

Forschungsprojekt
im Studiengang Gebäude- und Energietechnik

**Betrachtung der
Gestehungskosten von grünem
Wasserstoff**

Erfurt, den 15.April 2021

IMPRESSUM

ANALYSE

Betrachtung der Gesteungskosten von grünem Wasserstoff

Erfurt, den 15. April 2021

WISSENSCHAFTLICHE LEITUNG UND ANSPRECHPARTNER

Prof. Dr.-Ing. Konstantin Lenz

AUSARBEITUNG

Daniel Sander

Frank Köhler

HERAUSGEBER

Fachhochschule Erfurt

Fakultät Gebäudetechnik und Informatik

Fachrichtung Gebäude- und Energietechnik

Altonaer Straße 25

99085 Erfurt

Tel.: +49 361/67 00 - 0

Fax: +49 361/67 00 - 703

www.FH-Erfurt.de

Kurzfassung

Im Zuge der Energiewende kommt es in Deutschland zu einem erheblichen politisch geförderten Ausbau erneuerbarer Energien. Diese Energieerzeuger bieten Vorteile, wie die emissionsfreie Energieerzeugung, aber auch Nachteile. Ein Nachteil besteht in der volatilen wetterabhängigen Energieerzeugung. Um diesem Problem zu begegnen werden leistungsfähige Energiespeicher benötigt, welche die Unterschiede zwischen Energieerzeugung und -verbrauch ausgleichen. Eine Möglichkeit elektrische Energie zu speichern ist die Herstellung von Wasserstoff in Elektrolyseuren. Wasserstoff bietet aufgrund seiner Rolle als Speichermedium vielerlei weitere Einsatzmöglichkeiten. Beispiele sind der Einsatz als Brennstoff, in der chemischen Industrie oder im Verkehrssektor. Auf Grundlage dieses großen Nutzprofils wurde in dieser Arbeit ein Modell erstellt, mit dem sich die Gestehungskosten von Wasserstoff in Elektrolyseuren in unterschiedlichen Szenarien berechnen lassen. Das Modell führt dabei auf Grundlage verschiedener Kennwerte eine Investitionskostenrechnung durch, an deren Ende die Gestehungskosten des Wasserstoffs in €/MWh stehen. Betrachtet wurden die drei Elektrolyseurtypen Alkalische Elektrolyse (ALK), Elektrolyse mit Proton- Austausch-Membran (PEM) und die Festoxid-Elektrolysezelle (SOEC). In der Auswertung des Modells wurden mit den drei Elektrolyseurtypen zwei unterschiedliche Szenarien betrachtet. Im ersten Szenario (dem Standardszenario) wurde mit einem Produktionsstart der Elektrolyseure im Jahr 2025 gerechnet. In diesem Szenario ergaben sich für die ALK Vollkosten in Höhe von 102,71 €/MWh, bei der PEM 125,20 €/MWh und bei der SOEC 239,83 €/MWh. Das Standardszenario wurde anschließend einer Sensitivitätsanalyse unterzogen, diese identifizierte den Wirkungsgrad der Elektrolyseure, die Investitionskosten und das in den Strombezugskosten genutzte Wetterszenario als sensitivste Parameter. Aufbauend auf diesen Ergebnissen wurde ein möglichst optimistisches Best Case Szenario für das Jahr 2030 ermittelt. Die Vollkosten der Wasserstoffgestehungskosten betragen in diesem Szenario für die ALK 67,38 €/MWh. Im direkten Vergleich zu anderem Energieträger, wie beispielsweise Erdgas (ca. 15-20 €/MWh), fallen diese Kosten noch sehr hoch aus. Mögliche Optionen, um die Wasserstoffgestehungskosten weiter zu senken sind weitere Förderungen, Forschung und Entwicklung der jeweiligen Technologien oder die Einführung und Ausbau einer CO₂ Bepreisung, um grünen Wasserstoff wettbewerbsfähiger zu machen.

Abstract

In the context of the energy transition, there is a considerable politically supported expansion of renewable energies in Germany. These power units offer advantages, such as emission-free energy generation, but also disadvantages. One disadvantage is the volatile weather-dependent supply. To counteract this problem, powerful energy storage systems are needed to compensate for the differences in energy generation and consumption. One way to store electrical energy is to produce hydrogen in electrolyzers. In addition to its role as a storage medium, hydrogen offers other possible uses. For example as a fuel, in the chemical industry or in the transport sector. On the basis of this large benefit profile, a model was created in this paper that can be used to calculate the production costs of hydrogen in different scenarios. The model carries out an investment cost calculation based on various parameters. At the end of the calculation, the production costs of hydrogen are calculated in €/MWh. The three types of electrolyzer considered are alkaline electrolysis (ALK), electrolysis with proton exchange membrane (PEM) and the solid oxide electrolysis cell (SOEC). In the evaluation of the model, two different scenarios were considered with the three electrolyzer types. In the first scenario (the standard scenario), production of the electrolyzers was expected to start in 2025. This scenario resulted in full costs of 102.71 €/MWh for the ALK, 125.20 €/MWh for the PEM and 239.83 €/MWh for the SOEC. The standard scenario was then tested in a sensitivity analysis, which identified the efficiency of the electrolyzers, the investment costs and the weather scenario used in the electricity procurement costs as the most sensitive parameters. Based on these results, a best-case scenario for the year 2030 was determined. The full hydrogen production costs in this scenario for ALK are 67.38 €/MWh. In direct comparison to other energy sources, such as natural gas (approx. 15 €/MWh), these costs are still very high. Possible options to further reduce the hydrogen production costs are further subsidies, research and development of the respective technologies or the introduction and expansion of a CO₂ price to make green hydrogen more competitive.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	I
Abstract.....	II
Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	V
Formelverzeichnis	VI
Symbolverzeichnis	VII
Indizes.....	VII
Abkürzungen.....	VII
1 Einleitung	1
2 Nationale und internationale Wasserstoffstrategien	2
2.1 Die Nationale Wasserstoffstrategie	2
2.1.1 Nationale Förderprogramme	4
2.2 Hydrogen Roadmap Europe.....	5
3 Nationaler Wasserstoffbedarf	7
4 Wasserstoff Eigenschaften und Besonderheiten	8
5 Wasserstoffproduktion.....	9
5.1 Elektrolyseverfahren	9
5.1.1 Alkalische Elektrolyse	10
5.1.2 Membranelektrolyse.....	12
5.1.3 Hochtemperaturelektrolyseure	13
5.1.4 Elektrolyseurtechnologien im Vergleich.....	15
5.2 Dampfreformierung	18
5.3 Methanpyrolyse.....	19
5.4 Wasserstoff als Nebenprodukt	20
6 Speichertechnologien und Transporttechnologien	21
6.1 Speichertechnologien von Wasserstoff	21
6.2 Transporttechnologien von Wasserstoff	23
7 Modellbildung	25
7.1 Ziele der Modellbildung	25
7.2 Grundlagen zur Modellbildung.....	25
7.2.1 Technisch bedingte Vorgaben.....	26
7.2.2 Ökonomische Parameter.....	26

7.2.3	Preisverläufe	27
7.2.4	Datenvorgaben zur Auswertung	27
7.2.5	Fehlende Datensätze	28
7.3	Modellansätze und Bezugskriterium	28
7.4	Auswertung	31
7.5	Anmerkungen zur Kostenbestimmung	32
8	Modellauswertung	34
8.1	Sensitivitätsanalyse	35
8.2	Sensitivität der Inputgrößen	44
9	Best Case Szenario „2030“	46
9.1	Einordnung der Ergebnisse in die deutsche Energielandschaft	50
10	Fazit	54
	Literatur	VII
	Anhang	XI

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung ALK (Eigene Darstellung)	10
Abbildung 2: Schematische Darstellung PEM (Eigene Darstellung)	12
Abbildung 3: Schematische Darstellung SOEC (Eigene Darstellung)	13
Abbildung 4: Vergleich Investitionskostenentwicklung Elektrolyseure.....	15
Abbildung 5: Vergleich Wirkungsgradentwicklung Elektrolyseure	15
Abbildung 6: Vergleich Lebensdauerentwicklung Elektrolyseure	16
Abbildung 7: Investitionskosten je Betriebsstunde und MW.....	17
Abbildung 8: Vergleich verschiedener Wasserstofftransportmöglichkeiten	23
Abbildung 9: Sensitivität - Anpassung Sollzinssatz.....	37
Abbildung 10: Sensitivität - Anpassung Startdatum	38
Abbildung 11: Plexos Strombezugspreise, Wetterszenario: "Normal"	39
Abbildung 12: Sensitivität - Anpassung Wirkungsgrad.....	40
Abbildung 13: Sensitivität - Anpassung Lebensdauer.....	41
Abbildung 14: Sensitivität – Anpassung Investitionskosten.....	42
Abbildung 15: Sensitivität - Anpassung Wetterszenario.....	43
Abbildung 16: jährliche Nutzungsstunden im Best Case Szenario.....	48
Abbildung 17: jährliche Strombezugskosten im Best Case Szenario	48
Abbildung 18: jährliche Wasserstoffgestehungskosten im Best Case Szenario	49
Abbildung 19: Erdgas Großhandelspreise	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Parameter ALK	11
Tabelle 2: Technische Parameter PEM	13
Tabelle 3: Technische Parameter SOEC.....	14
Tabelle 4: Kosten von Speichertechnologien.....	22
Tabelle 5: Vergleich Modell 1 und Modell 2	34
Tabelle 6: Standardszenario der Sensitivitätsanalyse.....	35
Tabelle 7: Ergebnisse des Standardszenarios.....	36
Tabelle 8: Variation der Inputgrößen	36
Tabelle 9: Anpassung des Sollzinses	37
Tabelle 10: Anpassung des Startdatums	38
Tabelle 11: Anpassung des Wirkungsgrades.....	40
Tabelle 12: Anpassung der Lebensdauer	41
Tabelle 13: Anpassung der Investitionskosten.....	42

Tabelle 14: Voll- und Grenzkosten für verschiedene Wetterszenarien (Startzeitpunkt: 2025?).....	43
Tabelle 15: Sensitivität der Inputgrößen	44
Tabelle 16: Best Case Szenario "2030"	46
Tabelle 17: Ergebnisse des Standardszenarios und des Best Case Szenario im Vergleich	47

Formelverzeichnis

Formel 1: Wasserstoffreaktion.....	9
Formel 2: Stöchiometrische Bilanzierung Elektrolyse	10
Formel 3 Parameter Zusammenführung.....	16
Formel 4 Interpolationsformel.....	28
Formel 5 Produktionsmengenbestimmung	30
Formel 6 Energiekostenbestimmung	31
Formel 7 Annuitätenberechnung	31
Formel 8 Bestimmung Wartungs- und Investitionskosten	32
Formel 9 Wasserkostenbestimmung	32
Formel 10 Bestimmung Sauerstofferlös.....	32

Symbolverzeichnis

Q_n	Energiemenge	P_x	Anlagenleistung
$K_{n,el}$	Strombezugskosten	η	Wirkungsgrad
$p_{x,el}$	Strombezugspreis	A	Annuität
I_0	Investitionskosten Zeitpunkt 0	n	Anlagenlaufzeit gesamt in Jahren
i	Erwartungszins	P_{H2O}	absolute Temperatur
i	Kalkulationszinssatz	$K_{WI,n}$	Kosten Wartungs- und Instandhaltung
L	Lebensdauer	I	Investitionskosten
F_{O2}	Verhältnis $\text{kg}_{O2}/\text{MWh}_{O2}$	$E_{O2,n}$	Sauerstoffeinnahmen
F_{H2O}	Verhältnis $\text{m}^3_{H2O}/\text{MWh}_{H2}$		

Indizes

g	Gasförmig	n	Jährlicher Zeitschritt
el	elektrisch	x	Zeitpunkt
H_2	Wasserstoff	H_2O	Wasser

Abkürzungen

NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
HREU	Hydrogen Roadmap Europe
CCS	carbon capture and storage
ALK	Alkalische Elektrolyse
PEM	Proton-Membran-Exchange
SOEC	Solid-Oxid- Elektrolyse

1 Einleitung

„Grüner Wasserstoff ist das Erdöl von morgen. Der flexible Energieträger ist unverzichtbar für die Energiewende und eröffnet uns neue Märkte.“ [1]

Mit diesem Zitat leitet das Bundesministerium für Bildung und Forschung die Vorstellung der Nationalen Wasserstoffstrategie auf Ihrem Webauftritt ein.

Das Zitat zeigt, welches Potential das Bundesministerium, im Element Wasserstoff sieht. Es wird dabei mit Erdöl, dem Stoff auf welchem die moderne Gesellschaft fußt, verglichen. Zeitgleich wird dieses Element als unverzichtbar für die Energiewende, einem Kernziel der Bundesregierung, angesehen. Mit dem letzten Teilsatz zur Eröffnung neuer Märkte wird weiterhin neben den ökologischen auch auf das ökonomische Potential hingewiesen.

Diese zwei Sätze beinhalten kurz zusammengefasst die Hoffnung vieler Regierungen auf die Vorteile und Durchsetzung grünen Wasserstoffs. Zum einen besteht die Hoffnung, dass durch den vermehrten Einsatz von Wasserstoff die Energiewende erfolgreich gelingen kann. Zum anderen soll dieser Weg möglichst wirtschaftlich verfolgbar sein. Bestenfalls soll wirtschaftlich an der Technologie partizipiert werden.

Die vorliegende Forschungsarbeit soll dieses Potential von Wasserstoff unter dem Kriterium der realistischen Gestehungskosten prüfen. Dieses Kriterium wurde als Schlüssel für den Nutzen von Wasserstoff gewählt, da hierdurch eine Vergleichbarkeit zu anderen Energieträgern geschaffen werden kann. Ziel ist es, mögliche Gestehungskosten zu modellieren und dabei die stärksten Einflüsse auf die Produktionskosten von Wasserstoff als Energieträger zu identifizieren.

Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Wasserstoffproduktion, gleichzeitig werden jedoch strukturelle Thematiken wie die Lagerung und der Transport von Wasserstoff angerissen.

Abschließend soll ein Fazit zu den erlangten Ergebnissen gezogen werden, und diese mit den nationalen und internationalen Wasserstoffzielen abgeglichen werden.

2 Nationale und internationale Wasserstoffstrategien

In Deutschland sowie international rückt Wasserstoff zunehmend in das Blickfeld der Politik. So werden nationale Wasserstoffstrategien etwa von der deutschen Bundesregierung, Japan, den USA oder auf Gemeinschaftsebene wie der EU entwickelt. Treiber hinter dieser Entwicklung ist der gemeinsame Konsens auf Klimaziele und eine Reduktion der emittierten Treibhausgase der einzelnen Nationen. Für eine solche Entwicklung ist jedoch ein struktureller Wandel innerhalb der Energielandschaft der Nationen erforderlich. Hiermit in Zusammenhang stehen technische Notwendigkeiten, die tendenziell in Zukunft durch Weiterentwicklung und Förderung der Wasserstofftechnologie erfüllt werden können.

Im Folgenden wird die nationale Wasserstoffstrategie der Bundesrepublik Deutschland sowie die Europäische Wasserstoff Roadmap vorgestellt. Weitere Vorhaben außereuropäischer Länder werden nicht betrachtet, da die im weiteren Verlauf betrachteten Ergebnisse und spätere Kostenbildungen auf den europäischen Energiemarkt bezogen werden.

2.1 Die Nationale Wasserstoffstrategie

Nachfolgend werden die Inhalte der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ (NWS) der Bundesrepublik Deutschland zusammengefasst.

Einleitend wird in dieser die Schlüsselposition Deutschlands beim Ziel der Dekarbonisierung bekanntgegeben. Die nachfolgenden Ziele sind Folgen dieser Rolle, in welcher sich die Bundesregierung im Kontext Wasserstoff sieht.

Das verfolgte Ziel der NWS ist es einen „Heimatmarkt“ für Wasserstoff zu schaffen und sowohl der Fortentwicklung als Abnehmer wie auch als Weiterentwickler zu dienen. Der Fokus als Nachfrager liegt hierbei jedoch branchen- bzw. nutzungsspezifisch. So sollen zunächst verschiedene Technologien eine Transformation zu Wasserstofftechnologien durchlaufen, welche bereits heute wirtschaftlich agieren könnten. Dies ist bei der Stahl- oder Chemieindustrie aber auch in einigen Bereichen des Verkehrs, in welchen Wasserstofffahrzeuge tendenziell ein großes Potential besitzen, möglich. Auch den Wärmemarkt erachtet die NWS langfristig als Einsatzgebiet und als möglichen Nachfrager für Wasserstoff. Hier wird ebenfalls großes Potential zur Dekarbonisierung gesehen.

Allgemein wird in der NWS impliziert, dass eine starke Nachfrage eine höhere Produktion zur Folge haben wird. Diese Entwicklung soll aufgrund unterschiedlicher Potentiale zur Erzeugung erneuerbarer Energien speziell auf internationaler Ebene erfolgen. Es wird hierbei erwähnt, dass die nationale Wasserstoffproduktion deutlich erhöht werden soll, tendenziell jedoch eine Importabhängigkeit aufgrund zu geringer erneuerbarer

Produktionskapazitäten besteht. Hierbei sei erwähnt, dass die NWS nur Potential in nachhaltig erzeugtem (grünen) Wasserstoff sieht.

Die Kategorisierung von Wasserstoffprodukten erfolgt dabei nach einer Farbskala, wobei grün das verfolgte Optimum und grau der herkömmliche Standard ist. Dazwischen befinden sich Abstufungen, welche abhängig von der jeweiligen Kohlenstoffemission erfolgen. Die Bezeichnung „grüner Wasserstoff“ bezieht sich dabei auf Wasserstoff, der ausschließlich durch Nutzung erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Blauer Wasserstoff wird aus fossilen Energieträgern hergestellt, das entstehende CO₂ wird aber gespeichert oder genutzt. Ein Beispiel ist das Carbon Capture and Storage verfahren. Grauer Wasserstoff wird ebenfalls aus fossilen Energieträgern hergestellt. Das gängigste Verfahren ist die Dampfreformierung von Erdgas. Türkiser Wasserstoff und fester Kohlenstoff entstehen als Nebenprodukt bei der Herstellung von Erdgas aus Methan. Bei diesem als Methanpyrolyse bekannten Verfahren kann der feste Kohlenstoff deponiert oder weiterverwendet werden. Violetter Wasserstoff wird bei der Elektrolyse mittels Stroms aus Kernenergie gewonnen. Weißer Wasserstoff wird aus natürlichen Vorkommen bezogen. [42]

Im weiteren Verlauf der Strategie wird auf die Nutzung von Wasserstoff als alternativer Energieträger eingegangen, und damit dessen Vorteile und gewünschte Verwendung dargelegt.

Hierbei wird unter anderem auf Anwendungsbereiche eingegangen, welche technisch nicht oder nur mit sehr hohem Aufwand rein elektrisch transformiert werden könnten. Dies trifft etwa auf den Luft- oder auch Schifffahrtsverkehr zu. Wasserstoff soll in diesen Bereichen als Grundstoff für synthetische Kraftstoffe dienen und so eine Dekarbonisierung dieser Bereiche ermöglichen.

In der deutschen Industrie soll weiterhin die Verwendung von Wasserstoff als Grundstoff stärker etabliert werden. So sollen nach Möglichkeit fossile Rohstoffe künftig nicht gefördert werden, sondern mit Hilfe von Wasserstoff synthetisch erzeugt werden. Dies impliziert, dass neben der Dekarbonisierung der eigentlichen Prozesse auch die Nachfrage und damit die Weiterentwicklungen gefördert werden sollen.

Ein weiteres formuliertes Ziel ist die Schaffung und Förderung einer notwendigen Wasserstoffinfrastruktur. Die Ausgangslage wird dabei aufgrund eines modifizierbaren Gasnetzes als gut erachtet. Neben den Transport soll jedoch auch die Möglichkeit der Wasserstoffspeicherung ausgebaut werden.

Nicht zuletzt sieht die Bundesregierung aber auch wirtschaftliches Potential im frühen Adaptieren des Wasserstoffmarktes. Es sollen Fachkräfte gefördert und ausgebildet werden, deutsche Unternehmen die Technologie weiterentwickeln und sich so frühzeitig am entstehenden Markt etablieren. Hierfür sollen auch internationale Kooperationen

geschaffen werden, um den Bedarf an Wasserstoff bzw. die Möglichkeit der Wasserstoffverwendung zu fördern.

Dadurch sollen sowohl nationale als auch international die Rahmenbedingungen für den entstehenden Markt geschaffen werden und damit einen sicheren und wirtschaftlichen Wasserstoffeinsatz ermöglichen. [2]

Insgesamt verfolgt die nationale Wasserstoffstrategie ökologische Ziele, sieht damit in Zusammenhang stehend, jedoch auch großes ökonomisches Potential für Deutschland.

2.1.1 Nationale Förderprogramme

Schon seit 2006 fördert die Bundesregierung den Einsatz und die Erforschung von Wasserstoff. So wurden unter anderem von 2006 bis 2016 700 Mio. Euro im Rahmen des nationalen Innovationsprogramms „Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ bewilligt. Von 2016 bis 2026 werden im Rahmen dieses Projektes weitere 1,4 Mrd. Euro an Fördermitteln bereitgestellt. Als Beispiel wird der Bereich der Dekarbonisierung von großtechnischen Anlagen im Zeitraum von 2020 bis 2023 mit 600 Mio. Euro gefördert.[2] Mit der aktuellen NWS wird weiterhin für den Bereich der Entwicklung der mit dem Wasserstoffkreislauf in Zusammenhang stehenden Technologien, ein Zukunftspaket über insgesamt 9 Milliarden Euro vorgesehen.

Sieben Milliarden entfallen dabei auf nationale Projekte, zwei Milliarden sind für die Förderung internationaler Kooperationen vorgesehen. Als Förderungsbereiche werden beispielhaft die Stahl- und Chemieindustrie, der Wärmebereich aber auch der Verkehrssektor genannt. Gefördert werden dabei unterschiedlichste Investitionen, welche der Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie dienen [3], dies sind unter anderem:

- Investitionen in Elektrolyseure
- Programme zur Substitution grauen Wasserstoffes in der Kraftstoffproduktion durchgrünen Wasserstoff
- Erweiterte Wasserstoffnutzungen
- Transformationsprozesse von herkömmlichen Prozessen zu klimafreundlichen Verfahren
- Ausbauten im Zusammenhang mit der Wasserstoffinfrastruktur

Weiterhin wird über die EEG-Umlagen-Befreiung für entsprechende Wasserstoffproduktionen nachgedacht, hierdurch würde eine Entlastung bei den Strombezugskosten und damit eine Reduktion des Produktpreises stattfinden. Aber auch CO₂ – Zertifikate können laut der NWS tendenziell als steuerndes Mittel eingesetzt werden. [2]

Neben den monetären Förderungen bietet die Bundesregierung fachliche Begleitung, etwa durch Schaffung eines nationalen Wasserstoffrates [3].

Weiterhin startete die Bundesregierung in der Vergangenheit einen Ideenwettbewerb: „Wasserstoffrepublik Deutschland“, mit welchen Leitprojekte zum Einsatz, der Verwendung und der Produktion, sowie die Grundlagenforschungen im Umfeld des grünen Wasserstoffes gefördert werden [4].

2.2 Hydrogen Roadmap Europe

Deutschland verfolgt neben der nationalen Wasserstoffstrategie auch die international, auf EU-Ebene geplante „Hydrogen Roadmap Europe“ (HREU).

Diese Strategie geht auf europäischer Ebene im Kontext des gemeinsamen Zieles, die Erderwärmung auf 1,5°C zu beschränken, auf den Einsatz von Wasserstoff ein. Und auch auf europäischer Ebene wird dabei Wasserstoff als Schlüsseltechnologie oder auch in vielen Bereichen als einzige mögliche Technologie angesehen, mit deren Hilfe diese Ziele erreicht werden können.

Technologisch wird Wasserstoff in vielen Anwendungsgebieten alternativen Technologien als überlegen angesehen. Dies geht mit unterschiedlichen Gründen einher. Die Dekarbonisierung des Gasnetzes als auch der Wärmemarkt, kann aufgrund von saisonalen Abhängigkeiten nicht bzw. nur mit hohem Aufwand durch eine reine Elektrifizierung erfolgen. Der Wärmemarkt würde aufgrund der saisonalen Schwankungen des Bedarfes sowie des Angebotes an Strom, Stromspeicherkapazitäten in großen Umfang benötigen.

Im Transportsektor sieht auch die HREU Vorteile vor allem bei größeren Fahrzeugen, welche nur schwierig mit Batterien betrieben werden können. In der Industrie sieht die HREU die Möglichkeit der Verwendung von Wasserstoff in der Grundstoffindustrie.

Neben diesen sektorspezifischen Vorteilen des Wasserstoffes werden systemische Vorteile gesehen.

Hier wird zunächst die Sektorenunabhängigkeit genannt, welche durch die einfache Umformbarkeit von Wasserstoff in unterschiedliche Technologien geboten ist. Dies ermöglicht eine Sektorenkopplung.

Hiermit in Verbindung steht der nächste genannte Vorteil: Wasserstoff bietet gegenüber Strom einen Lagervorteil, zwar können auch Mechanismen des Demand Side-Managements oder Batteriesysteme Energie speichern, die zeitliche Auslegung dieser Technologien ist dabei jedoch kurzfristiger zu betrachten. Wasserstoff hingegen kann

langfristig etwa durch Lagerung in Kavernen gespeichert werden und so saisonale Abhängigkeiten reduzieren.

Weiterhin wird die geografische Unabhängigkeit als Vorteil angesehen. So bietet Wasserstoff eine günstige Möglichkeit, Energie von Orten mit hohen Produktionspotentialen zu Orten mit hohem Verbrauch zu transportieren. Hierbei wird beispielhaft auch über den europäischen Kontinent hinaus, der Import von Energie aus Nordafrika angesprochen.

Die Mobilität ist hierbei jedoch niedriger als in elektrischer Form, jedoch sieht die EU einen Kostenvorteil seitens der Transportmöglichkeiten per Schiff oder Pipeline, gegenüber Stromtrassen bei entsprechenden interkontinentalen Entfernungen oder zwischen unterschiedlichen Energiemärkten.[5]

Die HREU ist in ihrer Auslegung deutlich spezifischer als die NWS und beinhaltet konkretere Vorhaben. Diese sind in der HREU ebenfalls konkreter begründet. Sofern die Durchführung der European Roadmap vollzogen wird, sollten die Vorhaben der NWS ebenfalls erreichbar sein, welche zum Teil auf die internationale Wasserstoffentwicklung abzielen bzw. von dieser abhängig sind.

3 Nationaler Wasserstoffbedarf

Sofern zukünftig die Klimaschutzziele erreicht werden sollen, muss die Verwendung von Wasserstoff tendenziell deutlich ansteigen. Gegenwärtig ist Wasserstoff ein Nischenprodukt und die Potentiale des Wasserstoffes werden nicht breit genutzt. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit befinden sich als Beispiel lediglich 144 Tankstellen für mögliche Wasserstofffahrzeuge innerhalb Deutschlands in Betrieb und weitere 46 in der Realisierung [6].

Der auf politischer Ebene beschworene Markt ist gegenwärtig nicht vorhanden und kann erst bei der Transformation daraus entstehen.

Weltweit wird Wasserstoff gegenwärtig nahezu vollständig aus fossilen Quellen produziert. Die Menge beträgt etwa 70 Mio. t aus beabsichtigter Produktion bzw. 48 Mio. t als Beiprodukt aus anderen Prozessen. Ein Bruchteil von lediglich 5% ist hiervon im freien Handel verfügbar. Der bisherige Bedarf wird somit größtenteils durch den Verbraucher selbst gedeckt oder durch das Nebenprodukt anderer Prozesse. [7]

Zur Erreichung der Klimaziele muss somit zum einen die Herkunft des Wasserstoffes verändert, sowie die frei verfügbare bzw. absolut produzierte Menge erhöht werden.

Mögliche Nachfragemengen schwanken dabei, abhängig von angewendeten Zukunftsszenarien.

In der NWS wird bereits im Jahr 2030 von einem Bedarf zwischen 90 und 110 TWh auf nationaler Ebene ausgegangen. Zur Deckung dieses Bedarfes ist der Ausbau von Erzeugungsanlagen im Umfang von 5 GW Wasserstofferzeugung bis 2030 sowie weiterer 5 GW bis spätestens zum Jahr 2040 vorgesehen. Unter der Annahme von 4000 Vollaststunden und durchschnittlich 70% Wirkungsgrad könnte hierdurch eine Produktion von 14 bzw. 28 TWh erreicht werden. Es zeigt sich hier eine Diskrepanz zwischen der Produktion und der benötigten Nachfrage, der NWS zufolge sollen diese Differenzen durch Importe gedeckt werden.[2]

Diese Annahme setzt auf eine Überproduktion im Ausland, welche Deutschland abschöpfen könnte.

Die Bedarfsmenge kann weiterhin auf nationaler Ebene deutlich schwanken, abhängig von den umgesetzten Transformationen. Als Beispiel wird die Transformation der Industrie mit etwa 10 TWh zusätzlichen Bedarf beziffert.[2]

4 Wasserstoff Eigenschaften und Besonderheiten

Molekularer Wasserstoff besteht aus zwei Wasserstoffatomen (H_2). Aufgrund einer hohen Reaktivität findet es sich häufig in anderen chemischen Verbindungen wieder.

Wasserstoff als Element besitzt unter Normbedingungen die kleinsten Moleküle und eine sehr geringe Dichte von lediglich $0,0899 \text{ kg/m}^3$ [8]. Im verflüssigten Zustand ab $-253,77 \text{ }^\circ\text{C}$ steigt die Dichte auf $70,99 \text{ g/l}$ bzw. das etwa 780 fache [9].

Im Vergleich ist es damit etwa 13-mal leichter als Luft welche eine Dichte von etwa $1,2 \text{ kg/m}^3$ unter Normbedingungen besitzt.

Die geringe Größe des Elements führt dazu, dass Wasserstoff äußerst flüchtig ist. Es kann durch eine Vielzahl von Materialstrukturen diffundieren, dies führt zu technischen Herausforderungen bei Speicherung und Transport von reinem Wasserstoff. Durch Diffusionsprozesse kann es dabei etwa bei verschiedenen metallischen Behältern bzw. Leitungen zur Versprödung des Wandmaterials kommen, dies erhöht sicherheitstechnische Anforderungen an entsprechende Systeme. [10]

Die Diffusionsprozesse beginnen zwar zumeist lediglich im Überdruckbereich, jedoch ist eine Lagerung von Wasserstoff unter Normdruck aufgrund der geringen Dichte nicht als sinnvoll zu erachten.

Weiterhin ist Wasserstoff sehr verbindungsfreudig. Mit dieser Eigenschaft geht eine hohe Reaktivität einher, was in einer hohen Brenn- und Zündbarkeit resultiert. Eine entsprechende Zündbarkeit findet im breiten Spektrum von 4 bis 75% in der Luft statt. Dieser Bereich liegt deutlich über dem anderer brennbarer Gase. Im Vergleich dazu liegt der Zündbereich von Methan bei 4,4 bis 17%. [11]

Wasserstoff besitzt dabei einen Heizwert von $33,3 \text{ kWh}$ bezogen auf 1 kg Wasserstoff, sowie einen Brennwert von $39,4 \text{ kWh/kg}$. Dieser vergleichsweise hohe, massebezogene Brennwert ist in der geringen Dichte begründet. Im Vergleich, der volumenbezogene Brennwert von Wasserstoff liegt bei nur $3,54 \text{ kWh/m}^3$, bei $0 \text{ }^\circ\text{C}$ und 1013 mbar . [8]

Zur Lösung dieser Diskrepanz bietet sich bei Wasserstoff die Verflüssigung oder auch die Druckspeicherung an.

Unter Normbedingungen ist Wasserstoff ein farb-, sowie geruchsloses Gas. Weiterhin sind keine Umweltunverträglichkeiten bekannt. [12]

5 Wasserstoffproduktion

Wasserstoff kann mit Hilfe unterschiedlicher Technologien produziert werden. Abhängig von der verwendeten Technologie unterscheiden sich jeweils die Ausgangsstoffe, entstehende Nebenprodukte, sowie der finanzielle und technische Aufwand, welcher mit der Herstellung verbunden ist. Großtechnisch haben sich aktuell zwei Prozesse zur Wasserstoffproduktion durchgesetzt. Eine solche Technologie ist etwa die Dampfreformierung, welche im Folgenden zwar vorgestellt wird, jedoch aufgrund ihres Erdgasbedarfs als Ausgangsstoff, sowie der Produktion von CO₂ als Nebenprodukt für die Erzeugung von grünem Wasserstoff ungeeignet ist. Weiterhin werden Elektrolyseverfahren sowie entsprechende Elektrolysetechnologien vorgestellt. Diese sind geeignet für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und momentan aufgrund des Entwicklungsstandes für die Dekarbonisierung am vielversprechendsten.

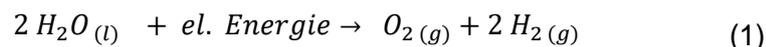
Zudem wird mit der Methanpyrolyse ein weiterer Prozess angerissen, welcher sich gegenwärtig nur im Entwicklungsstatus befindet, jedoch großes Potential besitzen könnten. Auch wird die Produktion von Wasserstoff als Nebenprodukt erläutert, da Wasserstoff heute und auch zukünftig in nicht unerheblichen Mengen als Nebenprodukt in Industrieprozessen anfällt.

5.1 Elektrolyseverfahren

Als Elektrolyse wird chemisch betrachtet eine erzwungene Redoxreaktion bezeichnet. Bei diesem Vorgang wird Wasser durch Anlegen einer Gleichspannung, molekular in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff getrennt. Die Leitfähigkeit des Wassers muss zumeist durch Zugabe eines Elektrolyts erhöht werden, um den Vorgang zu vollführen. Die entstehenden Produkte werden im Verhältnis gleich zu ihrem Vorkommen im Ausgangsprodukt erzeugt. Zwei Wasserstoffmoleküle je ein Sauerstoffmolekül.[13]

Das Edukt des Wassers wird bei diesem Vorgang zumeist flüssig verwendet, während die Produkte als Gas hervortreten.

Den hierbei ablaufenden chemischen Vorgang zeigt die nachfolgende Formel (1):



Die mengenmäßige Verteilung der Edukte und Produkte lässt sich durch die stöchiometrische Bilanzierung des Vorganges beziffern.

Dies wird in der nachfolgenden Formel (2) dargestellt:

$$\frac{m_{H_2O}}{m_{H_2}} = \frac{n_{H_2O} \cdot M_{H_2O}}{n_{H_2} \cdot M_{H_2}} = \frac{2 \text{ mol} \cdot 18,016 \text{ g/mol}}{2 \text{ mol} \cdot 2,016 \text{ g/mol}} = 8,937 \frac{g_{H_2O}}{g_{H_2}} \quad (2)$$

Es zeigt sich das zur Herstellung von 1g Wasserstoff theoretisch 8,937g Wasser benötigt werden und 7,937g Sauerstoff als Nebenprodukt beim Elektrolysevorgang entsteht.

Die Elektrolyse bietet aufgrund der Transformation von Wasser und Strom zu Wasserstoff die Möglichkeit elektrische Energie in Form von chemischer Energie ohne Produktion klimaschädlicher Nebenprodukte zu speichern.

Dies ermöglicht die Nutzung von nicht verwendbaren Überschüssen seitens regenerativer Energiequellen.

Fraglich ist, in welchem Umfang der durch Elektrolyseure erzeugte Wasserbedarf gedeckt werden kann. Sofern die Produktion des Wasserstoffes in Deutschland oder ähnlichen Regionen vollzogen wird, stellt dieser in der Regel nur ein geringes Problem dar. Jedoch sind gerade die Regionen, in welchen regenerative Energieproduktionen besonders attraktiv sind, häufig von Wassermangel betroffen. Es ergibt sich somit langfristig die Herausforderung, Meerwasser für die Wasserstoffproduktion zu nutzen. Belegbare Ergebnisse zu diesem Vorhaben liegen gegenwärtig leider nicht vor. [14]

5.1.1 Alkalische Elektrolyse

Der Aufbau einer Alkalischen Elektrolyseanlage (ALK) besteht aus zwei metallischen Elektroden, welche sich in einer alkalischen wässrigen Lösung befinden. Die Lösung wird durch ein Diaphragma in zwei Halbzellen geteilt. Beim Anlegen einer entsprechenden Spannung wird an der Anode Sauerstoff, sowie an der Kathode Wasserstoff erzeugt.[15]

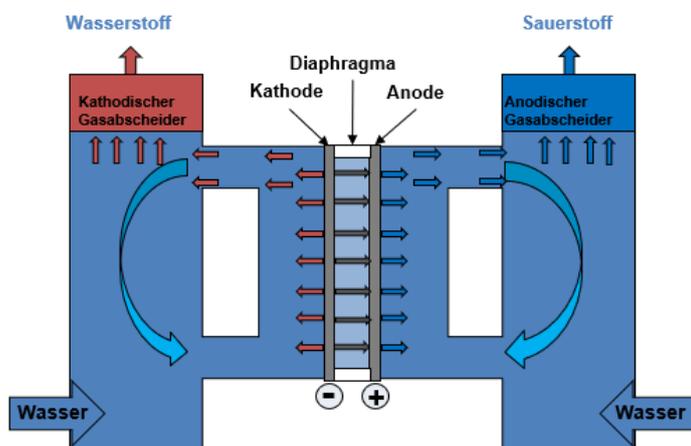


Abbildung 1: Schematische Darstellung ALK (Eigene Darstellung)

Abbildung 1 zeigt den vereinfachten Aufbau eines ALK. Die Vorteile dieser Technologie liegen zum einen in einem hohen Entwicklungsstand und den hohen erreichbaren Anlagengrößen [16]. Weiterhin besitzt die Technologie mit gegenwärtig etwa 70.000 möglichen Betriebsstunden eine durchaus hohe Lebensdauer [18].

Der Lastgradient der Anlagen ist mit 1 %/s als gut zu beurteilen [19]. Auch die möglichen Mindestlastbereiche sind mit 25-50 % ebenfalls gut [21].

Wirkungsgrade sind heute mit einem Bereich von etwa 66 % im Mittelfeld der Technologien zu sehen. Vorteilhaft ist diese Technologie vor allem durch die im Verhältnis gesehen günstigen Investitionskosten von etwa 1,3 Mio. € je MW im Durchschnitt.[18]

Weiterhin aussichtsreich ist die einfache Drucksensitivität, Anlagen dieses Typs können unter Normdrücken betrieben werden, aber auch unter Überdruck [20]. Überdruckverhalten hat dabei den Vorteil, dass entstehende Wasserstoffgase bereits im Überdruckbereich produziert werden.

Tabelle 1: Technische Parameter ALK

ALK	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
Min Investitionskosten	628.000	496.000	220.000	[€/MW]	[18]
Maximale Investitionskosten	1.955.000	1.151.000	880.000	[€/MW]	[18]
Ø Investitionskosten	1.291.500	823.500	550.000	[€/MW]	
Fixkosten	19.000	-	-	[€/MW]	[18]
Installationskosten	64.575	-	-	[€/MW]	[18]
Wirkungsgrad	66,5	67,5	75	[%]	[18]
Lebensdauer	70.000	86.000	125.000	[h]	[18]
Mindestlastbereich	25-50	-	-	[%]	[21]
Lastgradient	<1	-	-	[%/S]	[19]

5.1.2 Membranelektrolyse

Die nächst ausgereifteste Technologie ist gegenwärtig die Membran bzw. Proton-Membran-Exchange oder Polymer-Electrolyte-Membrane (PEM) Technologie[16].

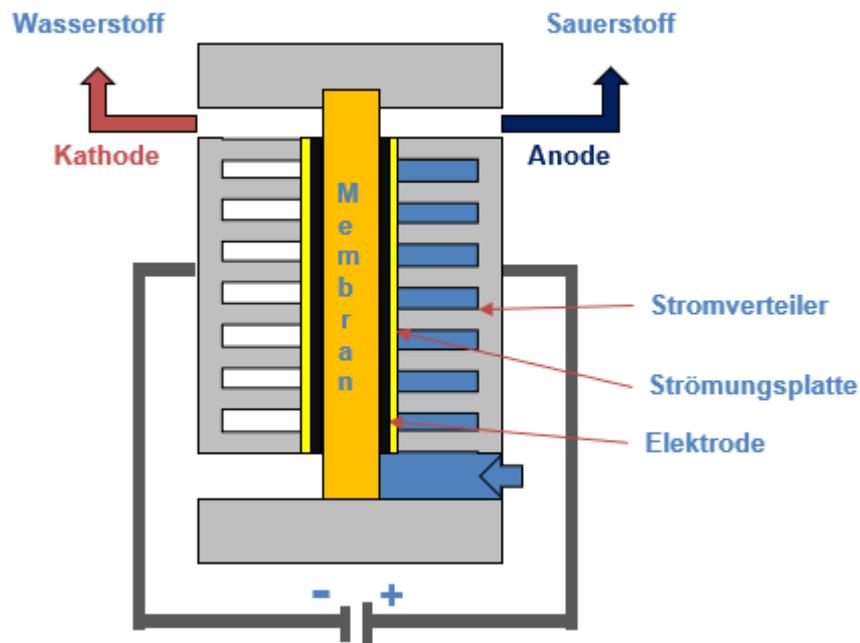


Abbildung 2: Schematische Darstellung PEM (Eigene Darstellung)

Anders als die ALK, ist die wässrige Lösung in dieser Technologie im sauren Niveau. Dies erfordert den Einsatz von Edelmetallen, um Korrosion zu vermeiden und erhöht damit die Investitionskosten. Getrennt werden die beiden Zellseiten durch eine gasdichte Membran. [17] Die verwendete Membran ist in dieser Technologie gasundurchlässig. Vorteilhaft an dieser Technologie ist das schnelle Anfahrverhalten, dies führt zu sehr geringen Anfahrts- und Regelungszeiten der Anlage. Weiterhin besitzen PEM-Elektrolyseure ein über das gesamte Leistungsspektrum regelbares Teillastverhalten. Nachteilig sind gegenwärtig die höheren Investitionskosten, sowie etwas geringere Wirkungsgrade im Vergleich zur ALK. [18]

Tabelle 2: Technische Parameter PEM

PEM	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
Min Investitionskosten	1.613.000	841.000	/	[€/MW]	[18]
Maximale Investitionskosten	1.955.000	1.151.000	880.000	[€/MW]	[18]
Ø Investitionskosten	1.784.000	996.000	/	[€/MW]	
Fixkosten	12.555	-	-	[€/MW]	[18]
Installationskosten	111.025	-	-	[€/MW]	[18]
Wirkungsgrad	59,5	65	70,5	[%]	[18]
Lebensdauer	60.000	75.000	125.000	[h]	[18]
Mindestlastbereich	0	-	-	[%]	[21]
Lastgradient	10	-	-	[%/s]	[19]

5.1.3 Hochtemperaturelektrolyseure

Eine vielversprechende Technologie ist die sogenannte Hochtemperaturelektrolyse bzw. Solid-Oxid-Elektrolyse (SOEC). Diese Technologie befindet sich gegenwärtig im Übergang vom Forschungsstadium zur industriellen Verwendung [17].

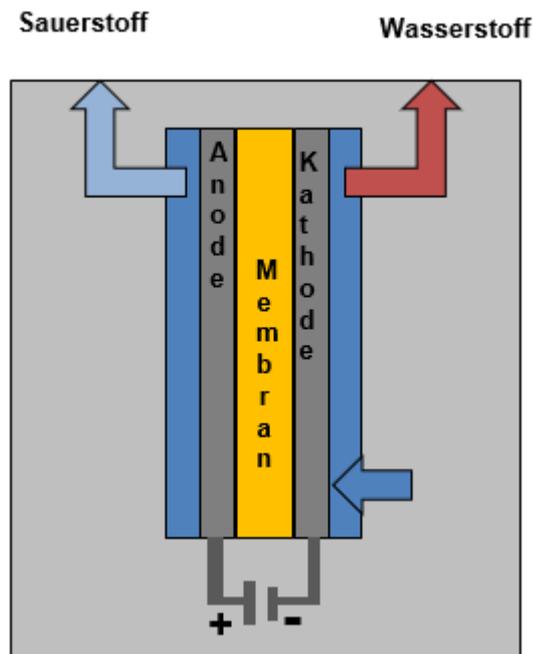


Abbildung 3: Schematische Darstellung SOEC (Eigene Darstellung)

Die SOEC-Technologie erfordert im Vergleich zu den beiden bereits vorgestellten Technologien, deutlich höhere Temperaturen. Damit verbunden ist der Vorteil, dass nur ein Teil der zur Spaltung benötigten Energie direkt aus Strom bezogen werden muss und ein weiterer Teil mit thermischen Quellen bereitgestellt werden kann. [22]

Dies ermöglicht bereits jetzt höhere elektrische Wirkungsgrade als bei den Vergleichstechnologien, jedoch muss auch die Wärme nachhaltig produziert werden, um grünen Wasserstoff zu erzeugen [2].

Die Technologie hat gegenwärtig noch große Nachteile, welche einem breiteren industriellen Einsatz entgegenstehen. So sind heute nur Lebensdauern bis zu 20.000 Stunden bestätigt, was bei etwa einem Drittel der Lebensdauer der anderen Technologien liegt. Tendenziell könnte jedoch gerade die Haltbarkeit durch weitere Forschung deutlich verbessert werden und damit zukünftig mit den anderen Technologien in der Lebensdauer konkurrieren. Ein weiterer großer Nachteil sind die deutlich höheren Investitionskosten, welche im Schnitt mindestens dem Doppelten der anderen Technologien entsprechen. [18]

Weiterhin sind Anlagen dieser Art momentan besonders schlecht regelbar, ihr Lastgradient liegt bei nur 0,05 %/s. was zu langen Anfahrtszeiten führt [19]. Begründbar ist dies unter anderem durch die hohen Umgebungstemperaturen des Prozesses.

Tabelle 3: Technische Parameter SOEC

SOEC	2020	2030	2050	Einheit	Quelle
Min Investitionskosten	3.041.000	838.000	489.000	[€/MW]	[18]
Maximale Investitionskosten	6.658.000	3.199.000	1.143.000	[€/MW]	[18]
Ø Investitionskosten	4.849.500	2.018.500	816.000	[€/MW]	
Fixkosten	32.500	-	-	[€/MW]	[18]
Installationskosten	242.475	-	-	[€/MW]	[18]
Wirkungsgrad	77,5	79	80,5	[%]	[18]
Lebensdauer	20.000	50.000	87.500	[h]	[18]
Lastgradient	0,05	-	-	[%/S]	[19]

5.1.4 Elektrolyseurtechnologien im Vergleich

Nachfolgend sollen kurz die wichtigsten Eigenschaften der Elektrolyseurtechnologien in der zeitlichen Entwicklung gegenübergestellt werden.

Zunächst eine kurze Gegenüberstellung der prognostizierten, durchschnittlichen Investitionskosten je MW in € in Abbildung 4 [18]:

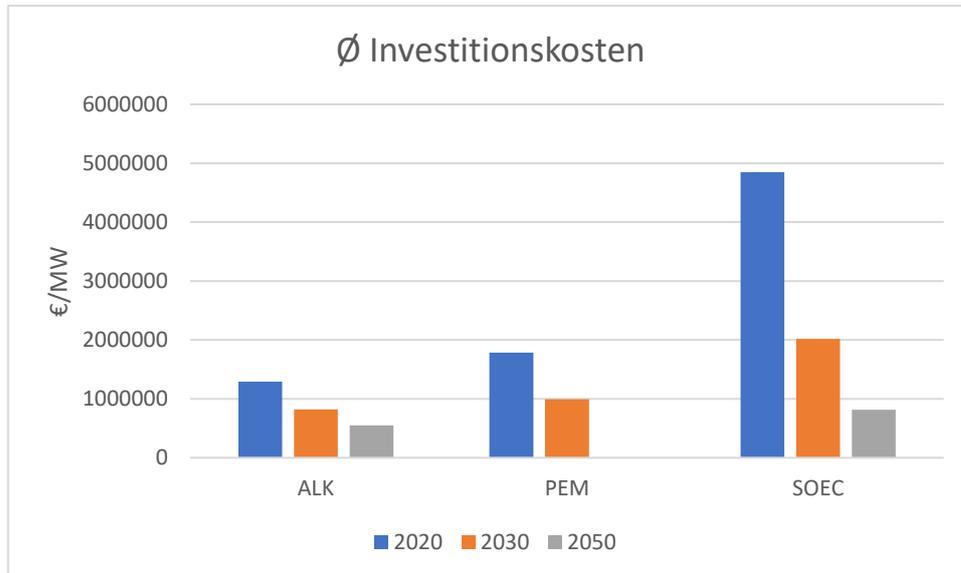


Abbildung 4: Vergleich prognostizierte Investitionskostenentwicklung Elektrolyseure

Es ist im Jahr 2020 und auch 2030 die deutliche Differenz von ALK und PEM im Vergleich zu SOEC erkennbar, jedoch auch, welche Verbesserung diese Technologie über den Zeitraum von 2020 bis 2050 laut Prognose erreichen kann. Während ALK im Jahr 2050 noch 42% an Investitionskosten im Vergleich zu 2020 aufweist, sinkt diese Relation bei SOEC auf 17%. [18]

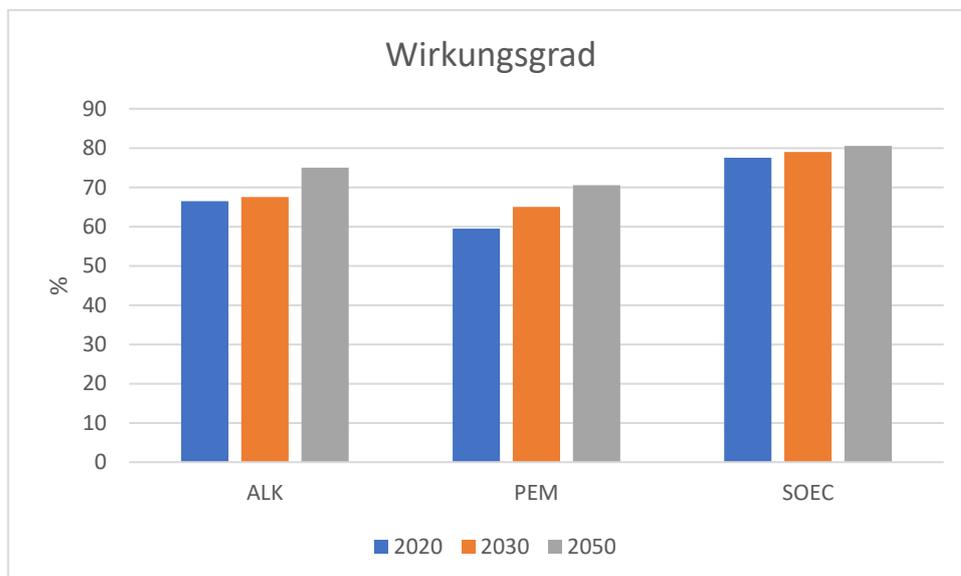


Abbildung 5: Vergleich prognostizierte Wirkungsgradentwicklung der Elektrolyseurtechnologien

Die gezeigte Abbildung 5 stellt die Wirkungsgrade der verschiedenen Technologien gegenüber. Erkennbar ist, dass auch hier die SOEC Technologie sich differenziert. Bereits im Betrachtungsjahr 2020 weist sie höhere Wirkungsgrade auf als anderen Technologien im Jahr 2050 prognostiziert wird. [18]

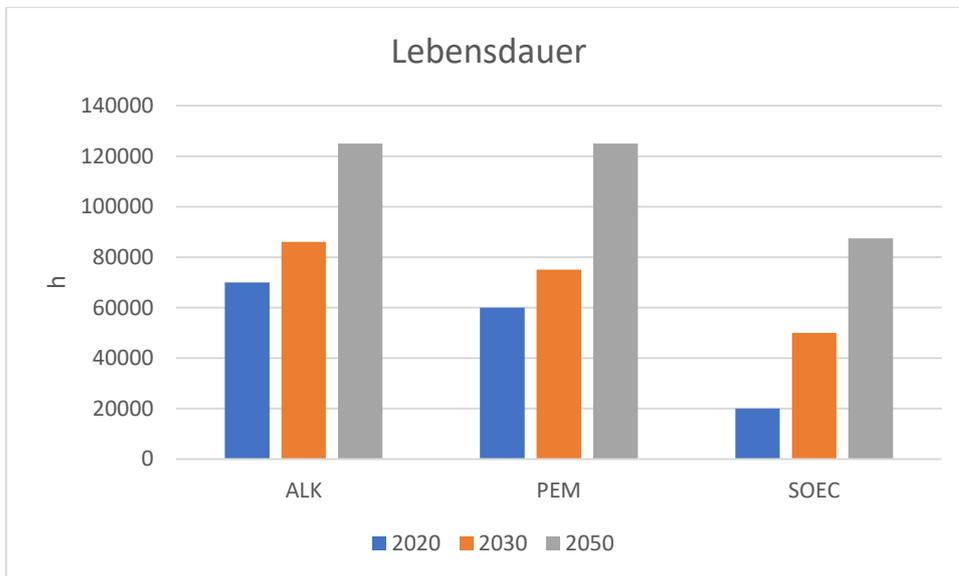


Abbildung 6: Vergleich Lebensdauerentwicklung Elektrolyseure

Den wichtigen Parameter der Lebensdauer zeigt Abbildung 6. Hier ist die ähnliche Entwicklung von ALK und PEM erkennbar. SOEC beginnt dagegen mit deutlich niedrigeren möglichen Laufzeiten und endet etwas über den Startwerte der Vergleichstechnologien. [18]

Abbildung 7 ergibt sich aus der nachfolgenden Formel 3:

$$I/L = P_b \quad (3)$$

Der sich ergebende Wert beschreibt die Investitionskostenhöhe je Produktionsstunde.

Abbildung 7 zeigt die mit dieser Formel berechneten Werte:

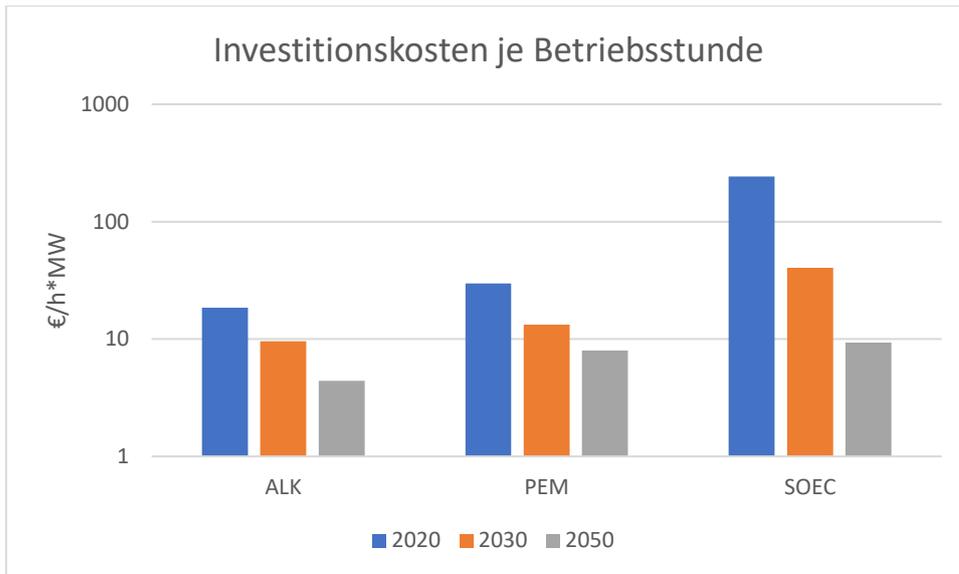


Abbildung 7: Investitionskosten je Betriebsstunde und MW

Es zeigt sich, dass SOEC durch die sehr hohen Investitionskosten, in Verbindung mit niedriger Lebensdauer, deutlich höhere spezifische Investitionskosten ausweist, als alternative Elektrolyseurtechnologien. Der berechnete Wert beträgt dabei im Jahr 2020 242 €/MWh im Vergleich zu 18 €/MWh bei ALK bzw. 29 €/MWh bei PEM. Im Jahr 2050 kostet die volle Produktionsstunde bei ALK 4,4 €/MWh und bei SOEC 9,32 €/MWh an Investitionskosten. Ein Vergleich mit PEM ist im Jahr 2050 leider aufgrund der fehlenden Investitionskosten direkt nicht möglich. Für die Grafik wurde dieser Kostenpunkt vom Jahr 2030 übernommen. Es ergibt sich ein Kostenpunkt von 7,96 €/MWh. [18]

Bei diesem Vergleich gilt es jedoch zu beachten, dass gerade die SOEC bei hohen Energiekosten durch ihren besseren Wirkungsgrad trotzdem vorteilhaft sein kann.

Es zeigt sich die generelle Tendenz, dass die einzelne Wasserstoffeinheit, bezogen auf die Investitionskosten, in der Produktion zukünftig deutlich günstiger werden dürfte. Speziell die Technologie der SOEC wird deutlich attraktiver aufgrund sinkender Investitionskosten und steigender Lebensdauer. ALK und PEM profitieren hingegen vor allem von steigenden Wirkungsgraden. Die optimale Wahl der entsprechenden Technologie dürfte zukünftig vom entsprechenden Preisumfeld abhängig sein.

5.2 Dampfreformierung

Die Dampfreformierung bezeichnet einen Prozess, bei welchem fossile Kohlenwasserstoffträger, zumeist Erdgas, unter Zufuhr von thermischer oder elektrischer Energie aufgespalten werden. Produktseitig entstehen neben dem gewünschten Wasserstoff auch Wasserdampf, Kohlenstoffmonoxid und Kohlenstoffdioxid [23].

Der Vorteil dieser Technologie besteht in den geringen Gesteungskosten des Wasserstoffes. Dieser geringe Preis ist in den geringen Kosten von Erdgas, im Vergleich zu Strom begründbar. Erzeugungskosten von 1 bis 2 €/kg Wasserstoff sind bei nachhaltig niedrigen Erdgaspreisen denkbar [24].

Nachteilig ist jedoch die Verwendung der fossilen Kohlenwasserstoffe als Edukt. Da beim Prozess das Erdgas zwar nicht verbrannt aber aufgespalten wird, entstehen weiterhin unerwünschte Nebenprodukte aus den Kohlenwasserstoffverbindungen. Zu diesen Nebenprodukten zählen unter anderem gasförmiges CO₂. Als Folge wird Wasserstoff aus Dampfreformierungsprozessen als grauer Wasserstoff bezeichnet [25]. In der Theorie wird die Klimabilanz dieses Prozesses durch das Binden der Nebenprodukte mit Hilfe des „Carbon Capture Storage“ (CCS) Verfahren verbessert. Hierbei werden die abgeschiedenen Kohlenstoffe gebunden und anschließend meist unterirdisch oder weiterverarbeitet gelagert. [26]

Durch dieses Verfahren wird der zuvor graue Wasserstoff als blau bezeichnet und damit als weniger klimawirksam angesehen. Nachteilig bei der Verwendung von CCS – Verfahren ist jedoch zum einen die Erhöhung der Wasserstoffgestehungskosten, sowie die begrenzte Speicherbarkeit von gasförmigen Kohlenstoffdioxid. Gegenwärtig wurde keine nachhaltige Verwendung gefunden, welche große Mengen sinnvoll verwerten kann.[27]

Es würde sich somit bei erhöhter Verwendung dieser Technologie ein Lagerproblem ergeben.

Weiterhin muss ein anderer Nachteil der Dampfreformierung genannt werden. Ein Ziel der Nutzung von Wasserstoff ist die Sektorenkopplung oder auch die Zwischenspeicherung von elektrischer Energie, in Form von Wasserstoff als Speichertechnologie. Beide Ziele kann die Dampfreformierung nicht unterstützen, da der Ursprung weiterhin in fossilen Brennstoffen zu finden ist und nicht nur im Stromnetz.

Es erscheint damit als unwahrscheinlich, dass sich die Technologie der Dampfreformierung zukünftig durchsetzt. Zwar sind die Produktionskosten gering, jedoch dient sie nicht allen Zielen, welche mit der Wasserstoffverwendung verfolgt werden. Gegenwärtig ist die Dampfreformierung jedoch mit einem Anteil von 70% an der

weltweiten Wasserstoffproduktion, das Standardverfahren zur Wasserstoffherstellung [24].

5.3 Methanpyrolyse

Die Technik der Methanpyrolyse erzeugt sogenannten türkisen Wasserstoff. Als türkiser Wasserstoff, wird blauer Wasserstoff bezeichnet, welcher eine thermische Energiequelle von erneuerbarer Art besitzt.[26]

Die Technologie befindet sich zum Zeitpunkt der Entstehung dieser Arbeit in der Entwicklung. Ähnlich wie die Dampfreformierung benötigt auch diese Technologie Methan oder ähnliche Kohlenwasserstoffe als Edukt, jedoch sind die Produkte in anderer Form auffindbar. Zwar werden die Kohlenwasserstoffe auch hier im Prozess verwendet, der entstehende Kohlenstoff tritt jedoch in festem Zustand und nicht gebunden als CO₂ auf. Der klimaschädliche Effekt kann damit deutlich besser kontrolliert werden, während das Sammeln und Lagern gasförmigen Kohlenstoffdioxids gegenwärtig aufgrund des hohen Volumenbedarfes große Lagervolumen belegen kann, ist die Lagerung oder Weiterverwendung eines Feststoffes einfacher.

Ein weiterer Vorteil ist die hohe Effizienz des Prozesses im Vergleich zu herkömmlichen Verfahren. Ein genauer Wirkungsgrad der Technologie konnte während der Erstellung dieser Arbeit nicht gefunden werden, jedoch wird unter anderem seitens des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen des Projektes „Forschung für Nachhaltigkeit“ (FONA) von einem 87% Vorteil des Wirkungsgrades gegenüber Elektrolyseuren gesprochen.[28]

Gegenwärtig befindet sich die Technologie im Versuchsstadium und wurde lediglich im Labormaßstab realisiert, die weitere Erforschung wird in Projekten unter der Projektkoordination durch BASF und in Zusammenarbeit mit dem BMBF vorangetrieben. [28]

Ähnlich wie die Dampfreformierung, dient auch die Methanpyrolyse nicht allen verfolgten Zielen der NWS. Speziell die Verwendung von fossilen Kohlenwasserstoffen ist nach wie vor nachteilig, jedoch kann aufgrund der kontrollierbaren Nebenprodukte diese Technologie besser für die Erzeugung von Wasserstoff als Substitut bisheriger Energieträger oder Grundstoffe verwendet werden, als etwa unter Nutzung blauen Wasserstoffes.

5.4 Wasserstoff als Nebenprodukt

Wasserstoff wird gegenwärtig nicht nur gezielt, sondern oft als Nebenprodukt bei anderen, meist chemischen Prozessen, erzeugt [29].

Als solcher wäre politisch häufig die Einteilung als grauer Wasserstoff erforderlich, da die Quelle der aufzubringenden Energie des Prozesses zumeist das deutsche Stromnetz oder fossile Kohlenwasserstoffe sind und damit unter Umständen kein regenerativer Energieursprung gewährleistet wird.

Wasserstoff, welcher innerhalb dieser Prozesse entsteht, wird im Regelfall in darauffolgenden Prozessen des Produzenten weiterverarbeitet [29].

Dies führt langfristig zu einem konstanten Anteil an grauem Wasserstoff in der deutschen Wasserstoffproduktion, welcher nicht bzw. nur schwierig ersetzbar ist.

Prozesse, welche Wasserstoff emittieren, sind vor allem in der chemischen Industrie zu finden. Weltweit fallen so in etwa 190 Mrd. m³ Wasserstoff an.

Prozesse, bei welchen Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt, sind unter anderem: [29]

- Reformierungsprozesse
- Oxidationsprozesse
- Chlor-Alkali Elektrolyse

Die genannten Prozesse sind und bleiben auch zukünftig notwendig. Zwar dürfte sich bei entsprechenden Entwicklungen bzw. Veränderungen etwa in der Fahrzeugtechnik der Bedarf reduzieren, jedoch bleibt eine Grundproduktion an Wasserstoff in diesen Verfahren erhalten.

Dies bietet tendenziell Potential für die Bundesrepublik, einen Teil seines Wasserstoffbedarfes exportunabhängiger zu gestalten. Problematisch hierbei ist jedoch die Definition als grauer Wasserstoff. Zur Kategorisierung als grünen Wasserstoff müssten sämtliche Prozesse und Edukte auf Grundlage grünen Stromes erzeugt werden. Alternativ wäre unter Umständen die Erreichung eines blauen Labels möglich.

6 Speichertechnologien und Transporttechnologien

Bei dem Einsatz von Wasserstoff als Energieträger spielt natürlich nicht nur die Erzeugung eine Rolle, sondern auch die Verbindung aus Speicherung und Transport. Ohne flächige Speicherungs- und Transportmöglichkeiten kann keine sinnvolle Nutzung von Wasserstoff entstehen. Daher sollen folgend verschiedene Speicher- und Transporttechnologien betrachtet werden. Diese sind alle auf die Nutzung von Wasserstoff im großen Maßstab bezogen.

6.1 Speichertechnologien von Wasserstoff

Bei der Speicherung von Wasserstoff in möglichst großem Maßstab bieten sich Kavernenspeicher an. Die Kavernenspeicher unterteilen sich dabei in drei Gruppen. Die Speicherung in Salzkavernen, in erschöpften Gasfeldern und in Felskavernen. Alle Typen nutzen dabei große unterirdische Hohlräume, die mit Gas befüllt werden können. Die erschöpften Gasfelder benutzen natürliche Hohlräume, deren ursprünglich enthaltenes Erdgas gefördert wurde. Den höchsten Ausbaustand besitzen die Salzkavernen. Dieser Typ soll daher kurz genauer vorgestellt werden. Bei der Erstellung einer Salzkaverne wird Wasser durch einen Salzstock gespült. Dieses Wasser reichert sich mit gelöstem Salz an und trägt dieses bei der Rückförderung zur Oberfläche mit sich. Dadurch bildet sich im inneren des Salzstockes ein Hohlraum. Die entstandenen Hohlräume können nun zur Speicherung genutzt werden. Die Salzkavernen befinden sich dabei üblicherweise in einer Tiefe von 500 - 2500 m und haben einen Durchmesser von 50 - 100 m, bei einer Höhe von 100 - 500 m. Das Gas wird bei einem Druck von 150 - 200 bar eingespeichert, wobei nicht das gesamte Speichervolumen als Arbeitsgas verwendet werden kann. Etwa ein Drittel verbleibt als sogenanntes Kissengas im Speicher, während zwei Drittel als Arbeitsgas verwendet werden können. Die Erstellung einer Salzkaverne dauert zwischen zwei bis fünf Jahren. Die sich ergebenden Speichervolumen sind beachtlich. Im Durchschnitt ergeben sich Speichervolumen von 100 Mio. Nm³, die etwa 300 GWh Energie entsprechen. Ein Beispiel für Salzkavernen sind die Kavernen in Epe in Nordwestdeutschland, deren Speichervolumen sich auf insgesamt vier Milliarden Nm³ belaufen. Je nach Szenario bräuchte man für eine vollständige Verfügbarkeit von Wasserstoff in Deutschland 15 – 20 Wasserstoffspeicher der Größe Epe. Das entspricht dem zwei bis fünffachen des jetzigen Erdgasspeichervolumen. [38]

Neben dem technischen Blick auf die Kavernen sind auch die wirtschaftlichen Aspekte der Wasserstoffspeicherung interessant. Die Tabelle 4 zeigt die Kosten solcher Speicher in der Übersicht. [18]

Tabelle 4: Kosten von Speichertechnologien

Investitionskosten				
Technologie	Minimum	Maximum	Einheit	Quelle
erschöpfte Gasfelder	280	424	€/MWh _{H2}	[41]
Salzkavernen	334	334	€/MWh _{H2}	
Felskavernen	1232	1232	€/MWh _{H2}	
Nivellierte Speicherkosten (LCOS)				
Technologie	Minimum	Maximum	Einheit	Quelle
erschöpfte Gasfelder	51	76	€/MWh _{H2}	[41]
Salzkavernen	6	26	€/MWh _{H2}	
Felskavernen	19	104	€/MWh _{H2}	

Die Investitionskosten pro MWh Wasserstoff Speichervolumen fallen bei den drei Kavernentypen unterschiedlich aus. Salzkavernen und erschöpfte Gasfelder bewegen sich etwa im gleichen Bereich mit ihren Investitionskosten von ca. 300 €/MWh_{H2} Speichervolumen. Die Felskavernen hingegen haben mit ca. 1232 €/MWh_{H2} Speichervolumen deutlich höhere Kosten. Die nivellierten Kosten bzw. levelized cost of Storage (LCOS), sind definiert als die diskontierten Kosten pro entladener MWh Wasserstoff. Hierbei weisen die Salzkavernen die geringsten Kosten auf. Diese Kosten sind weiterhin auf die Vollkosten der Speicherung bezogen.

6.2 Transporttechnologien von Wasserstoff

Neben den Speichern nimmt der Transport von Wasserstoff eine Schlüsselrolle bei der Anwendung von Wasserstofftechnologien ein. Für den Transport im großen Maßstab bieten sich zwei Technologien an. Der Transport per Pipeline und per LKW. In LKW kann Wasserstoff gasförmig oder flüssig transportiert werden. Gasförmiger Transport findet dabei bei 500 bar Nenndruck und in Größenordnungen von ca. 1000 kg statt, während flüssiger Wasserstoff bei -253 °C und in der Größenordnung von 4000 kg transportiert wird. Pipelines bieten gegenüber LKW eine kontinuierlichere Versorgung von Verbrauchern, bringen aber einen höheren planerischen und baulichen Aufwand mit sich. [39] Um die Transportmöglichkeiten von Wasserstoff wirtschaftlich einordnen zu können, kann das folgende Diagramm der University of California [40] herangezogen werden.

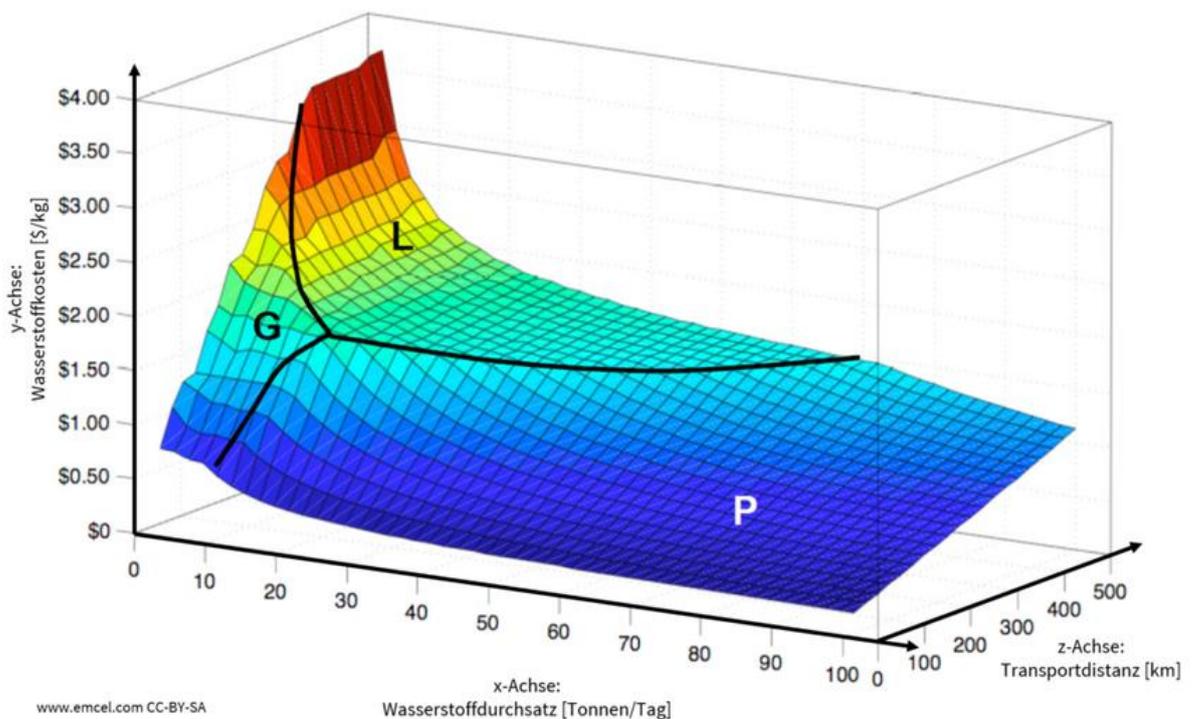


Abbildung 8: Vergleich verschiedener Wasserstofftransportmöglichkeiten

Das Diagramm zeigt die Kosten für die drei Wasserstofftransportmöglichkeiten (LKW gasförmig, LKW flüssig und Pipeline) im Vergleich. Auf der x – Achse wird der Wasserstoffdurchsatz in Tonnen pro Tag dargestellt. Auf der y – Achse die Kosten für den Wasserstofftransport in \$/kg und auf der z – Achse die Transportdistanz in km. Dadurch ergibt sich ein dreidimensionales Diagramm, dass für jede Kombination aus Wasserstoffdurchsatz und Transportdistanz die Transportkosten und die jeweils günstigste Transportvariante anzeigt. Die Fläche ist in drei Bereiche aufgeteilt, die den drei Transportvarianten zugeordnet sind. G steht für den Transport per LKW im

gasförmigen Zustand, L für den Transport im flüssigen Zustand und P für den Transport per Pipeline. Möchte man beispielsweise bei einem Wasserstoffdurchsatz von fünf Tonnen pro Tag und 200 km Transportdistanz die günstigste Transportvariante ermitteln, wird man diese Kombination im Diagramm bei G einordnen. Die günstigste Transportvariante bei dieser Kombination ist also der gasförmige Transport per LKW, bei Kosten von 1,5 \$/kg. Es zeigt sich, dass die Pipeline ab einem Durchsatz von zehn Tonnen pro Tag und unter 200 km Transportdistanz einen Kostenvorteil bietet. Bei sehr hohen Durchsätzen und sehr weiten Transportdistanzen ist die Pipeline ebenfalls am günstigsten. Der Transport per LKW ist bei geringeren Durchsätzen sinnvoll. [39]

7 Modellbildung

In den nachfolgenden Abschnitten werden zunächst die Gründe für die Modellentwicklung und entsprechende Anforderungen, sowie die gegebene Datengrundlage erläutert. Folgend wird auf die Entwicklungsmodelle selbst eingegangen, hierbei werden zunächst die Modellvarianten vorgestellt und im Anschluss das Vorgehen zur Modellerstellung erläutert. Zum Ende dieses Kapitels werden beide Modelle verglichen und ein Zwischenfazit zum Potential, der Korrektheit sowie zu den jeweiligen Grenzen der Modelle gegeben.

7.1 Ziele der Modellbildung

Das Ziel dieser Forschungsarbeit war es, einen möglichst realistischen Vorausblick auf die zukünftige Preisgestaltung von Wasserstoff zu ermöglichen. Das tiefere Ziel hierbei war es, die größten Einflussfaktoren zu ermitteln und eine Sensitivitätsanalyse der Wasserstoffgestehungskosten durchführen zu können. Als Resultat war gewünscht, dass unter Vorgabe der technischen sowie wirtschaftlichen Restriktionen, die Produktionskosten je MWh/H₂ möglichst genau und begründbar dargestellt werden.

Als Produktionsanlagen wurden dabei die drei zuvor genannten Elektrolyseurtechnologien ALK, PEM und SOEC ausgewählt. Die Auswahl beschränkt sich nur auf diese Elektrolyseurtechnologien, da lediglich diese gegenwärtig in der Lage sind grünen Wasserstoff zu erzeugen.

Auswertungen sollten zudem in €/MWh Wasserstoff erfolgen, da diese Form die schnellste Vergleichbarkeit zu alternativen Energieträgern bietet.

7.2 Grundlagen zur Modellbildung

Bevor die Entwicklung des Modells beginnen konnte, mussten zunächst die Einflussfaktoren und technischen Bedingungen, unter welchen eine Modellierung durchgeführt werden soll, bestimmt werden. Auch musste eine Eingrenzung dessen erfolgen, welche Parameter als relevant und vorausschaubar erachtet werden können und welche nur geringen oder unvorhersehbaren Einfluss besitzen und somit nicht in den Modellierungen einbezogen werden. Nachfolgend werden die verwendeten Parameter wiedergegeben und im besonderen Fall weiter erläutert.

7.2.1 Technisch bedingte Vorgaben

Zunächst mussten technische Parameter zur Wasserstoffproduktion aus der Literatur zusammengetragen werden. Die technischen Parameter sind klar definiert bzw. technischen Restriktionen unterlegen und somit die starrste Grundlage des Modells.

Zu den für die Modellierung relevanten technischen Grundlagen gehören:

- Wirkungsgrade
- Lebensdauern
- Lastgradienten

Zu den technischen Grundlagen zählten wir in der Modellentwicklung zudem wirtschaftliche Vorgaben, welche jedoch technische Abhängigkeiten besitzen, hierzu zählen:

- Investitionskosten
- Wartungskosten
- Installationskosten

Weiterhin wurden chemische Restriktionen zu den technischen Vorgaben gezählt, hierzu gehört unter anderem die Produktionsmenge an Sauerstoff je MWh Wasserstoff oder auch der Mengenbedarf an Wasser je MWh Wasserstoff.

Nicht mit einbezogen wurden Teillastverhalten, Mindestlastanforderungen von Elektrolyseuren oder Restriktionen von einzelnen Anlagengrößen. Der Einfluss dieser Faktoren wurde als gering im Vergleich zum Aufwand der Implementation im Modell geschätzt. Teils sind hierzu auch nur geringe, widersprüchliche oder auch ungenaue Informationen auffindbar gewesen.

7.2.2 Ökonomische Parameter

Zur Modellierung mussten verschiedene wirtschaftliche Parameter angenommen bzw. festgelegt werden, hierzu zählen der Erwartungszins, Absatzerträge für Sauerstoff, Teuerungsraten oder auch Vorgaben mit direktem Einfluss auf die Produktionsmenge, etwa Nutzervorgaben zu jährlichen Produktionsstunden oder die maximalen Strombezugskosten.

Andere ökonomische Parameter wurden z.T. abgeschätzt, hierzu zählen etwa Wasserbezugskosten welche als Annahme mit 5 €/m³ elektrolysefähiges Wasser beziffert wurden.

Weitere laufende Kosten, konnten während der Modellierung ergänzt werden und stellvertretend etwa für Mieten, Angestellte oder Ähnliches eingesetzt werden. Da hierfür jedoch keine literarische oder auf Erfahrung beruhende Kostenhöhe gefunden werden konnte, wurde bei der weiteren Auswertung dieser Kostenpunkt mit 0 €/a beziffert. Beibehalten wurden Fixkosten welche abhängig von der gewählten Technologie entstehen.

7.2.3 Preisverläufe

Neben den zuvor genannten ökonomischen Parametern baut das Modell vor allem auf Preisverläufe für Strombezugskosten auf. Diese Preisverläufe wurden für die Erstellung dieser Arbeit durch die Volue Insight GmbH zur Verfügung gestellt und stammen aus der Langfrist-Preismodellierung. Es wurden die Daten des Langfrist-Preisberichtes vom Dezember 2020 verwendet. [43]

Es handelt sich dabei um Simulationsergebnisse, welche mögliche zukünftige Preisentwicklungen in verschiedenen Szenarien widerspiegeln.

Der Umfang der Datensätze ist vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2040 in einer Frequenz von 1/h und in €/MWh.

Die Szenarien wurden unter verschiedenen Gesichtspunkten entwickelt.

Hierbei wurde etwa die Erreichung politischer Ambitionen betrachtet, aber auch verschiedene Wetterszenarien. Als Simulationssoftware wurde für die Modellierung der Strombezugpreise die Software „Plexos“ von „Energy Experts“ verwendet.

7.2.4 Datenvorgaben zur Auswertung

Neben den bisher genannten Daten, welche einen realen Bezug darstellen und aufgrund von Annahmen begründbar sind, wurden zur Auswertung und speziell für die Sensitivitätsanalyse weitere Parameter für die Modelldurchläufe ergänzt. Hierzu zählen zum einen der Startpunkt ab welchem eine Betrachtung durchgeführt werden soll. Diese Vorgabe hat Einfluss auf die technischen Parameter der Elektrolyseure, da eine gewisse technische Entwicklung angenommen werden konnte, die zu einer Verbesserung von Wirkungsgraden und Lebensdauern, sowie zur Verringerung der spezifischen Investitionskosten über den Betrachtungszeitraum führt.

Entsprechende Werte wurden abhängig vom Startdatum mit folgender Formel interpoliert:

$$Y_n = Y_1 + \frac{Y_2 - Y_1}{X_2 - X_1} * (X_n - X_1) \quad (4)$$

Mit der Interpolationsformel konnten Zwischenwerte etwa der Anlagenlebensdauer, Anlagenwirkungsgrade oder auch die durch Anlagen erzeugten Investitionskosten abhängig vom durch Nutzer eingegeben Startdaten bestimmt werden.

Weiterhin kann bei Untermodell 1 ein Betrachtungsende der Modellierung vorgegeben werden.

Für die Sensitivitätsanalyse kann weiterhin durch Faktoren die Höhe der Lebensdauer, des Wirkungsgrades oder auch der Investitionskosten angepasst werden, um so etwa eine optimistischere Entwicklung der Parameterhöhe zu überprüfen.

7.2.5 Fehlende Datensätze

Die bisher aufgeführten Datensätze konnten aus der Literatur, Prognosen bzw. Simulationen oder als Annahme gewonnen werden, für eine vollständigere Modellierung wären jedoch bestimmte Datensätze weiterhin sinnvoll gewesen.

Für die Bestimmung von Zugriffskriterien wäre, entweder ein Datensatz über saisonalen Wasserstoffbedarf oder über Wasserstoffpreise im zeitlichen Wandel sinnvoll. Zwar existieren Prognosen über Gesamtmengen, jedoch nicht über die jährliche Verteilung oder entsprechende Nachfragepreise. Die folgenden Modelle mussten dahingehend rein stromangebotsbasiert Zugriffskriterien bestimmen und agieren damit unabhängig von Nachfragepreisen oder -mengen.

7.3 Modellansätze und Bezugskriterium

Zur Modellierung wurden zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt, wie der Anlagenbetrieb ausgelegt wird:

Das erste und vereinfachte Modell 1 baut auf dem Grundsatz auf, dass der optimale Wasserstoffpreis mit verringerten technischen bzw. mit missachteten Unvorhersehbarkeiten gefunden werden soll. Modell 1 baut dabei auf der Vorgabe eines Enddatums auf. Dies bedeutet, dass der Algorithmus innerhalb des durch das Start- und Enddatum eingegrenzten Bereiches die optimalen Zugriffsstunden wählt. Im konkreten wird somit die Lebensdauer über den gesamten Betrachtungszeitraum ohne Beachtung von Jahresgrenzen, Wartungspausen oder Saisonalitäten rein auf Grundlage der kleinstmöglichen Zugriffspreise verteilt. Dies kann zu unrealistischen Zugriffszeiten führen, welche etwa einen durchgängigen Betrieb oder jahrelangen Stillstand bedeuten könnten, abhängig vom zugrundeliegenden Preismodell. Auch kann der durch dieses

Modell entstehende Wasserstoff nur zuverlässig als grün bezeichnet werden, unter der Annahme, dass hohe regenerative Einspeisungen tendenziell die geringsten Strompreise erzeugen.

Modell 2 wurde anders entwickelt, hier liegen höhere Restriktionen seitens der Produktion zugrunde. Dies wurde eingefügt, um den Realitätsbezug und die Verlässlichkeit der resultierenden Daten zu erhöhen.

Im konkreten ist der erste Unterschied zu Modell 1, dass der bisherige Betrachtungszeitraum auf eine jährliche Basis reduziert wurde. Auf der jährlichen Basis kann dabei eine Preis- oder stundengeführte Fahrweise verfolgt werden. So kann in den jeweiligen Jahren der maximale Strombezugspreis oder auch die Anzahl der Nutzungsstunden als Vorgabe definiert werden.

Hierbei wurde weiterhin die Grenze von 5000 Nutzungsstunden je Jahr eingeführt, welche den Strombezug auf möglichst regenerative Energien eingrenzen soll, sowie einen Dauerbetrieb verhindert. Auch hier gilt die Annahme, dass die günstigsten Stunden im Jahr tendenziell mit erhöhter regenerativer Produktion einhergehen. Auf eine Implementation von Produktionsverhalten der regenerativen Energien bzw. deren Prognose wurde verzichtet, da diese tendenziell durch schwer vorhersehbares Wetterverhalten als ungenau erachtet wurden und auch der entstehende Einfluss als gering im Vergleich zur vereinfachten Annahme eingeschätzt wurde.

In beiden Verfahren erfolgt jedoch innerhalb der Zugriffsgrenzen der entsprechende Zugriff auf Basis der geringsten Strombezugskosten.

Dies bedeutet, dass zunächst für die jeweiligen Betrachtungszeiträume die maximale Stundenanzahl bestimmt wird.

Diese entspricht bei Modell 1 der maximalen Lebensdauer der zu modellierenden Anlage bzw. bei einem zu kurzen Zeitraum die Stundenanzahl im Betrachtungszeitraum.

Bei Modell 2 wird bei einem stundengeführten Anlagenbetrieb die entsprechende Lebensdauer als maximale Stundenanzahl gewählt.

Im nächsten Schritt wird das k-kleinste- Element im Betrachtungszeitraum bestimmt. „k“ steht dabei für die Anzahl der Zugriffe im Betrachtungszeitraum.

Zur Erläuterung, das k-kleinste- Element entspricht nach einer Ordnung der stündlichen Strombezugskosten im Betrachtungszeitraum in aufsteigender Reihenfolge dem Element an der Position „k“.

Nachfolgend werden alle Stunden, welche im Betrachtungszeitraum liegen und kleinere Kosten als das k-kleinste- Element ausweisen mit einem Zugriffspunkt versehen.

Bei einer preisgeführten Fahrweise von Modell 2 wird der entsprechend vorgegebene Grenzpreis, als Zugriffsgrenze angenommen.

Die Restriktion der maximalen Stundenanzahl bei Modell 2 kontrolliert, ob das k-kleinste Element höher ist als das 5000ste Element und senkt in einem solchen Fall die Höhe des k-kleinsten bzw. des gegebenen Zugriffspreises auf die Höhe des 5000sten Elements. Bei der Strompreissimulation von Value Insight [43] wurden für angenommenen Elektrolyseure im Stromsystem die identischen Annahmen verwendet, damit die Verläufe der Wasserstoffproduktion konsistent sind.

Nachdem durch die Modelle die entsprechenden Zugriffsstunden bestimmt wurden, muss die entsprechende Zugriffshöhe korrigiert werden. Eine Zugriffsstunde bedeutet jedoch technisch nicht grundlegend eine volle Produktionsmenge. Da das gegebene Modell lediglich zwischen Vollzugriff und keinen Zugriff unterscheidet, muss das Anlaufverhalten der verschiedenen Elektrolyseure beachtet werden. Im konkreten bedeutet dies, sofern eine Zugriffstunde gewählt wird, und in der vorhergegangenen Stunde kein Zugriff erfolgte, kann nur eine geringere Leistung im Verhältnis zur Nettoleistung abgerufen werden.

Eine Anlaufstunde wird dabei grundsätzlich mit der maximalen Produktionskapazität im Anlaufverhalten bewertet. Dies hat geringe Auswirkungen auf Anlagen des Typs ALK sowie PEM, jedoch aufgrund des geringen Lastgradienten hohe Auswirkungen auf den Anlagentyp SOEC.

Das gewählte Vorgehen reduziert tendenziell die tatsächlich genutzten Volllaststunden, eine Korrektur um diesen Wert wird jedoch aufgrund des geringen Einflusses nicht vorgenommen. Weiterhin ist dieses Verhalten kein Optimum, tendenziell kann es zu Zugriffen kommen, in welcher die Anlage anläuft, jedoch direkt wieder abschaltet. Auch hier wäre eine Optimierung möglich, welche vorhergegangene Stunden als Anlaufphase verwendet. Da der Einfluss jedoch lediglich bei SOEC eine gewisse Größe besitzt, wurde eine solche Optimierung nicht verfolgt.

Stunden mit Zugriff nach einer Anlaufphase oder nach einer bereits verwendeten Stunde werden mit vollen Leistungszugriff bewertet.

Stunden, welche kein Zugriffs-kriterium erfüllen, werden mit einem Anlagenstillstand bewertet.

Die jährliche Produktionsmenge ergibt sich aus der Summe der unterjährlichen Zugriffshöhen.

$$Q_{n,H2O} = \sum P_{x,el} \quad (5)$$

Hierbei muss beachtet werden, dass diese unterjährliche Summierung bei Modell 1 bis zum Erreichen des Grenzdatums erfolgt. Bei Modell 2 bis die Gesamtsumme der vergangenen Nutzungshöhen die jeweilige Lebensdauer der entsprechenden Anlage erreicht.

Die jährlichen Ausgaben für den Strombezug ergeben sich aus der Multiplikation des stündlichen Strompreises mit der jeweiligen Produktionshöhe. Um diese technisch korrekt wiederzugeben, muss die sich ergebene Kostensumme durch den Wirkungsgrad der entsprechenden Anlage geteilt werden. Hieraus ergibt sich die tatsächlich angefallene Strommenge bzw. letztlich die wirkliche Stromkostenhöhe. Die nachfolgende Formel zeigt dieses Vorgehen.

$$K_{n,el} = \frac{\sum P_{x,el} * p_{x,el}}{\eta} \quad (6)$$

Hierbei muss beachtet werden, welchen Bezug die verwendeten Parameter aufweisen, für die Modellierung wurden produktseitige Parameter verwendet.

7.4 Auswertung

Die weitere Auswertung erfolgt identisch für Modell 1 und Modell 2.

Zunächst wird der Kostenpunkt der tatsächlichen Kostenhöhe zum Zeitpunkt 0 bestimmt und auf die einzelnen Jahre umgelegt.

Dies erfolgt mit Hilfe der Annuitätenmethode. Das bedeutet, dass Kosten, welche zum Zeitpunkt des Betrachtungsbeginns durch die Investition angefallen sind, aufgezinst und gleichverteilt werden.

Bei der gegebenen Betrachtung werden somit zunächst die Investitionskosten und Installationskosten der jeweiligen Anlagen addiert und dann zum Endzeitpunkt der Investition mit Hilfe des Erwartungswertes aufgezinst. Nachfolgend wird die entstandene Kostensumme durch die Anzahl der genutzten Jahre geteilt. Der so entstandene Kostenblock bzw. die Annuität wird nun als Kostenpunkt in jedem Jahr addiert.

Die nachfolgende Formel zeigt das Vorgehen zur Bestimmung der Annuität:

$$A = I_0 * \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (7)$$

Weiterhin wird je Jahr die Höhe der Wartungs- und Instandhaltungskosten berechnet. Zur Bestimmung der tatsächlich angefallenen Kosten wird die ursprüngliche Wartungskostenhöhe mit einer angenommenen Teuerung aufgezinst. Die nachfolgende Formel zeigt eine solche Aufzinsung der Wartungskosten.

$$K_{WIn} = K_{WIn} * (1 + i)^n \quad (8)$$

Zudem fallen weitere Kosten bei der Produktion durch den Bezug von Hilfsstoffen in Form von aufbereitetem Wasser an. Zur Bestimmung der Höhe dieses Kostenpunktes wird das Produkt aus der produzierten Wasserstoffmenge, der Höhe des Bedarfes an Wasser je Wasserstoffmenge und dem Preis je m³ aufbereiten Wasser gebildet.

$$K_{H2On} = p_{H2O} * Q_{n,H2O} * F_{H2O} \quad (9) g$$

Neben Ausgaben bei der Produktion kann der entstehende Wasserstoffpreis durch die Nutzung des entstehenden Sauerstoffs reduziert werden.

Um die daraus resultierenden Einnahmen zu berechnen, wird die Jahresproduktionsmenge mit dem Faktor multipliziert, welcher widerspiegelt, welche Masse an Sauerstoff je Energiemenge Wasserstoff entsteht. Die so entstandene Sauerstoffmenge wird nun mit dem in dem entsprechenden Jahr erwarteten Sauerstoffpreis multipliziert. Die so entstandenen Einnahmen werden von den bisherigen Kostenpunkten abgezogen. Die nachfolgende Formel spiegelt eine solche Einnahmenberechnung wider:

$$E_{O2,n} = p_{O2,n} * Q_{H2O,n} * F_{O2} \quad (10)$$

Angenommene weitere jährliche Kosten werden ohne weitere Verarbeitung je Jahr addiert.

Die durch die zuvor genannten Schritte berechnete Kostenhöhe wird im abschließenden Schritt durch die Menge des produzierten Wasserstoffes in den jeweiligen Jahren geteilt, um so den Preis in €/MWh in den entsprechenden Jahren zu erhalten. Um den modellierten Wasserstoffpreis über den gesamten Modellierungszeitraum zu erhalten, werden die Kosten aller betrachteten Jahre summiert und durch die Gesamtmenge an produzierten Wasserstoff geteilt.

Zur genaueren Betrachtung verschiedener Kosten, etwa zur Bestimmung von Grenzkosten werden entsprechend nicht zu beachtende Kostengruppen oder Einnahmen bei der Berechnung mit 0 multipliziert.

7.5 Anmerkungen zur Kostenbestimmung

Die dargestellten Modellvarianten sind Näherungen an tendenziell mögliche Gestehungskosten. Jedoch mussten zur Modellentwicklung verschiedene

Vereinfachungen getroffen werden, damit eine solche möglich ist. Die erste Vereinfachung betrifft die Durchführung der Zugriffsbestimmung, beide Untermodelle agieren unabhängig von Nachfrage und Wasserstoffpreisen, da solche Informationen zum Zeitpunkt der Erstellung nicht verfügbar waren. Weiterhin sind einige technische und wirtschaftliche Vereinfachungen getroffen wurden. So ist zum einen der Stromkostenbezugspreis u.U. inkorrekt, da zum Zeitpunkt der Erstellung nicht klar ist, ob Elektrolyseure z.B. von der EEG-Umlage befreit werden oder nicht. Diese Kosten würden im Falle dessen, die später aufgezeigten Gestehungskosten erhöhen. Auch sind einige technische Vereinfachungen getroffen wurden. So wurde etwa kein Teillastverhalten wie Mindestlast oder auch Wirkungsgrade bei Teillasten beachtet. Weiterhin wäre eine Betrachtung von Überlastverhalten möglich, diese wurde außer Acht gelassen.

8 Modellauswertung

Fortführend soll das in vorrangegangenen Abschnitten vorgestellte Modell hinsichtlich seiner Berechnungsergebnisse ausgewertet werden. Ziel ist es, aus diesen Ergebnissen Erkenntnisse über die Gestehungskosten von Wasserstoff in verschiedenen Elektrolyseurtypen abzuleiten. Die Auswertung unterteilt sich dabei in drei Abschnitte. Zu Beginn wird das Modell einer allgemeinen Sensitivitätsanalyse unterzogen, anschließend wird aus den gewonnenen Erkenntnissen ein Best Case Szenario für die Wasserstoffproduktion in Elektrolyseuren für das Jahr 2030 gebildet. Im letzten Schritt sollen die Ergebnisse im Kontext der nationalen Wasserstoffstrategie eingeordnet werden.

Zu beachten ist dabei, dass sich ausschließlich auf das Modell 2 bezogen wird. Zur Erinnerung sind die Merkmale von Modell 1 und 2 in der Tabelle 5 gegenübergestellt.

Tabelle 5: Vergleich Modell 1 und Modell 2

Modell 1	Modell 2
<ul style="list-style-type: none">• Strombezugspreis ist vorhersehbar• Modell bestimmt alle günstigsten Stunden in Anlagenlebensdauer• Eher unrealistisches Szenario• Keine Verlässlichkeit regenerativen Strombezugs	<ul style="list-style-type: none">• Strombezugspreis ist bedingt vorhersehbar• Produktionsentscheidung aufgrund vorher festgelegter Vollbenutzungsstunden oder eines maximalen Strombezugspreises• realistischer

Man erkennt in der Gegenüberstellung, dass die Berechnungen in Modell 1 und Modell 2 auf unterschiedlichen Ausgangslagen beruhen. Modell 1 analysiert die Strombezugspreise der Elektrolyseure bis weit in die Zukunft hinein und wählt innerhalb des Betrachtungszeitraumes der Investition die jeweils besten Produktionsstunden aus. Diese Vorgehensweise beruht auf einer genauen Kenntnis, der in der Zukunft vorliegenden Strompreise (liegen uns als Preisszenarien vor). Realistischer als diese Vorgehensweise sind die Berechnungen in Modell 2. Hier wird innerhalb eines Jahres eine Produktionsentscheidung auf Grundlage des Strombezugspreises mit nur einem Jahr Vorausschau getroffen. Die Produktionsentscheidung findet mithilfe eines festgelegten maximalen Strombezugspreises des Elektrolyseurs statt oder anhand einer jährlichen Vorgabe von Vollbenutzungsstunden. Die anschließende Sensitivitätsanalyse wurde mit dem Modell 2 und vorgegebenen Volllaststunden in Höhe von 4000 h/a durchgeführt. Betrachtet wird ein 1 MW (H₂ Output) Elektrolyseur.

8.1 Sensitivitätsanalyse

„Die Sensitivitätsanalyse untersucht, wie empfindlich Outputgrößen der Investitionsrechnung auf die Veränderung von einer oder mehrerer Inputgrößen reagieren.“ [30] Man unterscheidet dabei in verschiedenen Betrachtungsrahmen. Der für diese Ausgangslage schlüssigste ist die Bandbreitenanalyse. Die einzelnen Outputgrößen werden in einer für Sie technisch und wirtschaftlichen schlüssigen Bandbreite variiert. Die Auswirkungen auf die Outputgrößen werden erfasst und eingeordnet. [30] Die Outputgröße ist in unserem Fall der Wasserstoffpreis in €/MWh. Um die Analyse durchführen zu können muss zunächst ein Standardszenario festgelegt werden, von dem aus die Parametervariationen ausgeführt werden. Dieses Standardszenario wird Tabelle 6 in dargestellt.

Tabelle 6: Standardszenario der Sensitivitätsanalyse

Standardszenario				
Inputgrößen	ALK	PEM	SOEC	Hinweis
Sollzinssatz	5%			Annahme
Startdatum	01.01.2025			Annahme
Wirkungsgrad	68%	61%	78%	[18]
Lebensdauer	79167h	70833h	31250h	[18]
Investitionskosten	1.167.917,00 €/MW	1.844.250,00 €/MW	4.177.250,00 €/MW	[18]
Wetterszenario	Normal			/
Preislistentyp	mit anderen Elektrolyseuren			/
Produktionsvorgabe	4000 h/a			Vollbenutzungs- stunden

Für die drei Elektrolyseurtypen Alkalischer Elektrolyseur, Polymer-Elektrolyt-Membran und Hochtemperaturelektrolyse wurde ein Sollzins für die Investition in Höhe von 5% festgelegt. Das Startdatum der Wasserstoffproduktion wurde auf den 01.01.2025 gelegt. Die Wirkungsgrade, Lebensdauer und Investitionskosten sind für die jeweilige Technologie spezifisch und lassen sich in Tabelle 6 ablesen. Das Wetterszenario, mit dem die Strombezugspreise im Plexos berechnet wurden, entspricht dem Typ „Normalwetter“. In den Strombezugspreisen ist weiterhin die Anwesenheit anderer Elektrolyseure beachtet. Der Elektrolyseur im Berechnungsmodell hat eine Produktionsvorgabe von 4000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr. Bei der Berechnung des Standardszenarios ergibt sich das in Tabelle 7 dargestellte Ergebnis.

Tabelle 7: Ergebnisse des Standardszenarios

Ergebnisse des Standardszenarios im Modell 2			
	ALK [€/MWh]	PEM [€/MWh]	SOEC [€/MWh]
Vollkosten	111,86	134,35	248,98
Grenzkosten	85,53	90,50	68,55
Vollkosten inkl. O ₂ Verkauf	102,71	125,20	239,83
Grenzkosten inkl. O ₂ Verkauf	76,38	81,35	59,40

Die Vollkosten des Standardszenarios liegen mit 111,86 €/MWh bei der ALK bzw. mit 134,35 €/MWh bei der PEM recht hoch. Die SOEC erreicht sehr hohe Wasserstoffpreise in Höhe von 248,98 €/MWh. Dieser deutlich höhere Wert im Vergleich zu der ALK und der PEM lässt sich hauptsächlich auf die hohen Investitionskosten dieser Technologie zurückführen. In Tabelle 7 ist zu erkennen, dass sich die Investitionskosten der ALK und der PEM bei 1,1 Mio. bzw. 1,8 Mio. einordnen. Die Investitionskosten der SOEC liegen bei 4,1 Mio. Euro. In den Grenzkosten ist die Investition ausgeklammert. Hier erreicht die SOEC aufgrund ihres vergleichsweise hohen Wirkungsgrades den niedrigsten Wert. Bei der Elektrolyse entsteht neben Wasserstoff auch Sauerstoff. Würde man den bei der Produktion von 1 MWh Wasserstoff entstandenen Sauerstoff zu derzeit handelsüblichen Preisen von angenommenen 0,04 €/kg, was dem unteren Rand des Preiskorridors entspricht, verkaufen, ergeben sich die Wasserstoffpreise in den letzten beiden Zeilen von Tabelle 7.

Die Inputgrößen des Standardszenarios werden nun angepasst. Tabelle 8 zeigt in welchem Rahmen diese acht Inputgrößen angepasst werden. Dabei wurden die Bandbreiten so ausgewählt, dass unmögliche Konstellationen möglichst vermieden werden.

Tabelle 8: Variation der Inputgrößen

Inputgrößen	Variation	Hinweis
Sollzinssatz	5% - 10%	in 1% Schritten
Startdatum	2025 - 2030	in 1 Jahres Schritten
Wirkungsgrad	+30%	Erhöhung um 30%, 10% Schritte
Lebensdauer	+30%	Erhöhung um 30%, 10% Schritte
Investitionskosten	-60%	Absenkung um 60%, 10% Schritte
Wetterszenario	alle Verfügbaren	Wetterszenario: Normal, 2007, 2009

Begonnen wird mit der Anpassung des Sollzinssatzes. Dieser wird von 5% schrittweise auf 10% angehoben. Tabelle 9 zeigt die Auswirkungen der Anpassung auf den

Wasserstoffpreis. Alle Gestehungskosten in den nachfolgenden Tabellen der Sensitivitätsanalyse sind unter Berücksichtigung des Sauerstoffverkaufs angegeben.

Tabelle 9: Anpassung des Sollzinses

Sollzins [%]	ALK (VK) [€/MWh _{H2}]	PEM (VK) [€/MWh _{H2}]	SOEC (VK) [€/MWh _{H2}]
5	102,71	125,20	239,83
6	104,87	128,59	247,89
7	107,12	132,09	256,12
8	109,44	135,71	264,51
9	111,83	139,45	273,07
10	114,30	143,28	281,77

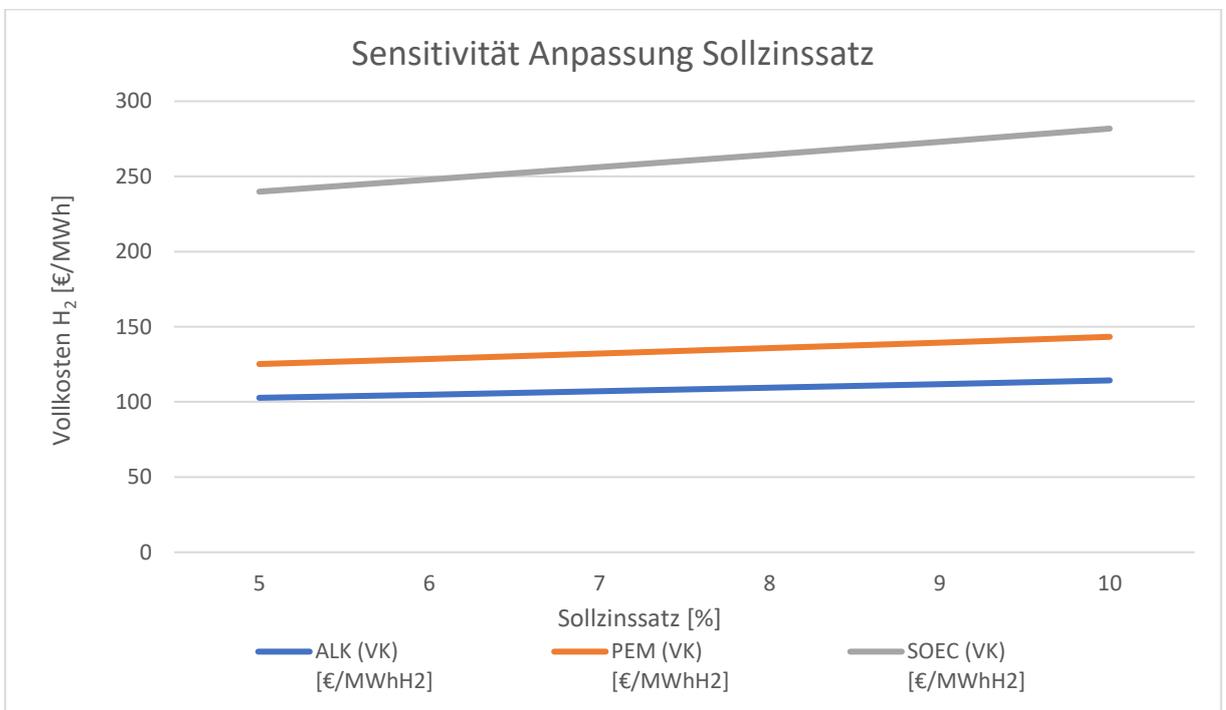


Abbildung 9: Sensitivität - Anpassung Sollzinssatz

Die Auswirkungen einer Erhöhung des Sollzinses auf die Wasserstoffgestehungskosten sind wenig überraschend. Bei steigendem Sollzins steigt auch der Preis. In Abbildung 9 sind die Vollkosten der drei verschiedenen Technologien dargestellt. ALK und PEM verhalten sich bei steigendem Sollzins ähnlich, nur das Preisniveau ist unterschiedlich. Die SOEC ist stärker vom Zins abhängig. Dies lässt sich mit ihren deutlich höheren Investitionskosten erklären.

Die folgende Parameteranpassung bezieht sich auf die Anpassung des Startdatums. Das Startdatum wird dabei ausgehend vom Jahr 2025 in ein Jahres Schritten bis zum Jahr 2030 unter Berücksichtigung der sich durch die technische Entwicklung verringenden Investitionskosten erhöht und die Auswirkungen auf den Wasserstoffpreis

ausgehend vom Standardszenario erfasst. Tabelle 10 zeigt die Ergebnisse der Parametervariation.

