



Technische
Universität
Braunschweig



MASTERARBEIT

OPTIMIERUNG DER GESTEHUNGSKOSTEN FÜR POWER-TO-X-PRODUKTE IN PYTHON

vorgelegt von
Johann Fetkötter

Matr.-Nr: ██████████
Studiengang: Nachhaltige Energietechnik
Fachsemester: 6
Betreuer: Timo Sauer, M.Sc.; Henrik Wagner, M.Sc.
Externe Betreuerin: Marie Plaisir, M.Sc. (Fraunhofer IEE)

1. Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel
2. Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Daniel Schröder

Braunschweig, 28.09.2022

Technische Universität Braunschweig
elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme
Schleinitzstraße 23 | 38106 Braunschweig | Deutschland

Fakultät für Maschinenbau

- Im Hause -

Datum: 28.03.2022

Aufgabenstellung für eine Masterarbeit

Ihr Zeichen:
Ihre Nachricht vom:
Unser Zeichen: En/TS
Unsere Nachricht vom:

Verfasser: Fetkötter, Johann Lukas
Matrikelnummer: XXXXXXXXXX
Studiengang: Master Nachhaltige Energietechnik

Optimierung der Gestehungskosten für Power-to-X-Produkte in Python

Im Zuge der Energiewende und zur Einhaltung des 1,5-Grad-Ziels der Vereinten Nationen müssen zahlreiche Industrieprozesse in den kommenden Jahren defossilisiert werden. In erster Linie muss dies über Effizienzsteigerung und die Elektrifizierung von Prozessen erfolgen. Wo eine Elektrifizierung kurz- und mittelfristig nicht möglich ist, können Power-to-X-Technologien einen wichtigen Beitrag leisten.

Herr Fetkötter soll in seiner Masterarbeit ein Berechnungstool entwickeln, um die Herstellung von Power-to-X-Produkten hinsichtlich ihrer Gestehungskosten für Endprodukte (z.B. Ammoniak) zu optimieren. Betrachtet wird ein Inselssystem aus hybrider Stromerzeugung mittels Photovoltaik- (PV) und Windenergie, einem Wasserelektrolyseur und einer Synthesanlage für die Herstellung der Wasserstoffderivate. Die Berechnungen erfolgen auf Basis der gewünschten Produktionsmenge, den Standortdaten für PV- und Windenergie und der Installations- und Betriebskosten der verschiedenen Anlagen. Dabei soll insbesondere die Möglichkeit einer Zwischenspeicherung des erzeugten Wasserstoffs zur Glättung der un stetigen Stromerzeugung durch die erneuerbaren Energieträger berücksichtigt werden, ebenso ein Batteriespeicher. Das Tool soll sowohl die optimierten Power-to-X-Gestehungskosten als auch die dafür erforderlichen Batteriespeicher-, Elektrolyse- und Wasserstoffspeicherkapazitäten und -kosten sowie die benötigte Installation an PV- und Windenergieanlagen ausgeben. Die Programmierung soll in Python vollzogen werden.

Bei der Bearbeitung der Aufgabe wird folgende Reihenfolge empfohlen

1. Literaturstudium und Einarbeitung in die Grundlagen
2. Herausarbeitung der relevanten technischen und nicht-technischen Parameter für den dynamischen Betrieb der Synthesprozesse
3. Vergleich der existierenden Technologien zur Bereitstellung der Edukte für die Synthese (Wasserstoff und Stickstoff oder CO₂)
4. Programmierung eines Berechnungstools für die Optimierung der Power-to-X-Gestehungskosten in Python

5. Darstellung, Analyse und Interpretation der erzielten Ergebnisse
6. Schriftliche Ausarbeitung und Dokumentation
7. Teilnahme am „Kolloquium Elektrische Energieversorgung“ des elenia mit Präsentation der Aufgabenstellung zu Beginn sowie der Ergebnisse zum Abschluss der Bearbeitungszeit

Die Ausarbeitung muss nach den angegebenen Richtlinien erfolgen. Zur Orientierung im Themenfeld der Aufgabenstellung ist die Teilnahme am „Kolloquium Elektrische Energieversorgung“ des elenia erforderlich. Zur Durchführung obiger Masterarbeit ist das elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme bereit, institutseigenes Know-How zur Verfügung zu stellen, an dessen weiterer Geheimhaltung ein berechtigtes Interesse besteht. Voraussetzung hierfür ist die durch die nachfolgende Unterschrift des Verfassers anerkannte Verpflichtung des Verfassers, eine Veröffentlichung und/oder Verwertung des Gegenstandes obiger Masterarbeit oder aber Teilen hiervon nur im Rahmen einer vorherigen schriftlichen Vereinbarung mit dem Institutsleiter vorzunehmen. Die einzureichenden Exemplare sowie die verwendeten Unterlagen bleiben Eigentum des elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme.

Betreuer der Arbeit: Timo Sauer, M.Sc.; Henrik Wagner, M.Sc.
Externe Betreuerin: Marie Plaisir, M.Sc., Fraunhofer IEE

Beginn der Arbeit: 28.03.2022

Abgabetermin: 28.09.2022

1. Prüfer Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel
2. Prüfer Prof. Dr.-Ing. Daniel Schröder

Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel
(1. Prüfer)

Johann Fetkötter
(Verfasser)

Eidesstattliche Erklärung

Masterarbeit

von : Johann Fetkötter

Matr.Nr. : XXXXXXXXXX

Titel: Optimierung der Gestehungskosten für Power-to-X-Produkte in Python

Ich versichere durch meine Unterschrift, dass ich die Arbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder unveröffentlichten Schriften entnommen sind, habe ich als solche kenntlich gemacht.

Die Arbeit oder Auszüge daraus haben noch nicht in gleicher oder ähnlicher Form dieser oder einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.

Ich weiß, dass bei Abgabe einer falschen Versicherung die Prüfung als nicht bestanden zu gelten hat.

