind. In den vorgenommenen Berechnungen wird der BoP-Faktor wird mit 0,15 angenommen (McDonagh et al., 2018, S. 448–450).

Die operativen Kosten werden pauschal mit einem Prozentwert des CAPEX einbezogen (4 %/CAPEX/a). Die jährliche Abzahlung des CAPEX der Anlage wird mit den jährlichen OPEX-Kosten der Anlage und den jährlichen Stromkosten addiert. Diese Summe wird durch die jährlich produzierte Menge Wasserstoff geteilt. Die genaue Menge des produzierten Wasserstoffes wird durch die Multiplikation der Elektrolyseleistung mit den Volllaststunden und dem Wirkungsgrad berechnet (Gleichung [2]). Durch diese Rechnung ergeben sich die Wasserstoffgestehungskosten bzw. LCOE in Euro pro kWh. Dieser Wert kann mithilfe des Brenn- bzw. Heizwerts in Euro pro Kilogramm Wasserstoff umgerechnet werden

D. CAPEX-Kosten nach NOW GmbH

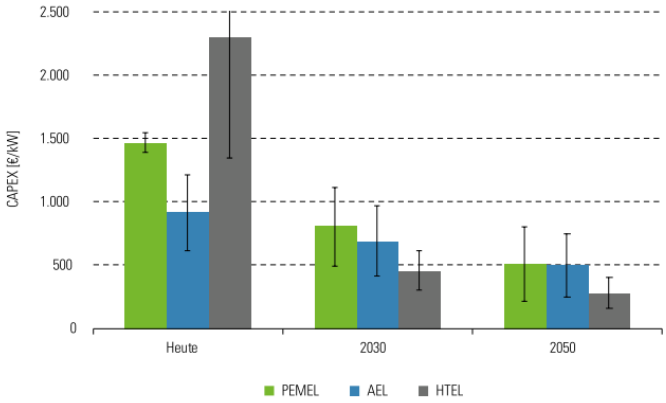

Abbildung 14: CAPEX-Kosten der drei Elektrolysetechnologien im Vergleich, Quelle: NOW GmbH, 2018, 175

Impressum

Verantwortlich

Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho
Leitung Fakultät Wirtschaft & Soziales
Leitung Teilprojekt „Markt- & Geschäftsmodelle“ (NRL AG 5)

CC4E/HAW Hamburg
Berliner Tor 5
20099 Hamburg

E-Mail:
Jens-Eric.vonDuesterlho@haw-hamburg.de

Prof. Dr.-Ing. Torsten Faber
Director Wind Energy Technology Institute der Hochschule Flensburg
Projektleitung an der HS Flensburg für das NRL Teilprojekt „Markt- & Geschäftsmodelle“ (NRL AG 5)

WETI/ Hochschule Flensburg
Nordstraße 2
24937 Flensburg

E-Mail:
faber@hs-flensburg.de

Autor*innen

Lia Maria Lichtenberg (M.Eng.)
Wissenschaftliche Mitarbeiterin an der HS Flensburg für das Teilprojekt „Markt- & Geschäftsmodelle“ (NRL AG 5)

WETI/ Hochschule Flensburg
Nordstraße 2
24937 Flensburg

Max Lüdemann
Studentischer Mitarbeiter NRL AG 5.1 HS Flensburg

Dr. Marina Blohm
wissenschaftliche Mitarbeiterin NRL AG 5.1 HS Flensburg

Unter Mitarbeit von:
Christina Schumacher
Studentische Mitarbeiterin NRL AG 5.1 HS Flensburg

E-Mail:
marina.blohm@hs-flensburg.de

Das WETI der HS-Flensburg

Seit 2010 bringt das Wind Energy Technology Institute (WETI) Bewegung in die Forschung rund um Windenergie und anderen Querschnittsthemen der Energiewende, wie der Sektorenkopplung und Wasserstofferzeugung. Als Stiftungsinstitut wird das WETI aus Mitteln der Hochschule Flensburg, der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EKSH) und einer Gruppe von Unternehmen aus der Windbranche gefördert. Das Team des WETI ist in der Forschung genauso aktiv wie in der Lehre, Kooperationen werden also nicht nur mit der Wirtschaft und Organisationen aus dem Windenergiebereich, sondern auch mit der Europauniversität Flensburg und anderen Hochschulen gepflegt.

Das CC4E

Das Competence Center für Erneuerbare Energien und Energie Effizienz (CC4E) ist eine zentrale wissenschaftliche Einrichtung der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW Hamburg). Entwickelt werden praxisnahe Lösungen für ein breites Spektrum an technologischen, gesellschaftlichen, politischen und wirtschaftlichen Problemstellungen – von der Idee bis zur Umsetzung.

Zum Projekt:

Norddeutsches Reallabor

Das Norddeutsche Reallabor (NRL) ist ein innovatives Verbundprojekt, das neue Wege zur Klimaneutralität aufzeigt. Dazu werden Produktions- und Lebensbereiche mit besonders hohem Energieverbrauch schrittweise defossilisiert – insbesondere in der Industrie, aber auch in der Wärmeversorgung und dem Mobilitätssektor. Hinter dem im April 2021 gestarteten Projekt steht eine wachsende Energiewende-Allianz mit mehr als 50 Partnern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik. Das Großprojekt hat eine Laufzeit von fünf Jahren (04/2021-03/2026). Dabei beträgt das Investitionsvolumen der beteiligten Partner rund 405 Mio. Euro. Als Teil der Förderinitiative „Reallabore der Energiewende“ wird das Projekt mit rund 55 Mio. Euro durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert. Weitere Fördermittel werden durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) bereitgestellt. Das NRL versteht sich als ausbau-fähige Plattform für weitere Projekte.

Telefon: +49 40 428 75-5857
E-Mail: pmo-nrl@haw-hamburg.de
Webseite: www.norddeutsches-reallabor.de
LinkedIn: https://de.linkedin.com/showcase/norddeutsches-reallabor

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages