Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg

Fakultät Life Sciences

Bestimmung der optimalen Auslegungsgrößen von Wasserstoffspeicher und Methanisierungsleistung von mit PV- oder Windstrom betriebenen Offgrid-Power-to-Methane-Anlagen

Bachelorarbeit

im Studiengang Umwelttechnik

vorgelegt von

Max, Lüdemann

[redacted]

Hamburg

am 15.12.2021

Erstprüfer: Dr. Prof. Hans Schäfers

Zweitprüfer: M. Sc. Jachin Gorre

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis I
Abkürzungsverzeichnis III
Tabellenverzeichnis IV
Symbolverzeichnis V
1 Einleitung 1
2 Technischer Hintergrund 2
2.1 Power-to-X 2
2.2 Dynamik einer Power-to-Methane-Anlage 3
2.3 Wasserelektrolyse 4
2.3.1 Alkalische Elektrolyse 5
2.3.2 PEM-Elektrolyse 6
2.3.3 Hochtemperaturelektrolyse 7
2.3.4 Vergleich der Elektrolyseverfahren 8
2.3.5 Weitere Möglichkeiten der Wasserstoffproduktion 9
2.4 Wasserstoffspeicher 10
2.5 Methanisierung 11
2.5.1 Chemische Methanisierung 12
2.5.2 Biologische Methanisierung 12
2.5.3 Vergleich der Methanisierungen 13
3 Aufbau des Modells 14
3.1 Methodik 14
3.2 Strombezug 16
3.3 Elektrolyse 17
3.3 Wasserstoffspeicher 20
3.4 Methanisierung 21
3.5 Standorte 24
3.5.1 Standort 1: Offshore 24
3.5.2 Standort 2: Onshore 25
3.5.3 Standort 3: Photovoltaik 26
3.5.4 Standort 4: Hybrid 27
4 Ergebnisse 29
4.1 Szenario 1: Offshore 29
4.2 Szenario 2: Onshore 31
4.3 Szenario 3: Photovoltaik 34
4.4 Szenario 4: Hybrid 37
5 Auswertung und Diskussion 40

5.1 Vergleich der Szenarien 40
5.2 Diskussion der Ergebnisse 46
6 Zusammenfassung und Ausblick 52
6.1 Zusammenfassung 52
6.2 Ausblick 52
Quellenverzeichnis 54
Eidesstattliche Erklärung 59

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Power-to-X Definition (Berger et al. 2020: S. 183) 2
Abbildung 2: Die verschiedenen Power-to-X Pfade (Töpler & Lehmann 2017: S. 329) 3
Abbildung 3: Systemaufbau einer Power-to-Methan-Anlage (eigene Darstellung) 4
Abbildung 4: Darstellung der alkalischen Elektrolyse (Kurzweil & Dietlmeier 2018: S. 442) 6
Abbildung 5: Darstellung der PEM-Elektrolyse (Kurzweil & Dietlmeier 2018: S. 442) 7
Abbildung 6: Darstellung der Hochtemperaturelektrolyse (Kurzweil & Dietlmeier 2018: S. 442) 8
Abbildung 7: Darstellung, aus welchen Energiequellen und mit welchen Prozessen Wasserstoff produziert werden kann (DLR 2020: S. 8) 10
Abbildung 8: Übersicht der verschiedenen Wasserstoffspeicher (Stetson & Wieliczko 2020: S. 4)... 11
Abbildung 9: Beispielhaftes 7x7 Raster (Eigene Darstellung) 14
Abbildung 10: Economies of scaling Elektrolyse (eigene Darstellung nach Zauner et al. 2019: S. 12) 18
Abbildung 11: Economies of scaling Methanisierung (eigene Darstellung nach Zauner et al. 2019: S. 12) 22
Abbildung 12: Offshore-Standort 54.2173797° nördlicher Breite und 7.890268° östlicher Länge (Google Maps 2021d) 25
Abbildung 13: Onshore-Standort 53,87541081457438 ° nördliche Breite und 8.622526064573924° östliche Länge (Google Maps 2021c) 26
Abbildung 14: PV-Standort 37.78593578992° nördlicher Breit und 5.046069127632° westlicher Länge (Google Maps 2021b) 27
Abbildung 15: Hybrid-Standort 28.44004593814759° nördliche Breite und 11.284058785301037° westlicher Länge (Google Maps 2021a) 28
Abbildung 16: GGK nach Speicher- und Methanisierungsgröße (Offshore) 30
Abbildung 17: Zusammensetzung der Kosten Offshore-Szenario 30
Abbildung 18: GGK nach Speicher- und Methanisierungsgröße (Onshore) 32
Abbildung 19: Zusammensetzung der Kosten Onshore-Szenario 33
Abbildung 20: GGK nach Speicher- und Methanisierungsgröße (PV) 35
Abbildung 21: Zusammensetzung der Kosten PV-Szenario 36
Abbildung 22: GGK nach Speicher- und Methanisierungsgröße (Hybrid) 38
Abbildung 23: Zusammensetzung der Kosten Hybrid-Szenario 38
Abbildung 24: Vergleich der GGK und deren Zusammensetzung 40
Abbildung 26: Vergleich der optimalen Systemauslegungen 42
Abbildung 25: Zusammensetzung des CAPEX der verschiedenen Szenarien 42
Abbildung 27: Vergleich der Betriebs- und Volllaststunden der Systeme 43
Abbildung 28: Vergleich der Strombezugskosten mit den produktionsbezogenen Stromkosten 44

Abbildung 29: Zukünftiger CAPEX der Elektrolysetechnologien (Quelle: Smolinka et al. 2018: S. 175)..... 50

Abkürzungsverzeichnis

ABKÜRZUNG	ERKLÄRUNG
AEL	Alkalische Elektrolyse
AEM	Anion-Exchange-Membrane
BoP	Balance of Plant
CAPEX	Capital Expenditures
CH_4	Methan
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO_2	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien
e^-	Elektron
GGK	Gasgestehungskosten
HHV	Brennwert (Higher heating value)
H_2	Wasserstoff
H_2O	Wasser
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LHV	Heizwert (Lower heating value)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
OPEX	Operating Expenses
OH^-	Hydroxidion
PEM	Proton-Exchange-Membrane
$PtCH_4$	Power-to-Methan
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtH_2	Power-to-Hydrogen
PtL	Power-to-Liquids
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaic
SNG	Synthetic Natural Gas
SOEC	Solid-Oxid-Electrolyzer
STC	Standard Testing Conditions
t	Tonne

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Parametervergleich der Elektrolysen (Quelle: eigene Darstellung nach Zauner et al. 2019: S. 31; Böhm et al. 2019; Bertuccioli et al. 2014: S. 8 DLR 2020: S. 13; Staiger & Tanțău 2020: S. 205; Smolinka et al. 2018: S. 173; Zauner et al. 2019: S. 14; IEA 2019: S. 46 8
Tabelle 2: Parametervergleich der Methanisierungen (Quelle: eigene Darstellung nach Frank Graf et al. 2014: S. 48; Staiger & Tanțău, 2020, S. 205; Zauner et al. 2019: S. 81) 13
Tabelle 3: Variablen zur Berechnung der Gasgestehungskosten 15
Tabelle 4: Die spezifischen Strombezugskosten von erneuerbaren Energien (Quelle: eigene Darstellung nach IRENA 2019) 17
Tabelle 5: Angenommene Werte Elektrolyse 19
Tabelle 6: Angenommene Werte Wasserstoffspeicher 21
Tabelle 7: Angenomme Werte für die Methanisierung 23
Tabelle 8: Ergebnisse Offshore-Szenario 31
Tabelle 9: Ergebnisse Onshore-Szenario 33
Tabelle 10: Ergebnisse PV-Szenario 36
Tabelle 11: Ergebnisse Hybrid-Szenario 39
Tabelle 12: Vergleich der Produktionsspezifischen Kosten 41
Tabelle 13: Vergleich aller Szenarien 46

Symbolverzeichnis

SYMBOL	ERKLÄRUNG
a	Jahr
C_a	Spezifischer CAPEX bekannt
C_b	Spezifischer CAPEX gesucht
f	Scaling faktor
m_{H2}	Masse Wasserstoff
P_{meth}	Leistung Methanisierung
S_a	Bekannte Leistung
S_b	Unbekannte Leistung
SBK	Strombezugskosten
V_{H2}	Volumen Wasserstoff
V_{SNG}	Volumen SNG
z	Zinsen

1 Einleitung

Der voranschreitende anthropogene Klimawandel ist längst keine unbekannte Krise mehr. Darum ist es ein globales Ziel, diesen aufzuhalten. 2015 haben sich insgesamt 195 Länder im Rahmen des Pariser Klimaabkommen darauf geeinigt, ihre Emissionen, welche für den Klimawandel verantwortlich sind, deutlich zu verringern. Ziel ist es, den Temperaturanstieg bis 2050 auf 1,5° Celsius zu begrenzen, im Vergleich zur vorindustriellen Zeit. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen die erneuerbaren Energien (EE) stark ausgebaut werden und eine weltweite Energiewende in allen Energiesektoren stattfinden (Europäische Kommission 2016: S. 3). Ein starker Ausbau der EE wird zu hohen lokalen residualen Lasten aufgrund der fluktuierenden Eigenschaften führen. Es gibt verschiedene Ansätze, um dieses Problem technisch zu lösen. Dazu gehört z.B. intelligentes Netzmanagement, um die Erzeugungsspitzen der EE so gut wie möglich zu nutzen, oder der Stromtransport an Orte, welche den Strom abnehmen können, falls dieser am Erzeugungsstandort nicht genutzt werden kann. Eine weitere Möglichkeit ist es, die EE an Orten mit einer hohen globalen Bestrahlung und oder viel Wind, nicht an das Stromnetz anzuschließen, sondern den Strom direkt für flexible Anlagen zu nutzen, welche nicht dauerhaft Strom benötigen. Somit kann sichergestellt werden, dass der produzierte grüne Strom genutzt wird und die EE-Anlagen nicht, wie derzeit häufig der Fall, abgeschaltet werden, um das Stromnetz zu stabilisieren, wodurch nutzbare Energie verloren geht (Trost et al. 2012: S. 174). Eine Offgrid Power-to-Methan-Anlage ist z.B. eine solche Anlage, welche den fluktuierenden Strom in speicherbare chemische Energie in Form von klimaneutralem synthetischem Methan (SNG) umwandelt. Das produzierte SNG kann in verschiedensten Anwendungsgebieten das klimaschädliche Erdgas ersetzen.

Bei allen technischen Verfahren ist es wichtig, so effizient wie möglich zu produzieren. Da die Methan Produktion durch eine Power-to-Methan-Anlage sehr kostspielig und energieintensiv ist, ist jede kleinste Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades ein Schritt in die richtige Richtung, um die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen zu steigern. Bereits in anderen wissenschaftlichen Arbeiten wurde gezeigt, dass ein Wasserstoffspeicher, welcher zwischen die Elektrolyse und der Methanisierung geschaltet ist, die ausschlaggebenden Gasgestehungskosten (GGK) senken kann (Gorre et al. 2020: S. 11). Um die niedrigsten GGK an einem bestimmten Standort zu generieren, muss die genaue Kapazität des Wasserstoffspeichers sowie die Leistung der Methanisierung auf den Wasserstoffinput aus der Elektrolyseleistung, welche von dem Strominput aus den EE abhängt, optimal ausgelegt werden (Gahleitner 2013: S. 2057).

Ziel dieser Forschungsarbeit ist es, die optimale Wasserstoffspeichergröße und Methanisierungsleistung für jeweils einen exemplarischen Offshore-, Onshore-, PV- und Hybridstandort durch eine Simulation zu bestimmen und die wesentlichen Unterschiede verschiedener Strombezugssysteme darzulegen. Außerdem soll durch die Ergebnisse deutlich werden, ob solche Anlagen heutzutage kommerziell betrieben werden können und falls nicht welche Parameter sich wie ändern müssen, damit klimaneutrales SNG aus einer Offgrid-Power-to-Methan-Anlage wirtschaftlich produziert werden kann.

Mit der Forschungsarbeit soll ein Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels geleistet werden.

2 Technischer Hintergrund

In diesem Kapitel werden die technischen Grundlagen zum Power-to-X Verfahren (Kapitel 2.1), der Elektrolyse (Kapitel 2.3), des Wasserstoffspeichers (Kapitel 2.4) und der Methanisierung (Kapitel 2.5) sowie die Dynamik einer Power-to-Methan-Anlage (Kapitel 2.2) erläutert. Dabei wird auf die verschiedenen Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren eingegangen sowie die verschiedenen Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung vorgestellt.

2.1 Power-to-X

Das Power-to-Gas (PtG) Verfahren ist eines von verschiedenen Konzepten, welche unter dem Namen Power-to-X (PtX) zusammengefasst werden. Zu den PtX-Verfahren gehören Verfahren, bei denen überschüssige elektrische Energie in großen Mengen in andere Energieformen umgewandelt werden. Sie bietet somit eine Langzeit-Speicheroption. Dabei steht „Power“ für den Strom, der gespeichert werden soll. Ob der Strombezug aus erneuerbaren Energien kommen muss, wird in der Literatur verneint, weil sich das Energiesystem derzeit in einem Umbruch befindet und ein Strommix aus erneuerbaren und konventionellen Energien vorhanden ist. Allerdings müssen die Technologien mit einem fluktuierenden erneuerbaren Strom funktionieren, da der Anteil der erneuerbaren Energien immer weiter steigt und anteilig im Stromnetz vorliegt. Das „to“ meint die Umwandlung der elektrischen Energie in eine andere Form der Energie, wie z. B. in thermische, mechanische oder chemische. Das „X“ aus Power-to-X steht für das Endprodukt bzw. für die Bereitstellung von Dienstleistungen, welche direkt oder indirekt genutzt werden (Berger et al. 2020: S. 184).

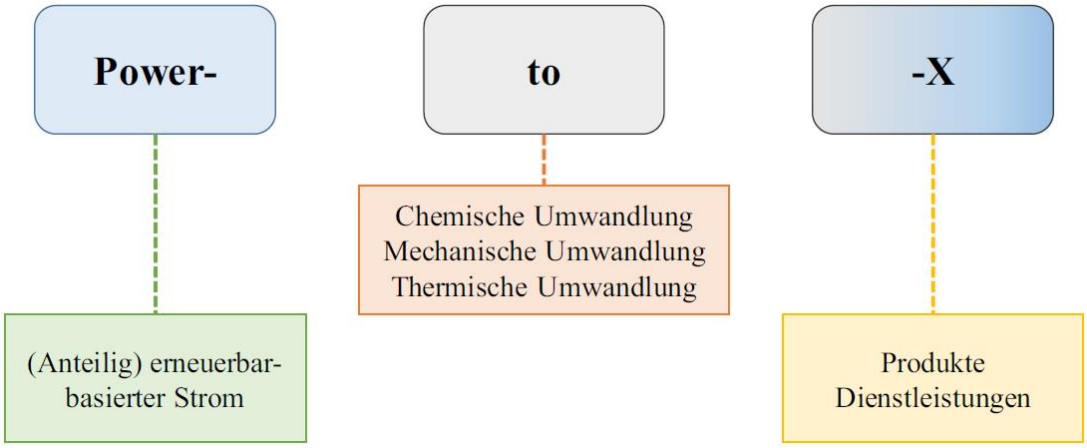

Abbildung 1: Power-to-X Definition (Berger et al. 2020: S. 183)

Es kann bei den PtX-Verfahren unter direkten und indirekten unterschieden werden. Zu den direkten gehören die, welche nur einen Umwandlungsschritt besitzen. Dazu gehört Power-to-Heat (PtH) und Power-to-Hydrogen (PtH_2). PtH nutzt die elektrische Energie, um Wärme zu erzeugen, welche gespeichert und entweder im Wärmenetz genutzt oder rückverstromt wird. Bei PtH_2 wird Wasser mittels einer

Wasserelektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten, wobei der Wasserstoff gespeichert wird und somit als chemischer Energiespeicher genutzt werden kann.

Bei den indirekten PtX-Verfahren werden die Produkte aus direkten Verfahren (z.B. Wasserstoff) genutzt, um ein Folgeprodukt herzustellen. Zu diesen Verfahren gehören Power-to-Methane ($PtCH_4$) und Power-to-Liquids (PtL), wobei PtL noch in weitere Verfahren wie z.B. Power-to-Methanol oder Power-to-Ammoniak unterteilt werden kann. Außerdem existiert die Überkategorie Power-to-Fuels, welche sich in Power-to-Gas (PtG), dazu gehören PtH_2 und $PtCH_4$, und PtL aufteilt. Eine Übersicht der verschiedenen PtX-Pfade ist in Abbildung 2 dargestellt (Berger et al. 2020: S. 184; Töpler & Lehmann 2017: S. 328).

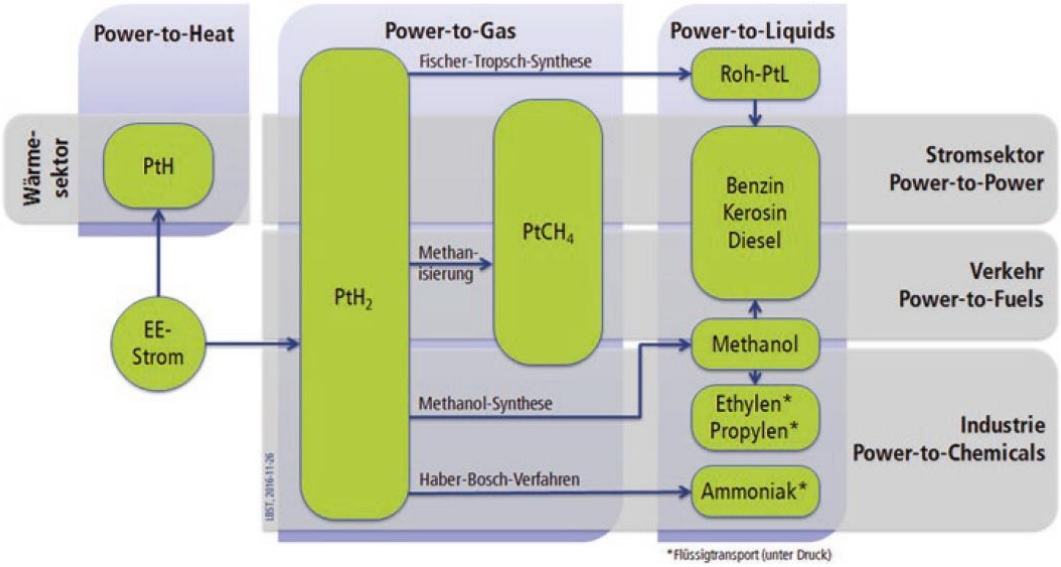

Abbildung 2: Die verschiedenen Power-to-X Pfade (Töpler & Lehmann 2017: S. 329)

Insgesamt ist PtX eine Möglichkeit, große Mengen überschüssiger grüner Energie langfristig zu speichern und eine Überbrückung zu anderen Energiesektoren, wie Wärme, Mobilität und Industrie zu gewährleisten. Vor allem $PtCH_4$ ist für die derzeitige Infrastruktur eine gute Möglichkeit, die Energie zu speichern und zu nutzen, da Methan bereits seit langer Zeit in den verschiedensten Bereichen genutzt wird. Ein weiterer Vorteil von PtX-Anlagen ist, dass solche Anlagen Netzdienstleistungen anbieten können, um somit das Stromnetz zu stabilisieren (Mazza et al. 2018: S. 803 f.).

2.2 Dynamik einer Power-to-Methane-Anlage

Bei PtX-Anlagen sind allgemein Dynamik und flexible Lastwechsel ein wichtiger Aspekt, da solche Anlagen erneuerbaren Strom nutzen sollen, welcher stark fluktuierend ist. Wenn die Sonne scheint oder der Wind weht, ist Energie für die Anlage verfügbar und es kann Wasserstoff und synthetisches Methan, auch Synthetic Natural Gas (SNG) genannt, produziert werden. Sobald die erneuerbaren Energien jedoch nicht verfügbar sind, da die Sonne nicht mehr scheint und der Wind nicht stark genug weht, kann eine $PtCH_4$-Anlage nicht mehr produzieren. Daher ist eine solche Anlage in zwei Teile aufgeteilt: einerseits in die Wasserelektrolyse zur Wasserstoffproduktion und andererseits in die Methanisierung zur

Methanproduktion. Damit die beiden Systeme perfekt zusammenarbeiten, müssten diese ein exakt gleiches Lastwechselverhalten haben, um somit eine kontinuierliche und größere Produktion zu gewährleisten. Da allerdings die Qualität des SNG stark sinkt, weil die Elektrolyse deutlich schneller auf Lastwechsel reagieren kann als die Methanisierung, müssen die beiden Systeme getrennt werden, um unterschiedliche Lastwechsel gewährleisten zu können.

Eine Möglichkeit, dieses Problem zu lösen, ist ein zwischengeschalteter Wasserstoffspeicher. Mit einem solchen Zwischenspeicher kann die lastflexiblere Elektrolyse direkt auf den fluktuierenden Strom reagieren und ist nicht auf das trägere System der Methanisierung angewiesen. Der Wasserstoff füllt den Speicher und kann davon ausgehend in der Methanisierung genutzt werden. Durch diesen Systemaufbau (Abb. 3) ist es möglich, die Methanisierungsleistung und somit den maximalen Wasserstoffverbrauch der Anlage zu senken. Eine speziell auf die Lastgänge der genutzten erneuerbaren Energien ausgelegte Power-to-Methan-Anlage kann (durch einen solchen Systemaufbau mit Elektrolyse, Wasserstoffspeicher und Methanisierung) Investitionskosten einsparen, was sich direkt auf die Gasgestehungskosten auswirkt, sodass diese auch sinken. Trotz der höheren Kosten durch einen extra gebauten Speicher führt die daraus resultierende konstantere Produktion der Methanisierung zu einer niedrigeren benötigten Methanisierungsleistung, mehr Volllaststunden und somit zu mehr produziertem SNG (Frank et al. 2018: S. 230; Gorre et al. 2020: S. 2).

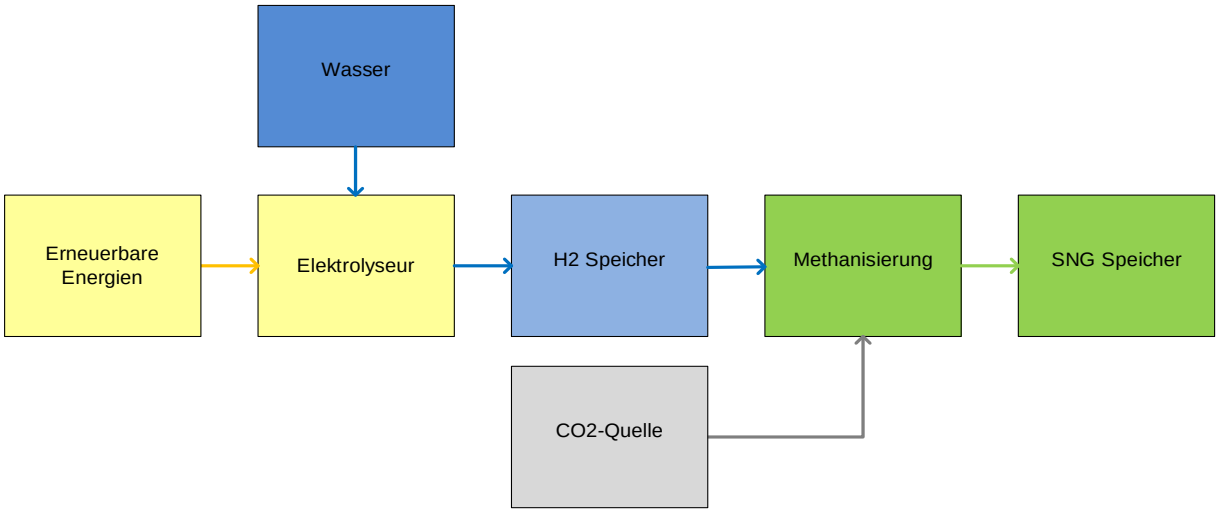

Abbildung 3: Systemaufbau einer Power-to-Methan-Anlage (eigene Darstellung)

2.3 Wasserelektrolyse

Wasserstoff ist für PtCH$_4$-Verfahren essenziel und die Elektrolyse ist der erste Verfahrensschritt einer solchen Anlage. Derzeit werden jedoch nur zwei Prozent des produzierten Wasserstoffs aus Wasserelektrolysen mithilfe von erneuerbaren Energien produziert (IEA 2019: S. 37). Der größte Teil des heutzutage produzierten Wasserstoffs wird mittels fossiler Energieträger produziert. Dieser wird als grauer Wasserstoff definiert und ist für 830 Millionen Tonnen CO_2-Emissionen pro Jahr verantwortlich. Das entspricht in etwa den CO_2-Emissionen von Großbritannien und Indonesien zusammen (IEA 2019: S. 17). Der Hauptgrund, weshalb Wasserstoff mit fossilen Energieträgern produziert wird, sind die niedrigen Gasgestehungskosten bei diesen Verfahren, welche im optimalen Fall bei etwa 1\$/kg$_{H2}$ liegen (IEA 2019: S. 37).

Damit $PtCH_4$ klimaneutral ist, muss grüner Wasserstoff für die SNG-Produktion erzeugt und verwendet werden. Es wird von grünem Wasserstoff gesprochen, wenn dieser aus erneuerbaren Energien, also grünem Strom, erzeugt wurde und somit keine klimaschädlichen Emissionen frei werden (BMWi 2020c; IEA 2019: S. 34). Um grünen Wasserstoff herzustellen, bietet sich die Wasserelektrolyse an, welche somit auch der erste Verfahrensschritt beim $PtCH_4$-Verfahren ist. Bei der Elektrolyse wird ein fester, flüssiger oder schmelzflüssiger Ionenleiter (Elektrolyt) mithilfe des elektrischen Stroms zersetzt (Kurzweil & Dietlmeier 2018: S. 380), wobei es sich um Gleichstrom handeln muss (Rashid et al. 2015: S. 81). Bei der Wasserelektrolyse ist Wasser oder Wasserdampf der zu zersetzende Elektrolyt, welcher mittels elektrischer Energie in seine Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff geteilt wird. Bei diesem Vorgang wird aus der elektrischen Energie chemische Energie (Ghaib 2017: S. 3). Folgende Reaktionsgleichung beschreibt die Wasserelektrolyse:

$$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2 \tag{1}$$

Heutzutage gibt es drei verschiedene Hauptelektrolyseur-Technologien: Die Alkalische Elektrolyse (AEL), die Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyse (PEMEL) und die Hochtemperaturelektrolyse (SOEC) (IEA 2019: S. 43). Die drei verschiedenen Technologien werden in den folgenden Unterkapiteln vorgestellt und verglichen. Des Weiteren wird ein kurzer Überblick über andere Wasserstoffproduktionsmethoden gegeben.

2.3.1 Alkalische Elektrolyse

Die alkalische Elektrolyse ist die ausgereifteste Technologie unter den Elektrolysetechnologien. Seit über hundert Jahren werden solche Elektrolyseure kommerziell genutzt (IEA 2019: S. 43). Außerdem ist der größte Wasserelektrolyseur der Welt in Betrieb ein alkalischer mit einer Leistung von 25 MW in Peru (IEA - 2021: S. 117).

Eine AEL-Zelle besteht aus zwei Elektroden, welche in einer wässrigen alkalischen Lösung vorliegen. Die beiden Elektroden sind durch ein Diaphragma getrennt (Abb. 4). Die wässrige Lösung besteht meistens aus 25-30-prozentiger Kalilauge (KOH). Durch den Strom, welcher durch die Elektrolysezelle fließt, werden Wassermoleküle an der Kathode reduziert. Es entstehen Wasserstoffmoleküle und Hydroxidionen. Die negativ geladenen Hydroxidionen fließen durch das Diaphragma und nehmen an der Anode ein Elektron auf. Somit entsteht Sauerstoff an der Anode. In der Reaktion in der AEL entsteht aus einem Wassermolekül Wasserstoff und Sauerstoff in einem Verhältnis von 2:1 (Brauns & Turek 2020; David et al. 2019: S. 6). Dies wird in den folgenden Reaktionsgleichungen dargestellt:

Kathode: $$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^- \tag{2.1}$$

Anode: $$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^- \tag{2.2}$$

Gesamtreaktion: $$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2 \tag{2.3}$$

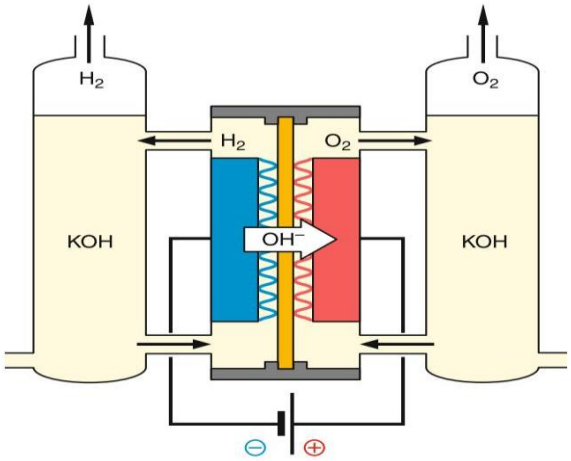

Abbildung 4: Darstellung der alkalischen Elektrolyse (Kurzweil & Dietlmeier 2018: S. 442)

Zu den größten Vorteilen der alkalischen Elektrolyse gehört die Effizienz mit 4,6 kWh/Nm^3_{H2} und die bereits sehr ausgereifte und bewährte Technologie, wodurch große Industrieanlagen mit einer langen Lebensdauer und dem derzeit geringsten CAPEX unter den drei Elektrolyseuren, bereits heutzutage realisierbar sind (Smolinka et al. 2011: S. 13).

2.3.2 PEM-Elektrolyse

Die ersten PEM-Elektrolyseure erschienen in den 1960er Jahren, um einige Probleme der AEL zu umgehen. Aus diesem Grund nutzt die PEM-EL reines Wasser anstelle von Kalilauge. Somit fällt die Entsorgung und das Recyclen der Kalilauge weg, welche bei der AEL genutzt wird. Der PEM-EL besteht aus einen polymeren Feststoffelektrolyten, welcher als Elektroelektrolyt, Katalysatorträger und Separator für die Reaktionsgase genutzt wird. Auf beiden Seiten des Feststoffelektrolyten ist eine Protonenaustauschmembran (Proton-Exchange-Membrane) angebracht (Abb. 5), welche nur für Protonen (H^+) durchlässig ist (Kurzweil & Dietlmeier 2018: S. 461).

Um Wasserstoff zu produzieren, wird an der Anode der PEM-EL reines Wasser zugeführt. Dort gibt das Wassermolekül zwei Elektronen ab und es entstehen zwei Protonen und Sauerstoff (Gl. 3.1). Die Protonen fließen durch die protonendurchlässige Membran zur Kathode. An der Kathode nehmen die Protonen zwei Elektronen auf und es entsteht Wasserstoff (Gl. 3.2). Im Folgenden sind die Reaktionsgleichungen der PEM-EL dargestellt:

Kathode:	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	(3.1)
Anode:	$H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$	(3.2)
Gesamtreaktion:	$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$	(3.3)

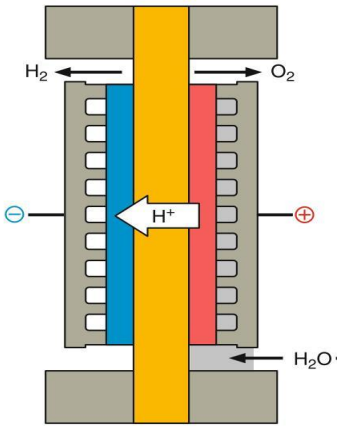

Abbildung 5: Darstellung der PEM-Elektrolyse (Kurzweil & Dietlmeier 2018: S. 442)

Zu den größten Vorteilen der PEM-Elektrolyse gehört die hohe Stromdichte von knapp 2 A/cm2. Dadurch kann auf einem kleineren Raum eine größere Elektrolyse gebaut werden. Jedoch steht die PEM-EL noch am Anfang der Kommerzialisierung (Smolinka et al. 2011: S. 13).

2.3.3 Hochtemperaturelektrolyse

Von den drei Elektrolyseuren ist die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL), auch Solid-Oxid-Electrolyzer (SOEC) genannt, die Technologie, welche mit einem Technology Readiness Level (TRL) von 6 am wenigsten ausgereift ist. Dieses Verfahren nutzt kein flüssiges Wasser, sondern 650-1000°C heißen Wasserdampf, weshalb der Wirkungsgrad deutlich höher ist als bei der AEL und der PEM-EL. Dies ist allerdings nur ein Vorteil, wenn die benötigte Wärmemenge zur Erzeugung von Wasserdampf vorhanden ist. Andernfalls muss diese Wärme erst vor Ort erzeugt werden und dies führt zu einer schlechteren Effizienz (Töpler & Lehmann 2017: S. 339).

Bei der SOEC bildet die Festoxidbrennstoffzelle das Vorbild der Elektrolysetechnologie und das Prinzip wurde umgedreht. Die SOEC besteht aus zwei Halbzellen, welche durch einen keramischen Festelektrolyten getrennt sind (Abb. 6). Als Feststoffelektrolyt wird yttrium-stabilisiertes Zirkoniumoxid genutzt, an welchem die Elektroden befestigt sind. Bei der Reaktion der SOEC (Gl. 4.1) reagiert der heiße Wasserdampf an der Kathode mit zwei Elektronen zu Wasserstoff und Sauerstoffanionen. Die Sauerstoffanionen wandern durch den Feststoffelektrolyten hindurch und geben an der Anode zwei Elektronen wieder ab, wodurch Sauerstoff entsteht (Gl. 4.2) (Schmidt 2020: S. 288).

Kathode: $$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-} \quad (4.1)$$

Anode: $$O^{2-} \rightarrow \frac{1}{2} O_{2(g)} + 2e^- \quad (4.2)$$

Gesamtreaktion: $$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2} O_2 \quad (4.3)$$

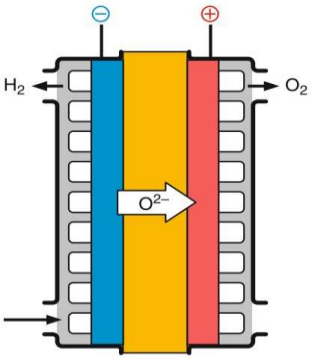

Abbildung 6: Darstellung der Hochtemperaturelektrolyse (Kurzweil & Dietlmeier 2018: S. 442)

Da sich die Hochtemperaturelektrolyse noch im Forschungsstadium befindet, zeigt sie einige Nachteile in der Umsetzung von größeren Anlagen im Megawattbereich im Vergleich zu den anderen beiden Technologien. Allerdings weist sie eine Effizienz von 3,8 kWh/Nm^3_{H2} auf, wenn für die benötigte Wärme keine Energie gebraucht wird, sondern die Wärme frei verfügbar ist. In diesem Fall besitzt die SOEC die höchste Effizienz der vorgestellten Elektrolyseuren (Smolinka et al. 2011: S. 13).

2.3.4 Vergleich der Elektrolyseverfahren

Die drei vorgestellten Elektrolyseverfahren zeichnen sich durch verschiedene Vor- und Nachteile aus. In Tabelle 1 werden die wichtigsten Daten aus wissenschaftlichen Arbeiten verglichen.

Tabelle 1: Parametervergleich der Elektrolysen (Quelle: eigene Darstellung nach Zauner et al. 2019: S. 31; Böhm et al. 2019; Bertuccioli et al. 2014: S. 8 DLR 2020: S. 13; Staiger & Tanțău 2020: S. 205; Smolinka et al. 2018: S. 173; Zauner et al. 2019: S. 14; IEA 2019: S. 46)

Vergleichsparameter	**Alkalische-Elektro-lyse**	**PEM-Elektrolyse**	**Hochtemperaturelektro-lyse**
Lebensdauer [h]	60.000-90.000	30.000-90.000	10.000-30.000
Effizienz [kWh/Nm^3_{H2}]	4,6	4,8	3,8
	4,2-5,9	4,2-5,5	>3,7
Betriebsdruck [bar]	≤30	≤30	≤5
Stromdichte [A/cm^2]	0,2-0,4	2	0,8
CAPEX [€/kW]	600-1.200	870-2.000	1.990-2.700
OPEX [$\%_{CAPEX}$/a]	2,08	2,05	5
Startzeit (Cold-Standby) [min]	<60	<5	-
Mögliche Last [%]	20-100	5-100	20-100

Temperatur [°C]	60-80	50-80	650-1000
Wasserstoffreinheit [%]	>99,8	99,999	-
TRL	9	8	6

Insgesamt zeigt sich, dass die AEL in den meisten Studien die niedrigsten Investitionskosten hat. Es wurde allerdings auch eine Studie gefunden bei der die PEM-EL kostengünstiger ist (Zauner et al. 2019: S. 14). Allerdings unterscheiden sich die Kosten der AEL und der PEM-EL nicht mehr so markant. Es wird vermutet, dass die Kosten der PEM-EL in den nächsten Jahren mehr sinken als die der AEL. Bis 2050 werden auch die Kosten der Hochtemperaturelektrolyse auf ein ähnliches Niveau fallen, sodass die drei Technologien ungefähr den selben CAPEX besitzen (Smolinka et al. 2018: S. 48). Derzeit haben die AEL und die PEM-EL einen klaren Wettbewerbsvorteil gegenüber der SOEC durch CAPEX, OPEX und vor allem durch ihre technische Reife. Auf Tabelle 1 wird in Kapitel 3.3 zur Wahl der Elektrolyse-parameter nochmals Bezug genommen.

2.3.5 Weitere Möglichkeiten der Wasserstoffproduktion

Abgesehen von den drei vorgestellten Elektrolyse-Verfahren gibt es weitere Möglichkeiten Wasserstoff zu produzieren. Ein vielversprechendes Verfahren ist die Anion-Exchange-Membrane (AEM) Technologie. AEM-Elektrolyseure produzieren sehr reinen Wasserstoff von mindestens 99,999%, wobei das TRL noch bei 4-5 ist. Bei dieser von der Firma Enapter patentierten Technologie werden laut Hersteller die Kostenvorteile von der AEL mit den Vorteilen der PEM-EL kombiniert (Zakaria & Kamarudin 2021: S. 18351; Pareto Securities AS Equity Research 2021: S. 3). Allerdings kann Enapter noch keine großen Mengen von ihren Elektrolyseuren produzieren, was sich in den nächsten Jahren ändern wird, da bis 2022 eine Produktionsstätte gebaut wird, welche 100.000 Elektrolysemodule pro Jahr produzieren soll. Ein Modul hat laut Enapter 2,4 kW Somit kann die Produktionsstätte 240 MW Elektrolysekapazität pro Jahr herstellen (Enapter 2021).

Das derzeit meistgenutzte industrielle Verfahren zur Wasserstoffproduktion ist die Dampfreformierung von Erdgas. Es handelt sich um einen chemischen Prozess, in dem Erdgas mit Wasserdampf in einer endothermen katalytischen Reaktion zu Wasserstoff und Kohlenmonoxid reagiert. Daraufhin reagiert das Kohlenmonoxid bei der Wassergasshiftreaktion zusammen mit Wasserdampf zu Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff. wobei folgende Gesamtreaktion abläuft:

$$CH_4 + H_2O \rightarrow CO_2 + 4H_2 \quad (5)$$

Bei diesem Verfahren fallen allerdings 9,17 kg CO_2 pro kg H_2 an (Schmidt 2020: S. 220). Somit ist die Dampfreformierung keine Möglichkeit grünen Wasserstoff zu produzieren, und es wird aus diesem Grund nicht weiter auf diese Technik eingegangen.

Weitere Verfahren zur Produktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien, welche in der Zukunft interessant werden könnten, sind thermochemische Kreisprozesse, die Biophotolyse, die

Elektrochemische Photolyse, die katalytische Photolyse, Fermentation und die Biogas-Reformierung. Die verschiedenen Produktionspfade der Technologien sind in Abbildung 7 dargestellt.

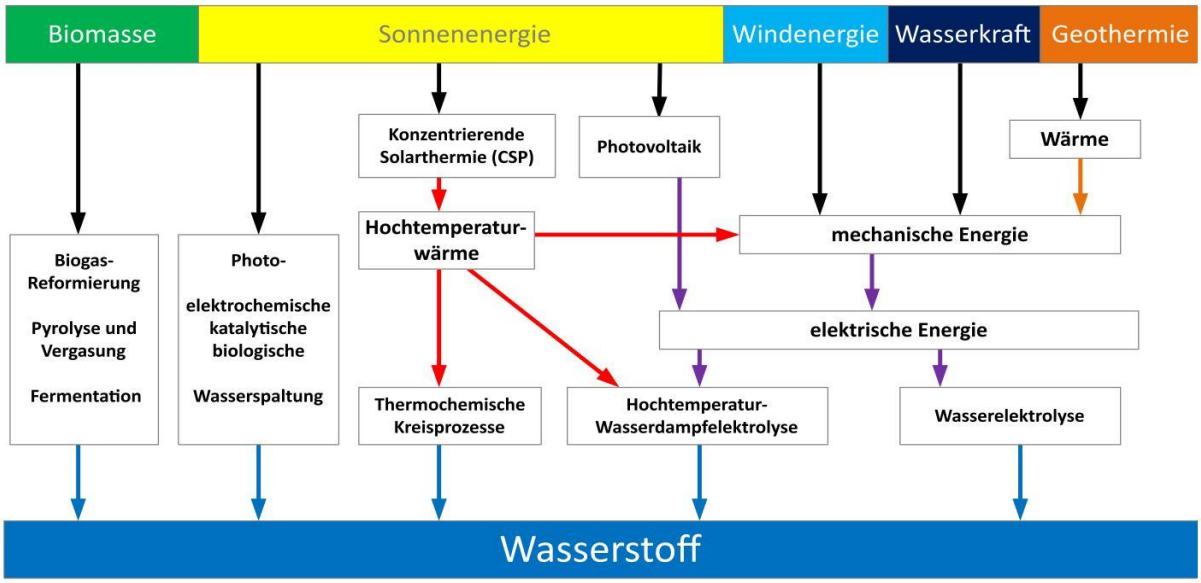

Abbildung 7: Darstellung, aus welchen Energiequellen und mit welchen Prozessen Wasserstoff produziert werden kann (DLR 2020: S. 8)

Für die nähere Zukunft wird vor allem die Elektrolyse eine wichtige Rolle bei der Wasserstoffproduktion spielen. Unter anderem hat Deutschland bereits einen festen Plan für die Zukunft mit der nationalen Wasserstoffstrategie, um die Energiewende voranzubringen. Ein Teil dieser Strategie ist der Ausbau der Elektrolysekapazität in Deutschland bis 2030. Es sollen Anlagen mit einer gesamten Kapazität von 5 Gigawatt entstehen. An dieser Stelle wird deutlich, dass andere Erzeugungstechnologien eher im Hintergrund bleiben und noch nicht bereit sind, beim Wasserstoff Markthochlauf eine große Rolle zu spielen. Jedoch sollen diese Technologien weiter erforscht und deren Potential für die spätere Zukunft genutzt werden (BMWi 2020b: S. 5).

2.4 Wasserstoffspeicher

Produzierter Wasserstoff wird entweder direkt nach der Elektrolyse weiterverwendet oder muss bis zur Verwendung gelagert werden. Dann wird von Wasserstoffspeicherung gesprochen. Es gibt verschiedene technische Möglichkeiten, um Wasserstoff zu speichern. Da Wasserstoff eine sehr hohe spezifische Energiedichte mit 33,3 kWh/kg (LHV), aber eine niedrige Energiedichte bei Normalbedingungen mit 3,00 kWh/kg (LHV) hat, sollte Wasserstoff komprimiert werden. Durch das Komprimieren können Speicher kleiner gebaut und so größere Mengen Energie an gespeichert werden (Kurzweil & Dietlmeier 2018: S. 486). Je nach Anwendungsbereich und Größe gibt es verschiedene Möglichkeiten, um Wasserstoff zu speichern. Die Speicher lassen sich in physikalische und materialbasierte unterteilen. Zu den physikalischen Speichern gehören Druckgasspeicher, Gaskavernen, Flüssiggasspeicher sowie die Speicherung in Gasnetzen. Die materialbasierten Speicher sind aufgeteilt in chemische Speicher,

Hybridspeicher und Adsorberspeicher (Abb. 8). Die verschiedenen Speichermöglichkeiten sind in Abbildung 8 dargestellt (Stetson & Wieliczko 2020: S. 4; Staiger & Tanțău 2020: S. 26).

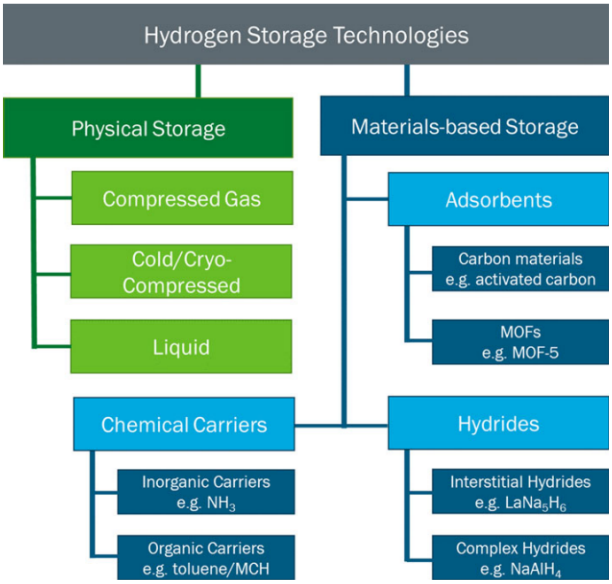

Abbildung 8: Übersicht der verschiedenen Wasserstoffspeicher (Stetson & Wieliczko 2020: S. 4)

Die technisch ausgereifteste Methode ist die Speicherung in Druckgasspeichern. Dabei wird der produzierte Wasserstoff durch einen Kompressor auf den gewünschten Druck komprimiert und meist in Kugel- oder Zylinderdruckgastanks gespeichert. In der folgenden Arbeit wird ein solcher Druckspeicher genutzt. Aus diesem Grund wird nicht weiter auf die anderen Speicher eingegangen. Gaskavernen, Flüssigspeicher oder die anderen Speichermethoden werden vor allem bei großen Mengen Wasserstoff, welche längere Zeit gespeichert oder weit transportiert werden müssen genutzt.

Die Kosten bei Wasserstoffdrucktanks hängen vor allem von dem gewünschten Druck ab. Es ist möglich, Wasserstoff bei 700 bar, beispielweise an Tankstellen, zu speichern, allerdings sind Speicher günstiger, wenn der Druck deutlich niedriger sein darf (Gorre et al. 2020: S. 5).

2.5 Methanisierung

Der nächste Verfahrensschritt bei Power-to-Methan findet nach der Elektrolyse mit der Methanisierung statt. Dabei reagiert der produzierte Wasserstoff zusammen mit CO_2 zu synthetischem Methan (SNG). Das meistgenutzte Verfahren, um SNG zu produzieren, ist die chemische Methanisierung. Ein weiteres Verfahren zur Produktion von SNG ist die biologische Methanisierung (IEA 2019: S. 57). Ein großer Vorteil von synthetisiertem Methan ist, dass es bereits Infrastruktur, Speichermöglichkeiten und viele Anwendungen gibt und nur geringe Investitionen wie bei der reinen Wasserstoffnutzung getätigt werden müssen. Methan bzw. Erdgas wird heutzutage für das Heizen, die Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken, für Erdgasautos und die Erzeugung von wichtigen chemischen Rohstoffen wie Methanol genutzt (IEA 2019: S. 55). Außerdem ist der volumenspezifische Brenn- bzw. Heizwert von Methan mit 9,94 kWh/m3 (LHV) bzw. 11,03 kWh/m3 (HHV) mehr als drei Mal so hoch wie der von Wasserstoff.

Dadurch muss keine derart starke und kostenintensive Kompression stattfinden. Die Reaktionsgleichung zur Erzeugung von SNG wird in Gleichung 6.1 und 6.2 dargestellt.

$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O \quad (6.1)$$

$$CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O \quad (6.2)$$

Im Folgenden werden in 2.4.1 und 2.4.2 die beiden verschiedenen Methanisierungsverfahren vorgestellt.

2.5.1 Chemische Methanisierung

Die chemische Methanisierung, auch katalytische Methanisierung genannt, ist seit 1902 durch (Sabatier & Senderes 1902) bekannt. Die Synthetisierung des SNG wird in einem Reaktor bei einer heterogenen Gas-katalytischen Reaktion umgesetzt.

Es wird bei der chemischen Methanisierung außerdem zwischen drei verschiedenen Reaktortypen unterschieden. Dem Festbettreaktor, dem Wirbelschichtreaktor und dem Dreiphasenreaktor, wobei der Festbettreaktor und der Wirbelschichtreaktor der aktuelle Stand der Technik sind (Rönsch & Ortwein 2011: S. 1205).

Bei dem Prozess wird ein Katalysator benötigt, meist Nickel, welcher eine hohe CH_4 Selektivität aufzeigt und kostengünstig ist. Der Prozess findet bei erhöhtem Druck und Temperaturen von 300-550°C statt. Eine der größten Schwierigkeiten bei der katalytischen Methanisierung ist, dass eine exotherme Reaktion stattfindet und somit Wärme frei wird. Jedoch darf der Reaktor nicht zu hohe Temperaturen erreichen, da sonst der Katalysator beschädigt wird (Götz et al. 2016: S. 1375). Die chemische Methanisierung ist bereits seit vielen Jahren im Einsatz ist somit aktueller der Stand der Technik (Rönsch & Ortwein 2011: S. 1205).

2.5.2 Biologische Methanisierung

Die biologische Methanisierung ist ein weiteres Verfahren, um aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid Methan zu produzieren. Allerdings wird dabei kein Katalysator bei der Umsetzung von CO_2 und H_2 zu CH_4 gebraucht. Stattdessen kommen besondere Mikroorganismen zum Einsatz. Sogenannte methanogenese Archaeen bilden hier die treibende Kraft zur Produktion vom SNG bei 40-70°C unter anaeroben Bedingungen. Die technische Umsetzung ist jedoch deutlich aufwendiger als bei der chemischen Methanisierung. Die Mikroorgansimen brauchen perfekte Umgebungsbedingungen im Reaktor, damit sie so effizient wie möglich das CO_2 und das H_2 zu SNG umsetzen. Wenn perfekte Bedingungen angenommen werden und der gesamte Input umgewandelt wird, wird von einer Methanumsetzungsrate von 100% gesprochen. Die wichtigsten Parameter, welche die Effizienz der biologischen Methanisierung beeinflussen, sind der Druck im Reaktor, die Zellkonzentration der Mikroorganismen, das Reaktorkonzept, der pH-Wert und die Temperatur im Reaktor. Es gibt derzeit noch keine industriellen Anlagen in Betrieb, aber es existieren einige Pilotanlagen (Götz et al. 2016: S. 1377). Im Jahr 2022 soll eine PtCH_4-Anlage mit einer biologischen Methanisierung und einer Leistung von 2,5 MW in Betrieb gehen (Strässle 2021).

2.5.3 Vergleich der Methanisierungen

Die wichtigsten Werte der beiden Methanisierungsverfahren, welche aus verschiedenen wissenschaftlichen Quellen stammen, werden im Folgenden verglichen und in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Parametervergleich der Methanisierungen (Quelle: eigene Darstellung nach Frank Graf et al. 2014: S. 48; Staiger & Tanțău, 2020, S. 205; Zauner et al. 2019: S. 81)

Parameter	Chemische Methanisierung	Biologische Methanisierung
CAPEX [€/kW]	400-1.230	400-1.980
Wirkungsgrad (ohne Wärmenutzung) [%]	79	79
Temperatur [°C]	300-550	40-70
SNG Reinheit [%]	>95	>95
Druck [bar]	>10	>1
TRL	9	7
Katalysator	Meist Nickel	Enzyme von Mikroorganismen

Je nach Quelle sind die Kosten der Technologien ähnlich, allerdings schwanken die Werte für die biologische Methanisierung sehr. Insgesamt ist die chemische Methanisierung derzeit technologisch reifer als die biologische und ist bereits seit längerer Zeit im industriellen Maßstab umgesetzt worden. Allerdings ist die biologische Methanisierung vor allem auf Grund der niedrigen Temperaturen im Reaktor und der sich selbst reproduzierenden Mikroorganismen eine sehr vielversprechende Technologie und kann dieselbe SNG Reinheit erreichen. Außerdem wird kein Katalysator verwendet, der ausgetauscht werden muss, sondern ein sich selbst reproduzierender aus Mikroorgansimen.

3 Aufbau des Modells

In diesem Kapitel wird die Methodik der Simulation und die Rechnungen dazu vorgestellt und erklärt. Außerdem werden die verschiedenen angenommen Parameter der Bereiche Strombezug, Elektrolyse, Wasserstoffspeicher und Methanisierung vorgestellt und erläutert. Sowie deren Verhalten untereinander beschrieben. Bei den angenommenen Werten handelt es sich um solche, die in ähnlichen Studien ausgemacht, aus weiterer Literatur entnommen oder selbst festgelegt wurden.

3.1 Methodik

Als Grundlage für die Simulation wurde mit der Software MatLab® von der Firma MathWorks® gearbeitet. MatLab® ist ein Programm, welches zur Lösung von mathematischen Problemen genutzt wird. Dabei ist es möglich, Algorithmen, numerische Verfahren und viele andere Möglichkeiten zu nutzen und die Lösungen grafisch darzustellen. MathWorks® gibt an, dass deren Programme speziell für Ingenieure und Wissenschaftler entwickelt wurden (MathWorks® 2021).