Braunschweig, 28.09.2022

Unterschrift

Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit beschreibt die Konzeptionierung eines Berechnungstools zur Optimierung von Power-to-X-Systemen hinsichtlich der Gestehungskosten der Endprodukte. Power-to-X-Technologien nehmen im Zuge der Energiewende eine immer größere Rolle ein. Fossile Brennstoffe können so durch wasserstoffbasierte Energieträger, die mittels erneuerbarer Energien hergestellt werden, überall dort ersetzt werden, wo eine Elektrifizierung der Prozesse oder eine Verringerung der Nachfrage nicht möglich ist. Das entwickelte Tool ermöglicht es, die Machbarkeit und die Größenordnung der notwendigen Investitionen für ein geplantes Projekt an einem beliebigen Standort zu ermitteln. Das Tool ist in Python programmiert und berechnet die optimale Konfiguration für ein Inselssystem zur Herstellung von Power-to-X-Produkten. Das System enthält eine hybride Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikenergie, einen Elektrolyseur für die Wasserstoffproduktion und eine Syntheseanlage für die Herstellung von Wasserstoffderivaten. Der Fokus liegt auf Wasserstoff und Ammoniak als Endprodukten.

Die Systemkonfigurationen umfassen neben dem Hybridkraftwerk, dem Elektrolyseur und der Syntheseanlage eine Stromleitung und eine Meerwasserentsalzungsanlage. Zudem wird der Einsatz einer Batterie sowie eines Wasserstoffspeichers untersucht, um die volatile Stromerzeugung mit dem kontinuierlichen Strom- und Wasserstoffbedarf der Synthese in Einklang zu bringen.

Das Optimierungstool variiert bei festgelegter Elektrolyseleistung die installierte Leistung des Hybridkraftwerks, die Größe der Speicher und die Nennleistung der Synthese. Auf Basis von standortspezifischen Zeitreihen über die Stromerzeugung werden mögliche Systemkonfigurationen berechnet und anschließend basierend auf der Annuitätenmethode diejenige ausgewählt, welche die geringsten Gestehungskosten des Endproduktes ermöglicht.

Die beispielhafte Untersuchung von fünf verschiedenen Standorten ergibt heutige Wasserstoffgestehungskosten von 3,97 € bis 6,63 € pro Kilogramm und Ammoniakgestehungskosten von 964 € bis 1.654 € pro Tonne. Es zeigt sich, dass ein Wasserstoffspeicher benötigt wird, während eine Batterie wegen der höheren spezifischen Energiespeicherkosten nicht zu einer Senkung der Gestehungskosten beiträgt. Eine hybride Stromerzeugung ist nur bei Standorten mit einem geringen Wind- und einem hohen Photovoltaiknutzungsgrad vorteilhaft. Durch die starke Kostendegression von Photovoltaikanlagen steigt bei Berechnungen für die Zukunft der Nutzen einer Hybridisierung der Stromerzeugung auch an windreichen Standorten.

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
AM	Air-Mass-Faktor
ASU	Air Separation Unit (Luftzerlegungsanlage)
BZ	Brennstoffzelle
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionskosten)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -speicherung)
CF	Capacity Factor (Nutzungsgrad)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EU	Europäische Union
H ₂	Wasserstoff
LHV	Lower Heating Value (Heizwert)
LCO	Levelized Cost Of (Gestehungskosten)
NH ₃	Ammoniak
OPEX	Operational Expenditures (Betriebskosten)
PEM	Polymerelektrolytmembran
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption)
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RED II	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie)
SOE	Solid Oxide Electrolysis (Hochtemperaturelektrolyse)
VLS	Volllaststunden
WEA	Windenergieanlage

Symbolverzeichnis

η	Wirkungsgrad
ρ	Dichte
a	Annuitätenfaktor
A	Querschnittsfläche
A_n	Annuität
b	Barwertfaktor
E	Energie
m	Masse
\dot{m}	Massenstrom
P	Leistung
q	Kalkulationszins
r	Preisänderungsrate
R	Restwert
T	Betrachtungszeitraum
T_n	Nutzungsdauer
\dot{V}	Volumenstrom

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Übersicht zu Power-to-X-Anwendungen [HEI 19, S. 17].....	3
Abbildung 3.1: Strömungsverlauf bei einer Windenergieanlage [QUA19, S. 299]	7
Abbildung 3.2: Zusammensetzung der solaren Globalstrahlung [MER20, S. 44]	9
Abbildung 3.3: Funktionsprinzipien gängiger Elektrolysetechnologien [TÖP17, S. 211].....	11
Abbildung 3.4: Katalytische Ammoniaksynthese [PER21, S. 156].....	14
Abbildung 3.5: Ammoniaksynthese mit einem Dreibettreaktorsystem [CHE18, S. 2]	15
Abbildung 4.1: Schematischer Aufbau des Inselfsystems zur Produktion von grünem Ammoniak [SAL22, S. 3].....	21
Abbildung 4.2: Systemgrenzen der Gestehungskosten (eigene Darstellung).....	22
Abbildung 4.3: Wasserstoffspeicherkonfiguration für die Ammoniaksynthese (eigene Darstellung)	26
Abbildung 4.4: Aufbau des Optimierungstools (eigene Darstellung).....	30
Abbildung 4.5: Beispielhafte Stromerzeugungszeitreihen für einen Standort in Norddeutschland (eigene Darstellung)	33
Abbildung 4.6: CAPEX von Wasserstoffdrucktanks nach [EUR03, S. 81].....	35
Abbildung 5.1: Untersuchte Standorte (eigene Darstellung).....	38
Abbildung 5.2: Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion am Standort in Chile ...	40
Abbildung 5.3: Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion am Standort in China ..	41
Abbildung 5.4: Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion am Standort in Deutschland.....	41
Abbildung 5.5: Jahresdauerlinien der Wasserstoffproduktion am Standort in Chile .	42
Abbildung 5.6: Jahresdauerlinien der Wasserstoffproduktion am Standort in China	42
Abbildung 5.7: Jahresdauerlinien der Wasserstoffproduktion am Standort in Deutschland.....	43
Abbildung 5.8: CAPEX-Anteile der Wasserstoffproduktion am Standort in Chile	43
Abbildung 5.9: CAPEX-Anteile der Wasserstoffproduktion am Standort in China	44

Abbildung 5.10: CAPEX-Anteile der Wasserstoffproduktion am Standort in Deutschland.....	44
Abbildung 5.11: Absolute LCOH-Zusammensetzung für alle Standorte	45
Abbildung 5.12: Ammoniakproduktion und Wasserstoffspeicher am Standort in Chile	48
Abbildung 5.13: Ammoniakproduktion und Wasserstoffspeicher am Standort in China	48
Abbildung 5.14: Ammoniakproduktion und Wasserstoffspeicher am Standort in Deutschland.....	49
Abbildung 5.15: Jahresdauerlinien der Ammoniakproduktion am Standort in Chile .	50
Abbildung 5.16: Jahresdauerlinien der Ammoniakproduktion am Standort in China	50
Abbildung 5.17: Jahresdauerlinien der Ammoniakproduktion am Standort in Deutschland.....	51
Abbildung 5.18: CAPEX-Anteile der Ammoniakproduktion am Standort in Chile	51
Abbildung 5.19: CAPEX-Anteile der Ammoniakproduktion am Standort in China	52
Abbildung 5.20: CAPEX-Anteile der Ammoniakproduktion am Standort in Deutschland.....	52
Abbildung 5.21: Absolute LCOA-Zusammensetzung für alle Standorte	53
Abbildung 5.22: Wasserstoffkostendegression an den Standorten in Chile, Deutschland und Marokko	56
Abbildung 5.23: Ammoniakkostendegression an den Standorten in Chile, Deutschland und Marokko	56
Abbildung 5.24: Einfluss des Kalkulationszinssatzes auf den LCOA.....	58
Abbildung 5.25: Einfluss der Preisänderungsrate auf den LCOA	59
Abbildung 5.26: Einfluss der Stromleitungslänge auf den LCOA.....	60
Abbildung 5.27: Einfluss der CAPEX des Elektrolyseurs auf den LCOA	60
Abbildung 5.28: Beispielhafte Ausgabe für eine LCOH-Optimierung.....	61
Abbildung 5.29: Beispielhafte Ausgabe für eine LCOA-Optimierung.....	61
Abbildung 0.1: Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion am Standort in Australien.....	i
Abbildung 0.2: Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion am Standort in Marokko	i

Abbildung 0.3: Jahresdauerlinien der Wasserstoffproduktion am Standort in Australien.....	ii
Abbildung 0.4: Jahresdauerlinien der Wasserstoffproduktion am Standort in Marokko	ii
Abbildung 0.5: Jahresdauerlinien der Ammoniakproduktion am Standort in Australien.....	iii
Abbildung 0.6: Jahresdauerlinien der Ammoniakproduktion am Standort in Marokko	iii
Abbildung 0.7: Ammoniakproduktion und Wasserstoffspeicher am Standort in Australien.....	iv
Abbildung 0.8: Ammoniakproduktion und Wasserstoffspeicher am Standort in Marokko	iv
Abbildung 0.9: CAPEX-Anteile der Wasserstoffproduktion am Standort in Australien.....	v
Abbildung 0.10: CAPEX-Anteile der Wasserstoffproduktion am Standort in Marokko	v
Abbildung 0.11: CAPEX-Anteile der Ammoniakproduktion am Standort in Australien.....	vi
Abbildung 0.12: CAPEX-Anteile der Ammoniakproduktion am Standort in Marokko	vi
Abbildung 0.13: Einfluss des Kalkulationszinssatzes auf den LCOH.....	vii
Abbildung 0.14: Einfluss der Preisänderungsrate auf den LCOH	vii
Abbildung 0.15: Einfluss der Stromleitungslänge auf den LCOH.....	viii
Abbildung 0.16: Einfluss der CAPEX des Elektrolyseurs auf den LCOH.....	viii

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Literaturangaben zum dynamischen Betrieb der Ammoniaksynthese	16
Tabelle 4.1: Technische Annahmen	35
Tabelle 4.2: Ökonomische Annahmen	36
Tabelle 5.1: Parameter zur Berechnung der Annuitäten	37
Tabelle 5.2: Charakteristika der untersuchten Standorte	38
Tabelle 5.3: Ergebnisse der LCOH-Optimierung	39
Tabelle 5.4: Ergebnisse der LCOA-Optimierung	46
Tabelle 5.5: Ergebnisse der LCOH-Optimierung für die Jahre 2030 und 2050	54
Tabelle 5.6: Ergebnisse der LCOA-Optimierung für die Jahre 2030 und 2050	54
Tabelle 5.7: PtX-Gestehungskosten für verschiedene Kalkulationszinssätze am Standort in Deutschland	57
Tabelle 5.8: PtX-Gestehungskosten für verschiedene Preisänderungsraten am Standort in Deutschland	58
Tabelle 5.9: Vergleich der LCOA-Optimierung mit der Validierungsrechnung in Excel.....	63
Tabelle 5.10: Vergleich der berechneten LCOH mit Literaturwerten	65
Tabelle 5.11: Vergleich der berechneten LCOA mit Literaturwerten	65
Tabelle 5.12: Vergleich der Kriterien zur Einstufung von Kraftstoffen als erneuerbar nach RED II und dem im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Python-Tool	66

Inhaltsverzeichnis

Aufgabenstellung	II
Eidesstattliche Erklärung	IV
Kurzfassung	V
Abkürzungsverzeichnis	VI
Symbolverzeichnis	VII
Abbildungsverzeichnis	VIII
Tabellenverzeichnis	XI
1 Einleitung	1
2 Stand der Forschung	3
3 Grundlagen	6
3.1 Technische Grundlagen	6
3.1.1 Windenergie	6
3.1.2 Photovoltaikenergie.....	8
3.1.3 Hybridkraftwerke	9
3.1.4 Wasserstoffproduktion	10
3.1.5 Wasserstoffspeicher.....	12
3.1.6 Ammoniaksynthese.....	13
3.1.7 Luftzerlegung	17
3.2 Investitionsrechnung	18
4 Methodisches Vorgehen	20
4.1 Aufbau des PtX-Produktionssystems	20
4.2 Berechnung der PtX-Gestehungskosten	23
4.3 Aufbau und Funktionsweise des Python-Tools	30
4.4 Technoökonomische Annahmen.....	32
5 Ergebnisse	37
5.1 Standorte	37
5.2 LCOH-Optimierung	39
5.3 LCOA-Optimierung.....	45
5.4 Kostendegression	53

5.5	Sensitivitätsanalyse.....	56
5.6	Funktionalität des Tools	60
5.7	Validierung des Tools.....	62
5.8	Einordnung der Ergebnisse.....	65
6	Kritische Würdigung und Ausblick	68
7	Zusammenfassung	72
	Literaturverzeichnis	74
A	Anhang.....	i
A.1	Stromerzeugungszeitreihen	i
A.2	Jahresdauerlinien.....	ii
A.3	Ammoniakproduktion	iv
A.4	CAPEX.....	v
A.5	Sensitivitätsanalyse.....	vii

1 Einleitung

Im Zuge der Energiewende, die für die Einhaltung des 1,5-Grad-Ziels der Vereinten Nationen notwendig ist, müssen zahlreiche Prozesse defossilisiert werden. Vornehmlich sind dafür Suffizienz- und Effizienzsteigerungen erforderlich, also eine Verringerung der Nachfrage nach energieintensiven Produkten sowie eine Verbesserung der bestehenden Technologien. Auf fossilen Energieträgern basierende Prozesse müssen nach Möglichkeit elektrifiziert werden. Doch nicht in allen Sektoren ist eine Elektrifizierung möglich. In diesen Fällen können Power-to-X-Technologien zum Einsatz kommen, also strombasierte chemische Energieträger wie Wasserstoff und seine Derivate. [HEI19; HOR21]

Zu den Anwendungsgebieten von Power-to-X-Produkten gehören insbesondere der Langstreckenverkehr zu Luft und zu Wasser, die chemische Industrie, die Stahlindustrie sowie der Einsatz als Langzeitenergiespeicher. In den Bereichen des Verkehrssektors, in denen eine Elektrifizierung nicht möglich ist, könnten synthetische, wasserstoffbasierte Brennstoffe die fossilen Stoffe ersetzen [UBA16]. In den Plänen der deutschen Bundesregierung und der Europäischen Union spielt Wasserstoff als Energieträger eine immer größere Rolle. So kann er genutzt werden, um den von fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern erzeugten Strom zu speichern. Außerdem soll Wasserstoff in großen Mengen importiert werden. [BMW20; EUR20] Aufgrund seiner geringen volumetrischen Energiedichte bei Umgebungsbedingungen kann es vorteilhaft sein, den Wasserstoff am Produktionsort zu Derivaten wie Ammoniak zu synthetisieren, diese zu transportieren und anschließend entweder direkt zu nutzen oder in die ursprünglichen Stoffe aufzuspalten [IEA19]. Die Herstellung von wasserstoffbasierten Chemikalien wie zum Beispiel Ammoniak oder Methanol ist für einen großen Teil der klimaschädlichen Emissionen verantwortlich. So hat die weltweite Produktion von Ammoniak, vor allem zur Herstellung von Kunstdünger, einen Anteil von 1,2 % am weltweiten Primärenergiebedarf und trägt zu etwa 1 % der weltweiten Treibhausgasemissionen bei [PER21]. Durch direkte Substitution von fossilen Produkten durch grünen Wasserstoff und dessen Derivate können bereits erhebliche Emissionen vermieden werden.

Bei der Herstellung von Power-to-X-Produkten ist auf die Herkunft des genutzten Stroms zu achten. Die Nutzung des aktuellen deutschen Strommixes für die Produktion von Wasserstoff würde negative Auswirkungen im Vergleich zur konventionellen Produktion haben. Zudem dürfen nur zusätzlich installierte Energieträger für Power-to-X genutzt werden, um den notwendigen Umstieg auf erneuerbare Ener-

gien im Stromsektor nicht umzukehren. [HEI19] Um sicherzustellen, dass strombasierte Energieträger die gewünschte Wirkung haben, sind klare Kriterien und eine Zertifizierung für die Herstellung von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten notwendig [HOR21]. In der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der Europäischen Union werden Kriterien für eine Anrechenbarkeit von Wasserstoff als erneuerbar aufgestellt [EUR18]. Um mit den konventionellen Produkten konkurrieren zu können, müssen Power-to-X-Produkte auf einem ähnlichen Preisniveau liegen. Ausschlaggebend hierfür sind die Gestehungskosten der jeweiligen Produkte, also der finanzielle Aufwand, der zur Herstellung notwendig ist.

Ziel dieser Arbeit ist die Programmierung eines Rechentools in Python, mit welchem die Herstellung von Power-to-X-Produkten hinsichtlich ihrer Gestehungskosten optimiert werden kann. Dabei soll ein Inselsystem betrachtet werden, das ein Hybridkraftwerk aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen zur Stromerzeugung, einen Wasserelektrolyseur zur Produktion von Wasserstoff sowie eine Syntheseanlage zur Herstellung der Wasserstoffderivate umfasst. In dieser Arbeit soll neben Wasserstoff als Endprodukt noch die Produktion von Ammoniak untersucht werden. Das Tool soll auf Basis von Stromerzeugungszeitreihen für eine vorgegebene Elektrolyseleistung die gesamte Prozesskette der Power-to-X-Produktion so optimieren, dass die geringstmöglichen Gestehungskosten für das Endprodukt anfallen. Um die unbeständige Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger abpuffern zu können, soll insbesondere der Einsatz eines Wasserstoffspeichers in Kombination mit einer Brennstoffzelle sowie einer Batterie untersucht werden.

Das Tool soll als Ergebnis die optimierte Systemkonfiguration in Form der installierten Leistung des Hybridkraftwerks aus Wind- und Photovoltaikenergie, der Nennleistung der Synthese sowie der Größen von Wasserstoffspeicher und Batterie ausgeben. Zudem sollen die berechneten Gestehungskosten und die erforderlichen Investitionskosten sowie die erzielbaren Ammoniak-, Wasserstoff und Stromproduktionsmengen ausgegeben werden. Die Funktionalität des Tools soll anhand von beispielhaften Berechnungen für verschiedene Standorte belegt werden. Zusätzlich sollen die ermittelten Power-to-X-Systeme auf ihre Anrechenbarkeit als erneuerbar nach der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie der EU hin eingeordnet werden.