Tabelle 10: Anpassung des Startdatums

Startdatum	ALK (VK) [€/MWh _{H2}]	PEM (VK) [€/MWh _{H2}]	SOEC (VK) [€/MWh _{H2}]	ALK (GK) [€/MWh _{H2}]	PEM (GK) [€/MWh _{H2}]	SOEC (GK) [€/MWh _{H2}]
01.01.2025	102,71	125,20	239,83	76,38	81,35	59,40
01.01.2026	103,99	125,42	224,04	78,23	83,59	60,75
01.01.2027	104,38	124,43	215,00	79,64	85,33	63,31
01.01.2028	105,40	124,33	203,40	81,19	87,09	65,18
01.01.2029	105,49	123,16	197,07	81,95	88,41	68,00
01.01.2030	106,24	122,54	188,56	82,56	89,44	70,46

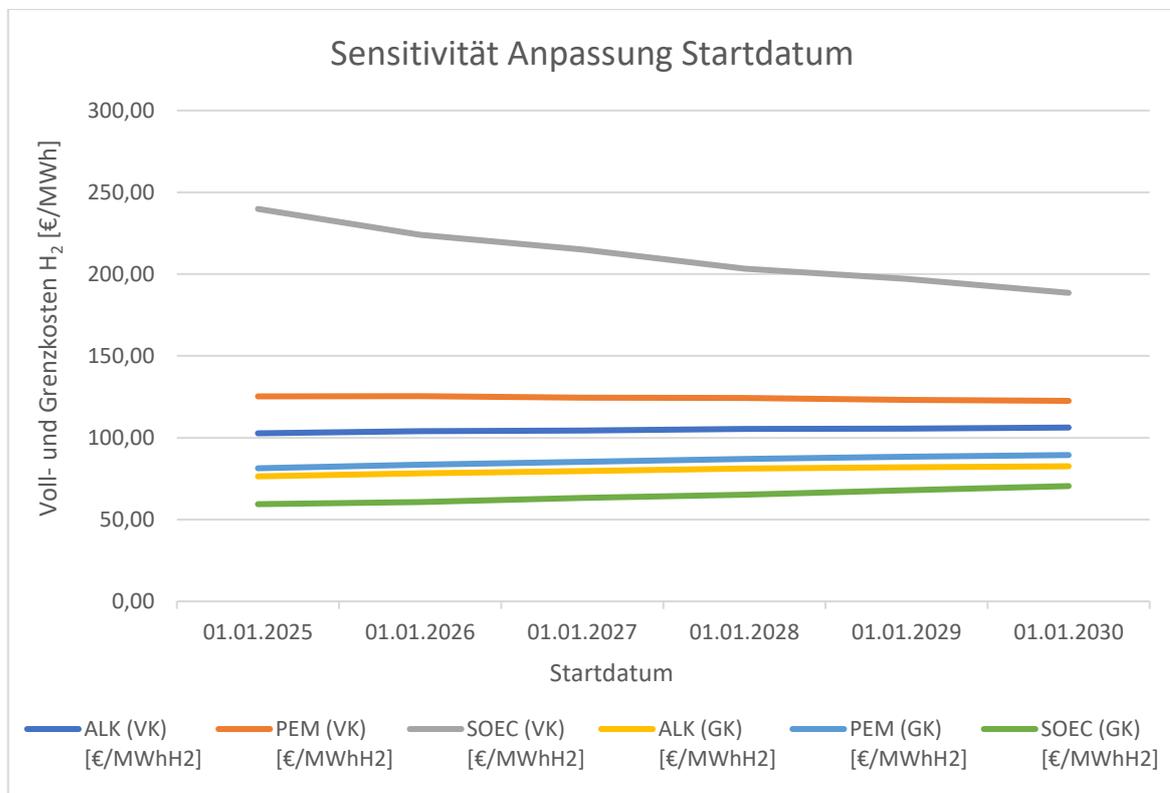


Abbildung 10: Sensitivität - Anpassung Startdatum

Bei der Erhöhung des Startdatums der Berechnung in einem fünf Jahres Zeitraum von 2025 bis 2030 kommt es zu keiner bemerkenswerten Erhöhung oder Absenkung der Wasserstoffgestehungskosten bei der ALK und PEM Technologie. Bemerkenswert ist lediglich die starke Abnahme der SOEC Preise. Dies beruhen auf den sinkenden Investitionskosten bei einem späteren Startdatum. Von diesen profitiert die SOEC besonders, da ihre Investitionskosten anfänglich sehr hoch ausfallen. Diesem Effekt wirkt ein Anstieg der Strombezugpreise entgegen. Da die Lebensdauer der SOEC

jedoch recht kurz ist, beeinflusst dieser Anstieg die Wasserstoffgestehungskosten der SOEC weniger als die der anderen Technologien.

Abbildung 11 zeigt den Verlauf der Strombezugskosten aus dem Plexos für 140.000 Stunden. Man erkennt, dass im ersten Teil das Streuverhalten der Strompreise sehr symmetrisch ist. Im zweiten Teil (ca. ab der 75.000 Stunde) sind die Ausschläge in negativer Richtung ausgeprägter. Die absolut niedrigsten Werte befinden sich im Bereich zwischen der 30.000 Stunde und der 90.000 Stunde. Das Jahr 2030 beginnt etwa bei der 44.000 Stunde. Mit einer Lebensdauer von nur ca. 31.000 Stunden kann die SOEC die genau in diesem Bereich vorkommenden niedrigen Strombezugskosten nutzen. Die PEM und SOEC nutzen diese zwar ebenfalls durch ihre deutlich längere Lebensdauer relativiert sich der Effekt allerdings.

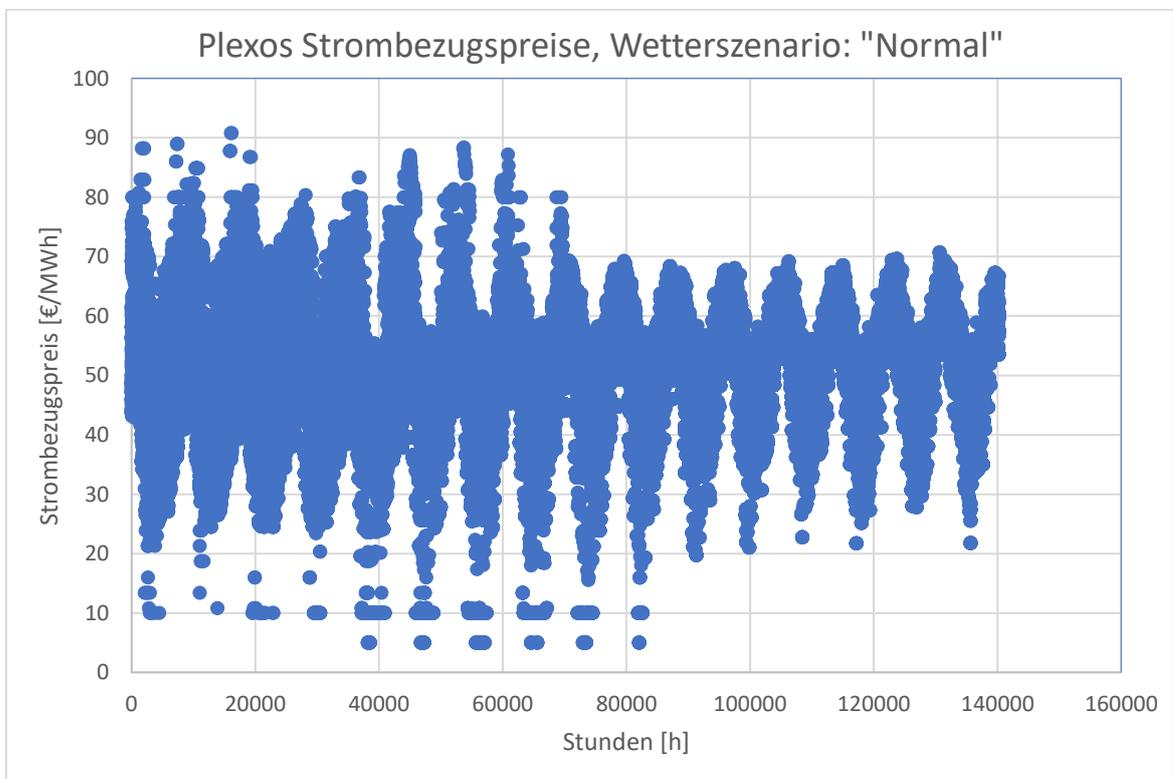


Abbildung 11: Plexos Strombezugskosten, Wetterszenario: "Normal"

Die Erhöhung des Wirkungsgrades der Elektrolyseure wirkt sich wenig überraschen auf die Wasserstoffgestehungskosten aus. Die spezifischen Wirkungsgrade der drei Elektrolyseurtypen wurden jeweils um 30%, in 10% Schritten, ausgehend vom Standardszenario erhöht. Tabelle 11 sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 11: Anpassung des Wirkungsgrades

Wirkungsgrad	ALK (VK) [€/MWh _{H2}]	PEM (VK) [€/MWh _{H2}]	SOEC (VK) [€/MWh _{H2}]	ALK (GK) [€/MWh _{H2}]	PEM (GK) [€/MWh _{H2}]	SOEC (GK) [€/MWh _{H2}]
0%	102,71	125,20	239,83	76,38	81,35	59,40
10%	95,37	117,26	234,45	69,04	73,41	54,02
20%	89,26	110,65	229,97	62,93	66,80	49,54
30%	84,08	105,05	226,17	57,75	61,20	45,75

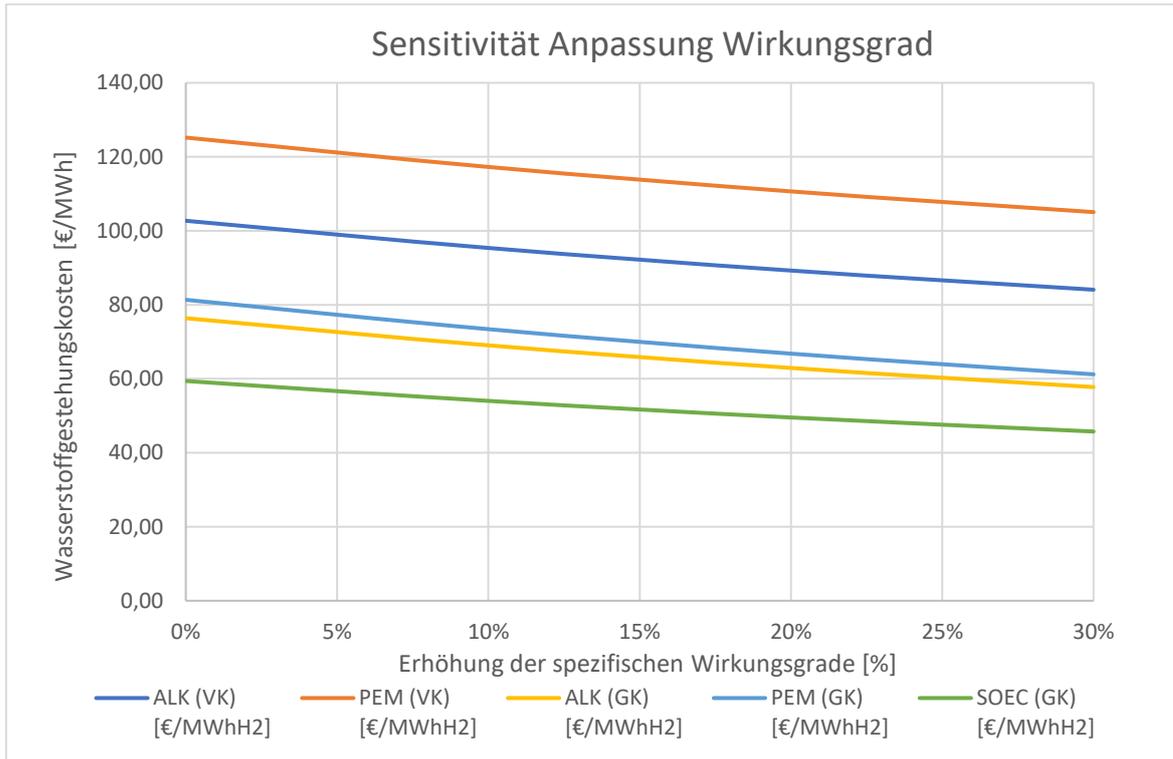


Abbildung 12: Sensitivität - Anpassung Wirkungsgrad

Bei allen drei Technologien lässt sich eine Verringerung der Wasserstoffgestehungskosten bei steigenden Wirkungsgraden erkennen. Alle Technologien verhalten sich sehr ähnlich und erreichen bei Erhöhung des Wirkungsgrades um ca. 20 €/MWh günstigere Wasserstoffgestehungskosten gegenüber dem Standardszenario.

Bei der nächsten anzupassenden Größe handelt es sich um die Lebensdauer. Die Lebensdauer wird ausgehend vom Standardszenario, für jede Elektrolyseurtechnologie, um 30%, in 10% Schritten angehoben. Tabelle 12 zeigt die Ergebnisse.

Tabelle 12: Anpassung der Lebensdauer

Lebensdauer [% Erhöhung]	ALK (VK) [€/MWh _{H2}]	PEM (VK) [€/MWh _{H2}]	SOEC (VK) [€/MWh _{H2}]	ALK (GK) [€/MWh _{H2}]	PEM (GK) [€/MWh _{H2}]	SOEC (GK) [€/MWh _{H2}]
0%	102,71	125,20	239,83	76,38	81,35	59,40
10%	102,81	124,77	228,04	77,81	83,15	60,18
20%	102,92	124,48	214,04	79,01	84,68	60,06
30%	102,89	124,25	206,37	79,60	85,97	60,95

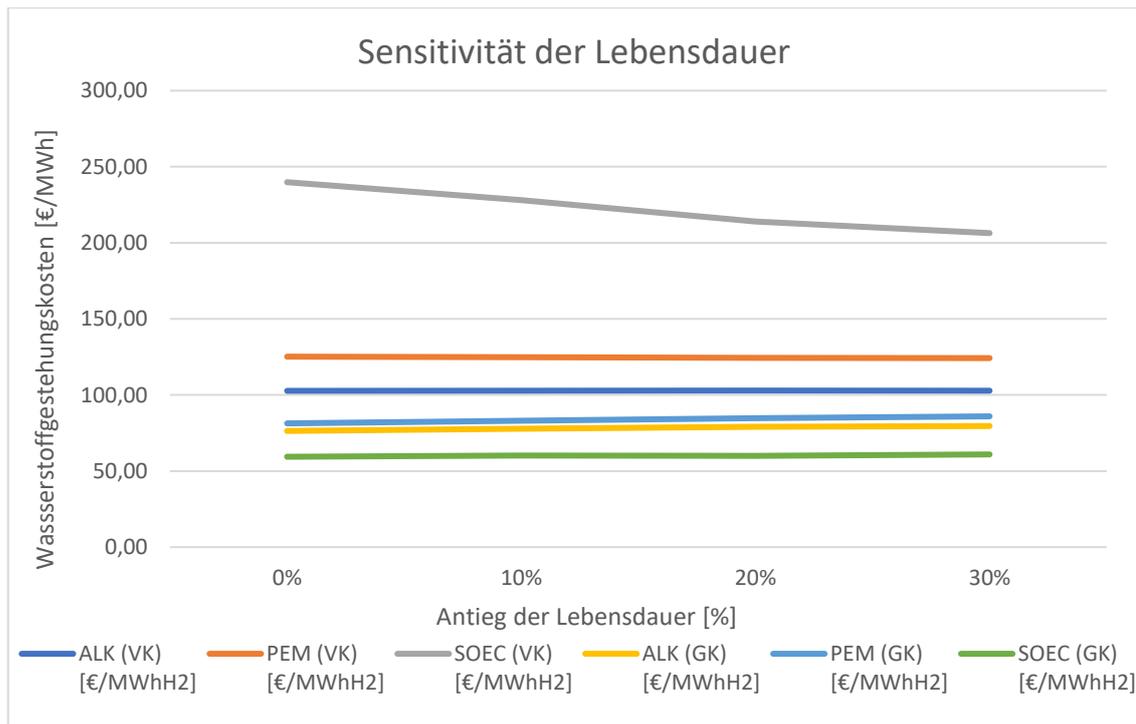


Abbildung 13: Sensitivität - Anpassung Lebensdauer

Bei Erhöhung der Lebensdauer der drei Elektrolyseure in der Modellrechnung erkennt man, dass die Wasserstofferzeugungskosten der ALK und PEM nahezu konstant bleiben. Die SOEC hat einen stärkeren Abfall zu verzeichnen. Dabei gestaltet sich dieser Verlauf nicht intuitiv. Eigentlich müssten die Wasserstoffgestehungskosten bei einer längeren Lebensdauer der Elektrolyseure sinken, da mehr Produktionsstunden zur Verfügung stehen, um mittels Wasserstoff Erlöse zu erzielen. In unserer Modellberechnung fehlen allerdings mögliche festgelegte Absatzpreise. Es werden die am Ende anfallenden Wasserstoffgestehungskosten berechnet. Somit existiert eine Grenze, bis zu welcher die Gestehungskosten von einer erhöhten Lebensdauer profitieren. Diese Grenze wird überschritten, sobald eine weitere Nutzungsstunde, die anfallenden Kosten um einen geringeren Wert senkt, als eine weitere Nutzungsstunde an Energiekosten verursacht.

Eine starke Senkung der Wasserstoffgestehungskosten ist bei der Absenkung der Investitionskosten zu verzeichnen. Die Investitionskosten wurden ausgehend vom Standardszenario um 60%, in 10% Schritten abgesenkt. Tabelle 13 zeigt die Ergebnisse.

Tabelle 13: Anpassung der Investitionskosten

Investitionskosten [% Absenkung]	ALK (VK) [€/MWh _{H2}]	PEM (VK) [€/MWh _{H2}]	SOEC (VK) [€/MWh _{H2}]
0%	102,71	125,20	239,83
10%	100,34	121,19	222,91
20%	97,97	117,18	205,98
30%	95,61	113,17	189,05
40%	93,24	109,16	172,13
50%	90,87	105,16	155,20
60%	88,50	101,15	138,28

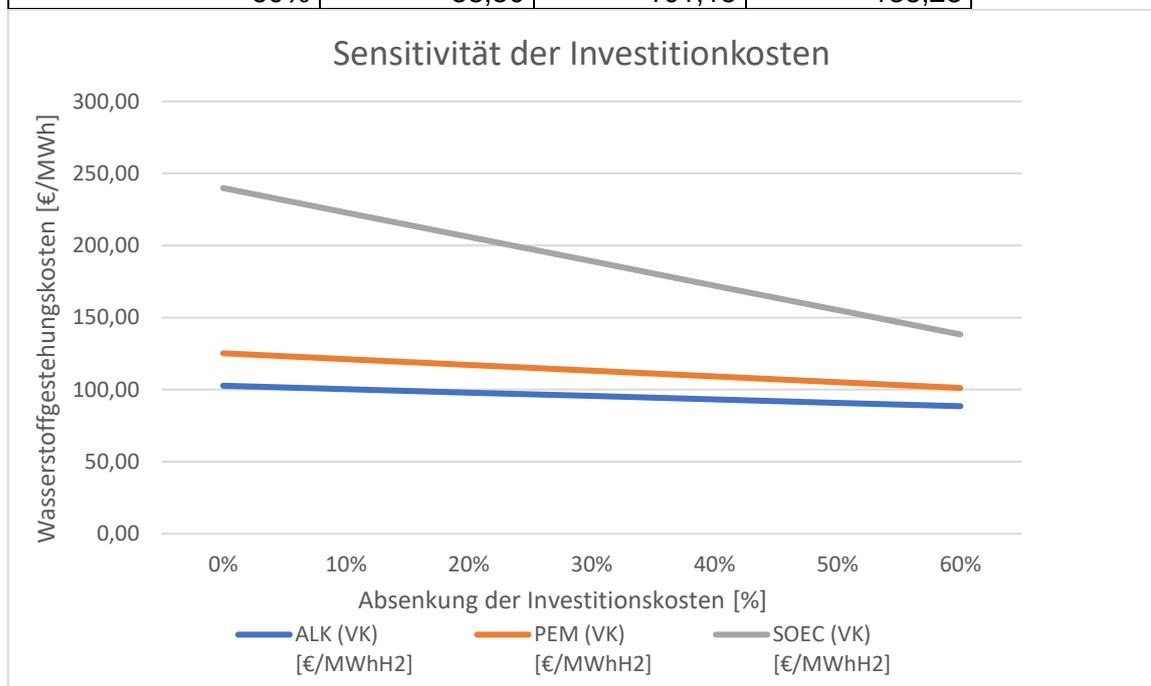


Abbildung 14: Sensitivität – Anpassung Investitionskosten

Bei der Absenkung der Investitionskosten um 60% gegenüber dem Standardszenario wird klar, dass dieser Parameter sehr sensitiv reagiert. Die Vollkosten der ALK und der PEM verringern sich jeweils stark. Die SOEC verringert ihre Vollkosten um ca. 100 €/MWh. Dieser starke Abfall ist mit den hohen Investitionskosten aller Technologien zu erklären. Die SOEC reagiert entsprechend sensibler, da ihre Investitionskosten wiederum deutlich teurer sind als die der PEM und ALK. Damit ist Sie bei einer prozentualen Verringerung auch stärker betroffen. Die Grenzkosten wurden bei diesem Parameter nicht extra aufgeführt, da sie nicht abhängig sind von den Investitionskosten.

Die Berechnungen sind im erheblichen Maße von den Strombezugspreisen abhängig. Neben den einzelnen Parametern, die sich direkt in technischer Sicht auf die

Elektrolyseure auswirken, ist es interessant, Parameter zu untersuchen die sich auf die Strombezugspreise auswirken. Daher wird folgend die Auswirkung des Wetterszenarios und des Strompreislistentyps auf die Wasserstoffgestehungskosten untersucht. Bei den Wetterszenarios wurden die uns vorliegenden drei Modelle: „Normal“, „2007“ und „2009“ getestet. Die Wetterszenarios entsprechen dabei den Wetterdaten der entsprechenden Kalenderjahre. Das Wetterjahr 2007 wurde ausgewählt, das die Windproduktion in diesem Jahr ca. 10% über Normal lag, im Jahr 2009 lag die Windproduktion ca. 10% unter Normal. Tabelle 14 zeigt die Ergebnisse.