Ziel der Simulation ist es, die Speichergröße und die Methanisierungsleistung so zu wählen, dass die daraus resultierenden Gasgestehungskosten des SNG von der $PtCH_4$ mit dem gegebenen Strominput des jeweiligen Standortes und der gewählten Elektrolyseleistung so niedrig wie möglich werden. Je größer der Speicher oder die Leistung der Methanisierung ist, desto mehr SNG kann produziert werden, jedoch steigen damit auch die Investitionskosten. Es ist somit die Aufgabe der Simulation, die optimale Speichergröße zu der idealen Methanisierungsleistung zu finden. Um dieses Optimum zu identifizieren, wurde ein MatLab®-Programm geschrieben, welches eine Rastersuche (grid search) durchführt. Bei der Rastersuche wird eine bestimmte Anzahl an Werten der Reihe nach ausgewertet und verglichen (Bergstra & Bengio 2012: S. 282). Somit handelt es sich um eine simulationsbasierte Parametervariation mit endlichen Lösungen. In Abbildung 9 ist ein beispielhaftes Raster (7x7 Raster) dargestellt, in dem jeweils sieben x- und y-Werte vorhanden sind. An jeder Überschneidung ist ein blauer Punkt zu sehen, welcher ein anderes Ergebnis aus einer unterschiedlichen Zusammensetzung von x- und y-Wert illustriert. Aus dem beispielhaften 7x7 Raster resultieren insgesamt 49 verschiedene Lösungen.

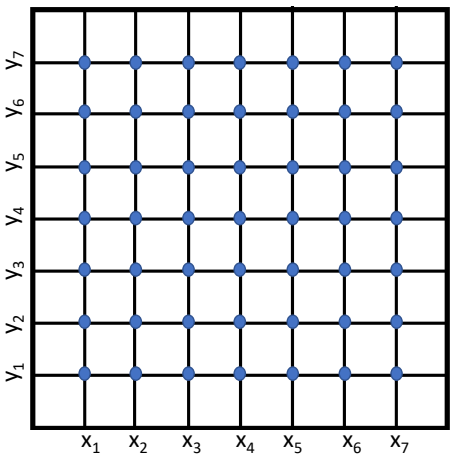

Abbildung 9: Beispielhaftes 7x7 Raster (Eigene Darstellung)

Für diese Arbeit wurde ein 200x200 Raster festgelegt, was zu insgesamt 40.000 verschiedenen Ergebnissen führt. Dabei werden in dieser Simulation für jede mögliche Speichergröße mit jeder möglichen Methanisierungsleistung die Gasgestehungskosten mit folgenden Parametern berechnet (Gorre et al. 2020: S. 4).

Tabelle 3: Variablen zur Berechnung der Gasgestehungskosten

$CAPEX_{ges}$ [€]	Gesamte Investitionskosten
$OPEX_{ges}$ [€]	Gesamte Betriebskosten für ein Jahr
SBK [€]	Strombezugskosten
Z [%]	Zinsen
N [a]	Abschreibungsdauer
SNG [kg]	Produziertes SNG in einem Jahr

Gleichung 7 wird genutzt, um die verschiedenen Gasgestehungskosten der unterschiedlichen Standorte zu berechnen. Je nach Standort, Technologieauswahl, Speichergröße und installierter Elektrolyse- und Methanisierungsleistung werden sich die GGK aus anderen Kosten zusammenstellen. Dabei wird die jährliche Abzahlung des CAPEX aller Anlagen mit den jährlichen OPEX Kosten aller Anlagen, den jährlichen Stromkosten und den CO_2-Kosten addiert. Diese Summe wird durch die jährlich produzierte Menge des SNG geteilt. Durch diese Rechnung ergeben sich die Gasgestehungskosten in Euro pro Kilogramm. Dieser Wert kann mit dem Brenn- bzw. Heizwert in Euro pro Kilowattstunde umgerechnet werden.

$$GGK = \frac{CAPEX_{ges}\ \frac{z(1+z)^n}{(1+z)^n - 1} + OPEX_{ges} + SBK_{ges} + CO_{2,Kosten}}{SNG} \tag{7}$$

Zu Beginn der Simulation wird die niedrigste Speichergröße festgelegt. Mit diesem Wert werden für alle 200 Methanisierungsleistungen die dazugehörigen Parameter und die daraus resultierenden Gasgestehungskosten berechnet. Daraufhin wird für den nächstgrößeren Speicher das gleiche Verfahren wiederholt. Es wird so lange nach diesem Prinzip vorgegangen, bis alle 40.000 Möglichkeiten berechnet worden sind. Zum Schluss werden alle berechneten GGK verglichen. Die Kombination aus Speichergröße und Methanisierungsleistung, bei der die niedrigsten GGK entstehen, ist die optimale Auslegung für das genutzte Stromprofil. Der Vorteil einer solchen Simulation ist, dass nicht nur das gesuchte Optimum berechnet wird, sondern auch alle anderen Kombinationen. Dies ermöglicht einen direkten Vergleich der verschiedenen Systeme, welcher mithilfe verschiedener Plot-Möglichkeiten von MatLab® visuell dargestellt werden kann. Da nicht nur die Gasgestehungskosten gespeichert werden, sondern auch alle anderen wichtigen Variablen, wie z.B. die Betriebs- und Volllaststunden oder die Lastgänge der Systeme, können außerdem diese Variablen miteinander verglichen werden.

Der bereits in Abbildung 3 dargestellte Systemaufbau zeigt, welche verschiedenen Komponenten bei einer Power-to-Methan-Anlage benötigt werden. Die verschiedenen Technologien, die bei der Anlage genutzt werden, sind bereits in Kapitel zwei vorgestellt worden. Alle anderen Komponenten, auf die

nicht eingegangen wird wie z. B. die Wasseraufbereitung oder die Gasaufbereitung, sind zusammengefasst unter der Balance of Plant (BoP) (McDonagh et al. 2018: S. 448). Die BoP wird mit in die Investitionskosten des Systems (CAPEX) einberechnet, indem diese je nach Standort einen prozentualen Aufschlag bekommen. Weitere Kostenbestandteile des Systems sind die Abschreibungen der Investitionskosten, die Operationskosten (OPEX) für die Balance of Plant, die Elektrolyse, den Wasserstoffspeicher und die Methanisierung sowie die Strombezugskosten der erneuerbaren Energien. Jeder dieser ökonomischen Parameter hat einen Einfluss auf die gesamten Kosten des Systems und somit auch auf die Gasgestehungskosten.

Um die Gasgestehungskosten zu berechnen, müssen somit erst die einzelnen Kostenbestandteile berechnet werden. Der CAPEX der verschiedenen Systeme hängt von den jeweiligen Technologien und deren Leistung bzw. Speichermenge ab. Wie diese sich genau zusammenstellen, wird in den folgenden Unterkapiteln der jeweiligen Technologie erklärt. Da der CAPEX jährlich über einen bestimmten Zeitraum abbezahlt wird, spielen die Zinsen auch eine wichtige Rolle. Der OPEX setzt sich aus den variablen und fixen Betriebskosten zusammen (Gl. 8). Die fixen Betriebskosten werden mit dem Faktor $OPEX_{Fix}$ aus dem CAPEX des jeweiligen Systems berechnet. Die variablen Betriebskosten fallen durch den Strombedarf vom Hot- und Cold-Standby sowie dem Anfahren der Systeme an. Diese Vorgänge benötigen Strom und werden je nach Strombezug mit dem dazugehörigen Strompreis eingepreist. Es wird dabei angenommen, dass für diese Vorgänge immer Strom zur Verfügung steht, egal ob die EE derzeit Strom generieren oder nicht.

$$OPEX_{ges} = OPEX_{Fix} + OPEX_{variabel} \tag{8}$$

Wie die Kosten der einzelnen Systeme sich zusammenstellen und die Strombezugskosten berechnet werden, wird in den folgenden Unterkapiteln erläutert.

3.2 Strombezug

Die Strombezugsdaten, welche für die Simulationen genutzt wurden, basieren auf den Arbeiten von Pfenninger und Staffell (2016) sowie Staffell und Pfenninger (2016). Diese sind frei zugänglich auf der Internetseite www.renewable.ninja. Mit den Simulationen ist es möglich, einen bestimmten Punkt auf der Welt zu wählen und dort eine fiktive PV- oder Windanlage berechnen zu lassen. Als Ergebnis wird eine csv-Datei erzeugt, in der die stündlichen Stromerzeugungsdaten der simulierten Anlage für ein Jahr hinterlegt sind. Es kann außerdem festgelegt werden, welche Leistung die gewünschte Anlage haben soll. Es wurde für diese Arbeit festgelegt, dass die Windanlagen eine Nennleistung und die PV-Anlagen eine Peakleistung von 10 Megawatt haben. Die Strombezugsdaten werden für jede Stunde simuliert. Das bedeutet, innerhalb eines Jahres gibt es 8760 Daten. Je nach Standort und ausgewählter Strombezugsanlage werden sich Strombezugsdaten hinsichtlich ihrer Auslastung über das Jahr unterscheiden. Der wichtigste Parameter dafür ist die Volllaststundenzahl der Anlage pro Jahr an dem gewählten Standort.

Da es sich in dieser Arbeit um Strom aus Offgrid-Anlagen handelt (also aus Anlagen, die nicht ans öffentliche Stromnetz angebunden sind), hängen die Kosten nicht so stark von Steuern oder Netzbezugskosten ab. Beispielsweise gehen nur 22,4 % des Strompreises in Deutschland auf die Erzeugung und den Vertrieb zurück. Der restliche Teil sind Steuern, Netzentgelte und weitere Abgaben (BMWi

2018). Es wird angenommen, dass der Strom direkt von den erneuerbaren Energien in die Elektrolyse eingespeist wird. Durch die stark gesunkenen Stromerzeugungskosten der EE in den letzten Jahren lohnt sich die direkte Nutzung von Offgrid-Anlagen umso mehr. Die durchschnittlichen Stromkosten weltweit (Tabelle 4) von PV-Großanlagen sind derzeit bei 0,068 $/kWh und von Windenergieanlagen Off- und Onshore bei 0,115 $/kWh und 0,053 $/kWh (IRENA 2019). Diese Stromkosten werden auch in der Simulation für die verschiedenen Szenarien angenommen. Außerdem werden die Stromkosten nicht bei den Operationskosten miteinkalkuliert, sondern sind aufgrund ihres wichtigen Einflusses auf die gesamten Kosten ein eigener Kostenbereich. In Tabelle 4 sind die spezifischen Strombezugskosten der EE in Eurocent umgerechnet worden.

Tabelle 4: Die spezifischen Strombezugskosten von erneuerbaren Energien (Quelle: eigene Darstellung nach IRENA 2019)

PV-Großanlage	5,9 ct/kWh[1]
Wind Onshore	4,6 ct/kWh[1]
Wind Offshore	9,9 ct/kWh[1]

3.3 Elektrolyse

Der von den erneuerbaren Energien produzierte Strom wird direkt in die Elektrolyse eingespeist. Aus diesem Grund wird in den Simulationen eine Elektrolyseleistung von 10 MW angenommen, da die Nenn- bzw. Peakleistung bei 10 MW liegt. Eine Elektrolyse mit mehr Leistung würde ohne jeglichen Mehrwert nur zu höheren Investitionskosten führen. Damit eine höhere Elektrolyseleistung auch zu mehr Output führt, müsste ein höherer Strombezug gewählt werden. Um die Simulation zu vereinfachen, wurde festgelegt, nur eine Elektrolysetechnologie bei der Optimierung zu verwenden. Dabei wurde aufgrund der deutlich reiferen Technologien die Alkalische und die PEM-EL zusammengefasst, da sich die berücksichtigten Parameter, welche in der Simulation genutzt werden, bei den beiden Technologien nicht derart stark unterscheiden. Außerdem soll das Ergebnis einen groben Kostenüberblick für beide Technologien bieten. Da sich nur auf die Investitionskosten, die Operationskosten, die Effizienzen, die minimal Last, den Druck und die Lebenszeit bezogen wird, wurden von diesen Daten der beiden Elektrolysetechnologien die Mittelwerte genutzt. Es könnte noch verstärkt auf die unterschiedlichen Technologien eingegangen werden und darauf, wie die gewählte Elektrolyse durch die genauen Lastverhalten und dazugehörigen Effizienzen die Gasgestehungskosten genauer beeinflusst. Dies hätte aber den Umfang der Forschungsarbeit überstiegen. Die Hochtemperaturelektrolyse wurde nicht berücksichtigt, da diese Technologie deutlich höhere Investitionskosten besitzt und mit einem TRL von 6 die technische Reife für eine solch große Anlage zu niedrig ist.

Bei einer 10 MW-Anlage kostet eine Elektrolyse mit den angenommenen spezifischen Investitionskosten von 1.000 €/kW insgesamt 10 Millionen Euro, jedoch beziehen sich die 1.000 €/kW auf eine 5 MW-Anlage. Aus diesem Grund wurden economies of scaling mit einbezogen. Dies meint, dass sich je nach Anlagengröße die spezifischen Investitionskosten ändern. Je größer die Anlage ist, desto mehr sinken

[1] Dollar in Euro Umrechnungskurs vom 24.10.2021 (1$=0,86€)

die spezifischen Kosten. Die Formel für das scaling wurde von Zauner et al. (2019) aus deren Studie für das STORE&GO EU-Projekt übernommen (Gl. 9).

$$C_b = C_a * \left(\frac{S_b}{S_a}\right)^{f-1} \tag{9}$$

Dabei steht das C_b für den spezifischen CAPEX, der bei der gewollten Leistung S_b gesucht ist. C_a steht für den bereits bekannten spezifischen CAPEX, welcher bei der Leistung S_a auftritt. Der Exponent f in der Gleichung ist der scale-Faktor. Dieser wird für jede Technologie anders gewählt und beschreibt, wie stark die Kosten sinken, wenn es ein economies of scaling gibt. Zauner et al. (2019) geben in ihrer Studie für die AEL und die PEM einen f-Wert von 0,88 und 0,89 an. Wie sich der Preis der Elektrolyse je nach Leistung verändert wird in Abbildung 10 dargestellt. Es ist zu sehen, dass die Kosten vor allem in dem Bereich von 0 bis 10 MW Leistung stark sinken. Mehr Leistung führt heutzutage noch nicht zu weiteren Kostensenkungen.

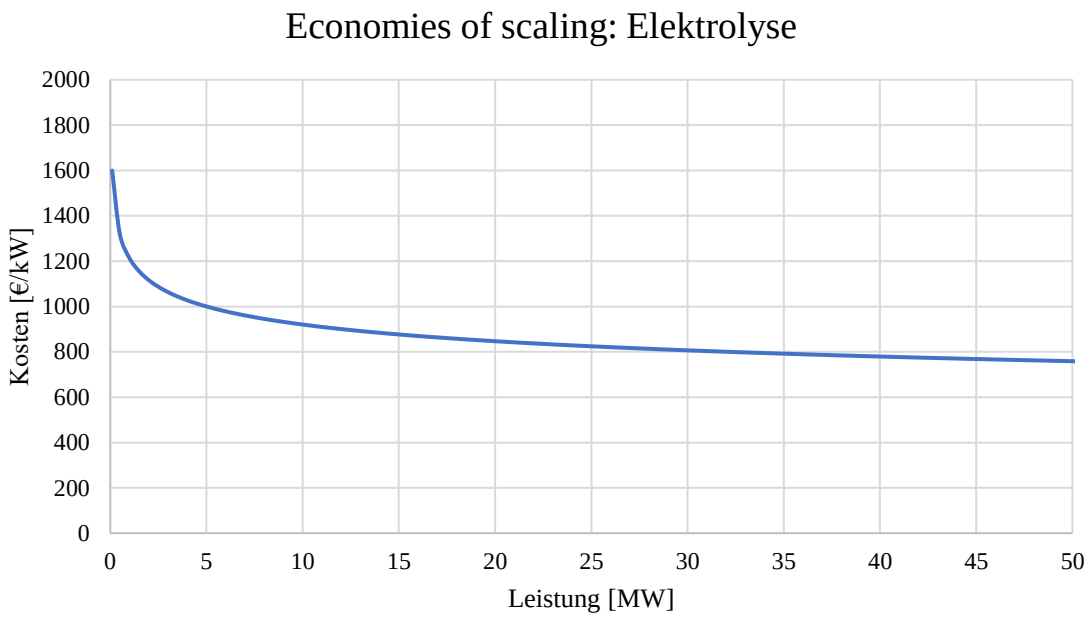

Abbildung 10: Economies of scaling Elektrolyse (eigene Darstellung nach Zauner et al. 2019: S. 12)

Als f-Wert wurde in dieser Arbeit 0,88 angenommen. Als Beispiel für die gewünschten 10 MW Elektrolyseleistung mit dem spezifischen CAPEX einer 5 MW-Anlage von 1000€/kW ergibt sich der folgende spezifische CAPEX (Gl. 10):

$$1000\frac{€}{kW} * \left(\frac{10MW}{5MW}\right)^{0,88-1} = 920,19\frac{€}{kW} \tag{10}$$

Dank der Nutzung der economies of scale, ist es auch möglich den spezifischen CAPEX für größere- bzw. kleinere Elektrolysen zu berechnen.

Tabelle 5: Angenommene Werte Elektrolyse

Parameter	**Wert**	**Quelle**
Leistung [MW]	10	Selbst festgelegt
Effizienz [kWh/Nm^3]	4,7	Smolinka et al. 2018: S. 36; eigene Annahme
Lastbereich [%]	10-100	Götz et al. 2016: S. 1372; eigene Annahme
Druck [bar]	30	Gorre et al. 2020: S. 4
Lebenszeit [a]	20	Smolinka et al. 2018: S. 174
$CAPEX_{5MW}$ [€/kW]	1000	Zauner et al. 2019: S. 14; eigene Annahme
$CAPEX_{10MW}$ [€/kW]	920,19	Zauner et al. 2019: S. 14
$OPEX_{Fix}$ [% vom CAPEX]	2,75	Gorre et al. 2020: S. 4
Zinsen [%/a]	5	Eigene Annahme
Hot-Standby [kW/MW]	10	Gorre 2021

In Tabelle 5 sind die angenommenen Parameter dargestellt. Abgesehen von dem CAPEX sind die wichtigsten Parameter der Anlage die Effizienz mit 4,7 kWh/Nm^3, die minimale Last mit 10 %, der $OPEX_{Fix}$ mit 2,75 % des CAPEX und die 30 bar, mit denen der Wasserstoff aus der Elektrolyse kommt. Die Effizienz wurde zur Vereinfachung der Simulation als konstant angenommen. Eine Optimierung der Simulation wäre möglich, wenn der Zusammenhang zwischen Effizienz und derzeitiger Last mit einbezogen wird, denn die Effizienz einer Elektrolyse ist abhängig von der Last. Jedoch können die genutzten Elektrolyse-Stacks einzeln abgeschaltet werden, sodass einige Stacks bei null Prozent Last sind und andere in ihrem Optimum arbeiten können. Dadurch kann die Gesamtlast der Elektrolyse ohne große Verluste der Effizienz sinken (Gorre 2021). Aus diesem Grund wurde ein konstanter Wert für die Effizienz gewählt.

Um die Menge des Wasserstoffs zu berechnen, welche die Elektrolyse produziert, wird die Auslastung der Elektrolyse benötigt. Dafür werden die Strombezugsdaten ohne Verluste für jede Stunde aus den EE durch die maximale Leistung der Elektrolyse geteilt. Somit wird die Last für jede einzelne Stunde im Jahr berechnet. Wenn einer dieser Wert kleiner oder gleich 10 % ist, wird die Last in dieser Stunde auf 0 % gesetzt, da die angenommene Elektrolyse bei einer solchen Last keinen Wasserstoff produzieren kann. Dieser Zustand wird hier Hot-Standby genannt. Dabei wird die Elektrolyse nicht komplett heruntergefahren, sondern verbraucht eine kleinere Menge an Energie, um bei einer Last größer als 10 % direkt wieder betriebsbereit zu sein. Die angenommene benötigte Leistung im Hot-Standby beträgt 10 kW pro MW Anlagenleistung. Somit verbraucht die Elektrolyse in jeder Stunde, in der kein Wasserstoff produziert wird, 100 kWh. Kosten, welche sich aus dem Hot-Standby ergeben, gehören zu den variablen Betriebskosten des Systems ($OPEX_{variabel}$). Da die EE und die Elektrolyse in dem angenommenen Szenario jeweils eine Leistung von 10 MW haben, wäre die maximale Auslastung 100 %. Würden die EE mehr Leistung bereitstellen, wäre die Auslastung der Elektrolyse trotzdem bei 100 %, da dies die maximale Auslastung der Elektrolyse ist. Aus der berechneten Last kann nun zusammen mit der Effizienz die Wasserstoffproduktion pro Stunde berechnet werden. Bei einer Last von 100 % und der angenommenen Effizienz von 4,7 kWh/Nm^3, ist die maximale Menge an Wasserstoff, die pro Stunde produziert werden kann, 2127,66 Nm^3 bzw. 191,23 kg. Diese Rechnung ist in den Gleichungen 11.1 bis 11.3 zu

sehen. Bezogen auf den Brennwert entspricht das 7536,62 kWh Energie. Somit ist der Wirkungsgrad der Elektrolyse bezogen auf den Brennwert bei 75,34 %.

$$V_{H2} = \frac{Last_{Elektrolyse} * W_{Elektrolyse,max}}{Effizienz_{Elektrolyse}} \tag{11.1}$$

$$V_{H2} = \frac{100\ \% \ * 10.000kWh}{4{,}7\frac{kWh}{Nm^3}} = 2127{,}66\ Nm^3 \tag{11.2}$$

$$m_{H2} = 2127{,}66\ Nm^3 * 0{,}08988\frac{kg}{Nm^3} = 191{,}23\ kg \tag{11.3}$$

Außerdem können die theoretischen Volllaststunden der Elektrolyse mithilfe der Last berechnet werden. Dafür werden die 8760 stündlichen Auslastungswerte durch die 8760 Stunden pro Jahr dividiert. Anhand der Volllaststunden und der Elektrolyseleistung werden die gesamten Strombezugskosten berechnet, indem diese mit den spezifischen Strombezugskosten der EE-Technologie multipliziert werden.

$$Strombezugskosten = Volllaststunden * \ SBK_{spezifisch} * P_{Elektrolyse} \tag{12}$$

Der produzierte Wasserstoff wird in dem Wasserstoffspeicher ohne weitere Kompression zwischengespeichert.

3.3 Wasserstoffspeicher

Wie bereits in Kapitel 2.3 erwähnt, wird in der Simulation ein Druckgasspeicher verwendet, da ein temporärer Speicher mit niedrigen Kosten benötigt wird. Da der produzierte Wasserstoff durch die Elektrolyse direkt unter einem Druck von 30 bar vorliegt und die Methanisierung keine höheren Drücke benötigt, wird der Wasserstoff auch bei 30 bar gespeichert. Wenn ein Druck von 30 bar im Speicher vorherrscht, bedeutet dies, dass der Speicher komplett voll ist. Wenn Wasserstoff aus dem Speicher entnommen wird, sinkt der Druck im Speicher. Damit der Druck des Wasserstoffs hoch genug für die Methanisierung ist, darf kein Wasserstoff in die Methanisierung eingespeist werden, wenn der Speicher unter einem Drittel befüllt ist. In diesem Fall wäre der Druck des gespeicherten Gases unter 10 bar und zu niedrig für den Methanisierungsreaktor. Durch einen solchen Speicher, der im Vergleich zu anderen Druckgasspeichern für relativ niedrige Drücke geeignet ist, sind deutlich geringere Investitionskosten möglich und es wird kein wie sonst üblicher Wasserstoffkompressor benötigt, was weitere Kosten einspart. Außerdem ist die Anlage so konzipiert, dass der produzierte Wasserstoff aus der Elektrolyse

verworfen wird, wenn der Speicher voll ist. Das bedeutet, je kleiner der Speicher ist, desto mehr Wasserstoff wird wahrscheinlich verworfen und bleibt ungenutzt. Dies wurde angenommen, da die 10 MW Elektrolyse voll genutzt werden soll, wenn der entsprechende grüne Strom vorhanden ist, um die Anlage zu betreiben.

Die festgelegten Parameter sind in Tabelle 6 dargestellt:

Tabelle 6: Angenommene Werte Wasserstoffspeicher

Parameter	**Wert**	**Quelle**
$Druck_{max}$ [bar]	30	Selbst festgelegt
$Druck_{min}$ [bar]	10	(Gorre et al. 2020: S. 5)
Lebenszeit [a]	20	(Gorre et al. 2020: S. 5)
CAPEX [€/kg]	500	(Gorre et al. 2020: S. 5) und eigene Annahme
$OPEX_{Fix}$ [% vom CAPEX]	1	(Gorre et al. 2020: S. 5)
Zinsen [%/a]	5	Eigene Annahme
Größe [kg]	50-5025	Eigene Annahme

Die optimale Größe des Speichers wird durch die Simulation bestimmt, wodurch sich daraufhin der genaue Preis des Speichers bestimmen lässt. Insgesamt werden Speicher mit einer Größe von 50 kg bis 5025 kg simuliert. Die spezifischen Investitionskosten betragen 500 €/$_{kgH2}$ und die fixen Betriebskosten 1 % vom CAPEX. Es ist zu erwarten, dass je größer der Speicher ist, desto konstanter kann die Methanisierung SNG produzieren, aber es steigen im Gegenzug bei einem größeren Speicher die Investitionskosten. Insgesamt ist der Speicher das Bindeglied zwischen der flexibleren Elektrolyse und der trägeren Methanisierung und gehört bei dieser Arbeit zu einer der Optimierungsgrößen der Simulation.

3.4 Methanisierung

Der letzte Verfahrensschritt der simulierten Power-to-Methan-Anlage ist die Methanisierung. Die Methanisierung ist wie der Wasserstoffspeicher eine der Optimierungsgrößen. Das heißt, je mehr Leistung die Methanisierung haben wird, desto höher sind die gesamten Investitionskosten. Aus diesem Grund wird in der Optimierung nach der optimalen Leistung gesucht, um die Kosten der Anlage so niedrig und die SNG-Produktion so hoch wie möglich zu halten. Aufgrund der ähnlichen Parameter der chemischen und biologischen Methanisierung werden die beiden Technologien wie bei der Elektrolyse als eine angenommen und Mittelwerte der verschiedenen Parameter genutzt. Dies wird zur Vereinfachung der Optimierung angenommen. Die Unterschiede der beiden Technologien sowie ihre Einflüsse könnten in folgenden Forschungen genauer untersucht werden.

Der CAPEX der Methanisierung wird wie bei der Elektrolyse für eine 5MW-Anlage festgelegt und dann anhand letztendlich genutzter Leistung mithilfe des econmies of scaling berechnet. Bei der Leistung der Methanisierung wird sich auf den Wasserstoffinput bezogen. Als CAPEX für die 5MW-Anlage wurde 590 €/kW angenommen und dazu ein scaling-Faktor von 0,8. Diese Werte basieren auf Zauner et al. (2019: S. 81) und eigenen Annahmen. In Abbildung 11 ist die Veränderung der spezifischen Kosten über die Leistung dargestellt. Wie bei der Elektrolyse ist auch hier zu sehen, dass die Kosten im Bereich niedrigerer Leistung deutlich höher sind und schneller sinken.

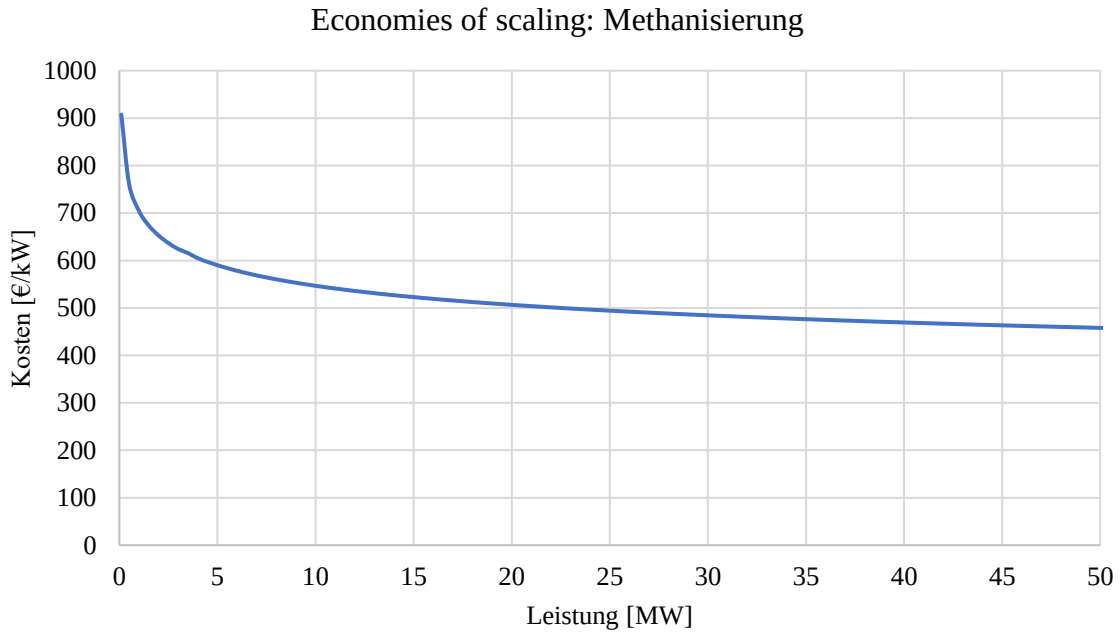

Abbildung 11: Economies of scaling Methanisierung (eigene Darstellung nach Zauner et al. 2019: S. 12)

Beispielhaft wären die spezifischen Investitionskosten einer 7 MW-Methanisierung wie folgt zu berechnen:

$$590\frac{€}{kW} * \left(\frac{7MW}{5MW}\right)^{0,8-1} = 537\frac{€}{kW} \quad (13)$$

Des Weiteren wurde bisher nicht beachtet, dass für die Methanisierung auch Kohlenstoffdioxid benötigt wird, um das gewünschte Methan zu produzieren. Das CO_2 kann aus verschiedenen Quellen bezogen werden, wie z.B. aus Biogas und Industrieabgasen oder es wird aus der Luft gefiltert mit der sogenannten Carbon Capture Technologie. Somit fallen weitere Kosten an, welche berücksichtigt werden müssen. In dieser Arbeit wird das CO_2 direkt in die Methanisierung eingespeist und wird mit 50 €/t_{CO2} bepreist. Dieser Preis wurde bereits in einer ähnlichen Studie (Gorre et al. 2020: S. 5) verwendet und wird hier übernommen.

Die Methanisierung arbeitet bei einem Druck von 10 bar. Somit kann der Wasserstoff aus dem 30 bar Druckgasspeicher direkt genutzt werden, indem der Wasserstoff aus dem Speicher von 30 auf 10 bar entspannt wird. Dabei darf der Speicher nicht zu leer sein, da sonst der Druck im Speicher auf unter 10 bar sinkt, wie bereits in Kapitel 3.2 erläutert. Die Methanisierung ist so geregelt, dass je nach vorliegendem Druck im Speicher der Reaktor auf einer bestimmten Last läuft. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass nur dann Methan produziert werden kann, wenn genug Wasserstoff vorhanden ist. Es wird außerdem sichergestellt, dass die Methanisierungslast nicht zu schnell steigt, was zu unreinerem SNG führen würde. Um die Simulation zu vereinfachen, wird außerdem angenommen, dass das CO_2 auch mit 10 bar in den Methanisierungsreaktor strömt und eine hundertprozentige Umsetzung des Wasserstoffs

und Kohlenstoffdioxids stattfindet. Wenn die Methanisierung in Betrieb ist, hat sie einen Verbrauch von 25 kW.

Eine weitere wichtige Eigenschaft der Methanisierung, welche die Produktion des SNG beeinflusst, ist, wie lange die Anlage im Hot-Standby bleibt, bevor sie in den Cold-Standby wechselt. Wenn der Wasserstoffspeicher nicht mehr genug Wasserstoff zur Produktion bereitstellen kann, dann wechselt die Methanisierung in den Hot-Standby für eine festgelegte Zeit von maximal 5 Stunden. In diesem Zustand wird der Methanisierungsreaktor auf Betriebstemperatur gehalten, um direkt wieder in Betrieb gehen zu können, wenn genug Wasserstoff vorhanden ist. Dieser Vorgang ist jedoch mit einer Leistung von 45 kW stromintensiver als der normale Betrieb und es wird kein SNG produziert, weshalb dieser Zustand nicht zu lange am Stück beibehalten werden sollte. Wenn der Reaktor länger als 5 Stunden im Hot-Standby bleibt und bis dahin noch nicht genug Wasserstoff im Speicher ist, wird der Reaktor in den Cold-Standby versetzt. Dort wird mit 5 kW folglich weniger Leistung benötigt als im Hot-Standby, allerdings dauert es länger, den Reaktor wieder hochzufahren. Für das erneute Hochfahren wird ein Wert von fünf Stunden angenommen. Während des Hochfahrens wird eine Leistung von 150 kW benötigt und es wird kein SNG produziert. Die Anlage verbraucht beim erneuten Hochfahren aus dem Cold-Standby mehrere Stunden Strom ohne nutzbares SNG zu produzieren (Gorre 2021).

Wie viel SNG durch die Methanisierung produziert wird, hängt von der Stromerzeugung der genutzten erneuerbaren Energien ab. Denn nur durch diese kann die Elektrolyse Wasserstoff erzeugen und der Speicher gefüllt werden. Die Methanisierung ist so geregelt, dass die Methanisierungslast durch den Füllstandes des Speichers kontrolliert wird. Je nach Füllstand im Speicher steigert sich die Last von 40 bis zu 100 %. Die Gesamtleistung der Methanisierung ist wie auch die Größe des Speichers eine Optimierungsgröße und wird in der Optimierung berechnet. Die genaue Menge SNG, welche im Jahr produziert wird, wird anhand der Volllaststunden der Methanisierung berechnet, indem diese mit der Leistung der Methanisierung multipliziert wird. Bei der Elektrolyse ist die Leistung der maximale Strominput. Aber wie schon erwähnt, ist die Leistung bei der Methanisierung auf den Input an Wasserstoff bezogen. Aus diesem Grund muss der Wert noch vier Mal durch den Heiz- bzw. Brennwert von Wasserstoff geteilt werden (Gl. 14), da das Mol SNG aus 4 Mol Wasserstoff besteht und angenommen wird, dass 100 % der Gase im Reaktor umgesetzt werden. Dadurch ergibt sich ein Wirkungsgrad von 78 %.

$$V_{SNG} = \frac{Volllaststunden_{Meth} * P_{Meth}}{4 * LHV_{H2}} \tag{14}$$

Die genutzten Parameter für die Methanisierung sind in Tabelle 7 dargestellt:

Tabelle 7: Angenomme Werte für die Methanisierung

Parameter	**Wert**	**Quelle**
Leistungsrange [MW]	0,05-10	Eigene Annahme
Umsetzung der Edukte [%]	100	Eigene Annahme
CO_2-Preis [€/kg]	50	(Gorre et al. 2020: S. 5)
Minimale Last [%]	40	Eigene Annahme
Druck [bar]	10	(Gorre et al. 2020: S. 6)
Lebenszeit [a]	20	(Gorre et al. 2020: S. 6)

$CAPEX_{5MW}$ [€/kW]	590	(Zauner et al. 2019: S. 21; eigene Annahme)
$OPEX_{Fix}$ [% vom CAPEX]	3	(Gorre et al. 2020: S. 4)
Zinsen [%/a]	5	Eigene Annahme
Lastbereich [%]	40-100	(Gorre 2021)
Benötigte Leistung Betrieb [kW]	25	(Gorre 2021)
Benötigte Leistung Hot-Standby [kW]	45	(Gorre 2021)
Benötigte Leistung Cold-Standby [kW]	5	(Gorre 2021)
Benötigte Leistung Anfahren aus Cold-Standby [kW]	150	(Gorre 2021)

3.5 Standorte

Wie bereits in den vorherigen Unterkapiteln deutlich wurde, zählt die Anzahl an Volllaststunden der Systeme mit zu den wichtigsten Faktoren der letztendlichen Produktion. Die Volllaststundenzahl der Elektrolyse hängt von den Strombezugsdaten ab und diese unterscheiden sich je nach Standort. Aus diesem Grund ist ein korrekt gewählter Standort einer solchen Anlage von hoher Bedeutung. Im Folgenden werden unterschiedliche Standorte für die verschiedenen Szenarien vorgestellt, welche in dieser Arbeit untersucht werden.

3.5.1 Standort 1: Offshore

Als erster Standort wurde die Hochseeinsel Helgoland gewählt, um dort Offshore-Wind als EE-Quelle zu nutzen. Helgoland gehört zu Deutschland und liegt in der Nordsee. Als Strombezugsquelle wird eine fiktive 10 MW Offshore-Windanlage 5 Kilometer entfernt von Helgoland festgelegt. Helgoland ist ein vielversprechender Standort, um direkt Offshore Strom abzunehmen, da die Insel ca. 50 km vom Festland entfernt ist und somit keine Stromkabel aus dem Meer bis ans Festland gelegt werden müssen. Außerdem können gute Offshore-Standorte bis zu 4.500 Volllaststunden pro Jahr erreichen (Statista 2021b). Die Idee, auf Helgoland Wasserstoff zu erzeugen, gibt es bereits seit mehreren Jahren. Mit dem Forschungsprojekt „AquaVentus“ sind bereits konkrete Pläne hierfür vorhanden (Leniger 2021). Aus diesen Gründen wurde der beschriebene Standort gewählt.

Da es sich um Strom aus Offshore-Anlagen handelt, werden als Strombezugskosten die in Kapitel 3.2 dargestellten Kosten für Offshore mit 9,9 ct/kWh festgelegt, was 99 €/MWh entspricht. Da der Bau einer solchen Offshore-Anlage aufgrund des Transportes der Materialien und weiterer Aspekte deutlich teurer ist, wird hier der höchste BoP-Aufschlag aller vier Standorte mit 100 % angenommen. Der genaue Ort der Windanlage befindet sich bei 54.2173797° nördlicher Breite und 7.890268° östlicher Länge (Abb. 12).

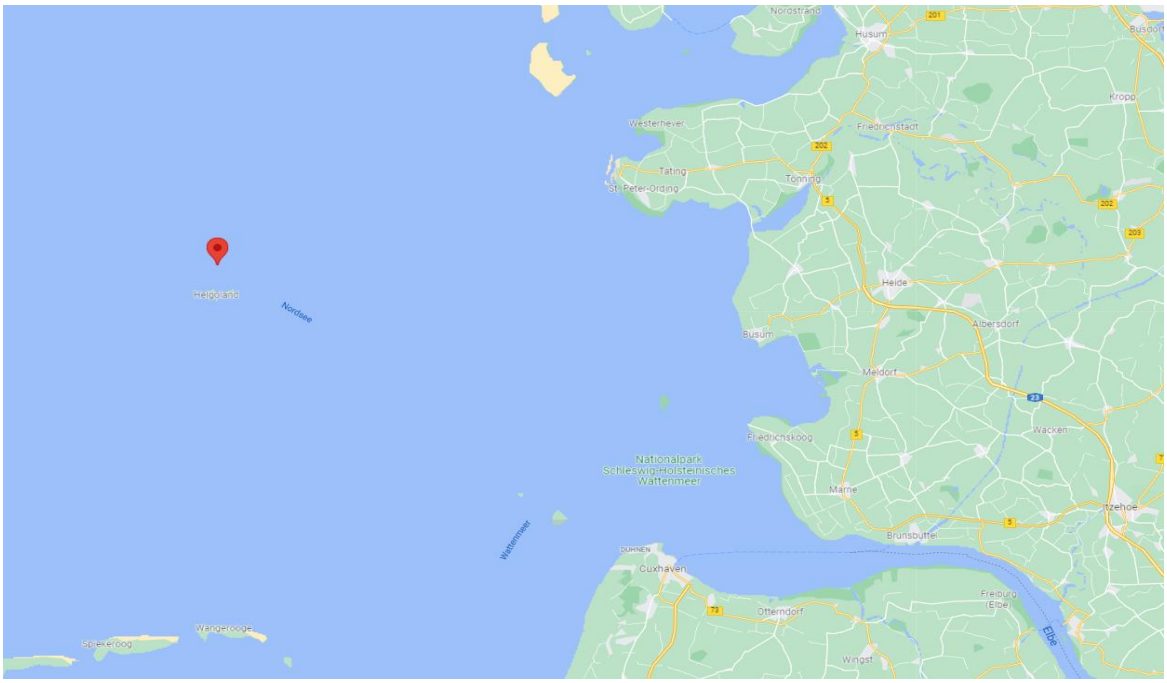

Abbildung 12: Offshore-Standort 54.2173797° nördlicher Breite und 7.890268° östlicher Länge (Google Maps 2021d)

3.5.2 Standort 2: Onshore

Als zweiter Standort wurde ein küstennaher Onshore-Standort bei Cuxhaven ausgewählt. Cuxhaven hat eine gute Infrastruktur mit einem Hafen. Dies ist ein großer Vorteil, da das produzierte SNG nach der Produktion günstiger zu transportieren ist und der Bau einer Anlage deutlich vereinfacht ablaufen kann. Außerdem können küstennahe Onshore-Wind-Standorte bis zu 3.200 Volllaststunden pro Jahr erreichen (Statista 2021b).

Es wird hier eine geringere Auslastung der Elektrolyse erwartet als beim Offshore-Standort, allerdings sind die Strombezugskosten mit 4,6 ct/kWh (46 €/MWh) deutlich niedriger. Aus diesem Grund kommt die Frage auf, ob ein Standort mit einer besseren Auslastung oder einem niedrigeren Strompreis die geringsten GGK erreicht. Außerdem ist der angenommene BoP-Aufschlag mit 75 % ebenfalls niedriger, da an Land der Bau einer solchen Anlage nicht so aufwändig ist wie auf einer Insel oder komplett offshore. Die genauen Koordinaten des Standorts sind bei 53,87541081457438 ° nördliche Breite und 8.622526064573924° östliche Länge (Abb. 13).

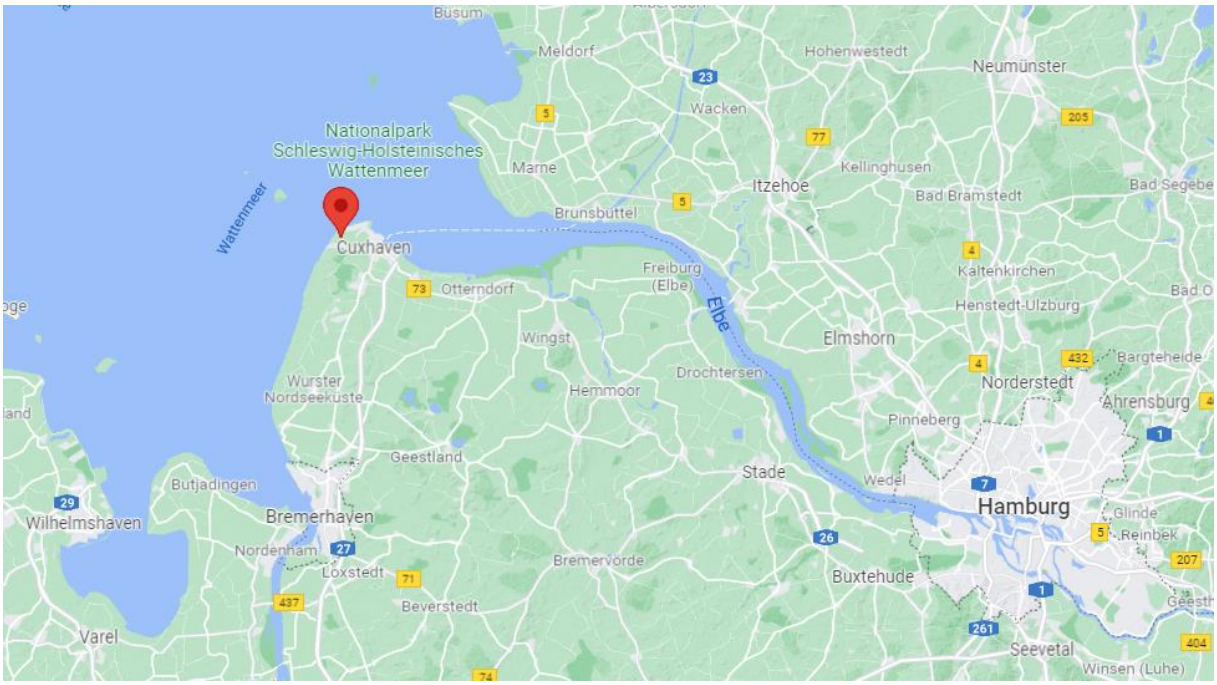

Abbildung 13: Onshore-Standort 53,87541081457438 ° nördliche Breite und 8.622526064573924° östliche Länge (Google Maps 2021c)

3.5.3 Standort 3: Photovoltaik

Beim dritten Standort wird Solarstrom aus Photovoltaikanlagen genutzt. Hier ist es wichtig, dass es eine hohe Bestrahlungsstärke vor Ort gibt. Aus diesem Grund wird die fiktive PV-Anlage in Südspanien in der Nähe von Cordoba stehen. In Südspanien gibt es mit die höchste Bestrahlungsstärke von ganz Europa (Quaschning 2013: S. 64). Da zur Wasserstofferzeugung allerdings auch Wasser benötigt wird, muss es auch eine Wasserquelle geben. Der Standort ist zwar nicht direkt an der Küste jedoch gibt mehrere Seen und Flüsse in geringer Umgebung, welche die Wasserversorgung sicher können.

Die Strombezugskosten sind hier bei 5,9 ct/kWh bzw. 59 €/MWh und somit etwas höher als bei Onshore-Strom, allerdings immer noch deutlich niedriger als bei Offshore-Strom. Die BoP-Kosten sind bei diesem Szenario wie beim Onshore-Standort mit 75 % Aufschlag einberechnet, da der Bau einer solchen Anlage keine weiteren Komplikationen mit sich bringen würde wie bei einer Offshore-Anlage. Ein Nachteil bei einem Strombezug aus PV-Anlagen ist, dass nur tagsüber Strom generiert werden kann und somit auch nur tagsüber Wasserstoff produziert wird. Die genauen Koordinaten des Standortes liegen bei 37.78593578992° nördlicher Breite und 5.046069127632° westlicher Länge (Abb. 14).

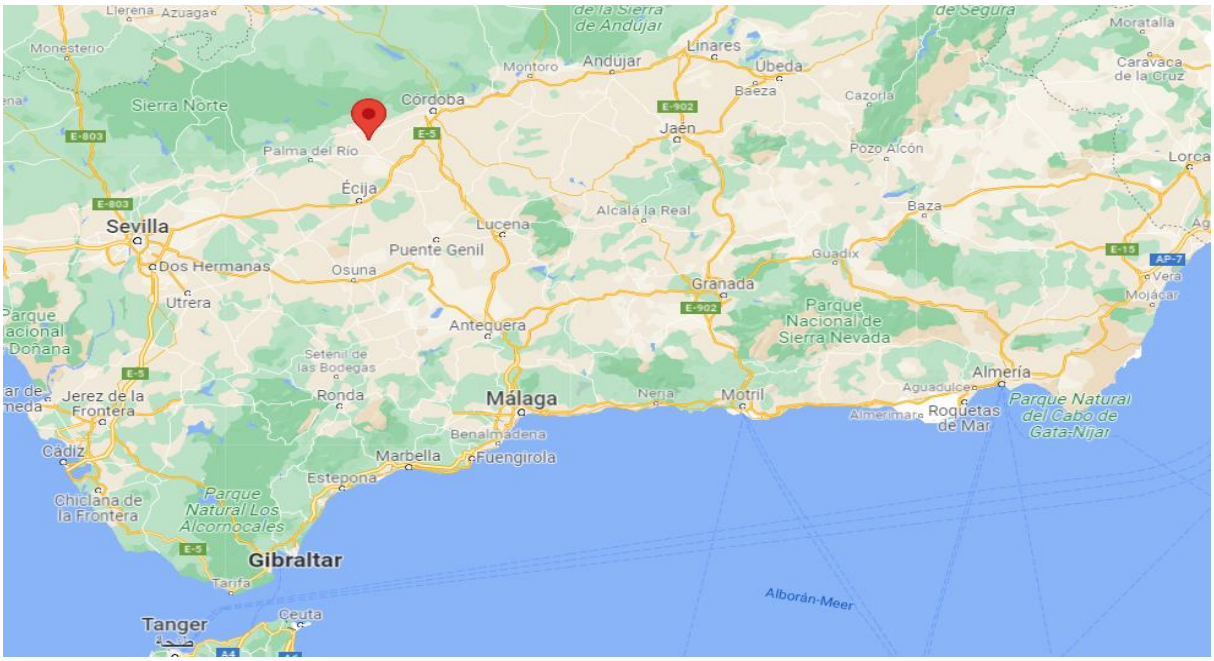

Abbildung 14: PV-Standort 37.785935789992° nördlicher Breit und 5.046069127632° westlicher Länge (Google Maps 2021b)

3.5.4 Standort 4: Hybrid

Der vierte Standort nutzt nicht nur eine Stromquelle zum Betreiben der Elektrolyse, sondern bezieht den Strom aus einer 5 MW Windanlage sowie einer 5 MW PV-Anlage. Eine solche Anlage wird Hybridanlage genannt und verbindet verschiedene EE-Systeme miteinander, um eine konstantere Stromerzeugung zu gewährleisten (Said et al. 2019: S. 1020). Somit ist für ein solches Szenario ein Ort mit hoher Bestrahlung und viel Wind optimal. Das Bundesumweltministerium hält die Zusammenarbeit mit Ländern wie Marokko, Chile und Südafrika für möglich, um Power-to-X-Anlagen mit niedrigen Kosten zu bauen (BMU 2019). Aus diesem Grund wurde der Standort für Szenario vier an der Westküste von Marokko gewählt.

Die Stromkosten stellen sich aus dem Mittelwert der Stromkosten von Offshore- und PV-Anlagen zusammen. Dadurch entsteht ein Preis von 5,25 ct/kWh bzw. 52,5 €/MWh. Der Zuschlag aufgrund des BoP wird wie bei den beiden vorherigen Szenarien mit 75 % einberechnet. Die genauen Koordinaten sind bei 28.44004593814759° nördlicher Breite und 11.284058785301037° westlicher Länge (Abb. 15).

Abbildung 15: Hybrid-Standort 28.44004593814759° nördliche Breite und 11.284058785301037° westlicher Länge (Google Maps 2021a)

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Simulationen für die verschiedenen Szenarien mit den standortspezifischen Strombezugsdaten des Offshore-, Onshore-, PV- und Hybrid-Standorts vorgestellt, indem die jeweiligen GGK in einem Farbplot mit den variierten Parametern der Methanisierungsleistung (Y-Achse) und der Wasserstoffspeichergröße (X-Achse) dargestellt werden. Aufgrund deutlicher Unterschiede der Szenarien sind die Abbildungen, welche die GGK über die Methanisierungsleistung und Wasserstoffspeichergröße zeigen, verschieden skaliert, da die verschiedenen GGK ansonsten für das einzelne Szenario nicht mehr gut darstellbar wären. Abgesehen von den GGK werden die wichtigsten darüber hinaus berechneten Parameter der verschiedenen $PtCH_4$-Anlagen in Abbildungen und Tabellen dargestellt und beschrieben.

4.1 Szenario 1: Offshore

In Abbildung 16 ist das Ergebnis der Simulation für den Offshore-Standort bei Helgoland als Farbplot dargestellt. Es werden Methanisierungsleistungen ab 4 MW bis 10 MW, sowie der gesamte simulierte Bereich von 50-5025 kg für die Speichergröße dargestellt. Die jeweiligen Gasgestehungskosten zu jeder Parametervariation sind durch ihre Farbe gekennzeichnet. Der Farbübergang von höheren Kosten zu niedrigeren ist hier von dunklem Rot (hohe Kosten) zu dunklem Blau (niedrige Kosten) illustriert. Die Farbskala stellt GGK von 310 €/MWh bis 345 €/MWh dar, wobei in der dunkelroten Fläche die Kosten sogar noch über 345 €/MWh liegen. Eine genaue Darstellung von diesen Werten ist allerdings nicht notwendig, um den Einfluss der verschiedenen Kombinationen von Methanisierungsleistung und Wasserstoffspeicher zu verdeutlichen. In Abbildung 16 wird deutlich, dass sich bei einer Methanisierungsleistung von 7,05 MW und einer Wasserstoffspeichergröße von 600 kg die niedrigsten GGK bei dem Strombezug aus dem Offshore-Standort Gasgestehungskosten ergeben. Die genauen GGK bei der optimalen Auslegung der $PtCH_4$-Anlage sind 311,64 €/MWh_{SNG}, was 4,33 €/kg_{SNG} entspricht. Es ist zu sehen, dass vor allem die Speichergröße ab ca. 200 kg einen großen vergünstigen Einfluss auf die GGK hat, wenn die Methanisierungsleistung zwischen 5 und 10 Megawatt liegt. Besonders stark ist dieser Einfluss in dem Bereich von 6,3 bis 7,5 MW. Dieser Einfluss wird in dem Plot durch den Farbumschwung in dem Bereich sehr deutlich. Bereits ein 200 kg größerer Speicher kann bei der optimalen Methanisierungsleistung von 7,05 MW zu 30 €/MWh günstigeren GGK führen. Insgesamt ist es zu erkennen, dass ein Speicher bereits mit einer Kapazität von mindestens 400 kg zusammen mit der passenden Methanisierungsleistung die GGK deutlich senkt. Außerdem ist abzulesen, dass mit steigender Wasserstoffspeicherkapazität die Methanisierungsleistung eine immer größere Rolle spielt und die Range für diese kleiner wird, um szenariospezifische geringe GGK zu erreichen.