Durch das zu entwickelnde Tool könnte die Machbarkeit eines Power-to-X-Systems an einem beliebigen Standort untersucht und eine Aussage über die Größenordnung der Investitions- und Gestehungskosten getroffen werden. Zudem ließen sich unterschiedliche Standorte in dieser Hinsicht vergleichen.

2 Stand der Forschung

Unter Power-to-X (PtX) werden Technologien zur Herstellung von Gasen, Flüssigbrennstoffen und Chemikalien auf Basis von durch erneuerbare Energieträger gespeiste Wasserelektrolyse zusammengefasst. Zudem umfasst der Begriff auch Wärmeanwendungen, die in dieser Arbeit jedoch nicht weiter betrachtet werden. Dabei kann der Wasserstoff direkt genutzt werden oder in Folgeprodukte umgewandelt werden. Unter Einsatz von Kohlenstoffdioxid (CO_2) können Methan, Methanol und synthetische Treibstoffe produziert werden, mit Hilfe von Stickstoff wird Ammoniak synthetisiert. Die Endprodukte können vielfältig genutzt werden: Wasserstoff oder Methan können als gasförmiger Brennstoff zum Heizen oder in der industriellen Produktion verwendet werden (Power-to-Gas), der Wasserstoff kann zu Flüssigbrennstoffen, zum Beispiel für den Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr, synthetisiert werden (Power-to-Liquid), und es können Produkte für die chemische Industrie wie etwa Ammoniak, Methanol oder Naphtha hergestellt werden (Power-to-Chemicals). Zudem können die Power-to-X-Produkte als chemischer Energiespeicher genutzt werden, um anschließend in Brennstoffzellen oder Gasturbinen in elektrische Energie zurückgewandelt zu werden. Ein Überblick über die verschiedenen Power-to-X-Anwendungen findet sich in Abbildung 2.1. [DEA18; HEI19]

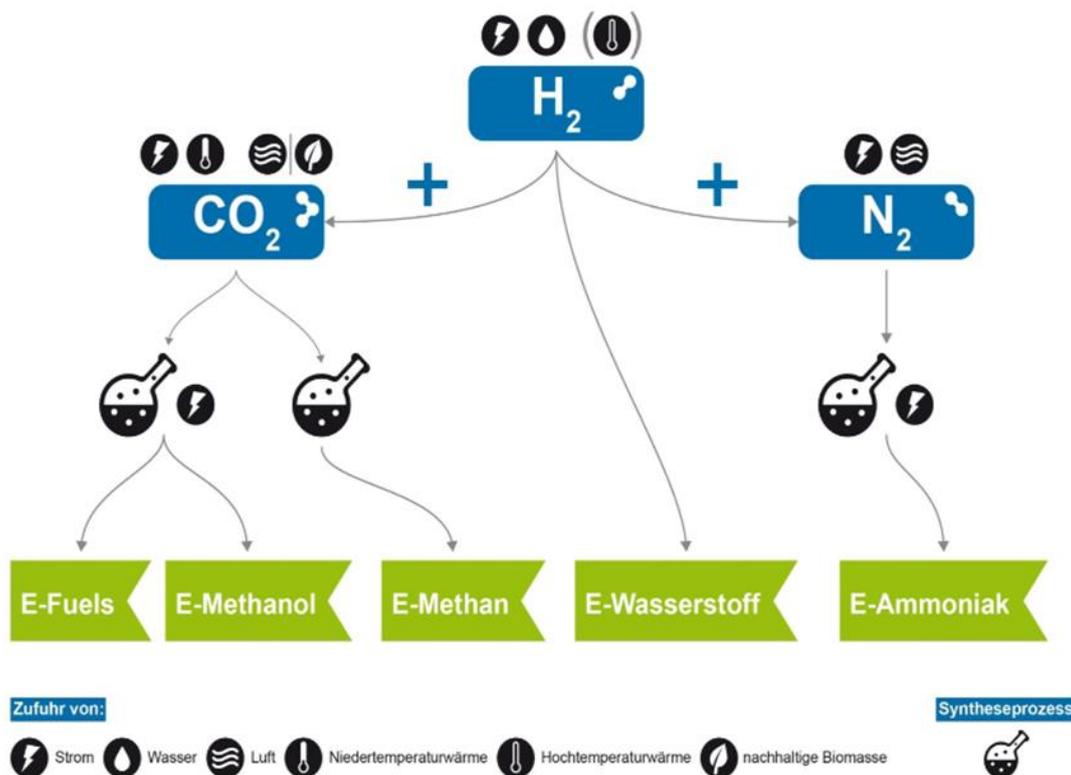


Abbildung 2.1: Übersicht zu Power-to-X-Anwendungen [HEI 19, S. 17]

Derzeit gibt es nur wenige Power-to-X-Konzepte, die sich bereits in der Umsetzung befinden. Mitte des vergangenen Jahrhunderts gab es weltweit zahlreiche Anlagen zur Produktion von grünem Ammoniak, vornehmlich zur Herstellung von stickstoffbasierten Düngemitteln. Am Assuan-Staudamm in Ägypten wurde 1960 die bisher weltweit größte Produktionsanlage für grünes Ammoniak in Betrieb genommen. Mit der von Elektrizität aus Wasserkraft des Staudamms gespeisten Elektrolyse wurde der Wasserstoff bereitgestellt. Die Anlage hatte eine Produktionskapazität von 140.000 - 175.000 t Ammoniak pro Jahr. Gegen Ende des 20. Jahrhunderts wurde die grüne Ammoniakproduktion jedoch aufgrund günstiger Erdgaspreise verdrängt. [ROU22]