Tabelle 14: Voll- und Grenzkosten für verschiedene Wetterszenarios (Startzeitpunkt: 2025)

Wettermodell	ALK (VK) [€/MWh _{H2}]	PEM (VK) [€/MWh _{H2}]	SOEC (VK) [€/MWh _{H2}]	ALK (GK) [€/MWh _{H2}]	PEM (GK) [€/MWh _{H2}]	SOEC (GK) [€/MWh _{H2}]
Normal	102,71	125,20	239,83	76,38	81,35	59,40
2007	93,35	115,16	232,29	67,12	71,42	52,04
2009	97,07	119,05	235,13	70,73	75,19	54,70

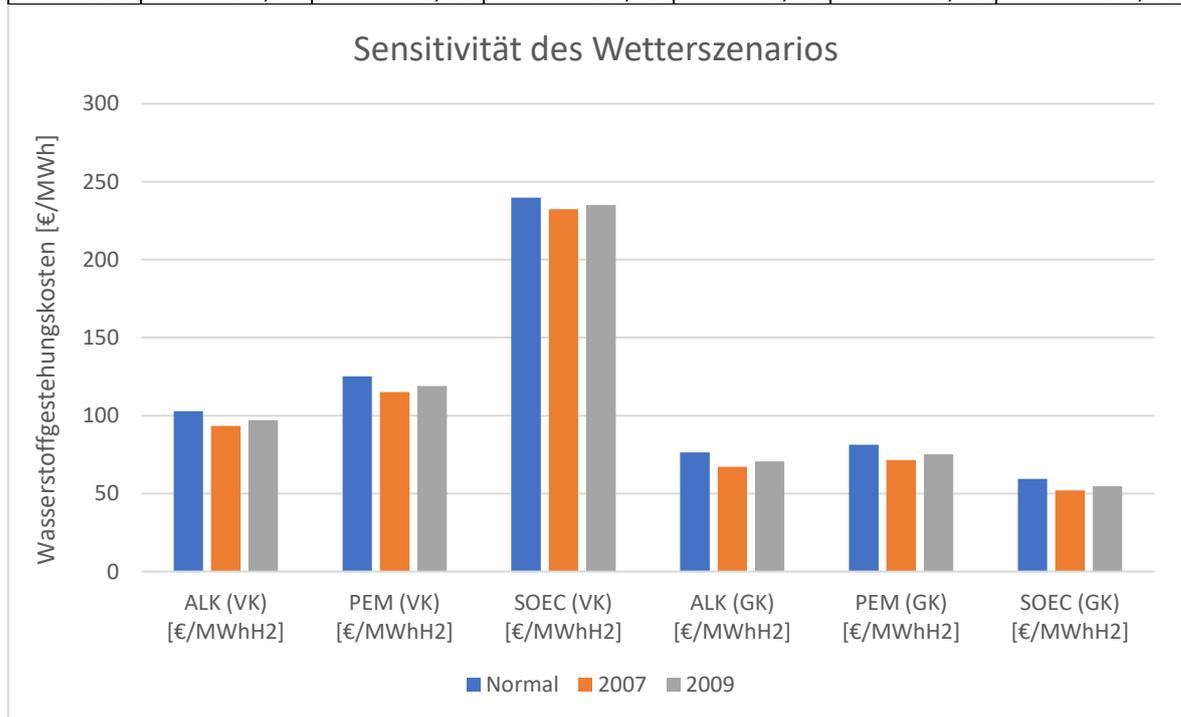


Abbildung 15: Sensitivität - Anpassung Wetterszenario

Im direkten Vergleich ist das Wetterszenario „2007“ am günstigsten für die Produktion von Wasserstoff. Das im Standardszenario benutzte Wetterszenario „Normal“ ist im Vergleich am schlechtesten. Die Unterschiede ergeben sich aus den unterschiedlich hohen Preisniveaus der Strombezugspreise und vor allem aus der Tatsache, dass die realen Wetterjahre eine größere Volatilität beinhalten, so günstigere Preise für den Strombezug der Wasserstoffproduktion realisiert werden können. Diese wiederum

resultieren aus den unterschiedlichen Wetterjahren, die als Grundlage zur Berechnung der Strombezugspreise herangezogen wurden.

Neben dem Wetterszenario sind auch die Auswirkungen anderer Elektrolyseure auf dem Markt für die Ausprägung der Strombezugspreise ausschlaggebend. Uns liegen zwei Strompreislistentypen vor. Die erste bezieht sich auf die Annahme, dass sich keine weiteren Elektrolyseure auf dem Markt befinden. Diese Annahme ist daher unrealistisch. Im Standardszenario und in der gesamten Sensitivitätsanalyse wird daher nur mit dem Preislistentyp „mit anderen Elektrolyseuren“ gerechnet.

8.2 Sensitivität der Inputgrößen

Nach der Sensitivitätsanalyse sollen deren Ergebnisse nun im Ganzen betrachtet werden. Entscheidend ist dabei herauszufinden, welcher der Inputgrößen sich besonders sensibel auf die Outputgröße (die Wasserstoffgestehungskosten) auswirkt. Um den Umfang dieser Betrachtung einzuschränken, wurde sich dabei zunächst nur auf die ALK beschränkt. Diese Technologie wurde an dieser Stelle ausgewählt, da diese in dem vorausgegangen Standardszenario und der Sensitivitätsanalyse konstant die geringsten Wasserstoffgestehungskosten aufwies. Des Weiteren besitzt diese Technologie im Vergleich mit den anderen Technologien den höchsten Entwicklungs- und Ausbaustand im Bereich der großtechnischen Wasserstofferzeugung durch Wasserelektrolyse. [16] Die Tabelle 15 zeigt alle variierten Inputgrößen und die maximalen Auswirkungen auf die Outputgröße in der Übersicht. Es wurde sich dabei darauf konzentriert, welche Anpassung der Inputgrößen zu einer möglichst starken Verringerung der Wasserstoffgestehungskosten im Vergleich zum Standardszenario führen.

Tabelle 15: Sensitivität der Inputgrößen

Inputgrößen	ALK Standard-szenario	H2 Gestehungs-kosten ALK (VK)	optimaler Wert ALK nach Anpassung	H2 Gestehungs-kosten ALK (VK)	Differenz ALK (VK)
Sollzinssatz	5%	115,19 €/MWh	5%	102,70 €/MWh	0,00%
Startdatum	01.01.2025		01.01.2025	102,70 €/MWh	0,00%
Wirkungsgrad	68%		88%	84,08 €/MWh	-18,14%
Lebensdauer	79167h		79167h	102,71 €/MWh	0,00%
Investitions-kosten	1167917 €/MW		467166 €/MW	88,50 €/MWh	-13,83%
Wetterszenario	"Normal"		2007	93,35 €/MWh	-9,11%

In der ersten Spalte der Tabelle 15, sind die in der Sensitivitätsanalyse angepassten Inputgrößen aufgeführt. Rechts daneben befinden sich die Werte, die im Standardszenario verwendet wurden. Diese führen nach der Berechnung zu den Wasserstoffgestehungskosten der ALK (Vollkosten) die in Spalte drei aufgeführt wurden. Alle Parameter wurden nun angepasst. Die vierte Spalte zeigt den für die Wasserstoffgestehungskosten günstigsten Parameter Wert, der sich während der Parameteranpassung ergeben hat. Es wurde immer nur ein Parameter in einer spezifischen Bandbreite angepasst. Die minimalen Wasserstoffgestehungskosten, die sich innerhalb der Anpassungsbandbreite ergeben haben, sind in der fünften Spalte angegeben. Die letzte Spalte zeigt die Differenz zum Standardszenario in Prozent. Dadurch lassen sich die sensibelsten Parameter in der Berechnung identifizieren. Die größte Auswirkung auf die Wasserstoffgestehungskosten haben in der Berechnung die Investitionskosten und der Wirkungsgrad. Die Investitionskosten und der Wirkungsgrad wirken sich dabei direkt auf den Elektrolyseur aus. Die Investitionskosten verursachen bei einer Verringerung um 60% gegenüber dem Wert des Standardszenarios eine Verringerung von 13,83% der Wasserstoffgestehungskosten. Dieser hohe Wert lässt sich auf die immer hohen Investitionskosten von ALK Elektrolyseuren zurückführen. Eine Erhöhung des Wirkungsgrades um 30% führt zu einer Verringerung der Wasserstoffgestehungskosten von 18,14%. Ebenfalls sehr sensitiv ist das Wetterszenario. Ein Wechsel vom Wetterszenario „Normal“ zum Wetterszenario „2007“ bringt einen Rückgang der Wasserstoffgestehungskosten von 9,11 %. Das Wetterjahr 2007 bringt daher deutlich günstigere Strompreise hervor. Wenn der Elektrolyseur bei seiner Produktion auf günstigere Strompreise zurückgreifen kann, sinken die Wasserstoffgestehungskosten. Es wird die große Abhängigkeit der Elektrolyseure von der Höhe der Strompreise und die Abhängigkeit der Strompreise vom Wetter deutlich. Eine Veränderung des Startdatums vom Jahr 2025 auf das Jahr 2030 gegenüber dem Standardszenario verringert die Wasserstoffgestehungskosten kaum.

Zusammenfassend kann man bei der ALK die Investitionskosten und den Wirkungsgrad in unserem Modell als sensitivste Parameter identifizieren. Natürlich nur mit Blick auf eine möglichst positive Auswirkung auf die Wasserstoffgestehungskosten. Das ist mit Blick auf eine mögliche Zukunft der Wasserelektrolyse interessant. Im nächsten Schritt soll nun ein Blick in die Zukunft geworfen werden und ein Best Case Szenario entworfen werden, dass Einblicke in eine mögliche Entwicklung der Wasserstoffproduktion und den damit verbunden Kosten bietet.

9 Best Case Szenario „2030“

Zur Durchführung der Sensitivitätsanalyse wurde bereits ein Standardszenario bestimmt. Im weiteren Verlauf soll nun ein Best Case Szenario für das Jahr 2030 bestimmt werden. Dieses Best Case Szenario soll eine möglichst günstige, zukünftige Situation der Wasserstoffproduktion in ALK Elektrolyseuren anhand von optimistischen Annahmen prognostizieren. In Verbindung mit einem Best Case Szenario wird häufig auch ein Worst Case Szenario aufgestellt, dass durch möglichst pessimistische Annahmen geprägt wird. [31] An dieser Stelle macht die Aufstellung solch eines Szenarios aber wenig Sinn, da nicht davon auszugehen ist, dass sich die recherchierten Werte aus dem Standardszenario in Zukunft negativ entwickeln. Viel interessanter ist ein optimistischer Blick in die Zukunft. Zur Aufstellung des Best Case Szenario werden die Ergebnisse aus der Sensitivitätsanalyse herangezogen. Tabelle 16 zeigt die Berechnungsgrundlage des Best Case Szenario.

Tabelle 16: Best Case Szenario "2030"

Best Case Szenario „2030“		
Inputgrößen	ALK	Hinweis
Sollzinssatz	5%	Annahme
Startdatum	01.01.2030	Annahme
Wirkungsgrad	90%	Erhöhung des Wirkungsgrades um 30%
Lebensdauer	88.333h	Keine Erhöhung der Lebensdauer
Investitionskosten	522.167 €/MW	50% Absenkung der Investitionskosten
Wetterszenario	2007	/
Preislistentyp	mit anderen Elektrolyseuren	/
Produktionsvorgabe	5000 h/a	Annahme

Der Sollzinssatz wurde bei 5% belassen. Das Startdatum auf das Jahr 2030 gesetzt. Es wurde sehr optimistisch mit einem Anstieg des Wirkungsgrades dieser Technologie um 30% gerechnet. Die Lebensdauer des Elektrolyseurs wurde nicht erhöht und die Investitionskosten für das Jahr 2030 um 50% gesenkt. Um möglichst niedrige Strombezugspreise nutzen zu können wurde das Wetterszenario „2007“ genutzt. Der Preislistentyp wurde bei „mit anderen Elektrolyseuren“ belassen. Es ist selbst für ein

Best Case Szenario zu optimistisch eingeschätzt, dass man den einzigen Elektrolyseur auf dem Markt betreibt. Die Produktionsvorgabe wurde auf 5000 h/a erhöht.

Tabelle 17: Ergebnisse des Standardszenarios und des Best Case Szenario im Vergleich

Inputgrößen	Standardszenario	Best Case Szenario
Sollzinssatz	5%	5%
Startdatum	01.01.2025	01.01.2030
Wirkungsgrad	68%	90%
Lebensdauer	79167h	88.333h
Investitionskosten	1.167.917,00 €/MW	522.167 €/MW
Wettermodell	Normal	2007
Preislistentyp	mit anderen Elektrolyseuren	mit anderen Elektrolyseuren
Produktionsvorgabe	4000 h/a	5000 h/a
ALK Vollkosten mit O₂ Verkauf	102,70 €/MWh	67,38 €/MWh

Tabelle 17 zeigt die Wasserstoffgestehungskosten, mit berücksichtigtem Sauerstoffverkauf, des Standardszenarios und des Best Case Szenarios im Vergleich. Im Vergleich zum Standardszenarios haben sich die Wasserstoffgestehungskosten bei der ALK mit den optimistischen Annahmen des Best Case Szenarios um ca. 35 €/MWh reduziert. Die Grenzkosten des Best Case Szenarios betragen 55,85 €/MWh, die des Standardszenarios belaufen sich auf 76,38 €/MWh.

Der Blick auf das Best Case Szenario 2030 für ALK Elektrolyseure, soll nun folgend ausgeweitet werden. Dieses spezielle Szenario soll nun nicht wie bisher nur mit Blick auf die absoluten Wasserstoffgestehungskosten betrachtet werden, sondern jährlich aufgefaserter werden, um einen tieferen Einblick in die Entstehung der Ergebnisse zu erhalten. Abbildung 16 zeigt die jährlichen Nutzungsstunden des ALK Elektrolyseurs im Best Case Szenario. Die Berechnung findet im Berechnungsmodell 2 statt. Das heißt, dass bei Vorgabe von jährlichen Vollbenutzungsstunden das Modell die jeweilig günstigsten Stunden heraussucht und die vorgegebenen Nutzungsstunden belegt. Genau dieser Verlauf ist in Abbildung 16 dargestellt.

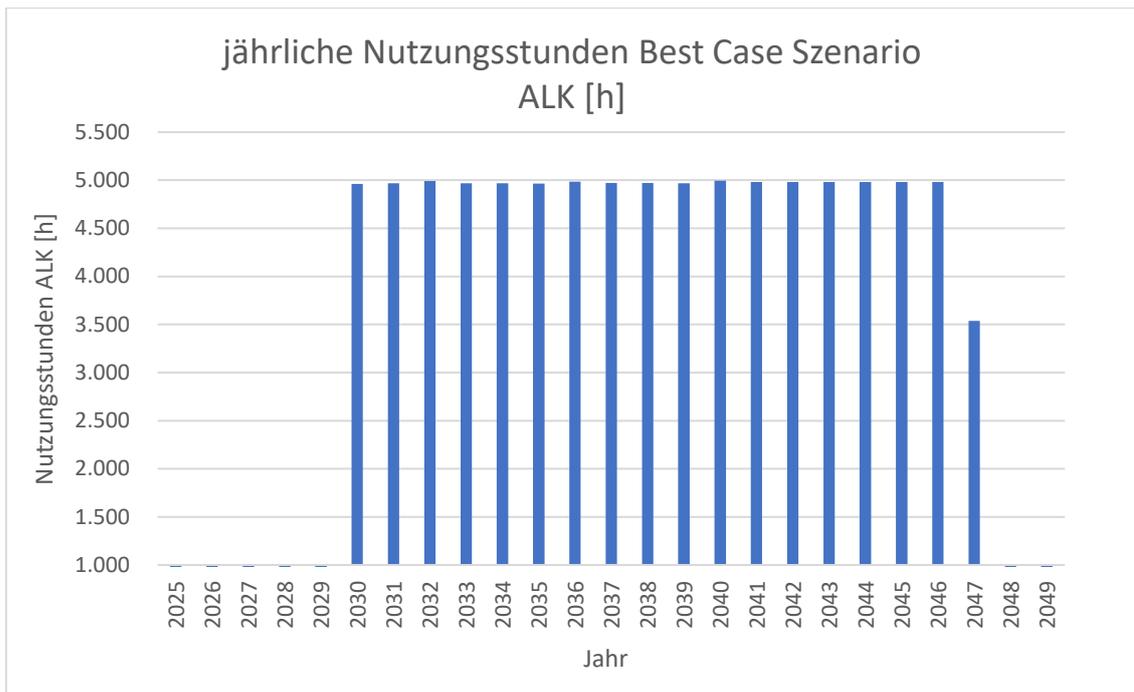


Abbildung 16: jährliche Nutzungsstunden im Best Case Szenario

Beim Best Case Szenario sind 5000 h/a vorgegeben, die nun jedes Jahr gefahren werden. Im Jahr 2047 ist die Lebensdauer des Elektrolyseurs erreicht und die restlichen Stunden werden aufgebraucht. Zu erwähnen ist noch, dass die jährlichen Nutzungsstunden auch näherungsweise der Wasserstoffproduktionsmenge entspricht, da wir einen 1 MW (output) Elektrolyseur betrachten und lediglich mögliche Anlaufzustände die Produktionsmenge verringern. Abbildung 17 beschäftigt sich mit den jährlichen Strombezugskosten im Best Case Szenario.

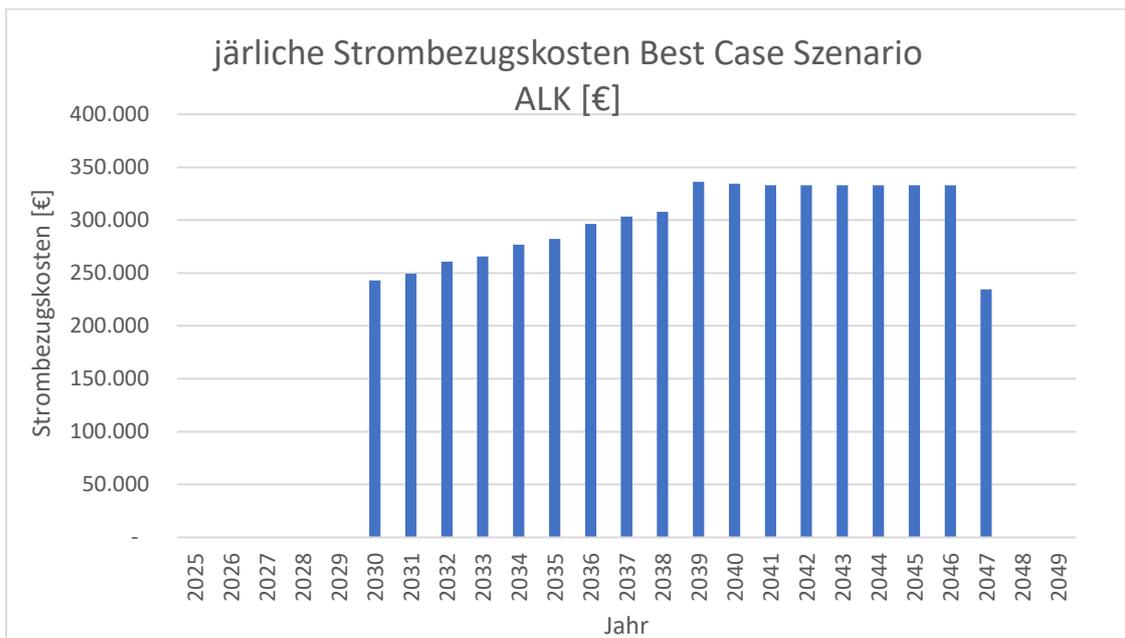


Abbildung 17: jährliche Strombezugskosten im Best Case Szenario

Trotz gleichbleibenden Nutzungsstunden variieren diese. Vom Jahr 2030 an steigen diese gleichmäßig von ca. 250.000 €/a auf ca. 340.000 €/a im Jahr 2039 an. Vom Jahr 2040 bis zum Jahr 2047 bleiben sie dann nahegehend konstant. Der starke Abfall im letzten Produktionsjahr fällt auf die geringen Nutzungsstunden zurück. Der Anstieg der Strombezugskosten in den ersten zehn Produktionsjahren ist auf höhere Strombezugpreise im jeweiligen Jahr zurückzuführen. Abbildung 18 zeigt die resultierenden jährlichen Wasserstoffgestehungskosten, die im gewichteten Mittel die gesamten Wasserstoffgestehungskosten ergeben, die in vorangegangenen Abschnitten betrachtet wurden. Die jährlichen Wasserstoffgestehungskosten orientieren sich dabei im Verlauf an den Strombezugskosten, von denen sie direkt abhängig sind. In den ersten zehn Jahren der Betrachtung steigen Sie mit den parallel steigenden Strombezugskosten. Der Peak im Jahr 2047 kommt durch die Kombination aus wenigen produzierten MWh Wasserstoff mit gleichbleibenden Wartungskosten im Vergleich zu den anderen Jahren zustande.

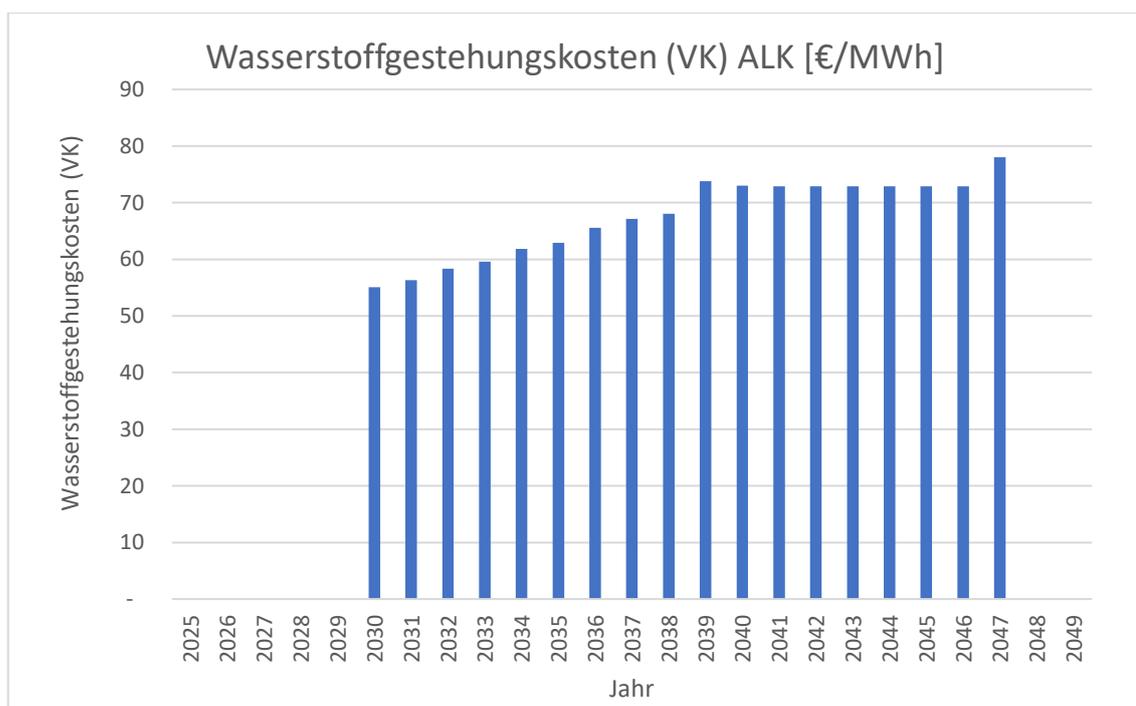


Abbildung 18: jährliche Wasserstoffgestehungskosten im Best Case Szenario

9.1 Einordnung der Ergebnisse in die deutsche Energielandschaft

Mit Blick auf die politischen Zielstellungen, die bereits vorgestellt wurden, sollen die Ergebnisse der Berechnungen nun eingeordnet werden. Dafür soll zunächst betrachtet werden für welche Aufgabenstellungen sich der Energieträger Wasserstoff besonders eignet. Die Einsatzbereiche wurden in der folgenden Übersicht zusammengefasst. [32]

Als Speicher für regenerativ erzeugte Energie

Im Zuge der Energiewende kommt es zu einem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energieerzeuger, wie Solaranlagen oder Windräder. Deren Stromerzeugung ist allerdings im hohen Maße von den aktuellen Wetterbedingungen abhängig. Je nach Wetterlage kann es demnach zu Überproduktionen kommen, die nicht dem aktuellen Energiebedarf entsprechen. Um Bedarf und Produktion in Einklang zu bringen sind Energiespeicher nötig. Regenerativ erzeugter Strom kann mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden und der Wasserstoff damit als Speichermedium wirken. [33]

Als Brennstoff

In Europa werden 36% der CO₂ Emissionen bei der Wärmeversorgung von Gebäuden erzeugt. Diese Emissionen werden größtenteils durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen wie Erdgas oder Öl verursacht. Mit dem Ziel die Emissionen zu verringern, rücken anderen Technologien wie die Brennstoffzelle in den Fokus. In einem Prozess, der der umgekehrten Elektrolyse entspricht, wird Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser. Dabei entstehen Strom und Wärme die weiter genutzt werden können. [34]

Als Treibstoff im Verkehrssektor

Im Verkehrssektor schreitet die Elektrifizierung immer weiter voran. Neben der Speicherung von Strom in Akkus können elektrische Fahrzeuge auch mit Wasserstoff als Energiequelle betrieben werden. In einer Brennstoffzelle kann der Wasserstoff wieder in elektrischen Strom umgewandelt und für den Betrieb eines Elektromotors genutzt werden. [35]

Als Rohstoff in der chemischen Industrie

Wasserstoff findet Verwendung in der chemischen Industrie bei der Synthese von chemischen Verbindungen und Reduktionsreaktionen in der Metallurgie. Besondere Bedeutung hat dabei die Ammoniaksynthese, die Synthese von Methanol und hydrierende Verfahren der Mineralölverarbeitung im Raffineriebereich. [36]

Als Ersatz für Erdgas

Wasserstoff bietet vielfältige Einsatzmöglichkeiten. Einige, wie beispielsweise die Wärmeversorgung von Gebäuden überschneidet sich mit dem Einsatz von Erdgas. Regenerativer Wasserstoff bietet im Gegensatz zum fossilen Energieträger Erdgas eine emissionsfreie Umwandlung in Energie. Der Gedanke Erdgas langfristig durch grünen Wasserstoff zu ersetzen, liegt daher nah. Nachfolgend sollen diese beiden Energieträger miteinander Vergleichen werden.