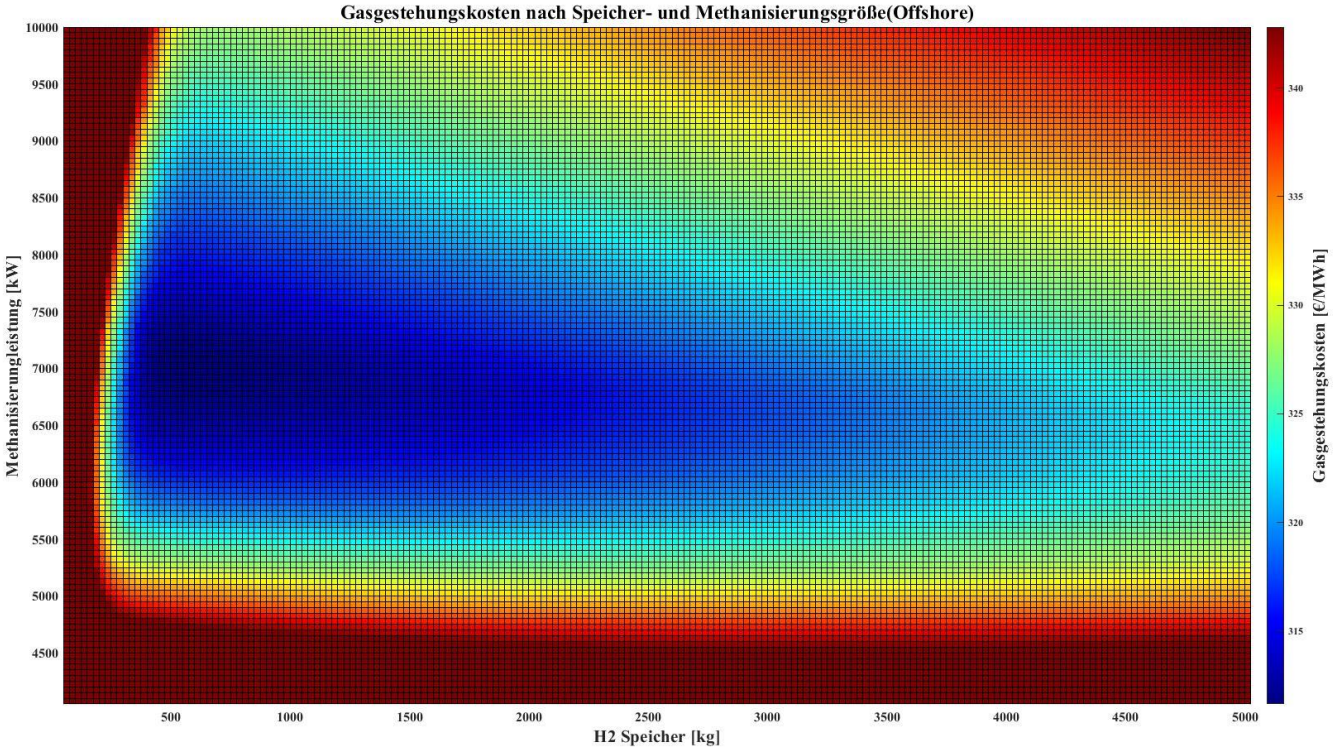

Abbildung 16: GGK nach Speicher- und Methanisierungsgröße (Offshore)

Die Kosten der $PtCH_4$-Anlage mit Offshore-Wind Strombezug setzen sich aus den bereits beschrieben Kostenparametern aus Kapitel 3 und der produzierten Menge SNG von 23.355,02 MWh_{SNG} zusammen. Wie die prozentualen Anteile der einzelnen Kosten aufgefächert sind, wird in Abbildung 17 illustriert. Es ist zu sehen, dass die Stromkosten mit 60 % den mit Abstand größten Kostenbestandteil darstellen. An zweiter Stelle stehen die Investitionskosten (CAPEX) mit 19 %, an dritter die Zinsen vom CAPEX mit 11 %, daraufhin folgt der OPEX mit 9 %. Die geringsten Auswirkungen haben die CO_2-Kosten mit 1 %.

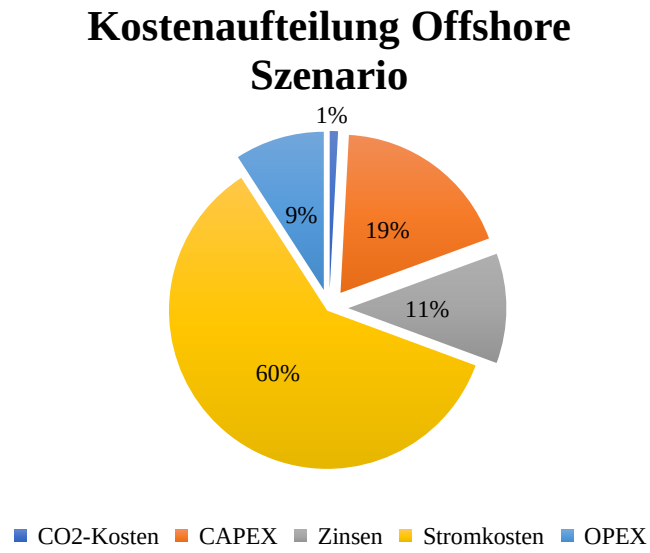

Abbildung 17: Zusammensetzung der Kosten Offshore-Szenario

Die hohen Stromkosten, welche hier mehr als die Hälfte der jährlichen Gesamtkosten ausmachen, setzen sich aus den Volllaststunden der Elektrolyse, dem Strompreis und der Elektrolyseleistung zusammen. Die Volllaststundenanzahl beträgt 4.427,83 Stunden, was den nutzbaren Volllaststunden aus der Offshore-Strombezugsquelle entspricht. Durch den angenommenen Strompreis von 99 €/MWh, welcher der höchste aller Szenarien ist, ergeben sich insgesamt 4.383.550,38 € pro Jahr. Der CAPEX setzt sich aus den Investitionskosten der 7,05 MW Methanisierung mit 4.005.226,00 €, des Wasserstoffspeichers mit

300.000,00 €, der Elektrolyse mit 9.201.876,51 € und der Balance of Plant mit 13.507.102,50 € zusammen und ergibt somit 27.014.205,00 € für die gesamte Power-to-Methan-Anlage. Der gesamte CAPEX mit den Zinsen führt zu einer jährlichen Abschreibung von 2.167.700,00 €. Die fixen Betriebskosten betragen 376.210,00 €/a und die variablen 289.120,00 €/a, was sich zu dem gesamten OPEX von 665.330,00 €/a zusammensetzt. Die CO_2-Kosten betragen 61.748,00 €/a.

Wie in Tabelle 8 zu sehen ist, werden insgesamt 23.355,02 MWh_{SNG} pro Jahr mit dieser Anlage produziert. Dies entspricht in etwa 2.349.600 Nm^3 bzw. 1.543,69 Tonnen SNG bezogen auf den Heizwert. Um diese Menge zu produzieren, ist die Methanisierung insgesamt 6.618 Stunden im Jahr in Betrieb, was 4.719,20 theoretischen Volllaststunden entspricht. Die Elektrolyse hingegen hat 7.993 Betriebsstunden, was 4.427,83 Volllaststunden entspricht bei der durchschnittlichen Auslastung von 50,54 % der Elektrolyse mit dem Offshore-Strombezug. Das in Kapitel 3.3 erklärte Verhalten, dass Wasserstoff verworfen und ungenutzt bleiben kann, wenn der optimale Speicher diesen nicht aufnehmen kann, tritt bei der optimalen Auslegung dieses Szenarios trotzdem auf. Allerdings zeigt sich bei dem Offshore-Szenario ein Wert von nur 6,69 kg/a.

Tabelle 8: Ergebnisse Offshore-Szenario

Parameter	**Wert**
Gasgestehungskosten [€/MWh]	311,64
Produziertes SNG [MWh]	23.355,02
Elektrolyseleistung [MW]	10
Speichergröße [kg]	600
Methanisierungsleistung [MW]	7,05
Betriebsstunden Elektrolyse [h]	7.993
Volllaststunden Elektrolyse [h]	4.427,83
Betriebsstunden Methanisierung [h]	6.618
Volllaststunden Methanisierung [h]	4.719,20
CAPEX Elektrolyse [€]	9.201.876,51
CAPEX Wasserstoffspeicher [€]	300.000,00
CAPEX Methanisierung [€]	4.005.226,00
CAPEX Balance of Plant [€]	13.507.102,50
CAPEX Gesamt $PtCH_4$ [€]	27.014.205,00
$OPEX_{Fix}$ [€/a]	376.210,00
$OPEX_{Variabel}$ [€/a]	289.120,00
$OPEX_{Gesamt}$ [€/a]	665.330,00
Stromkosten [€/a]	4.383.550,38
CO_2-Kosten [€/a]	61.748,00
Abschreibung [€/a]	2.167.700,00
Wasserstoffverwurf [t]	0,00669

4.2 Szenario 2: Onshore

In Abbildung 18 sind die GGK des zweiten Szenarios für den Onshore-Standort bei Cuxhaven für Methanisierungsleistungen von 3,7 bis 10 MW mit allen simulierten Speicherkapazitäten dargestellt. Die

Farbskala stellt GGK von 218 €/MWh bis 240 €/MWh dar, wobei in der dunkelroten Fläche die Kosten sogar noch über 240 €/MWh liegen. Eine genaue Darstellung von diesen Werten ist allerdings nicht notwendig, um den Einfluss der verschiedenen Kombinationen von Methanisierungsleistung und Wasserstoffspeicher zu verdeutlichen. Es ist zu sehen, dass die geringsten GGK in einem Bereich von etwa 5,5 MW bis 7 MW und einer Speichergröße von 250 kg bis 750 kg entstanden sind. Das genaue Minimum der Simulation liegt bei 217,98 €/MWh, was 3,03 €/kg entspricht, welches bei einer Methanisierungsleistung von 6,2 MW und einer Speichergröße von 500 kg eintritt. Wie schon beim Offshore-Szenario wird deutlich, dass der Speicher ab einer Wasserstoffspeichergröße von etwa 200 kg einen großen vergünstigen Einfluss auf die GGK hat, welcher erst langsam abnimmt ab einer Kapazität von etwa 1000 kg. Die Methanisierungsleistung hingegen hat zwar weiterhin einen größeren Bereich, in dem die GGK niedrig bleiben bei passender Speichergröße, dieser ist jedoch deutlich kleiner als beim ersten Szenario.

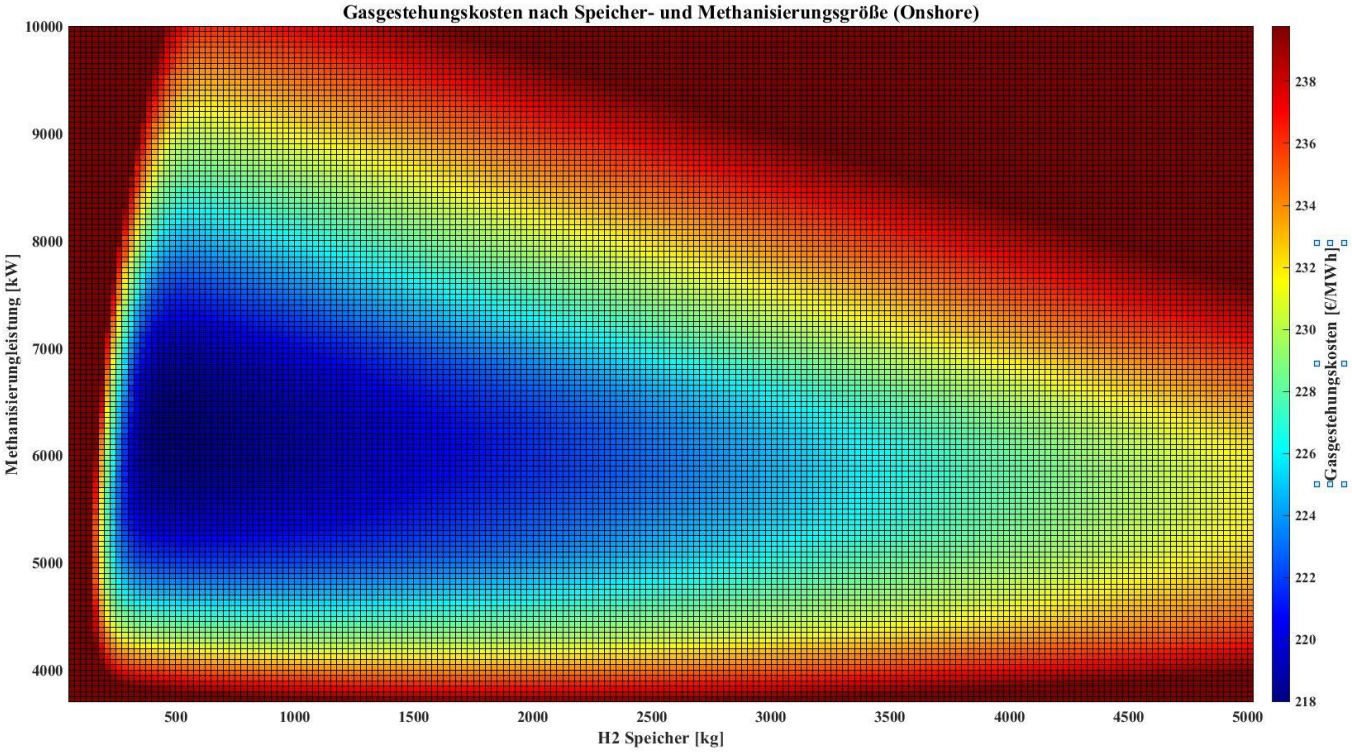

Abbildung 18: GGK nach Speicher- und Methanisierungsgröße (Onshore)

Die Kosten der $PtCH_4$-Anlage mit Onshore-Wind-Strombezug setzen sich aus den beschriebenen Kostenparametern und der produzierten Menge von 18.315,44 MWh_{SNG} zusammen. Wie sich die Anteile der einzelnen Kosten aufgliedern, wird in Abbildung 19 illustriert. Es ist zu sehen, dass die Stromkosten mit 41 % den größten Kostenbestandteil darstellen. An zweiter Stelle befinden sich die Investitionskosten (CAPEX) mit 29 %, an dritter die Zinsen vom CAPEX mit 17 %, daraufhin folgt der OPEX mit 12 %. Die geringsten Auswirkungen besitzen die CO_2-Kosten mit 1 %.

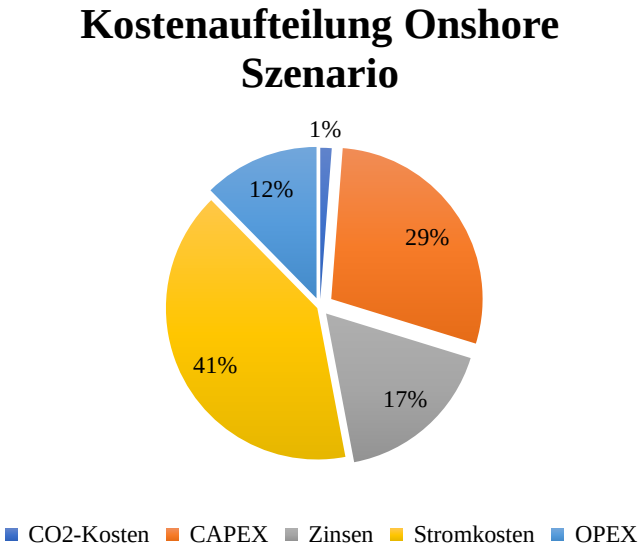

Abbildung 19: Zusammensetzung der Kosten Onshore-Szenario

Die Stromkosten setzten sich aus den 3.525,30 Volllaststunden und der Leistung der Elektrolyse sowie dem angenommen Onshore-Strompreis von 46 €/MWh zusammen. Somit ergeben sich jährlich insgesamt 1.621.639,35 € durch den Strombezug der Elektrolyse. Der CAPEX setzt sich aus den Investitionskosten der Methanisierung mit 3.572.459,51 €, des Wasserstoffspeichers mit 250.000,00 €, der Elektrolyse mit 9.201.876,51 € und der BoP mit 9.768.252,02 € zusammen. Daraus ergibt sich der gesamte CAPEX der Onshore-PtCH_4-Anlage von 22.792.588,04 €. Dieser wird jährlich abbezahlt mit 1.139.629,40 € plus den dazugehörigen Zinsen von 689.270,60 €. Dies führt zu einer jährlichen Abschreibung von 1.828.900,00 €. Die fixen Betriebskosten betragen 362.730,00 €/a, die variablen 130.710,00 €/a, was sich zu dem gesamten OPEX von 493.440,00 €/a zusammensetzt. Die CO_2-Kosten betragen 48.432,00 €/a.

Wie in Tabelle 9 festgehalten ist, werden mit dieser Anlage insgesamt 18.315,44 MWh_{SNG} pro Jahr produziert. Dies entspricht in etwa 1.842.600Nm^3 bzw. 1.210,59 Tonnen SNG bezogen auf den Heizwert. Um diese Menge zu produzieren, läuft die Methanisierung insgesamt 6.111 Stunden im Jahr, was 4.208,20 theoretischen Volllaststunden entspricht. Die Elektrolyse hingegen hat 6.111 Betriebsstunden, was 4.208,20 Volllaststunden entspräche bei der durchschnittlichen Auslastung der Elektrolyse mit dem Onshore-Strombezug. Der Verwurf von ungenutztem Wasserstoff tritt in diesem Szenario mit 41,05 t/a auf.

Tabelle 9: Ergebnisse Onshore-Szenario

Parameter	**Wert**
Gasgestehungskosten [€/MWh]	217,98
Produziertes SNG [MWh]	18.315,44
Elektrolyseleistung [MW]	10
Speichergröße [kg]	500
Methanisierungsleistung [MW]	6,2
Betriebsstunden Elektrolyse [h]	7.679

Volllaststunden Elektrolyse [h]	3.525,30
Betriebsstunden Methanisierung [h]	6.111
Volllaststunden Methanisierung [h]	4.208,20
CAPEX Elektrolyse [€]	9.201.876,51
CAPEX Wasserstoffspeicher [€]	250.000,00
CAPEX Methanisierung [€]	3.572.459,51
CAPEX Balance of Plant [€]	9.768.252,02
CAPEX Gesamt $PtCH_4$ [€]	22.792.588,04
$OPEX_{Fix}$ [€/a]	362.730,00
$OPEX_{Variabel}$ [€/a]	130.710,00
$OPEX_{Gesamt}$ [€/a]	493.440,00
Stromkosten [€/a]	1.621.639,35
CO_2-Kosten [€/a]	48.432,00
Abschreibung [€/a]	1.828.900,00
Wasserstoffverwurf [t]	41,05

4.3 Szenario 3: Photovoltaik

Im dritten Szenario, in welchem der Strom aus einer PV-Anlage in Südspanien genutzt wird, ergeben sich die minimalen GGK von 288,20 €/MWh bzw. 4,01 €/kg bei einer Methanisierungsleistung von 3,4 MW und einer Kapazität des Wasserstoffspeichers von 2.150 kg. In Abbildung 20 ist das Ergebnis der Simulation für Methanisierungsleistungen von 2 MW bis 7,5 MW und alle Speichergrößen von 50-5025 kg dargestellt. Die Farbskala stellt GGK von 288 €/MWh bis 318 €/MWh dar, wobei in der dunkelroten Fläche die Kosten sogar noch über 318 €/MWh liegen. Eine genaue Darstellung, um den Einfluss der verschiedenen Kombinationen von Methanisierungsleistung und Wasserstoffspeicher von diesen Werten zu verdeutlichen, ist allerdings nicht notwendig. Es ist ein deutlicher Unterschied zu den vorherigen Szenarien zu erkennen. Der optimale Bereich für die niedrigsten GGK liegt zwischen 3 bis 3,5 MW Methanisierungsleistung und Speichergrößen von 1.750 bis 3.000 kg. Es fällt auf, dass ein größerer Speicher notwendig ist, um das Optimum zu erreichen, wobei die Methanisierung kleiner skaliert wird. Je mehr Leistung die Methanisierung hat, desto kleiner sollte der Speicher gewählt werden, was in dem Bereich mit einer Speichergröße von 600 bis 1.500 kg zu sehen ist. Insgesamt wird bei dem dritten Szenario mit PV-Strom deutlich, dass der Speicher bei einem solchen Strombezug hohe Kapazitäten und niedrigere Methanisierungsleistungen haben muss, damit die standortbedingte optimale GGK entstehen.

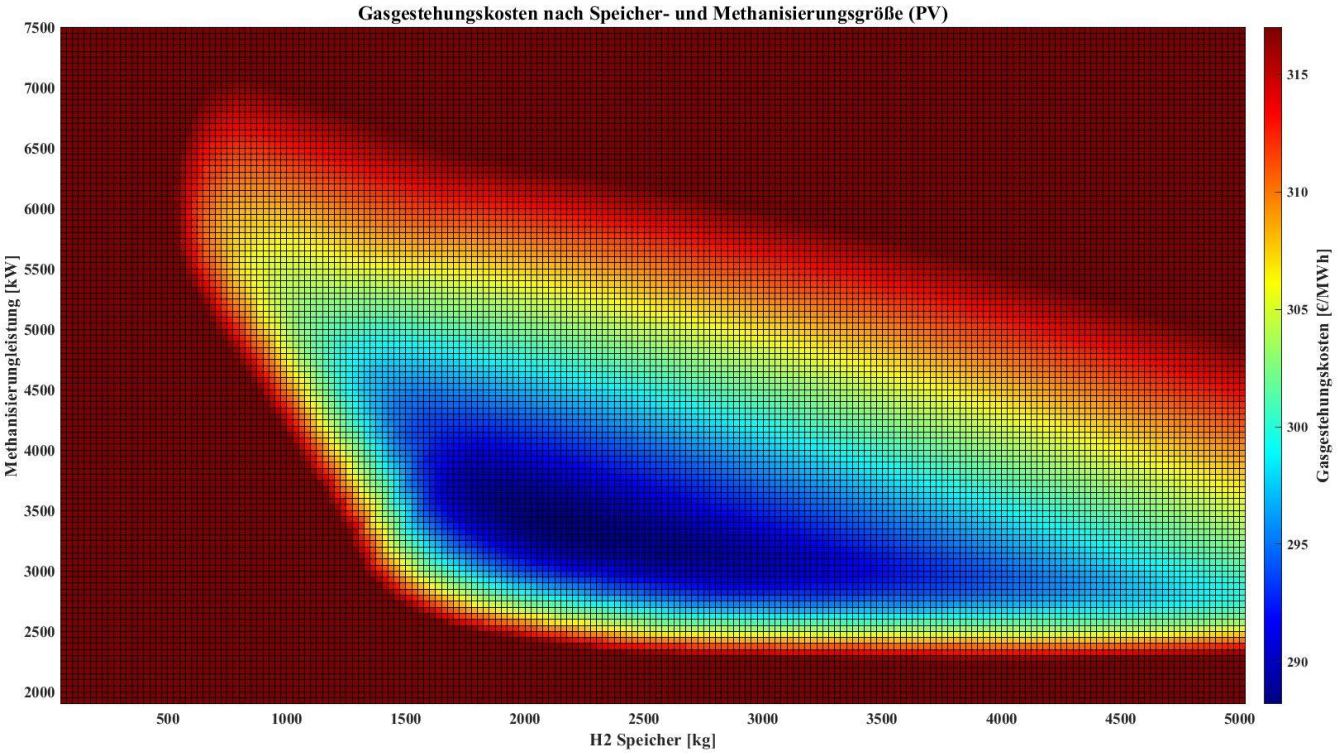

Abbildung 20: GGK nach Speicher- und Methanisierungsgröße (PV)

Die Kosten der $PtCH_4$-Anlage mit PV-Strombezug setzen sich aus den beschriebenen Kostenparametern und der Menge von 12.565,15 MWh_{SNG} zusammen. Wie die Anteile der einzelnen Kosten aufgeächert sind, wird in Abbildung 21 illustriert. Es ist zu sehen, dass die Stromkosten mit 39 % den mit Abstand größten Kostenbestandteil darstellen. An zweiter Stelle stehen die Investitionskosten (CAPEX) mit 30 %, an dritter die Zinsen vom CAPEX mit 18 %, daraufhin folgt der OPEX mit 12 %. Die geringsten Auswirkungen zeigen die CO_2-Kosten mit 1 %.

Die Stromkosten setzten sich aus den 2.387,01 Volllaststunden der Elektrolyse, den 10 MW Leistung der Elektrolyse sowie dem angenommen PV-Strompreis von 59 €/MWh zusammen. Somit ergeben sich jährlich insgesamt 1.408.333,14 € durch den Strombezug der Elektrolyse. Der CAPEX setzt sich aus den Investitionskosten der Methanisierung mit 2.092.931,18 €, dem Wasserstoffspeicher mit 1.075.000,00 €, der Elektrolyse mit 9.201.876,51 € und der BoP mit 9.277.355,77 € zusammen. Daraus ergibt sich der gesamte CAPEX der $PtCH_4$-Anlage mit PV-Strombezug von 21.647.163,45 €. Dieser wird jährlich abbezahlt mit 1.082.358,17 € plus den dazugehörigen Zinsen von 654.641,83 €. Dies führt zu einer jährlichen Abschreibung von 1.737.000,00 €. Die fixen Betriebskosten betragen 326.590,00 €/a und die variablen 116.100,00 €/a, was sich zu den gesamten OPEX von 442.690,00 €/a zusammensetzt. Die CO_2-Kosten betragen 33.221,00 €/a.

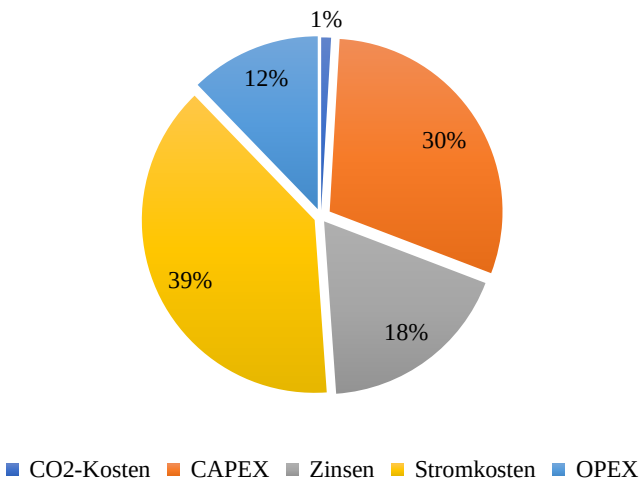

Abbildung 21: Zusammensetzung der Kosten PV-Szenario

Wie in Tabelle 10 abgebildet, werden insgesamt 12.565,15 MWh_{SNG} pro Jahr mit dieser Anlage produziert. Dies entspricht in etwa 1.264.100 Nm^3 bzw. 830,51 Tonnen SNG bezogen auf den Heizwert. Um diese Menge zu produzieren, läuft die Methanisierung insgesamt 7.592 Stunden im Jahr, was 5.264,60 Volllaststunden entspricht. Die Elektrolyse hingegen hat 4.013 Betriebsstunden, was 2.387,01 Volllaststunden entspräche bei der durchschnittlichen Auslastung der Elektrolyse mit dem PV-Strombezug. Das in Kapitel 3.3 erklärte Verhalten, dass Wasserstoff verworfen und ungenutzt bleiben kann, wenn der optimale Speicher diesen nicht aufnehmen kann, tritt bei der optimalen Auslegung trotzdem auf. Dieser Verwurf beträgt bei dem PV-Szenario 4,99 t/a.