Audi betreibt seit 2013 im Rahmen des Audi e-gas-Projekts eine Power-to-Gas-Anlage in Werlte in Deutschland. Dort wird aus Wasserstoff und CO₂ aus einer benachbarten Biogasanlage synthetisches Methan zur Einspeisung ins Erdgasnetz erzeugt. Pro Jahr produziert die Anlage ca. 1000 Tonnen Methan [DEA22]. Die Firma Norsk e-Fuel plant in Norwegen die erste kommerzielle Anlage zur Herstellung von Flugzeugtreibstoff aus grünem Wasserstoff und CO₂. Im Jahr 2023 soll die Anlage mit einer Kapazität von 10 Millionen Litern erneuerbaren Treibstoffs pro Jahr in Betrieb gehen, bereits 2026 soll die Produktion auf 100 Millionen Liter jährlich gestiegen sein [SUN21]. Die Firma Carbon Recycling International errichtete im Jahr 2012 in Island die erste Anlage zur kommerziellen Herstellung von Methanol aus CO₂ und Wasserstoff aus Elektrolyse mit einer Produktion von mittlerweile 4000 Tonnen Methanol pro Jahr [CAR22]. Das genutzte CO₂ stammt jedoch aus den Dampfemissionen eines Geothermiekraftwerks. Somit lässt sich das Konzept der Anlage nicht ohne weiteres auf ein standortunabhängiges Modell übertragen. Thyssen Krupp kündigte die Herstellung der ersten kommerziellen Anlagen für grünes Ammoniak in Australien und den USA mit 30 MW bzw. 20 MW Elektrolysekapazität an [THY18; THY21].

In dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Produktion von grünem Wasserstoff mittels Strom aus einem Hybridkraftwerk und der anschließenden Synthese zu Ammoniak. Zahlreiche Veröffentlichungen untersuchen die Produktion von grünem Ammoniak auf Basis von Photovoltaik- (PV) und Windenergie in der Theorie. [MOR14] untersuchen die Produktion von Ammoniak mittels alkalischer Elektrolyse und Windenergie, um Dieselgeneratoren auf abgelegenen Inseln zu ersetzen. Demnach kann grünes Ammoniak eine kostengünstige Alternative sein, wobei es vor allem eine wichtige Rolle als Energiespeicher einnimmt, da die unbeständige Stromerzeugung aus Windenergie allein eine erhebliche Überinstallation an Leistung erfordern würde, um den Energiebedarf zu decken. [IKÄ18] analysieren die Möglichkeit der Produktion von grünem Ammoniak in Nordeuropa im Jahr 2050. Die ermittelte Preisspanne bewegt sich dabei im Bereich der Preise von konventionell hergestelltem Ammoniak

im Jahr 2018, sodass grünes Ammoniak als in der Zukunft wettbewerbsfähige Alternative für die Düngemittelproduktion herausgearbeitet wird. [NAY20] betrachten die Produktion von grünem Ammoniak in Inselsystemen in den Jahren 2018 und 2030. Um zukünftig Wettbewerbsfähigkeit mit der konventionellen Produktion zu erreichen, wird vor allem eine Senkung der Wasserstoffkosten – Kosten für die Stromerzeugung und die Elektrolyse – als ausschlaggebend dargestellt. Die unzureichende Flexibilität der Ammoniaksynthese wird in der Literatur als eine der größten Herausforderungen bei der Produktion von grünem Ammoniak beschrieben. Um trotz der volatilen Stromerzeugung erneuerbarer Energien einen möglichst kontinuierlichen Synthesebetrieb sicherzustellen, sind sowohl eine Überinstallation an erneuerbaren Energien als auch ein Wasserstoffspeicher als Puffer denkbar [NAY20]. Eine Hybridisierung der Stromerzeugung, also die Kombination aus Wind- und PV-Energie, kann die Abdeckung des Energiebedarfs verbessern und somit den Anspruch an einen flexiblen Betrieb der Synthese verringern [ARM20].

Die meisten der genannten Studien beziehen sich jedoch auf einen konkreten Standort oder auf einzelne Betriebsparameter der Ammoniaksynthese. Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Tools, mit dessen Hilfe für einen beliebigen Standort die Gesteungskosten und die Systemkonfiguration für die Produktion von grünem Wasserstoff und Ammoniak optimiert werden können.

3 Grundlagen

In diesem Kapitel werden die technischen und ökonomischen Grundlagen, die zum Verständnis der vorliegenden Arbeit erforderlich sind, erläutert. Kapitel 3.1 enthält die Beschreibung der technischen Zusammenhänge der einzelnen in dieser Arbeit behandelten Komponenten. Kapitel 3.2 gibt einen Überblick über die verschiedenen Verfahren der Investitionsrechnung, welche für die Berechnung der PtX-Gestehungskosten in Frage kommen.

3.1 Technische Grundlagen

Im Folgenden werden die einzelnen Komponenten des betrachteten Power-to-X-Systems erläutert. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf den Technologien zur Stromerzeugung sowie der Elektrolyse und der Ammoniaksynthese.

3.1.1 Windenergie

Windenergie entsteht durch den globalen Austausch von Luftmassen zum Wärmetransport aufgrund der unterschiedlichen Temperaturen an Polen und Äquator. Durch die Erdrotation und die damit einhergehende Corioliskraft werden die Strömungen abgelenkt, wodurch gleichmäßige Winde entstehen. Durch lokal auftretende Hoch- und Tiefdruckgebiete kommt es auch zu Strömungen in kleinerem Umfang. In Küstenregionen treten häufig stärkere Winde auf, da sich die Wasser- und Landmassen unterschiedlich schnell erwärmen und abkühlen, wodurch ebenfalls Druckunterschiede entstehen, die durch Winde ausgeglichen werden. Zudem kann sich der Wind beinahe ungebremst über die glatte Wasseroberfläche bewegen. Für die Nutzung der Windenergie ist vor allem die Windgeschwindigkeit entscheidend. Die Leistung des Luftmassenstroms ist proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Diese ist in Bodennähe stark von der Topografie des Bodens abhängig. Mit der Höhe nimmt die mittlere Windgeschwindigkeit zu, die von Rauigkeiten verursachten turbulenten Schwankungen nehmen ab. [JAR09; QUA19]

Windenergieanlagen (WEA) wandeln die kinetische Energie des Windes mittels der Rotoren in mechanische Energie um.

Die kinetische Energie E_{kin} der Luft mit einer Masse m und einer Geschwindigkeit v beträgt

$$E_{kin} = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.1)$$

Der Massenstrom \dot{m} mit einer Luftdichte ρ , der eine Querschnittsfläche A durchströmt, ist

$$\dot{m} = \rho vA \quad (3.2)$$

Daraus lässt sich die Leistung P , die in diesem Luftmassenstrom enthalten ist, berechnen (3.3).