Erdgas	Wasserstoff
-fossiler Energieträger	-kann regenerativ erzeugt werden
-vielfältig einsetzbar	-vielfältig einsetzbar
-hoher Ausbaugrad der Infrastruktur	-geringer Ausbaugrad
-gute Transport- und Speichermöglichkeiten	-geringe Transport- und Speichermöglichkeiten

Beide Energieträger sind vielseitig einsetzbar, unterscheiden sich aber momentan noch deutlich im Ausbaugrad der Infrastruktur. Ein weiterer Unterschied liegt in der Beschaffung beider Stoffe. Während Erdgas direkt gefördert werden kann, durchläuft grüner Wasserstoff viele verschiedene Umwandlungsschritte. Vor der Produktion von Wasserstoff in Elektrolyseuren wird zunächst elektrischer Strom erzeugt, mit dessen Einsatz dann Wasserstoff erzeugt wird. Die im Wasserstoff gespeicherte Energie muss dann im Einsatzszenario wieder freigesetzt werden. Jeder dieser Umwandlungsschritte besitzt seinen eigenen Wirkungsgrad, mit dem die Energieeffizienz sinkt. Mit sinkender Effizienz steigen die Kosten für die Energie. Um diesen Effekt deutlich zu machen, werden in der folgenden Grafik des BDEW [37] die Großhandelspreise von Erdgas aufgezeigt

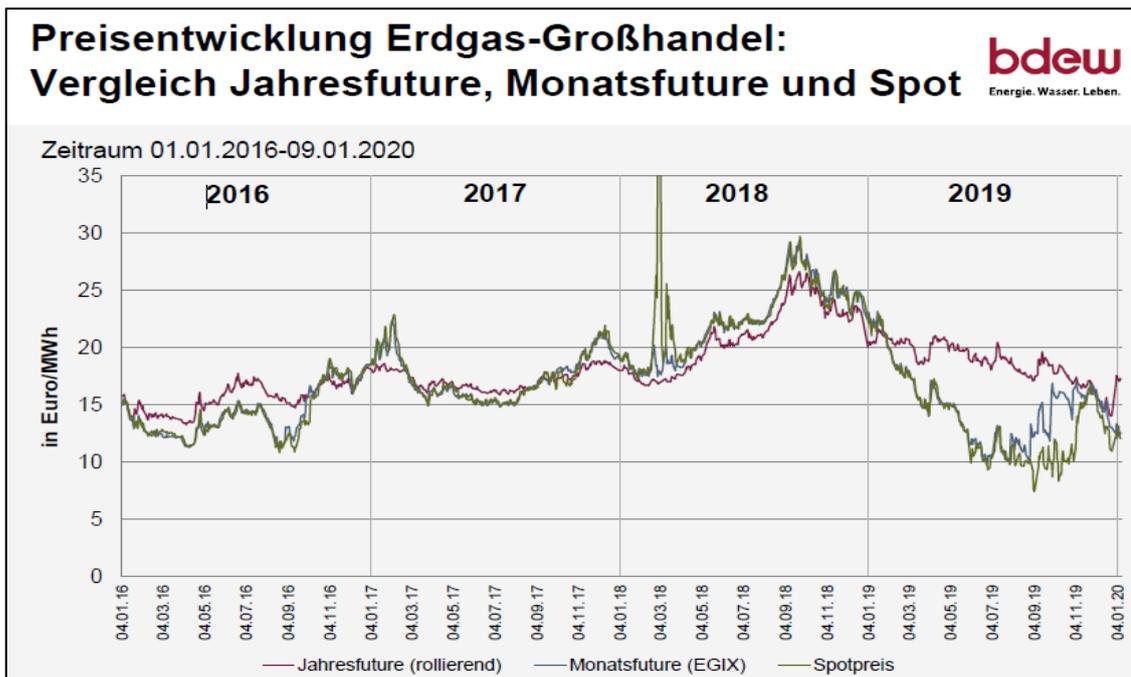


Abbildung 19: Erdgas Großhandelspreise

Der Erdgas Spotpreis liegt am 04.01.2020 bei ca. 13 €/MWh. Wenn man diesen Wert mit dem in dieser Arbeit berechneten Wasserstoffgestehungskosten aus dem Best Case Szenario 2030 vergleicht (67,38 €/MWh_{H₂}), fällt einem sofort das große Gefälle auf. Interessant ist daher die Überlegung an welchen Stellschrauben noch gedreht werden könnte, um den Wasserstoffpreis näher an den von Erdgas anzugleichen. Mögliche Optionen könnten dabei weitere staatliche Förderungen sein. In Tabelle 15 wird die Sensitivität Tabelle 15: Sensitivität der Inputgrößen dargestellt, daraus ergeben sich weitere Ansatzpunkte. So sind die Investitionskosten der Elektrolyseure ein entscheidender Kostenfaktor bei der Produktion von Wasserstoff. Weitere Förderungen für Elektrolyseure oder Hilfen für Forschung und Entwicklung könnten sich direkt auf eine Senkung der Wasserstoffgestehungskosten auswirken. Eine weitere Stellschraube ist die Bepreisung von CO₂. Die Bundesregierung hat beschlossen im Rahmen des Klimapaketes eine CO₂ Bepreisung ab 2021 einzuführen. Durch die Bepreisung wird die Nutzung fossiler Energieträger teurer. Die Kosten werden an den Endverbraucher weitergegeben. Eine Bepreisung würde keinen direkten Effekt auf grünen Wasserstoff haben. Sie führt lediglich zu einer Preiserhöhung anderer Energieträger, was dazu führt, dass grüner Wasserstoff im Vergleich konkurrenzfähiger wird. Um die Auswirkungen einzuschätzen kann man die CO₂ Bepreisung für eine MWh Erdgas für das Jahr 2025 berechnen. Bei der Verbrennung von 1 MWh Erdgas entstehen 0,182 tCO₂ die bei einer Bepreisung von 55 €/tCO₂ eine Preiserhöhung von 10,01 €/MWh Erdgas ergibt. Bei der Betrachtung der Preise aus Abbildung 19, fällt diese CO₂ Bepreisung zwar deutlich ins

Gewicht. Um preislich die Kosten einer MWh Wasserstoff zu erreichen, müsste der CO₂ Preis aber um den Faktor sechs erhöht werden.

10 Fazit

Die vorangegangenen Ergebnisse zeigen, dass selbst unter Annahme eines Best Case Szenario, die Wasserstoffproduktion innerhalb einer Vollkostenbetrachtung, noch keine Alternative zu fossilen Brennstoffen wie Erdgas unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten bieten kann.

Gleichzeitig zeigt sich jedoch, dass unter optimalen Bedingungen und bei anhaltender Forschung Wasserstofftechnologien zukünftig deutlich günstiger werden und vielfältige Anwendungen bieten. Speziell die Entwicklungen mit Blick auf das Jahr 2050 dürften, aufgrund der deutlich sinkenden Kosten für die Anlagenbereitstellung sowie der höheren Wirkungsgrade, zugunsten der Elektrolyseurtechnik ausfallen.

Die größten Einflüsse auf Zusammensetzung der Gestehungskosten hatten in unserem Modell die Investitionskosten, die Wirkungsgrade und die durch das Wetterszenario beeinflussten Strombezugpreise.

Sofern der Ausbau der erneuerbaren Energien nochmals über den bereits in den Preismodellen beachteten Umfang vorangetrieben wird, kann dieser Kostenpunkt die Rentabilität der Elektrolysetechnologie im Vergleich deutlich erhöhen.

Nicht beachtet ist hierbei jedoch der weitere Verarbeitungs- und Distributionsaufwand des Wasserstoffes nach seiner Erzeugung. Diese sind nicht unerheblich. Es sei jedoch auch hier von einem Entwicklungspotential auszugehen.

Es lässt sich feststellen, dass Wasserstoff durch seinen hohen Produktionsaufwand wirtschaftlich noch nicht mit bestehenden fossilen Energieträgern, wie Erdgas konkurrieren kann. Da der Wasserstoffeinsatz jedoch zur Erreichung politischer Ziele unerlässlich ist, kann die Rentabilität dieser Technologien durch lenkende Mittel erhöht werden.

Des Weiteren wurden alle berechneten Ergebnisse auf Grundlage heutiger recherchierter Daten ermittelt. Da in Zukunft aber mit einem erhöhten Fokus auf die Wasserstofftechnologien gerechnet werden kann, ist es schwierig das endgültige Potenzial abzuschätzen.

Literatur

- [1] Bundesministerium für Bildung und Forschung: Nationale Wasserstoffstrategie, o.D., <https://www.bmbf.de/de/nationale-wasserstoffstrategie-9916.html>, abgerufen am 30.03.2021
- [2] Bundesministerium für Bildung und Forschung: „Die Nationale Wasserstoffstrategie“, Juni 2020, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20, zuletzt abgerufen am 30.03.2021
- [3] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung: „Ein großer Schub für die Energiewende Bundesregierung beschließt Wasserstoffstrategie“, 10 Juni 2020, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wasserstoffstrategie-kabinett-1758824>, abgerufen am 30.03.2021
- [4] Bundesministerium für Bildung und Forschung: „Ideenwettbewerb „Wasserstoffrepublik Deutschland“, Februar 2019, <https://www.bmbf.de/files/F%c3%b6rderaufwurf%20Ideenwettbewerb%20Wasserstoffrepublik%20Deutschland.pdf>, abgerufen am 30.03.2021
- [5] European Union: „Hydrogen Roadmap Europe“, 2019, https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf, abgerufen am 30.03.2021
- [6] H2 mobility: „H2 tanken Wasserstoffmobilität beginnt jetzt“, o.D., <https://h2.live/>, abgerufen am 27.03.2021
- [7] C. Hebling/ M. Ragwitz/ T. Fleiter/ U. Groos/ D. Härle/ A. Held/ M. Jahn/ N. Müller/ T. Pfeifer/ P. Plötz/ O. Ranzmeyer/ A. Schaadt/ F. Sensfuß/ T. Smolinka u. M. Wietschel: „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“, Oktober 2019; https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf, abgerufen am 27.03.2020
- [8] R. Poschotta: „Wasserstoff“, Januar 2021; <https://www.energielexikon.info/wasserstoff.html>, abgerufen am 27.03.2021
- [9] TÜV Süd: „Eigenschaften von Wasserstoff“, o.D., <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/eigenschaften-von-wasserstoff#:~:text=Eigenschaften%20von%20Wasserstoff,-Services%20zu%20Brennstoffzellensystemen&text=Wasserstoff%20ist%20ein%20farb%2D%20und,70%2C99%20g%2Fl.>, abgerufen am 27.03.2021

- [10] Spektrum Akademischer Verlag: „Wasserstoffversprödung“, o.D., <https://www.spektrum.de/lexikon/chemie/wasserstoffversproedung/9910>, abgerufen am 27.03.2022
- [11] Olaf Babel: „Explosionsgrenzen“, o.D., <https://www.unternehmensberatung-babel.de/industriegase-lexikon/explosionsgrenzen/index.html>, abgerufen am 27.03.2021
- [12] Lenntech: „Bestandteile der Atomkerne der Wasserstoffisotope- Gesundheitseffekte von Wasserstoff- Umweltfolgen von Wasserstoff“, o.D., <https://www.lenntech.de/pse/elemente/h.htm>, abgerufen am 31.03.2021
- [13] P. Kurzweil/ O. Dietlmeier: „Elektrochemische Speicher“, Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015
- [14] K. Meier: „Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials. Int J Energy Environ Eng 5, 104 (2014), <https://doi.org/10.1007/s40095-014-0104-6>
- [15] G. Karim: „Das Power-to-Methane-Konzept - Von den Grundlagen zum gesamten System.“, Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2017.
- [16] NOW GmbH, Studie IndWEDe „Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme“, im Auftrag des: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Berlin 2018
- [17] Tremel, Alexander: Electricity-based Fuels. Erlangen: Springer Verlag, 2018.
- [18] Jan Cihlar (Guidehouse) ,“Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits“, im Auftrag der Europäischen Kommission, 2020
- [19] Hamacher, Thomas et al.: „Wasserstoff und Brennstoffzelle - Technologien und Marktperspektiven“, Esslingen, Stralsund: Springer Vieweg, 2017.
- [20] Ilona Dickschas - Siemens AG, Tom Smolinka - Fraunhofer Institut für Solare Energiessysteme ISE, „Wasserelektrolyse an der Schwelle zur großskaligen Industrialisierung - Trends und Herausforderungen bis 2030, Session 4.02 Wasserstoff - Energieträger der Zukunft?“, Berliner Energietage, Berlin 20. Mai 2019, unter https://www.energie.fraunhofer.de/content/dam/energie/de/documents/03_PDF_Messen-Veranstaltungen/Dokumente__Messen_2019/BET-2019_Vortraege/04_190520-Berliner-Energietage_Wasserelektrolyse_Smolinka_Dickschas.pdf, abgerufen am 31.03.2021
- [21] A. Regett, C. Pellingner, S. Eller: „Power2Gas- Hype oder Schlüssel zur Energiewende“ in Energiewirtschaftliche Tagesfragen- 64 Jg. (2014) Heft 10, Essen: etv Energieverlag GmbH, 2014

- [22] S. Pichlmaier, T. Hübner u. S. Kigle: „Elektrolyse- Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X“, o.D., <https://www.ffe.de/publikationen/892-elektrolyse-die-schlüsseltechnologie-fuer-power-to-x>, abgerufen am 31.03.2021
- [23] J. Adolf, M. Fischdeck, C. Balzer, K. Arnold, J. Lois, A. Pastowski:
„Technologiebericht 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe“. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hg.) – Technologien für die Energiewende. 2018
- [24] Adolf, J./ C. Balzer./J. Lois/ U. Schabla/ M. Fischdeck/ K. Arnold/ A. Pastowski/ D. Schüwer: „Shell Wasserstoff-Studie. Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂“
https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study/_jcr_content/par/toptasks_e705.stream/1497968981764/1086fe80e1b5960848a92310091498ed5c3d8424/shell-wasserstoff-studie-2017.pdf, abgerufen am: 31.03.2021
- [25] Bundesministerium für Bildung und Forschung: „Eine kleine Wasserstoff-Farbenlehre“, Oktober 2020, <https://www.bmbf.de/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre-10879.html> , abgerufen am 31.03.2021
- [26] Umwelt Bundesamt: „Carbon Capture and Storage“, Januar 2021, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzungsbelastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen>, abgerufen am 31.03.2021
- [27] Deutscher Bundestag: „Verwendung von Kohlendioxid in der chemischen Industrie“, März 2009, <https://www.bundestag.de/resource/blob/406342/26ce37ac5912fc4245b9c3051f7c6757/WD-8-025-09-pdf-data.pdf>, abgerufen am 31.03.2021
- [28] Bundesministerium für Bildung und Forschung: „Klimafreundlicher Wasserstoff aus Erdgas“, April 2019, <https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/wasserstoff-aus-methanpyrolyse.php>, abgerufen am 27.03.2021
- [29] TÜV Süd: „Herstellung von Wasserstoff“, o.D., <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/herstellung-von-wasserstoff>, abgerufen am 28.03.2021
- [30] Peter Dörsam, Grundlagen der Investitionsrechnung anschaulich dargestellt, 6. Auflage, PD Verlag Heidenau, 2011
- [31] Niklas, 2019 „Best Case“, projektmagazin Berleb Media GmbH, 2019, unter: <https://www.projektmagazin.de/glossarterm/best-case>, aufgerufen am 22.03.2021
- [32] Paschotta, „Wasserstoff“ RP-Energie-Lexikon, 2021 unter: <https://www.energielexikon.info/wasserstoff.html>, aufgerufen am 10.03.2021

- [33] VERBUND AG, „Stromspeicher für die Energiezukunft“, 2021, unter: <https://vfreund.verbund.at/de-at/artikel/2018/01/31/stromspeicher-energiewende>, aufgerufen am 29.03.2021
- [34] Jahn, „Warum Wasserstoff das Potenzial zum Brennstoff der Zukunft hat“ 2020 unter: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energieversorgung/warum-wasserstoff-das-potenzial-zum-brennstoff-der-zukunft-hat/>, aufgerufen am 29.03.2021
- [35] Kotrba, „Wie sinnvoll Wasserstoff als Treibstoff ist“, 2019, unter: <https://futurezone.at/science/wie-sinnvoll-wasserstoff-als-treibstoff-ist/400543094>, aufgerufen am 29.03.2021
- [36] Nietsch, Winter C.J., Nitsch J. (1986) Wasserstoff als Rohstoff. In: Winter C.J., Nitsch J. (eds) Wasserstoff als Energieträger. Springer, Berlin, Heidelberg.
- [37] bdew, BDEW-Gaspreisanalyse Januar 2020, Berlin, 27. Januar 2020, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- [38] Neumann & Esser Group, 2021 unter: <https://www.neumann-esser.de/unternehmen/media/blog/wasserstoff-speicherung-in-salzkavernen/>, aufgerufen am 10.03.2021
- [39] Emcel GmbH, 2019, unter: <https://emcel.com/de/wann-lohnt-sich-der-transport-von-wasserstoff-per-wasserstoffpipeline/>, aufgerufen am 12.02.2021
- [40] Yang Christopher, Ogden Joan M, Determining the Lowest-Cost Hydrogen Delivery Mode, Institute of Transportation Studies, Department of Environmental Science and Policy, University of California, Davis, 2008
- [41] BNEF, 2019 Hydrogen: The Economics of Storage. Unter: <https://www.bnef.com/core/insights/21015>, 2020, in Jan Cihlar (Guidehouse) ,Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits, im Auftrag der Europäischen Kommission, 2020
- [42] Lenz, Vorlesung: Energiewirtschaftliches Seminar, FH Erfurt, 2021, Erfurt
- [43] Volue Insight; Long-term Price Report (Continental) December 2020 Edition

Anhang

Anhang 1: jährliche Auswertung Best Case Szenario

Jahr	Nutzungsstunden ALK [h]
2025	-
2026	-
2027	-
2028	-
2029	-
2030	4.961,89
2031	4.967,56
2032	4.990,19
2033	4.967,97
2034	4.969,19
2035	4.966,08
2036	4.983,22
2037	4.970,56
2038	4.971,17
2039	4.967,89
2040	4.994,83
2041	4.981,69
2042	4.981,69
2043	4.981,69
2044	4.981,69
2045	4.981,69
2046	4.981,69
2047	3.539,03
2048	-
2049	-

Jahr	Strombezugskosten ALK [€]
2025	-
2026	-
2027	-
2028	-
2029	-
2030	242.881
2031	249.278
2032	260.911
2033	265.603
2034	276.918
2035	282.094
2036	296.369
2037	303.321
2038	307.994
2039	336.208
2040	334.462
2041	332.827
2042	332.827
2043	332.827
2044	332.827
2045	332.827
2046	332.827
2047	234.510
2048	-
2049	-

Jahr	Wasserstoffgestehungskosten ALK [€/MWh]
2025	-
2026	-
2027	-
2028	-
2029	-
2030	55,09
2031	56,31
2032	58,35
2033	59,59
2034	61,85
2035	62,94
2036	65,56
2037	67,14
2038	68,08
2039	73,80
2040	73,01
2041	72,90
2042	72,90
2043	72,90
2044	72,90
2045	72,90
2046	72,90
2047	78,02
2048	-
2049	-