Tabelle 10: Ergebnisse PV-Szenario

Parameter	**Wert**
Gasgestehungskosten [€/MWh]	288,20
Produziertes SNG [MWh]	12.565,15
Elektrolyseleistung [MW]	10
Speichergröße [kg]	2.150
Methanisierungsleistung [MW]	3,4
Betriebsstunden Elektrolyse [h]	4.013
Volllaststunden Elektrolyse [h]	2.387,01
Betriebsstunden Methanisierung [h]	7.592
Volllaststunden Methanisierung [h]	5.264,60
CAPEX Elektrolyse [€]	9.201.876,51
CAPEX Wasserstoffspeicher [€]	1.075.000,00
CAPEX Methanisierung [€]	2.092.931,18
CAPEX Balance of Plant [€]	9.277.355,77
CAPEX Gesamt $PtCH_4$ [€]	21.647.163,45
$OPEX_{Fix}$ [€/a]	326.590,00

$OPEX_{Variabel}$ [€/a]	116.100,00
$OPEX_{Gesamt}$ [€/a]	442.690,00
Stromkosten [€/a]	1.408.333,14
CO_2-Kosten [€/a]	33.221,00
Abschreibung [€/a]	1.737.000,00
Wasserstoffverwurf [t]	4,99

4.4 Szenario 4: Hybrid

Beim Hybridszenario, bei dem PV- und Windanlagen kombiniert werden, ergeben sich die geringsten GGK von 236,80 €/MWh bzw. 3,29 €/kg bei einer Methanisierungsleistung von 4,1MW und einer Wasserstoffspeichergröße von 1.675 kg. In Abbildung 22 sind die GGK für die Methanisierungsleistungen von 2,1 bis 10 MW mit allen simulierten Speichergrößen von 50-5025 kg zu sehen. Die Farbskala stellt GGK von 235 €/MWh bis 260 €/MWh dar, wobei in der dunkelroten Fläche die Kosten sogar noch über 260 €/MWh liegen. Eine genaue Darstellung von diesen Werten ist allerdings nicht notwendig, um den Einfluss der verschiedenen Kombinationen von Methanisierungsleistung und Wasserstoffspeicher zu verdeutlichen. Bei dem Standort in Nordafrika sind bei einer Speicherkapazität von 1.000 kg bis 2.500 kg und einer Methanisierungsleistung von 3,6 bis 5 MW allgemein gesehen niedrige standortspezifische GGK zu erreichen, was im Vergleich zu den anderen Szenarien ein großer Bereich ist. In diesem Bereich sind die Kosten zwischen dem bereits erwähnten Minimum und etwa bei 240 €/MWh. Dies sind nur ca. 3 €/MWh Unterschied, obwohl der Speicher um 1.500 kg und die Methanisierungsleistung um 1,4 MW schwanken können. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Speicher ab 500 kg bis 3.500 kg keinen so großen Einfluss auf die GGK hat wie die Leistung der Methanisierung.

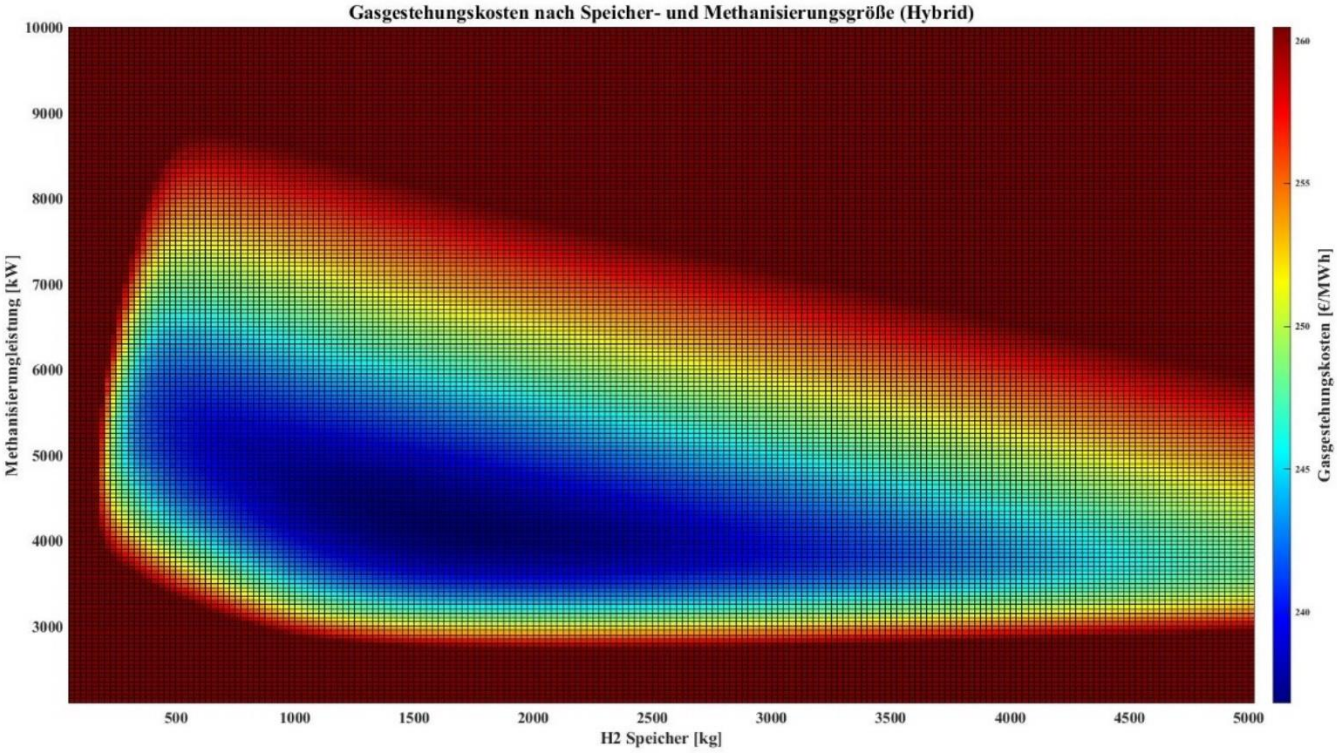

Abbildung 22: GGK nach Speicher- und Methanisierungsgröße (Hybrid)

Die Kosten der $PtCH_4$-Anlage mit einem Hybrid-Strombezug setzen sich aus den beschriebenen Kostenparametern und der Menge von 16.477,54 MWh_{SNG} zusammen. Wie die Anteile der einzelnen Kosten aufgegliedert sind, wird in Abbildung 23 illustriert. Es ist zu sehen, dass die Stromkosten mit 43 % den mit Abstand größten Kostenbestandteil darstellen. An zweiter Stelle stehen die Investitionskosten (CAPEX) mit 28 %, an dritter die Zinsen des CAPEX mit 17 %, daraufhin folgt der OPEX mit 11 %. Die geringsten Auswirkungen zeigen die CO_2-Kosten mit 1 %.

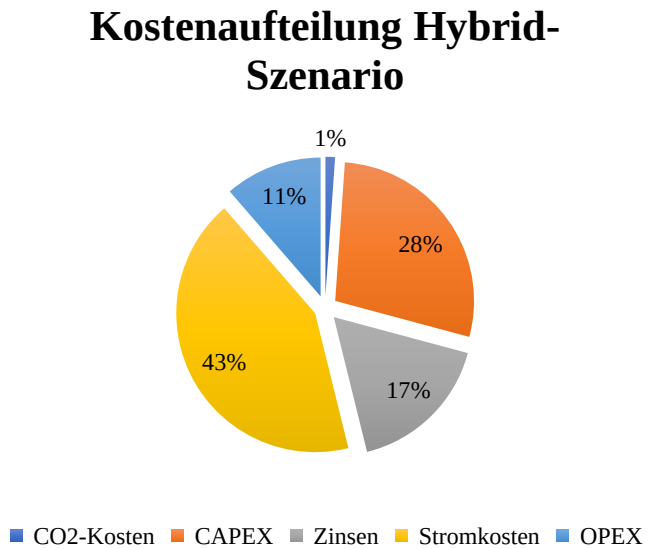

Abbildung 23: Zusammensetzung der Kosten Hybrid-Szenario

Die Stromkosten setzten sich aus den 3.158,93 Volllaststunden der Elektrolyse, den 10 MW Leistung der Elektrolyse und dem angenommen Hybrid-Strompreis von 52,5 €/MWh zusammen. Somit ergeben sich jährlich insgesamt 1.658.437,49 € aus dem Strombezug der Elektrolyse. Der CAPEX setzt sich aus den Investitionskosten der Methanisierung mit 2.472.386,39 €, dem Wasserstoffspeicher mit 837.500,00 €, der Elektrolyse mit 9.201.876,51 € und der BoP mit 9.383.822,17 € zusammen. Daraus ergibt sich der gesamte CAPEX der $PtCH_4$-Anlage mit hybridem Strombezug von 21.895.585,07 €. Dieser wird

jährlich mit 1.094.779,25 € plus den dazugehörigen Zinsen von 662.220,75 € abbezahlt. Dies führt zu einer jährlichen Abschreibung von 1.757.000,00 €. Die fixen Betriebskosten betragen 335.600,00 €/a, die variablen 107.430,00 €/a, was sich zu dem gesamten OPEX von 443.030,00 €/a zusammensetzt. Die CO_2-Kosten betragen 43.565,00 €/a.

Wie in Tabelle 11 dargestellt, werden mit dieser Anlage insgesamt 16.477,54 MWh_{SNG} pro Jahr produziert. Dies entspricht in etwa 1.657.700Nm^3 bzw. 1.089,10 Tonnen SNG bezogen auf den Heizwert. Um diese Menge zu produzieren, ist die Methanisierung insgesamt 7.910 Stunden im Jahr in Betrieb, was 5.725,20 theoretischen Volllaststunden entspricht. Die Elektrolyse hingegen hat 7.910 Betriebsstunden, was 3.158,93 Volllaststunden entspräche bei der durchschnittlichen Auslastung der Elektrolyse mit dem Hybrid-Strombezug. Das in Kapitel 3.3 erklärte Verhalten, dass Wasserstoff verworfen und ungenutzt bleiben kann, wenn der optimale Speicher diesen nicht aufnehmen kann, tritt bei der optimalen Auslegung trotzdem auf. Dieser Verwurf beträgt bei dem Hybrid-Szenario 26,54 t/a.

Tabelle 11: Ergebnisse Hybrid-Szenario

Parameter	**Wert**
Gasgestehungskosten [€/MWh]	236.80
Produziertes SNG [MWh]	16.477,54
Elektrolyseleistung [MW]	10
Speichergröße [kg]	1.675
Methanisierungsleistung [MW]	4,1
Betriebsstunden Elektrolyse [h]	7.910
Volllaststunden Elektrolyse [h]	3.158,93
Betriebsstunden Methanisierung [h]	7.975
Volllaststunden Methanisierung [h]	5.725,20
CAPEX Elektrolyse [€]	9.201.876,51
CAPEX Wasserstoffspeicher [€]	837.500,00
CAPEX Methanisierung [€]	2.472.386,39
CAPEX Balance of Plant [€]	9.383.822,17
CAPEX Gesamt $PtCH_4$ [€]	21.895.585,07
$OPEX_{Fix}$ [€/a]	335.600,00
$OPEX_{Variabel}$ [€/a]	107.430,00
$OPEX_{Gesamt}$ [€/a]	443.030,00
Stromkosten [€/a]	1.658.437,49
CO_2-Kosten [€/a]	43.565,00
Abschreibung [€/a]	1.757.000,00
Wasserstoffverwurf [t]	26,54

5 Auswertung und Diskussion

Im folgenden Kapitel werden die einzelnen Kostenbestandteile der gesamten PtCH4-Anlage der einzelnen Szenarien, die Ergebnisse sowie deren Zustandekommen verglichen, genauer untersucht und diskutiert. Ebenfalls wird die Vorgehensweise der durchgeführten Forschung kritisch reflektiert.

5.1 Vergleich der Szenarien

In Abbildung 24 sind die optimierten GGK der jeweiligen Szenarien illustriert. Außerdem werden die spezifischen Kosten der einzelnen Bereiche in €/MWh$_{SNG}$ dargestellt. Insgesamt zeigt sich, dass die niedrigsten GGK einer Power-to-Methan-Anlage mit optimiert ausgelegtem Wasserstoffspeicher und Methanisierungsleistung bei dem Szenario mit Onshore-Wind-Strombezug mit 217,98 €/MWh$_{SNG}$ auftreten. Die höchsten Kosten entstehen bei der optimierten Anlage mit Offshore-Wind-Strombezug mit 311,64 €/MWh, was zu einem erheblichen Kostenunterschied von 93,66 €/MWh zwischen dem günstigstem und dem teuersten Szenario führt. Es wird außerdem deutlich, dass die GGK beim Hybrid-Szenario um 18,82 €/MWh höher sind als beim Onshore-Szenario, obwohl durch die Kombination von Solar- und Windenergie eine konstantere und höhere Produktion erreicht werden sollte, um niedrige GGK zu erreichen. Außerdem ist in Abbildung 24 zu erkennen, dass die GGK bei allen vier Szenarien ihren größten Anteil in den Stromkosten haben. Vor allem im Offshore-Szenario wird dies deutlich. Dort sind 187,7 €/MWh$_{SNG}$ nur durch den Strombezug der Elektrolyse erforderlich. Dies entspricht fast den gesamten GGK bei dem Onshore-Szenario. Die höchsten Investitionskosten und dazugehörigen Zinsen, bezogen auf das produzierte SNG, sind bei dem PV-Szenario vorzufinden mit 86,1 €/MWH$_{SNG}$ für den CAPEX und 52,1 €/MWh$_{SNG}$ für die Zinsen. Es zeigen sich außerdem mit 35,2 €/MWh$_{SNG}$ die höchsten OPEX-Kosten beim PV-Szenario, wohingegen beim Onshore- und Hybridszenario mit 26,9 €/MWh$_{SNG}$ die geringsten OPEX Kosten anfallen. Die CO2-Kosten betragen auf die SNG-Produktion bezogen bei allen vier Szenarien 2,6 €/MWh.

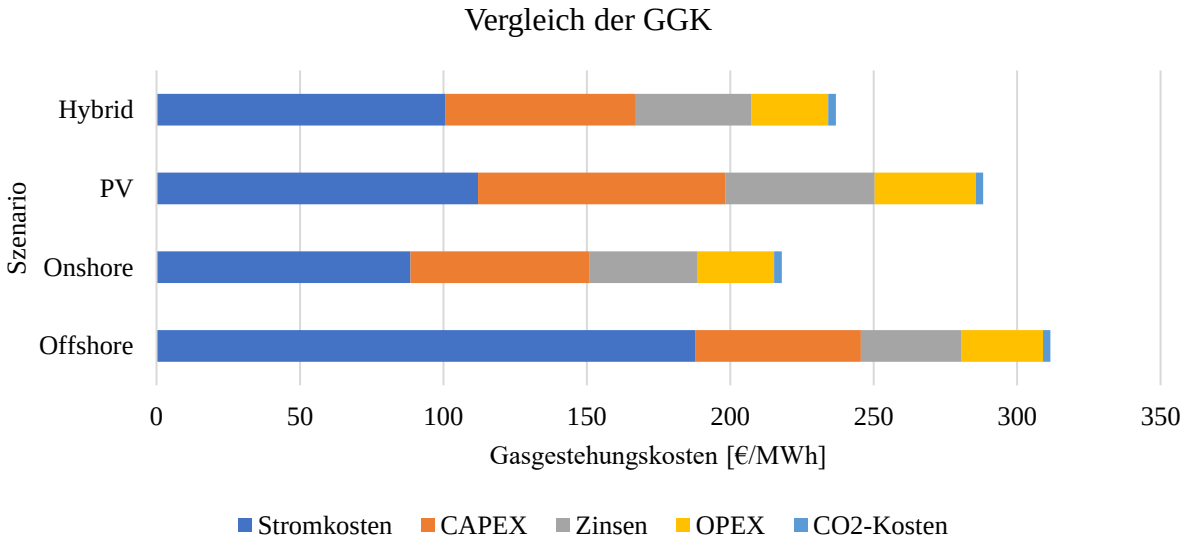

Abbildung 24: Vergleich der GGK und deren Zusammensetzung

In Tabelle 12 sind die genauen Kosten der einzelnen Kostenparameter in Bezug auf die jeweiligen Szenarien dargestellt.

Tabelle 12:Vergleich der Produktionsspezifischen Kosten

	Offshore	**Onshore**	**PV**	**Hybrid**
Stromkosten [€/MWH$_{SNG}$]	187,7	88,5	112,1	100,6
CAPEX [€/MWH$_{SNG}$]	57,8	62,2	86,1	66,4
Zinsen [€/MWH$_{SNG}$]	35,0	37,6	52,1	40,2
OPEX [€/MWH$_{SNG}$]	28,5	26,4	35,2	26,9
CO_2-Kosten [€/MWH$_{SNG}$]	2,6	2,6	2,6	2,6

Wie die vier verschiedenen Szenarien sich im Hinblick auf die Methanisierungsleistung und Wasserstoffspeichergröße unterscheiden, ist in Abbildung 26 zu erkennen. Es wird deutlich, dass wenn der Wasserstoffspeicher kleiner skaliert ist, wie bei den beiden Szenarien mit Windstrombezug, eine deutlich höhere Methanisierungsleistung benötigt wird, um standortspezifische niedrige GGK zu erreichen, als bei den Szenarien mit größerem Speicher. Es lässt sich allerdings nicht pauschal aussagen, dass ein größerer Speicher oder eine höhere Methanisierungsleistung zu niedrigeren GGK führen. Dies lässt sich im Vergleich der Systemauslegung zusammen mit den Ergebnissen deutlich erkennen. Das Onshore- und Offshore-Szenario haben eine ähnliche Systemauslegung, trotzdem erreicht das Offshore-Szenario die höchsten und das Onshore-Szenario die niedrigsten GGK in der Simulation. Die Auslegung hat des Weiteren einen direkten Einfluss auf die Investitionskosten der jeweiligen $PtCH_4$-Anlage. Dies wird im Vergleich von Abbildung 25 und 26 deutlich. Zwar sind die Kosten für die Elektrolyse bei vier Szenarien gleich, jedoch ist die Methanisierung deutlich teurer als der Wasserstoffspeicher und das bei jeder der optimalen Systemauslegungen. Somit wird ein System mit einer höheren Methanisierungsleistung und einem kleineren Speicher wie beim Off- und Onshore-Szenario höhere Investitionskosten besitzen als Systeme mit kleineren Methanisierungsleistungen und größeren Speicherkapazitäten wie beim PV– und Hybridszenario.

In den jährlichen Abschreibungen der jeweiligen Szenarien zeigt sich, dass das teuerste Szenario mit Offshore-Strombezug auch die höchsten jährlichen Abschreibungen mit 2.167.700 €/a besitzt. Da der Zinssatz und die Lebensdauer der Anlagen bei allen Szenarien gleich gewählt wurden, unterscheiden sich die jährlichen Abschreibungen nur auf Grund der jeweiligen Investitionskosten. Die 10 MW Elektrolyse ist bei jedem der vier gewählten Konzepte vorhanden und hat bei den drei Systembestandteilen mit 9.201.876,51 € den größten Kosteneinfluss auf den CAPEX, wie in Abbildung 25 zu sehen ist. Wie im vorherigen Absatz bereits dargestellt, hat der Speicher in jedem Szenario einen deutlich geringeren Einfluss im Vergleich zu der Elektrolyse und der Methanisierung. Selbst beim PV-Szenario, welches die größte Kapazität zur Speicherung zusammen mit der geringsten Methanisierungsleistung bereitstellt, sind die Investitionskosten für den Wasserstoffspeicher in etwa halb so hoch wie vom CAPEX der Methanisierung.

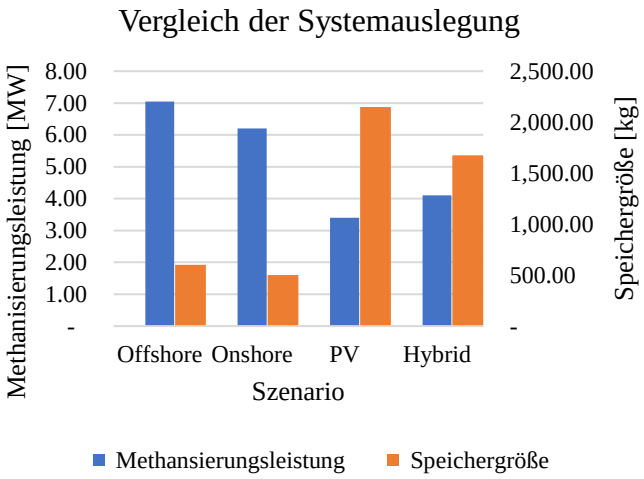

Abbildung 25: Vergleich der optimalen Systemauslegungen

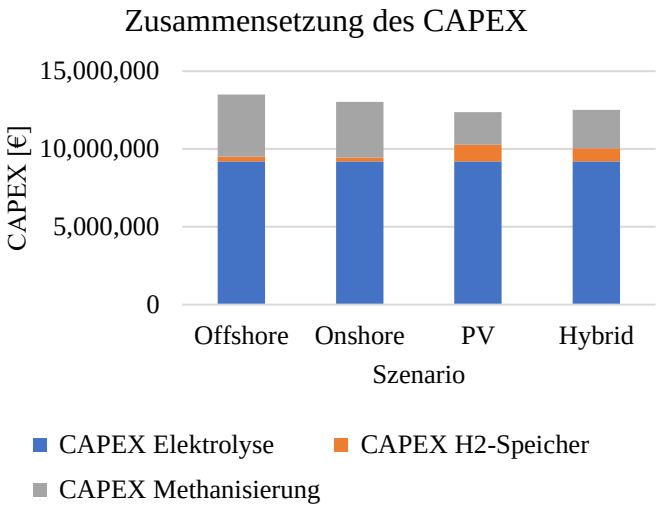

Abbildung 26: Zusammensetzung des CAPEX der verschiedenen Szenarien

Durch den CAPEX der BoP hat das Offshore-Szenario einen weiteren Kostennachteil. Dieser wurde mit dem höchsten Faktor der verschiedenen Szenarien angenommen. Dies führt dazu, dass der bereits höchste CAPEX nur durch die drei Systembestandteile außerdem den höchsten CAPEX der BoP besitzt. Somit benötigt der Offshore-Standort 4,2 Millionen Euro höhere Investitionskosten als der Onshore-Standort, welcher die zweit höchsten Abschreibungen mit 1.828.900 €/a und Investitionskosten mit 22.792.588 € besitzt. Die günstigste $PtCH_4$-Anlage im Hinblick auf den absoluten CAPEX ist die mit PV-Strombezug. Dieses Szenario ist mit 21.647.163 € ungefähr 250.000 € günstiger ist als das Hybridszenario. Dies führt zu einer Abschreibung von 1.737.000 €/a, welche 20.000 €/a niedriger ist als beim Hybridszenario. Allerdings wird dabei nicht die Produktion des SNG berücksichtigt, welche durch höhere Investitionskosten steigen kann, indem z.B. eine Methanisierung mit mehr Leistung mehr SNG produziert. Wie bereits beschrieben und in Abbildung 24 deutlich wurde, ist bei dem PV-Szenario der CAPEX bezogen auf das SNG von allen vier Szenarien am höchsten, trotz des geringsten absoluten CAPEX. Bei dem Offshore-Szenario ist Ähnliches zu erkennen. Wie bereits erwähnt, bestehen dort zwar die höchsten absoluten Investitionskosten, allerdings zeigt das Szenario den geringsten spezifischen CAPEX. Somit wird deutlich, dass im Vergleich von verschiedenen Konzepten die spezifischen Investitionskosten immer berücksichtigt werden müssen und nicht nur die absoluten Investitionskosten betrachtet werden sollten.

Wie in den Abbildungen 17, 19, 21 und 23 jeweils deutlich wird, sind die Stromkosten der Elektrolyse in allen vier Szenarien für die höchsten anteiligen Kosten mit Anteilen von 39- (PV), 41- (Onshore), 43- (Hybrid) oder 60 % (Offshore) an den gesamten Kosten verantwortlich. Werden die absoluten Zahlen verglichen, wird der Unterschied der Szenarien noch deutlicher. Während das Onshore-, PV- und Hybridszenario jährliche Stromkosten um die 1,5 Millionen Euro zeigen, hat das Offshore-Szenario mit knapp 4,4 Millionen Euro pro Jahr fast 300 % höhere Stromkosten als die $PtCH_4$-Anlage mit Onshore-Strombezug. Dies lässt sich durch die gewählten spezifischen Strombezugskosten und die Volllaststunden der Elektrolyse erklären. In Abbildung 27 sind die Betriebsstunden sowie die Volllaststunden der Elektrolyse und der Methanisierung dargestellt. Zuerst wird sich auf die Volllaststunden der Elektrolyse im Bezugsjahr bezogen, um die hohen Stromkosten der Szenarien erklären zu können. Es ist zu erkennen, dass die Elektrolyse bei reiner PV-Stromversorgung mit 2387 die niedrigsten Volllaststunden besitzt, was einer Auslastung von 27,25 % im Jahr entspricht. Bei dem Hybridszenario beträgt die

Volllaststundenanzahl 3159, was einer Auslastung von 36,06 % entspricht. Die beiden Windszenarien haben die höchste Volllaststundenanzahl der Elektrolyse mit 3525 beim Onshore- und 4428 beim Offshore-Szenario, was Auslastungen von 40,24 und 50,55 % ergibt. Somit wird deutlich, dass bei den Windszenarien auch der meiste Wasserstoff produziert werden kann, um diesen für die SNG-Produktion zu nutzen. Allerdings ist der Offshore Strombezugspreis mit 99 €/MWh der höchste der vier verschiedenen Systeme. Das führt zusammen mit der höchsten Auslastung automatisch zu den höchsten absoluten Stromkosten pro Jahr. Hingegen ist der Onshore-Strombezugspreis mit 46 €/MWh der niedrigste von allen Konzepten, besitzt aber die zweit höchsten Volllaststunden und kann somit mehr Wasserstoff produzieren als das PV- oder Hybrid-Konzept. Trotz der 366 Volllaststunden mehr, welche die Elektrolyse mit Onshore-Strombezug im Vergleich zu der mit Hybrid-Strombezug hat, sind die produktionsspezifischen Stromkosten pro Jahr durch den geringeren spezifischen Strompreis niedriger (Tab. 13) aufgrund der geringeren Strombezugskosten. Bei der Elektrolyse mit PV-Strombezug sind die absoluten Stromkosten pro Jahr am niedrigsten, allerdings sind die Volllaststunden der Elektrolyse auch am geringsten, was zu einer deutlich niedrigeren Wasserstoffproduktion führt. Der Wasserstoff ist für die SNG-Produktion jedoch notwendig, weshalb das PV-Szenario die niedrigste SNG Produktion aller Szenarien hat. Es zeigt sich, dass die Volllaststundenanzahl der Elektrolyse ein wichtiger Faktor ist: Je höher diese ist, desto mehr SNG wird produziert (Tab. 14). Allerdings wird deutlich, dass hohe spezifische Strombezugskosten zusammen mit einer hohen Volllaststundenanzahl wie bei dem Offshore-Szenario zu deutlich höheren GGK führen als niedrigere spezifische Strombezugskosten mit einer geringen Anzahl an Volllaststunden wie bei dem PV-Szenario (Abb. 24).