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (3.3)$$

Um dem Luftstrom Leistung zu entziehen, muss seine kinetische Energie und damit seine Geschwindigkeit verringert werden. Da jedoch die Masse an Luft gleich bleibt, vergrößert sich bei reduzierter Geschwindigkeit die Querschnittsfläche des Luftstroms. Dies wird in Abbildung 3.1 verdeutlicht. Dabei gilt, dass der Volumenstrom \dot{V} vor und hinter dem Rotor gleichbleibt (3.4).

$$\dot{V} = A_1v_1 = A_2v_2 \quad (3.4)$$

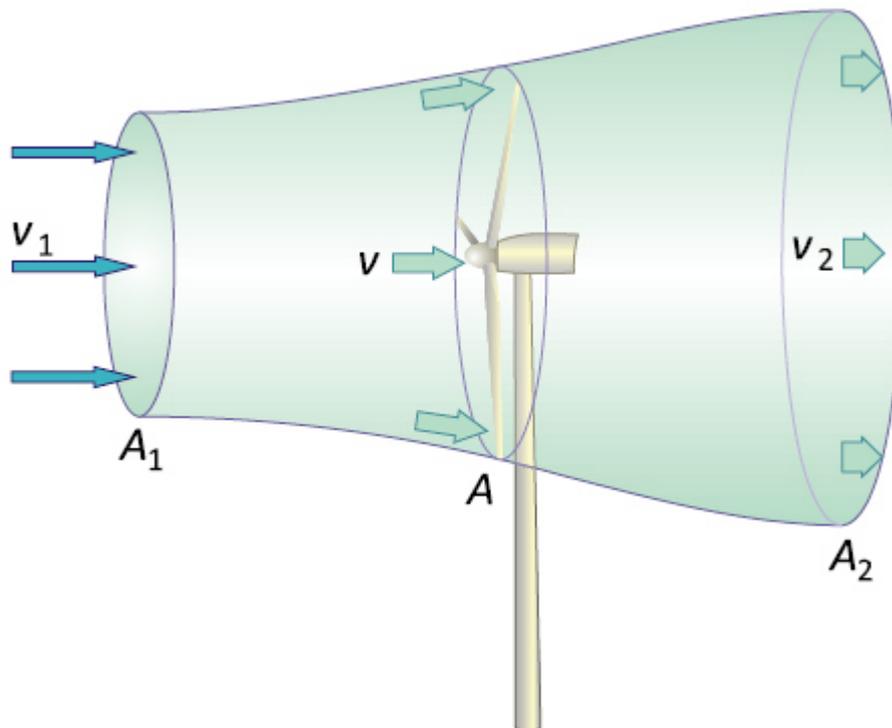


Abbildung 3.1: Strömungsverlauf bei einer Windenergieanlage [QUA19, S. 299]

Die mechanische Leistung, die eine WEA dem Luftstrom entziehen kann, ergibt sich aus der Differenz der Leistungen vor und hinter dem Rotor (3.5). [HAU16]

$$P_{mech} = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1 (v_1^2 - v_2^2) \quad (3.5)$$

Nach [BET26] beträgt der maximale Leistungsbeiwert, das Verhältnis der kinetischen Leistung des Windes und der vom Rotor aufgenommenen Leistung, 0,593 bei einem Verhältnis der Windgeschwindigkeiten hinter und vor dem Rotor von 1/3. Es kann also maximal knapp 60 % der kinetischen Energie des Windes genutzt werden. In der Realität erreichen WEA Leistungsfaktoren von um die 0,5 [QUA19].

Ein Generator wandelt die mechanische Leistung des Rotors in elektrische Leistung in Form von Wechselstrom. Die Nennleistung einer WEA ist vor allem von der Nabenhöhe und dem Rotordurchmesser abhängig. Mit der Nabenhöhe verändert sich die Windgeschwindigkeit, während der Rotordurchmesser die Querschnittsfläche des nutzbaren Windstroms bestimmt. [JAR09; QUA19]

Windenergie kann sowohl „offshore“, also außerhalb der Küste auf dem Meer, oder „onshore“, also zu Land, generiert werden. In dieser Arbeit werden lediglich Onshore-WEA betrachtet.

3.1.2 Photovoltaikenergie

Unter Photovoltaik (PV) wird die direkte Umwandlung der Solarstrahlung in elektrische Energie verstanden [QUA19]. Die Leistungsdichte der außerhalb der Atmosphäre an der Erde ankommenden Strahlung beträgt 1367 W/m^2 und wird als Solarkonstante bezeichnet. Beim Durchtritt der Atmosphäre ändert sich das Spektrum der Strahlung jedoch aufgrund von Reflexion und Streuung, was zu einer Reduktion der tatsächlichen Leistungsdichte führt. Dieser Effekt ist maßgeblich von der Weglänge des Lichts in der Atmosphäre abhängig. Abhängig vom Winkel der Einstrahlung wird daher der sogenannte Air-Mass-Faktor (AM) ermittelt, der die Wegverlängerung im Vergleich zum senkrechten Durchtritt angibt. So kommt nur ein Teil der Solarstrahlung als Direktstrahlung am Boden an. Ein weiterer Teil trifft nach der Streuung als Diffusstrahlung ein. Die Summe aus Direkt- und Diffusstrahlung wird als Globalstrahlung bezeichnet (Abbildung 3.2).