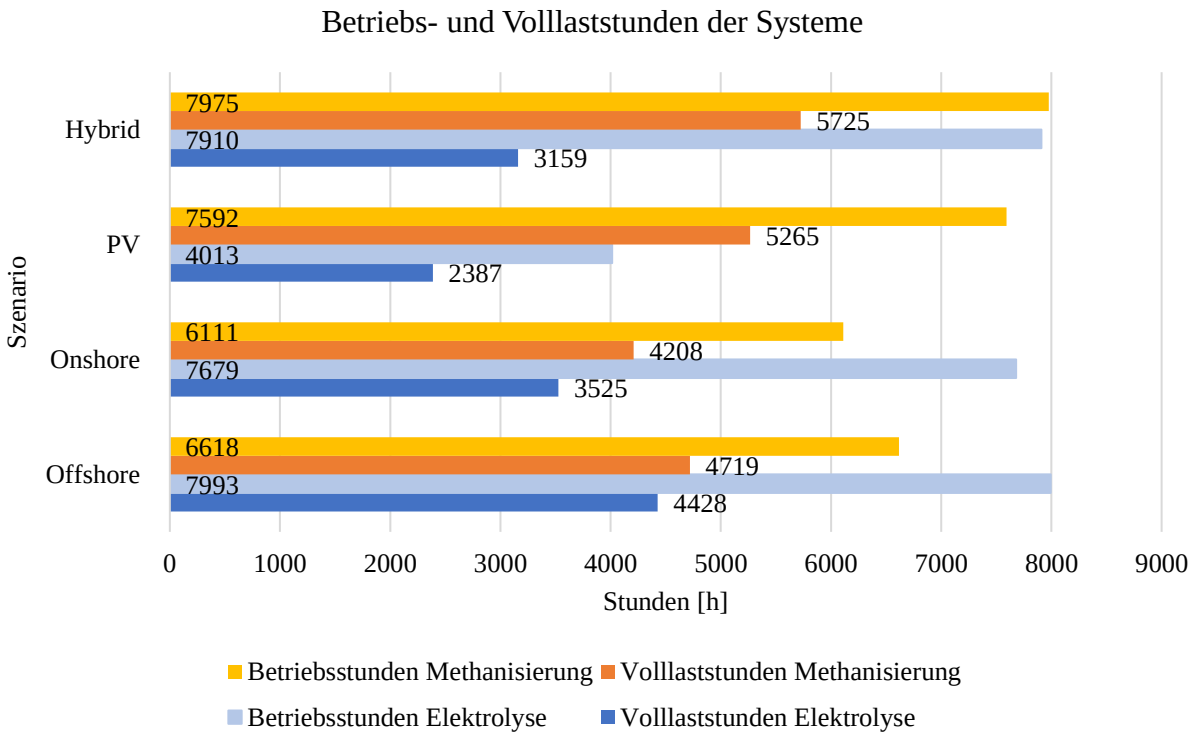

Abbildung 27: Vergleich der Betriebs- und Volllaststunden der Systeme

In Abbildung 27 ist außerdem zu erkennen, dass die Elektrolyse bei reiner PV-Stromversorgung die niedrigsten Betriebsstunden besitzt, allerdings nicht bei Methanisierung. Die höchsten Betriebsstunden

der Elektrolyse erreicht das Offshore-Konzept mit 7993 Stunden im Jahr. Somit ist die Elektrolyse über 91 % des Jahres in Betrieb. Im Vergleich zu den niedrigsten Betriebsstunden des PV-Szenario mit 4013, ist die Elektrolyse fast doppelt so lange in Betrieb. Die niedrigsten Betriebsstunden bei der Methanisierung treten mit 6111 Stunden bei dem Onshore-Szenario auf, trotz der geringsten GGK aller Szenarien. Die höchste Anzahl tritt beim Hybrid-Szenario mit 7975 Betriebsstunden auf.

Wie bereits beim CAPEX sollten die absoluten Kosten allerdings noch mit den spezifischen Kosten bezogen auf die SNG-Produktion verglichen werden. Dabei ist ein klarer Zusammenhang zwischen spezifischen Strombezugskosten und spezifischen Stromkosten bezogen auf die Produktion zu erkennen. Wie in Abbildung 28 zu sehen ist, zeigen sich bei den höchsten spezifischen Strombezugskosten auch die höchsten spezifischen Strombezugskosten bezogen auf die SNG-Produktion. Dasselbe Verhältnis gilt für die zweit- und dritthöchsten sowie für die geringsten spezifischen Strombezugskosten mit den dazugehörigen Kosten bezogen auf die SNG-Produktion.

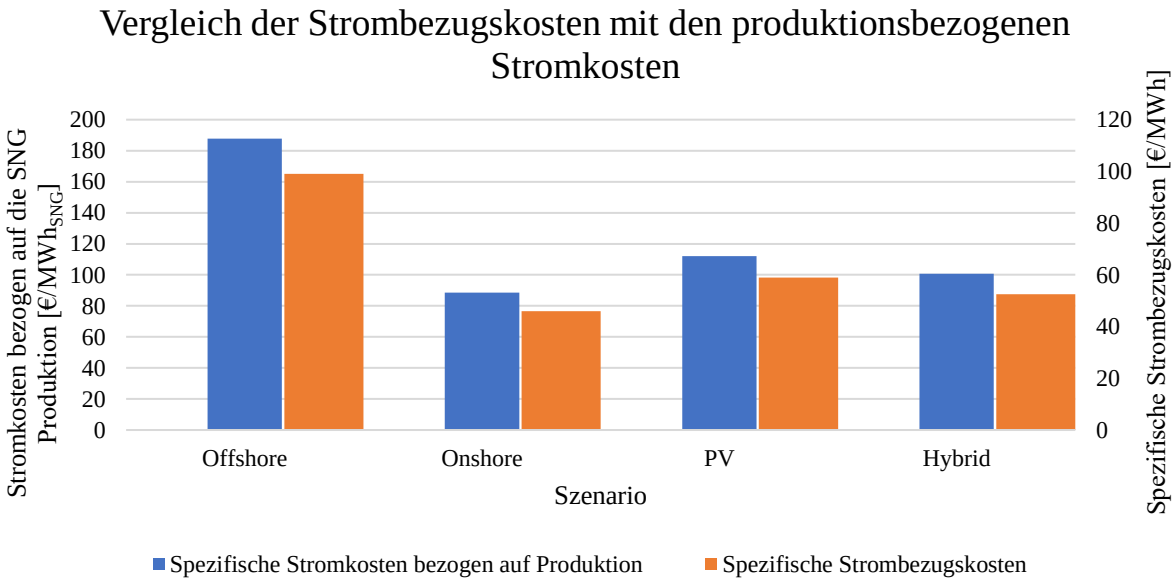

Abbildung 28: Vergleich der Strombezugskosten mit den produktionsbezogenen Stromkosten

Werden die Betriebsstunden mit den Speichergrößen verglichen, wird deutlich, dass die Systeme mit größeren Speichern auch mehr Betriebsstunden besitzen. Somit lässt sich eine konstantere SNG Produktion vorweisen. Eine konstantere Produktion führt zu weniger Stunden im Hot- und Cold-Standby, was zu geringeren variablen Betriebskosten führt. Dies wird beim Betrachten des Hybrid-Szenarios deutlich. Dieses hat mit 7.975 Stunden die höchsten Betriebsstunden. Somit ist die Methanisierung in diesem Fall zu 91,04 % im Jahr in Betrieb. Diese hohe Betriebsstundenanzahl führt dazu, dass mit 107.430 €/a die geringsten variablen Betriebskosten bei dem Hybrid-Szenario vorzufinden sind. Bei dem PV-Szenario läuft die PtCH4-Anlage mit 7.592 Stunden mit den zweitmeisten Betriebsstunden, was zu variablen Betriebskosten von 116.100 €/a führt. Beim Offshore-Szenario liegt die Betriebsstundenanzahl bei 6.618. Dieses Szenario hat somit die drittmeisten Stunden, allerdings sind hier die variablen Betriebskosten mit 289.120 €/a deutlich höher als beim PV- und Hybridszenario. Des Weiteren ist der $OPEX_{variabel}$ beim Offshore-Konzept ebenfalls höher als beim Onshore-Konzept (130.710 €/a), obwohl die Betriebsstunden hier mit 6.111 am niedrigsten sind. Der Grund dafür ist der hohe Strompreis

für den Offshore-Wind im Vergleich zu den anderen Strombezugsquellen. Dies führt dazu, dass der $OPEX_{variabel}$, welcher sich aus Stromkosten für die Zeit aus dem Hot- bzw. Cold-Standby zusammensetzt, durch den Strompreis mehr steigt, als er durch eine hohe Betriebsstundenanzahl sinkt. Zuzüglich zu dem niedrigstem $OPEX_{variabel}$ der verschiedenen Systeme zeigt der $OPEX_{Fix}$ bei dem PV-Szenario auch den niedrigsten absoluten Wert mit 326.590 €/a. Da die fixen Betriebskosten sich jeweils aus einem Prozentsatz der einzelnen Investitionskosten der Systeme zusammensetzten, ist die Reihenfolge der absoluten Werte des $OPEX_{Fix}$ bei den Systemen gleich der Reihenfolge der Werte des CAPEX der verschiedenen Szenarien. Wie bereits erwähnt, ist dieser Wert beim PV-Szenario am niedrigsten, daraufhin folgt der $OPEX_{Fix}$ vom Hybridszenario mit 335.600 €/a sowie mit 362.730 €/a vom Onshore-Szenario. Am höchsten sind die fixen Betriebskosten beim Offshore-Szenario mit 376.210 €/a. Dasselbe Bild ergibt sich beim gesamten OPEX, wie in den Werten in Tabelle 14 deutlich wird. Wie jedoch bereits bei den Stromkosten und dem CAPEX sollte auch der absolute OPEX mit dem auf die SNG-Produktion bezogenen OPEX verglichen werden. Dabei wird deutlich, dass der in allen Szenarien niedrigste absolute OPEX vom PV-Szenario bezogen auf die SNG-Produktion mit 35,2 €/MWh_{SNG} am höchsten ist, obwohl beim Offshore-Konzept der absolute OPEX in etwa 35 % höher ist. Durch die deutlich höhere SNG-Produktion sind die spezifischen Betriebskosten bei dem Onshore- und Hybridszenario ebenso deutlich niedriger als beim PV-Szenario.

Der niedrigste Kostenbestandteil ist bei allen Szenarien derselbe Kostenparameter. Die CO_2-Kosten machen bei allen Konzepten nur ein Prozent oder weniger der gesamten Kosten aus. Zwar ist beim Offshore-Szenario der absolute Preis mit 61.748 €/a am höchsten, jedoch ist bei den spezifischen Kosten, welche auf die SNG-Produktion bezogen sind, bei allen vier Szenarien der Betrag bei 2,6 €/MWh_{SNG} (Tab. 12). Hierdurch wird deutlich, dass der CO_2-Preis in allen Szenarien den gleichen Einfluss hat. Das ist der Fall, weil die gesamten CO_2-Kosten direkt mit der SNG-Produktion zusammenhängen. Da bei der Berechnung der GGK die gesamten CO_2-Kosten durch die Menge des SNG geteilt werden und für jedes produziertes CH_4-Molekül auch ein CO_2-Molekül benötigt wird, kann abgeleitet werden, dass die spezifischen CO_2-Kosten bei dem angenommenen CO_2-Preis von 50 €/t immer 2,6 €/MWh_{SNG} betragen.

Ein weiterer sehr interessanter Vergleich lässt sich bei der Menge des Wasserstoffverwurfs in den verschiedenen Szenarien ziehen. Die größte Menge an Wasserstoff, die in einem Jahr verworfen wird, ist bei dem Onshore-Szenario vorzufinden, obwohl dort die geringsten GGK für SNG erreicht werden. Beim Offshore-Szenario besteht der geringste Verwurf, wobei dort die höchsten GGK vorzufinden sind. In dem PV-Szenario, welches den größten Speicher besitzt, wird im Vergleich zum Onshore- und Hybridszenario nur eine geringe Menge Wasserstoff verworfen. Ein Ziel der Simulation war, durch den Wasserstoffspeicher so viel Wasserstoff wie möglich zu nutzen, um geringere GGK zu erreichen. Auf eine Erklärung für dieses Phänomen, wird in der Diskussion eingegangen.

Des Weiteren unterscheiden sich die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien je nach Strombezug deutlich. Jedoch ist bei allen Konzepten zu erkennen, dass durch eine passende Auslegung von Wasserstoffspeicher und Methanisierungsleistung auf den Strombezug, die GGK des jeweiligen Systems deutlich gesenkt werden können. Zudem ist in den Abbildungen 16, 18, 20 und 22 abzulesen, dass die optimale Systemauslegung aus Methanisierungsleistung und Wasserstoffspeichergröße nicht auf ein Kilowatt Leistung und ein Kilogramm Speicherkapazität berechnet werden muss. Da ein fließender Übergang von den günstigeren zu den teureren Auslegungen bei allen Szenarien zu sehen ist, entsteht eine gewisse Toleranz in einem optimalen Bereich. Die Größe dieses Bereichs unterscheidet sich allerdings bei den verschiedenen Szenarien. Bei On- und Offshore Windstrombezug kann die Methanisierungsleistung deutlich mehr schwanken (ca. 1 MW) als bei PV- oder Hybridstrombezug (0,45 MW), ohne dass die GGK deutlich steigen. Im Hinblick auf den Speicher ist vor allem bei dem Hybridszenario (800 kg) im

Vergleich zu den anderen Szenarien (300 kg) ein großer Bereich möglich, um weiterhin bei ortspezifischen niedrigen GGK zu bleiben. In diesem Bereich zeigen sich nur geringe Schwankungen der GGK von unter 3 €/MWh_{SNG}, was 4 ct/kg_{SNG} entspricht.

In Tabelle 13 sind alle vorgestellten Ergebnisse der verschiedenen Szenarien in einer Tabelle dargestellt.

Tabelle 13: Vergleich aller Szenarien

	Offshore	**Onshore**	**PV**	**Hybrid**
Gasgestehungskosten [€/MWh]	311,64	217,98	288,20	236,80
Produziertes SNG [MWh]	23.355,02	18.315,44	12.565,15	16.477,54
Elektrolyseleistung [MW]	10	10	10	10
Speichergröße [kg]	600	500	2.150	1.675
Methanisierungsleistung [MW]	7,05	6,2	3,4	4,1
Betriebsstunden Elektrolyse [h]	7.993	7.679	4.013	7.910
Volllaststunden Elektrolyse [h]	4.427,83	3.525,30	2.387,01	3.158,93
Betriebsstunden Methanisierung [h]	6.618	6.111	7.592	7.975
Volllaststunden Methanisierung [h]	4.719,20	4.208,20	5.264,60	5.725,20
CAPEX Elektrolyse [€]	9.201.876,51	9.201.876,51	9.201.876,51	9.201.876,51
CAPEX Wasserstoffspeicher [€]	300.000,00	250.000,00	1.075.000,00	837.500,00
CAPEX Methanisierung [€]	4.005.226,00	3.572.459,51	2.092.931,18	2.472.386,39
CAPEX Balance of Plant [€]	13.507.102,50	9.768.252,02	9.277.355,77	9.383.822,17
CAPEX Gesamt $PtCH_4$ [€]	27.014.205,00	22.792.588,04	21.647.163,45	21.895.585,07
$OPEX_{Fix}$ [€/a]	376.210,00	362.730,00	326.590,00	335.600,00
$OPEX_{Variabel}$ [€/a]	289.120,00	130.710,00	116.100,00	107.430,00
$OPEX_{Gesamt}$ [€/a]	665.330,00	493.440,00	442.690,00	443.030,00
Stromkosten [€/a]	4.383.550,38	1.621.639,35	1.408.333,14	1.658.437,49
CO_2-Kosten [€/a]	61.748,00	48.432,00	33.221,00	43.565,00
Abschreibung [€/a]	2.167.700,00	1.828.900,00	1.737.000,00	1.757.000,00
Wasserstoffverwurf [t]	0,00669	41,05	4,99	26,54

5.2 Diskussion der Ergebnisse

Wie in Kapitel 5.1 deutlich wurde, unterscheiden sich die verschiedenen Szenarien in einigen Parametern deutlich und bei anderen weniger. Dieser Unterschied entsteht durch die verschiedenen Strombezugsdaten, welche von ihrem jeweiligen Standort und der EE-Quelle abhängen, da dies die einzigen Unterschiede bei den Eingangsparametern der Simulation sind. Insgesamt lässt sich erkennen, dass eine Kombination aus niedrigen Strombezugskosten und hohen Volllaststunden bei einer $PtCH_4$-Anlage zu

den niedrigsten GGK führt. Außerdem wird deutlich, dass eine Simulation zur optimalen Auslegung für die Methanisierungsleistung und die Wasserstoffspeichergröße die GGK senkt. Dies wurde bei allen vier Szenarien bewiesen. Allerdings lassen die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien mit unterschiedlichem Strombezugsprofil bereits erste Schlüsse zu, welche EE-Quellen für solche Anlagen in Frage kommen und welche weniger. Im Folgenden werden zunächst die einzelnen Szenarien und daraufhin die Möglichkeiten solche Szenarien wirtschaftlicher zu betreiben, diskutiert. Abschließend wird die Herangehensweise an die Forschung sowie die genutzte Methode diskutiert. Dabei wird Bezug zu den Limitationen der Forschung genommen.

Als erstes wird die Simulation des Offshore-Szenarios diskutiert. Wie in den Ergebnissen und dem Vergleich deutlich wurde, ist das Offshore-Szenario zur SNG Produktion mit Abstand am teuersten, obwohl die meiste Menge an SNG produziert wurde. Die hohe Produktionsmenge lässt sich auf die hohen Volllaststunden der Elektrolyse und somit auf den Offshore-Windstrombezug zurückführen. Somit wurde die Hypothese, dass ein Offshore-Windstandort konstant Strom in großen Mengen für die Elektrolyse bereitstellen kann, um möglichst viel Wasserstoff und somit auch SNG herzustellen, bestätigt. Allerdings treten bei diesem Szenario trotzdem die höchsten GKK der vier Szenarien auf. Der Grund für die hohen Kosten liegt in dem höchsten gewählten Strompreis von 99 €/MWh. Dieser ist mehr als doppelt so hoch wie der angenommene Onshore-Windstrompreis und fast doppelt so hoch wie der aus dem PV- und Hybridszenario. Zudem wurde der größte BoP-Aufschlag angenommen, da eine Offshore-Anlage mit deutlich mehr Investitionskosten verbunden ist als die anderen Konzepte. Insgesamt wird durch die Simulation deutlich, dass bei einem solchen Szenario eine hohe Methanisierungsleistung wichtiger ist als ein großer Speicher, um den produzierten Wasserstoff schnellstmöglich weiterzuverwenden. Dies ist der Fall, da die Elektrolyse durch die hohe Volllast- und Betriebsstundenanzahl auch eine hohe und konstantere Wasserstoffproduktion besitzt. Somit muss der Speicher nicht derartig groß skaliert werden, da auch nur sehr selten gar kein Wasserstoff produziert wird. Folglich kann auch die Methanisierung größer skaliert werden. Es entstehen zwar höhere Investitionskosten als bei Szenarien mit einer niedrigeren Methanisierungsleistung und einem größeren Speicher, aber es wird deutlich mehr SNG produziert und weniger Wasserstoff verworfen. Um die GGK senken zu können, müssen die Strombezugskosten deutlich sinken. Würde derselbe Strompreis wie in dem Onshore-Szenario angenommen werden, würden sich die GGK beim Offshore-Szenario um fast einen Drittel senken und so trotz deutlich höheren Investitionskosten ähnliche GGK wie das Hybrid- oder Onshore-Szenario erreichen. Die Haupterkenntnis aus der Simulation des Offshore-Szenarios ist, dass es mit dem gewählten Strompreis nahezu unmöglich ist, GGK zu erreichen, welche konkurrenzfähig mit denen aus den anderen Szenarien sind, obwohl die höchste Produktionsmenge durch die hohen Volllaststunden der Elektrolyse entsteht.

Als zweites werden die Ergebnisse des PV-Szenario diskutiert und die Vor- und Nachteile einer rein solarbetriebenen $PtCH_4$-Anlage beleuchtet. Bei reinem Strombezug aus Solarenergie durch PV-Anlagen ist eine hohe Speicherkapazität nötig, um auch bei Nacht die Methanisierung weiter in Betrieb zu halten, da nur tagsüber Strom und somit auch Wasserstoff produziert werden kann. Folglich tritt auch die kleinste Methanisierungsleistung der vier Szenarien beim PV-Szenario auf, da bei einer zu hohen Methanisierungsleistung der Wasserstoffspeicher noch deutlich größer skaliert werden müsste. Ansonsten leert sich der Speicher nachts schneller und es kann keine konstante Produktion mehr stattfinden. Da es trotz des großen Wasserstoffspeichers zu einem Wasserstoffverwurf kommt, kann festgehalten werden, dass ein Speicher, welcher für die gesamte Nacht jedem Tag im Jahr genug Kapazität hat, nicht rentabel ist. Nicht genutzter verfügbarer Wasserstoff kann verworfen werden, um niedrigere GGK zu erreichen, obwohl dadurch weniger SNG produziert wird. Hinzu kommt, dass eine 10 MW_{peak}-PV-Anlage in der Realität keine 10 MW Leistung tatsächlich nutzt, sondern dieser Wert im Labor unter sogenannten

Standardbedingungen entsteht. In der Realität ist diese Leistung meist geringer. Dies führt dazu, dass die 10 MW-Elektrolyse nie bei einer 100 % Last arbeitet, außer die sogenannten Standard Testing Conditions (STC) würden auftreten (Fraunhofer ISE 2021b). Das bedeutet, dass ein gewisser Teil der installierten Elektrolyseleistung nicht genutzt werden kann, obwohl sie verfügbar ist. Es könnte also eine kleinere skalierte Elektrolyse mit einem insgesamt niedrigerem absoluten CAPEX dieselbe Menge Wasserstoff produzieren, was wiederum zu niedrigeren GGK führen würde. Die Eigenschaft der nicht komplett genutzten Leistung, zusammen mit den niedrigen Volllaststunden, führt trotz des großen Wasserstoffspeichers zu der niedrigsten Produktion aller vier Szenarien. Da bei der Berechnung für die GGK die produzierte Menge des SNG eine wichtige Rolle spielt, ist dies ein klarer Nachteil. Um einen solchen Nachteil auszugleichen, müssten die gesamten Kosten, die auftreten, deutlich niedriger sein als bei den anderen Szenarien. Bei dem Vergleich der Szenarien wird deutlich, dass die durchgeführte Simulation genau dies zu erreichen versucht. Das optimal ausgelegte PV-Szenario besitzt für jeden einzelnen Kostenparameter die niedrigsten absoluten Werte, jedoch ist die SNG-Produktionsmenge auch die niedrigste. Nur das Offshore-Szenario weist höhere GGK auf, welche nur durch den hohen Strompreis entstehen, wie zuvor bereits erläutert. Wie auch beim Offshore-Szenario sind die Stromkosten der Kostenfaktor mit dem größten Einfluss auf die GGK. Um diese zu senken, wäre es möglich, sich die ortspezifischen Stromgestehungskosten genauer anzuschauen. In dieser Arbeit wurden durchschnittliche Preise angenommen, allerdings würde ein ergiebigerer PV-Standort wie in Südspanien zu deutlich geringeren Strombezugskosten führen. Es können dort Stromgestehungskosten von bis zu 33 €/MWh erreicht werden, was die GGK des SNG drastisch senken würde (Enkhardt 2021). Allerdings würde das Problem der niedrigen Produktion trotzdem bestehen bleiben. Dieses könnte durch einen größeren Strombezug behoben werden. Alternativ könnte das System mit einer kleineren Elektrolyse kleiner skaliert werden, um Investitionskosten zu sparen.

Insgesamt ist es das Prinzip der simulierten $PtCH_4$-Anlage mit dem genutzten PV-Strom, dass durch die niedrig gewählte Methanisierungsleistung tagsüber konstant Wasserstoff verbraucht wird und der überschüssig produzierte Wasserstoff den Speicher für die Nacht füllt. Somit kann auch teilweise nachts weiterhin SNG produziert und eine höhere Produktion gewährleistet werden. Allerdings wird bei dem PV-Szenario insgesamt deutlich, dass eine rein mit PV-Strom betriebene $PtCH_4$-Anlage keine optimale Lösung bildet. Eine weitere Stromquelle, welche auch nachts Strom erzeugen kann, wäre eine Lösung, um eine deutlich höhere Produktion zu erreichen. Zusammen mit niedrigeren Stromkosten würden die GGK deutlich sinken.

Als drittes wird das Hybridszenario genauer untersucht. Vor der Ausführung der Simulation wurde die Annahme getroffen, dass ein Hybridszenario, welches PV- und Windstrom verbindet, zu niedrigen GGK durch die resultierenden hohen Volllaststunden und dem konstanteren Betrieb der Anlage führen würde. Jedoch ist es von den untersuchten Szenarien nur das zweitgünstigste nach dem Onshore-Szenario. Wie in den Ergebnissen deutlich wurde, sind zwar die höchsten Volllaststunden der Methanisierung erreicht worden, allerdings nicht bei der Elektrolyse (Abb. 27), obwohl genau dieses Ziel mit dem hybriden Strombezug erreicht werden sollte. Um dies zu erklären, kann auf das PV-Szenario verwiesen werden, welches die niedrigsten Volllaststunden der Elektrolyse vorweist. In dem Hybridszenario ist weniger nutzbare Leistung vorhanden als in dem Onshore-Szenario. Somit werden, wie auch im PV-Szenario erläutert, bei optimalen Wind- und PV-Bedingungen keine 10 MW, sondern 5 MW aus der Windenergieanlage und weniger als 5 MW aus der PV-Anlage genutzt. Dies bildet einen großen Nachteil eines solchen Systems im Vergleich zu den anderen Szenarien. Der Nachteil könnte nur durch eine größer skalierte PV-Anlage oder kleiner skalierte Elektrolyse ausgeglichen werden.

Genau aus dem zuvor erläuterten Grund fällt die Kapazität des Speichers in der Simulation deutlich größer und die Methanisierungsleistung kleiner aus als bei den reinen Windszenarien. Hierdurch wird sichergestellt, dass sogenannte Dunkelflauten überbrückt werden und eine konstantere SNG-Produktion garantiert werden kann. Jedoch wäre es unwirtschaftlicher, wenn jede Dunkelflaute komplett ausgeglichen wird, was in der Simulation deutlich wird. Es gibt trotzdem einen Verwurf von Wasserstoff, da eine Balance aus Investitionskosten für den Speicher und der Methanisierung sowie dem Nutzen aus dem Speicher und der Methanisierungsleistung gefunden werden muss. Dieses Phänomen ist bei allen vier Szenarien vorzufinden. Insgesamt zeigt das Hybridszenario, dass durch eine Kombination von Wind- PV-Strom niedrigere GGK als mit einer einzelnen Stromquelle zu erreichen sind, allerdings muss auch hierfür der spezifische Strompreis sinken. Außerdem sollte auch tatsächlich 10 MW nutzbare Leistung zur Verfügung stehen oder eine kleiner skalierte Elektrolyse genutzt werden, um die Investitionskosten zu senken.

Das vierte und kostengünstigste Szenario mit optimaler Auslegung von Wasserstoffspeicher und Methanisierungsleistung war in der Simulation das Onshore-Szenario. In den Ergebnissen wurde klar deutlich, dass dies an den niedrigsten Strombezugskosten aller vier Szenarien zusammen mit der hohen Auslastung der Elektrolyse lag. Die hohe Auslastung der Elektrolyse ist ein Indikator für einen Standort mit guten Bedingungen zur Erzeugung von grünem Strom. Wie schon beim Offshore-Szenario wurde eine geringere Speicherkapazität mit einer größeren Methanisierungsleistung kombiniert, um die ortsspezifischen niedrigsten GGK zu erreichen. Somit wird beim Onshore-Szenario versucht den produzierten Wasserstoff schnellstmöglich in SNG umzuwandeln. Wenn die Methanisierungsleistung allerdings nicht hoch genug skaliert ist, resultiert zusammen mit der geringen Kapazität des Wasserstoffspeichers ein hoher Wasserstoffverwurf und genau dieser Fall tritt hier ein. Jedoch zeigt die Simulation, dass genau diese Kombination trotzdem zu den niedrigsten ortsspezifischen sowie den niedrigsten GGK aller Szenarien führt. Der Grund dafür ist, dass die geringen Stromkosten eher zu einem Verwurf führen als hohe Stromkosten, da jedes kg ungenutzter Wasserstoff bereits teuer durch den Strom erzeugt worden ist.

Unter Betrachtung aller vier simulierten Szenarien wird ersichtlich, dass es mehrere Faktoren gibt, welche zu niedrigeren bzw. höheren GGK führen. Jedoch ist keines der Szenarien ansatzweise wirtschaftlich, wenn die GGK mit denen von herkömmlichem Erdgas verglichen werden. Laut dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie war 2020 der durchschnittliche Gaspreis bei 63,1 €/MWh, wovon nur 31,2 €/MWh auf die Erzeugung und Vertrieb zurückzuführen sind (BMWi 2020a). Das macht eine Differenz von 186,78 €/MWh zwischen dem herkömmlichen Erdgas und den GGK aus dem kostengünstigsten simulierten Szenario, welches GGK von 217,98 €/MWh hat. Da das SNG klimaneutral ist, sollte es allerdings nicht nur mit Erdgas verglichen werden, welches CO_2-Emissionen verursacht. Aus diesem Grund wird der Preis von Bioerdgas, auch Biomethan oder Biogas genannt, mit den simulierten GGK verglichen. Das Biogas wird bereits seit über 20 Jahren in Biogasanlagen im Dies ist immer noch deutlich niedriger als die simulierten SNG-GGK. Rein ökonomisch betrachtet sind somit $PtCH_4$-Anlagen mit den angenommenen Parametern zur Berechnung der GKK trotz der optimalen Auslegung des Wasserstoffspeicher und der Methanisierungsleistung nicht ansatzweise wirtschaftlich.

Im Folgenden werden Möglichkeiten, um eine solche Anlage wirtschaftlicher zu betreiben, diskutiert. Es gibt mehrere Ansätze die GGK zu senken, wobei der effektivste die Senkung der Stromkosten ist. Diese sind je nach Standort unterschiedlich, weshalb ein geeigneter Standort niedrige Strombezugskosten für EE-Quellen haben muss. Außerdem ist es ein globales Ziel, Emissionen zu senken, weshalb staatliche Förderungen eine weitere Option wären, um die Stromkosten zu senken. Allerdings wird die reine Reduzierung der Stromkosten nicht allein zur wirtschaftlichen Nutzung führen. Die

Investitionskosten für solche Anlagen müssen ebenso sinken. Staatliche Förderungen könnten nicht nur die Stromkosten senken, sondern auch den CAPEX, jedoch ist die Umsetzung einer $PtCH_4$-Anlage ausschließlich mithilfe des Staates derzeit unwahrscheinlich.

In der Zukunft könnten solche Anlagen eher rentabel werden, da erwartet wird, dass der spezifische CAPEX von Elektrolyseuren sinken wird, ähnlich wie bereits die Kosten für PV-Module und Batterien in den letzten Jahren und Jahrzehnten stark gesunken sind (Fraunhofer ISE 2021a: S. 9; Statista 2021a). In Abbildung 29 ist der geschätzte Rückgang des CAPEX der verschiedenen Elektrolysetechnologien dargestellt. Es wird deutlich, dass alle drei vorgestellten Elektrolyseure bis 2050 deutlich günstiger werden sollen (Smolinka et al. 2018: S. 175). Somit wären die reinen Investitionskosten einer 10 MW AEL oder PEM-Elektrolyse bei fünf Millionen Euro und somit fast 50 % geringer, als in der Arbeit angenommen wurde. Vor allem die Hochtemperaturelektrolyse ist für eine $PtCH_4$-Anlage vorteilhaft, da die benötigte Wärme der HTEL direkt durch die Methanisierung gestellt werden kann. Wenn die HTEL keine zusätzliche Wärme mehr benötigt, da diese durch die Methanisierung gestellt wird, besteht eine optimale Kopplung der zwei Anlagen. Dies führt zu einem deutlich besseren Wirkungsgrad (Töpler & Lehmann 2017: S. 339). Ist die Technologie im Jahr 2050 so günstig wie in Abbildung 29 dargestellt und für eine Leistung von 10 MW oder mehr technisch reif genug, wäre es in der Zukunft möglich, eine solche $PtCH_4$-Anlage wirtschaftlich zu betreiben.

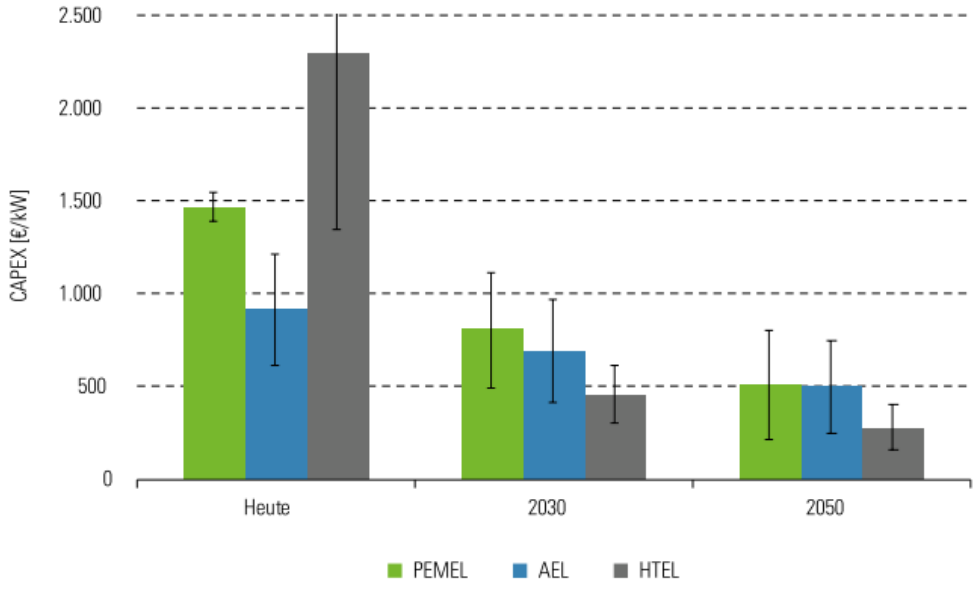

Abbildung 29: Zukünftiger CAPEX der Elektrolysetechnologien (Quelle: Smolinka et al. 2018: S. 175)

Zudem gibt es seit 2021 eine CO_2-Bepreisung, wenn Emissionen frei werden (BMU 2020: S. 24). Somit könnte es in der Zukunft der Fall sein, dass das benötigte CO_2 zur SNG Herstellung nicht eingekauft werden muss, sondern die Abnahme von CO_2 aus industriellen Betrieben eine Einkommensmöglichkeit wird und somit die gesamten Kosten senkt. Abgesehen vom CO_2 kann auch der Sauerstoff als Nebenprodukt der Elektrolyse verkauft werden, um niedrigere GGK zu erreichen. Außerdem sollte auch der verworfene Wasserstoff genutzt werden. Je nach Anlagenauslegung fällt mehr oder weniger Wasserstoff an, welcher nicht genutzt wurde. Dieser sollte entweder direkt verkauft oder selbst verwendet werden, um einen wirtschaftlicheren Betrieb zu gewährleisten. Falls es keinen Wasserstoffabnehmer gibt, könnte der verworfene Wasserstoff rückverstromt werden. Dies wäre zwar aus energetischer Sicht eine

Energieverschwendung, da ein großer Teil der Energie bei den zwei Umwandlungsschritten verloren geht, allerdings wird hierbei die Energie aus dem Wasserstoff wenigstens genutzt und nicht verworfen. Ein deutlich besseres Konzept wäre es jedoch, dass die Elektrolyse aufhört Strom zu beziehen und Wasserstoff zu erzeugen, wenn der Speicher voll ist. Damit die EE nicht einfach abgeschaltet werden, sollte der Strom anderweitig genutzt werden. Falls eine anderweitige Abnahme des grünen Stroms nicht möglich ist, wäre ein Batteriespeicher eine sinnvolle Alternative. Durch eine Batterie kann der überschüssige Strom so lange gespeichert werden, bis der Wasserstoffspeicher nicht mehr voll ist und keine EE zur Verfügung stehen. Dadurch wäre eine konstantere und höhere Produktion erreichbar und somit auch niedrigere GGK. Für die optimale Batteriekapazität muss jedoch eine Abwägung zwischen Investitionskosten der Batterie und der Kapazität mit dem jeweiligem Strombezugsprofil vorgenommen werden, ähnlich wie in der durchgeführten Simulation zur optimalen Auslegung von Wasserstoffspeicher und Methanisierungsleistung.

Im Folgenden wird die genutzte Methode und deren Umsetzung diskutiert. Resümierend ist die Simulation von solchen Anlagen eine wichtige und aussagekräftige Methode, um Ergebnisse zu generieren und verschiedene Szenarien vergleichen zu können. Allerdings hätten einige Aspekte spezifiziert werden können, was jedoch den Umfang dieser Arbeit überschritten hätte. Dazu gehört z.B. die genauere Untersuchung der Standorte. Dadurch wäre eine genauere Aussage über die Stromkosten möglich sowie eine bessere Abschätzung des BoP. Beide Punkte haben wesentlichen Einfluss auf die berechneten GGK und könnten durch eine Spezifizierung zu genaueren Ergebnissen führen. Außerdem wurde auf die Prozesse der genaueren Betriebsweise der Elektrolyse und Methanisierung verzichtet. Vor allem bei der Elektrolyse hat die tatsächliche Last einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad. Um den genauen Einfluss der verschiedenen Technologien zu berücksichtigen, müsste die Simulation erweitert werden und die Betriebsweise der Technologien ergänzt werden. Jedoch ist es durch die durchgeführte Simulation möglich geworden, verschiedene Standorte und EE-Quellen zu vergleichen sowie die dazu passende optimale Auslegung des Wasserstoffspeichers und der Methanisierungsleistung zu bestimmen, was auch das Ziel dieser Arbeit war. Insgesamt wurde es hierdurch möglich, einen Überblick über die verschiedenen Kosten aufzustellen und zu verdeutlichen, wie diese entstehen und zusammenhängen. Aufgrund der verschiedenen Ergebnisse konnten die Zusammenhänge erläutert und die Gründe, weshalb eine mit PV- oder Windstrom betriebene Offgrid-PtCH4-Anlage derzeit nicht wirtschaftlich ist, dargestellt werden. Auch konnte gezeigt werden, welche Änderungen die Wirtschaftlichkeit steigern würden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse sowie die Diskussion zusammengefasst und ein Ausblick auf die mögliche Umsetzung von Offgrid-PtCH_4-Anlagen, welche EE nutzen, gegeben.

6.1 Zusammenfassung

Im Rahmen der vorliegenden Bachelorarbeit wurde eine Simulation zur optimalen Auslegung des Wasserstoffspeichers und der Methanisierungsleistung einer Power-to-Methan-Anlage mit PV- oder Windstrombezug entwickelt und auf verschiedene Standortszenarien mithilfe von frei zugänglichen Strombezugsdaten angewendet. Dabei hatte jeder Standort ein unterschiedliches Strombezugsprofil, wobei diese in Offshore-, Onshore-, PV- und Hybridszenario unterteilt wurden.

Aus den Ergebnissen lässt sich schließen, dass mit den getroffenen Annahmen eine wirtschaftliche Umsetzung von PtCH_4-Anlagen derzeit nicht möglich ist. Allerdings bestätigt die Arbeit, dass eine Optimierung von Wasserstoffspeicher und Methanisierungsleistung sinnvoll ist, um für den jeweiligen Standort die geringsten GGK zu erreichen. Außerdem ließen sich die einzelnen Kostenparameter darstellen und vergleichen, wodurch deutlich wurde, dass vor allem die Strombezugskosten sinken müssen, damit solche Anlagen in der Zukunft ökonomisch betrieben werden können. Insgesamt lässt sich feststellen, dass mit den aufgestellten Annahmen das Onshore-Szenario die geringsten GGK von den vier verschiedenen Szenarien mit 217,98 €/MWh_{SNG} bzw. 3,03 €/kg_{SNG} bei einer Wasserstoffspeicherkapazität von 500 kg und einer Methanisierungsleistung von 6,2 MW aufweist. Auf der anderen Seite treten die höchsten GGK der verschiedenen Szenarien trotz optimierter Auslegung bei dem Offshore-Szenario mit 311,64 €/MWh_{SNG} bzw. 4,33 €/kg_{SNG} bei einem Wasserstoffspeicher mit 600 kg Kapazität und einer Methanisierungsleistung von 7,05 MW auf. Die optimierte Systemauslegung bei dem PV-Szenario liegt bei einer Wasserstoffspeichergröße von 2.100 kg und einer Methanisierungsleistung von 3,4 MW und erreicht GGK von 288,20 €/MWh_{SNG} bzw. 4,01 €/kg_{SNG}. Bei dem Hybridszenario liegt diese bei einer Wasserstoffspeicherkapazität von 1.675 kg und 4,1 MW Methanisierungsleistung, was zu GGK von 236,80 €/MWh_{SNG} bzw. 3,29 €/kg_{SNG} führt.

Außerdem wurden verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt, wie die GGK der unterschiedlichen Szenarien weiter gesenkt werden können. Dabei ist deutlich geworden, dass vor allem die Strombezugskosten in der Zukunft sinken müssen. Insgesamt sind die technischen Möglichkeiten zur Umsetzung von solchen Anlagen, welche die nötige Energiewende voranbringen. Es muss jedoch mehr Veränderungen und staatliche sowie globale Unterstützung geben, damit die Anlagen auch wirtschaftlich umsetzbar werden.

6.2 Ausblick

Unter Vernachlässigung der ökonomischen Sichtweise wären solche Anlagen z.B. in Entwicklungsländern mit mangelnder Infrastruktur eine Methode, diese zu dekarbonisieren, damit dort klimaneutrales SNG genutzt werden kann. Die technischen Möglichkeiten zur Nutzung sind weltweit verbreitet und nicht teuer.

Solche Anlagen würden auch für Industrieländer wie Deutschland eine Möglichkeit bieten, sich von der Abhängigkeit von anderen Ländern, welche Erdgas liefern, zu lösen. Insgesamt ist der größte Vorteil von SNG, dass das Gas sofort mit der derzeitigen Infrastruktur genutzt werden kann. Wie die Ergebnisse

dieser Arbeit zeigen, ist es allerdings noch nicht rentabel, eine solche Anlage zu betreiben. Ob eine reine Offgrid-PtCH_4-Anlage im Megawattbereich in der Zukunft ohne jegliche Subventionen umgesetzt wird und wirtschaftlich ist, ist somit unklar. Die reine Wasserstoffproduktion bildet eine andere Möglichkeit, welche in Zukunft möglicherweise rentabler ist. Viele Länder und internationale Firmen sehen Wasserstoff in der Zukunft als den Energieträger der Zukunft (IEA 2019: S. 18). Ob dieser Wasserstoff dann zur Produktion von SNG und nicht in anderen Bereichen genutzt wird, ist allerdings fraglich.

Quellenverzeichnis

Berger, A., Bluhm, H., Ehrenstein, U., Heinbach, K., Dunkelberg, E. & Hirschl, B. (2020). Systematik im Power-to-X-Ansatz – Identifikation, Charakterisierung und Clusterung der Power-to-X-Technologien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 44(3), S. 177–193.

Bergstra, J. & Bengio, Y. (2012). Random Search for Hyper-Parameter Optimization. *Journal of Machine Learning Research* 13(10), S. 281–305.

Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B. & Standen, E. (2014). *Development of Water Electrolysis in the European Union*.

BMU (2019). *Schulze: "Wir brauchen eine globale Strategie für grünen Wasserstoff" - BMU-Pressemitteilung* [Online]. Verfügbar unter https://www.bmu.de/pressemitteilung/schulze-wir-brauchen-eine-globale-strategie-fuer-gruenen-wasserstoff (Abgerufen am 18. November 2021).

BMU (2020). *Klimaschutz in Zahlen: Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik Ausgabe 2020*.

BMWi (2018). *Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden* [Online]. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/strompreise.html (Abgerufen am 24. Oktober 2021).

BMWi (2020a). *Der Gaspreis* [Online]. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gaspreise-bestandteile.html (Abgerufen am 7. Dezember 2021).

BMWi (2020b). *Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie*.

BMWi (2020c). *Was ist eigentlich grüner Wasserstoff?* [Online]. Verfügbar unter https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/07/Meldung/direkt-erklaert.html (Abgerufen am 3. Oktober 2021).

Böhm, H., Goers, S. & Zauner, A. (2019). Estimating future costs of power-to-gas – a component-based approach for technological learning. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(59) S. 30789–30805.

Brauns, J. & Turek, T. (2020). Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy: A Review, *Processes*, 8(2), S. 248.

David, M., Ocampo-Martínez, C. & Sánchez-Peña, R. (2019). Advances in alkaline water electrolyzers: A review, *Journal of Energy Storage*, 23, S. 392–403.

dena (2019). *Branchenbarometer Biomethan 2019: dena-Analyse*.

DLR (2020). *Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende*.

Enapter (2021). *Enapter eröffnet erstes Büro in Saerbeck* [Online]. Verfügbar unter https://www.enapter.com/de/press-release/enapter-eroeffnet-erstes-buero-in-saerbeck (Abgerufen am 18. Oktober 2021).

Europäische Kommission (2016). *Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament und den Rat* [Online]. Verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016DC0110&from=EN (Abgerufen am 21. November 2021).

Frank, E., Gorre, J., Ruoss, F. & Friedl, M. J. (2018). Calculation and analysis of efficiencies and annual performances of Power-to-Gas systems. *Applied Energy*, 218, S. 217–231.

Graf, F., Götz, M., Wonneberger, A. & Köppel, W. (2014). *Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei PtG-Konzepten*.

Fraunhofer ISE (2021a). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*.

Fraunhofer ISE (2021b). *STC-Messungen - Fraunhofer ISE* [Online]. Verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/de/fue-infrastruktur/akkreditierte-labs/callab/callab-pv-modules/stc-messungen.html (Abgerufen am 6. Dezember 2021).

Gahleitner, G. (2013). Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(5), S. 2039–2061.

Ghaib, K. (2017). *Das Power-to-Methane-Konzept*. Wiesbaden: Springer.

Google Maps (2021a). *28°26'24.2"N 11°17'02.6"W - Google Maps* [Online]. Verfügbar unter https://www.google.de/maps/place/28%C2%B026'24.2%22N+11%C2%B017'02.6%22W/@32.1852352,-9.3175114,7z/data=!4m5!3m4!1s0x0:0xf6f58832aa9a78a!8m2!3d28.4400459!4d-11.2840588 (Abgerufen am 22. November 2021).

Google Maps (2021b). *37°47'09.4"N 5°02'45.9"W E - Google Maps* [Online]. Verfügbar unter https://www.google.de/maps/place/37%C2%B047'09.4%22N+5%C2%B002'45.9%22W/@37.0328892,-5.2811405,9.05z/data=!4m5!3m4!1s0x0:0x3da9f69393466044!8m2!3d37.7859358!4d-5.0460691 (Abgerufen am 22. November 2021).

Google Maps (2021c). *53°52'31.5"N 8°37'21.1"E - Google Maps* [Online]. Verfügbar unter https://www.google.de/maps/place/53%C2%B052'31.5%22N+8%C2%B037'21.1%22E/@53.719105,8.7434141,10z/data=!4m5!3m4!1s0x0:0xa0faf15a04cf77a4!8m2!3d53.8754108!4d8.6225261 (Abgerufen am 22. November 2021).

Google Maps (2021d). *54°13'02.6"N 7°53'25.0"E - Google Maps* [Online]. Verfügbar unter https://www.google.com/maps/place/54%C2%B013'02.6%22N+7%C2%B053'25.0%22E/@54.0203621,8.3944418,9.75z/data=!4m5!3m4!1s0x0:0x72fba975aa3cb1fb!8m2!3d54.2173889!4d7.8902778 (Abgerufen am 22 November 2021).

Gorre, J. (2021). Expertengespräch 2021.

Gorre, J., Ruoss, F., Karjunen, H., Schaffert, J. & Tynjälä, T. (2020). Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation. *Applied Energy*, 257, o. S.

Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R. & Kolb, T. (2016). Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, 85, S. 1371–1390.

IEA (International Energy Agency) (2021). *Global Hydrogen Review 2021*.

IEA (International Energy Agency) (2019) *The Future of Hydrogen*.

IRENA (2019). *Wichtigste Ergebnisse: Kosten der Stromerzeugung erneuerbarer Energien im Jahr 2019* [Online]. Verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Costs_2019_DE.PDF?la=en&hash=755C59F88440F9ADD2819AE6FCE387B517EE82D1 (Abgerufen am 24. Oktober 2021).

Kurzweil, P. & Dietlmeier, O. K. (2018). *Elektrochemische Speicher*, Wiesbaden: Springer.

Leniger, M. (2021) *Positionspapier. Politische und Regulatorische Rahmenbedingungen zur Realisierung der AquaVentus-Vision von 10 Gigawatt Offshore-Elektrolysekapazität in der Nordsee* [Online]. Verfügbar unter https://www.aquaventus.org/downloads/AQV-210531-Positionspapier_LANG_FIN.pdf (Abgerufen am 17. November 2021).

MathWorks® (2021). *2021 Company Factsheet* [Online]. Verfügbar unter https://de.mathworks.com/content/dam/mathworks/handout/2021-company-factsheet-8-5x11-8282v21.pdf (Abgerufen am 5. November 2021).

Mazza, A., Bompard, E. & Chicco, G. (2018). Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, S. 794–806.

McDonagh, S., O'Shea, R., Wall, D. M., Deane, J. P. & Murphy, J. D. (2018). Modelling of a power-to-gas system to predict the levelised cost of energy of an advanced renewable gaseous transport fuel. *Applied Energy*, 215, S. 444–456.

Pareto Securities AS Equity Research (2021). *H2O-Enapter-Initiation-Research-Pareto2021-08-18* [Online]. Verfügbar unter https://enapterag.de/wp-content/uploads/2021/08/H2O-Enapter-Initiation-Research-Pareto2021-08-18.pdf (Abgerufen am 18. Oktober 2021).

Pfenninger, S. & Staffell, I. (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, 114, S. 1251–1265.

Enkhardt, S. (2021). *BNEF: Globale Stromgestehungskosten für Photovoltaik auf 4,8 US-Dollarcent pro Kilowattstunde gesunken* [Online]. Verfügbar unter https://www.pv-magazine.de/2021/06/23/bnef-globale-stromgestehungskosten-fuer-photovoltaik-auf-48-us-dollarcent-pro-kilowattstunde-gesunken/ (Abgerufen am 6. Dezember 2021).

Quaschning, V. (2013). *Regenerative Energiesysteme: Technologie; Berechnung; Simulation*. München: Hanser.

Rashid, M., Al Mesfer, M. K. & Naseem, H., Danish, M. (2015). Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis. *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*, 2(3), S. 80–93.

Rönsch, S. & Ortwein, A. (2011). Methanisierung von Synthesegasen - Grundlagen und Verfahrensentwicklungen. *Chemie Ingenieur Technik*, 83(8), S. 1200–1208.

Sabatier, P. & Senderes, J. B. (1902). Nouvelles syntheses du methane. *C. R. Acad. Sci.*, S. 514–516.

Said, S. M., Salama, H. S., Hartmann, B. & Vokony, I. (2019). A robust SMES controller strategy for mitigating power and voltage fluctuations of grid-connected hybrid PV–wind generation systems. *Electrical Engineering*, 101(3), S. 1019–1032.

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

Smolinka, T., Günther, M. & Garche, J. (2011). *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien* [Online]. Verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf (Abgerufen am 14. Oktober 2021).

Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Lehner, F., Jansen, M., Kiemel, S., Miehe, R., Wahren, S. & Zimmermann, F. (2018). *Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in -Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme.*

Staffell, I. & Pfenninger, S. (2016). Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 114, S. 1224–1239.

Staiger, R. & Tanțău, A. (2020). *Geschäftsmodellkonzepte mit grünem Wasserstoff*. Wiesbaden: Springer.

Statista (2021a). *Weltweite Preisentwicklung für Lithium-Ionen-Akkus in ausgewählten Jahren von 2010 bis 2019 und eine Prognose bis 2025* [Online]. Verfügbar unter https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus/ (Abgerufen am 9. Dezember 2021).

Statista (2021b). *Wind-Volllaststunden nach Standorten für WEA in Deutschland 2021* [Online]. Verfügbar unter https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/ (Abgerufen am 16. November 2021).

Stetson, N. & Wieliczko, M. (2020). Hydrogen technologies for energy storage: A perspective. *MRS Energy & Sustainability*, 7(1).

Strässle (2021). *«Power-to-Gas» – die erste industrielle Anlage geht bald in Betrieb - Umwelt Perspektiven* [Online]. Verfügbar unter https://www.umweltperspektiven.ch/power-to-gas-die-erste-industrielle-anlage-geht-bald-in-betrieb/ (Abgerufen am 11. Dezember 2021).

Töpler, J. & Lehmann, J. (2017). *Wasserstoff und Brennstoffzelle*, Berlin u. a.: Springer.

Trost, T., Horn, S., Jentsch, M. & Sterner, M. (2012). Erneuerbares Methan: Analyse der CO2-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36(3), S. 173–190.

Zakaria, Z. & Kamarudin, S. K. (2021). A review of alkaline solid polymer membrane in the application of AEM electrolyzer: Materials and characterization. *International Journal of Energy Research*, 45(13), S. 18337–18354.

Zauner, A., Böhm, H., Rosenfeld, D. C. & Tichler, R. (2019). *Analysis on future technology options and on techno-economic optimization*.

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit mit dem Titel „Bestimmung der optimalen Auslegungsgrößen von Wasserstoffspeicher und Methanisierungsleistung von mit PV- oder Windstrom betriebenen Offgrid-Power-to-Methane-Anlagen“ ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe.

Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

Die Arbeit habe ich in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegt.

Ich bin mit der Veröffentlichung dieser Abschlussarbeit einverstanden.

Hamburg	14.12.2021	Max Lüdemann
Ort	Datum	Unterschrift