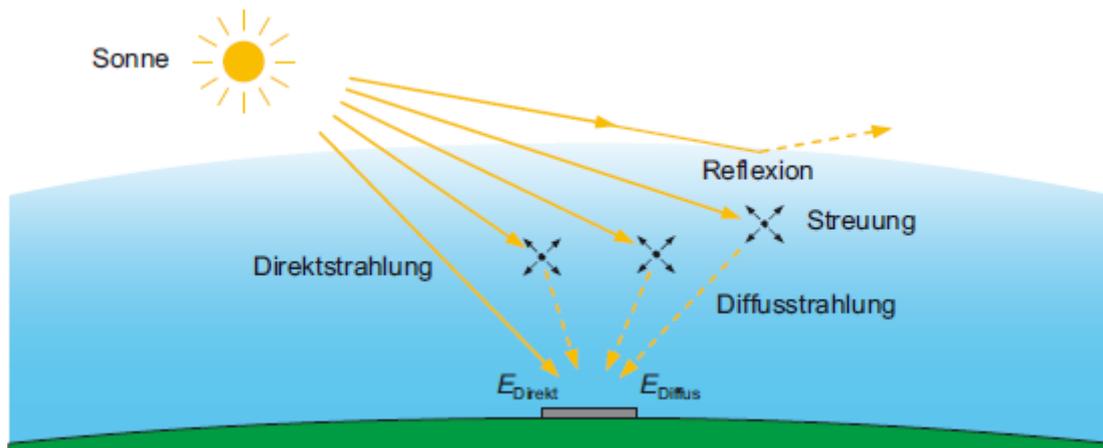


Abbildung 3.2: Zusammensetzung der solaren Globalstrahlung [MER20, S. 44]

Ein PV-Modul besteht aus mehreren verbundenen Solarzellen, in welchen mittels Halbleitertechnik, auf die hier nicht näher eingegangen werden soll, Gleichstrom erzeugt wird. Die Nennleistungsangaben von PV-Modulen haben die Einheit Watt-Peak (Wp) und beziehen sich auf die erzielbare Leistung unter bestimmten Testbedingungen. Die Globalstrahlung beträgt dabei 1000 W/m^2 , die Weglänge $1,5 \text{ AM}$ und die Temperatur des Moduls $25 \text{ }^\circ\text{C}$. In der Realität liegt die gelieferte Leistung häufig darunter und hängt maßgeblich von der Ausrichtung der PV-Module ab. Dabei können der Azimutwinkel, also die Ausrichtung der Module nach Süden, und der Anstellwinkel, also die Neigung des Moduls, variiert werden. [MER20; QUA19]

3.1.3 Hybridkraftwerke

Wind- und PV-Energie gehören beide zu den volatilen Energieträgern. Das heißt, dass sie nicht beständig Energie generieren können, sondern die Stromerzeugung starken jahres- und tageszeitlichen Schwankungen unterliegt. Nachts scheint keine Sonne und im Sommer ist die Ausbeute von PV-Anlagen auf der Nordhalbkugel deutlich größer als im Winter. Windenergie unterliegt weniger starken tageszeitlichen Schwankungen, die Ausbeute, die sich mit Windenergieanlagen erzielen lässt, ist jedoch ebenfalls von der Jahreszeit und vom Standort abhängig. Weitere Einflüsse wie Verschattungen durch Wolken oder Unwetter können die Stromerzeugung zusätzlich beeinflussen. [MER20; QUA19]

Eine Möglichkeit zur Verstärkung der erneuerbaren Stromerzeugung ist die Kombination aus Wind- und PV-Energie in einem Hybridkraftwerk [MAH15]. So könnte beispielweise in Deutschland ein Windpark die reduzierte Stromerzeugung der PV-Anlagen im windreichen Winter ausgleichen. Ob ein Hybridkraftwerk jedoch vorteilhaft ist, hängt stark vom jeweiligen Standort und der möglichen Ausnutzung von Wind- und PV-Energie ab.

3.1.4 Wasserstoffproduktion

Bei Wasserstoff handelt es sich um ein geruch- und farbloses Gas. Wasserstoff besitzt eine hohe gravimetrische Energiedichte. Der Heizwert von Wasserstoff beträgt 33,33 kWh/kg. Aufgrund seiner geringen volumetrischen Energiedichte hat Wasserstoff als Brennstoff jedoch in Bezug auf Transport und Speicherung große Nachteile gegenüber flüssigen Brennstoffen. Durch Verflüssigung oder Verdichtung lässt sich die volumetrische Energiedichte des Wasserstoffs erhöhen, womit die Bedingungen für den Transport und die Speicherung verbessert werden können. Zur Verflüssigung muss der Wasserstoff auf -253 °C gekühlt werden, was einen sehr hohen Energieaufwand erfordert. [BRI17; TÖP17]

Entsprechend der verwendeten Herstellungsverfahren wird Wasserstoff in Farben eingeteilt. Mit heutigem Stand wird weltweit über 90 % des Wasserstoffs aus fossilen Brennstoffen gewonnen. Am weitesten verbreitet ist dabei „grauer“ Wasserstoff, der mittels Dampfreformierung von Erdgas hergestellt wird. „Schwarzer“ und „brauner“ Wasserstoff werden bei der Vergasung von Stein- bzw. Braunkohle gewonnen. Die Kombination aus Dampfreformierung und CO_2 -Abscheide- und Speichertechnologien (CCS, engl.: Carbon Capture and Storage) wird als „blauer“ Wasserstoff bezeichnet. Da CCS-Technologien die Emission von Treibhausgasen nicht vollständig verhindern können, handelt es sich hierbei jedoch nur um eine CO_2 -arme, nicht aber CO_2 -neutrale Herstellungsform von Wasserstoff. Die einzige CO_2 -neutrale Form der Wasserstoffproduktion ist „grüner“ Wasserstoff, der mithilfe erneuerbarer Energieträger erzeugt wird. Dazu wird die Wasserelektrolyse genutzt. [HOM20]

Bei der Wasserelektrolyse wird das Wassermolekül unter Verwendung von Gleichstrom in Wasserstoff und Sauerstoff zersetzt (3.6). Dabei finden an Anode und Kathode jeweils Teilreaktionen statt, die sich je nach Elektrolysetechnologie unterscheiden. Der Ladungsausgleich findet mittels Ionenleitung über einen Elektrolyten statt, der die beiden Teilreaktionen voneinander trennt. Der theoretische Energiebedarf zur Erzeugung eines Kilogramms Wasserstoff mittels Elektrolyse beträgt 39,41 kWh, was dem Brennwert von Wasserstoff entspricht. [BRI17]



Die gängigen Elektrolysetechnologien sind die alkalische Elektrolyse (AEL), die Elektrolyse mittels Polymerelektrolytmembran (PEM) sowie die Hochtemperatur-elektrolyse (Engl.: Solid Oxide Electrolysis, SOE). Die Funktionsprinzipien dieser drei Technologien sind in Abbildung 3.3 dargestellt.

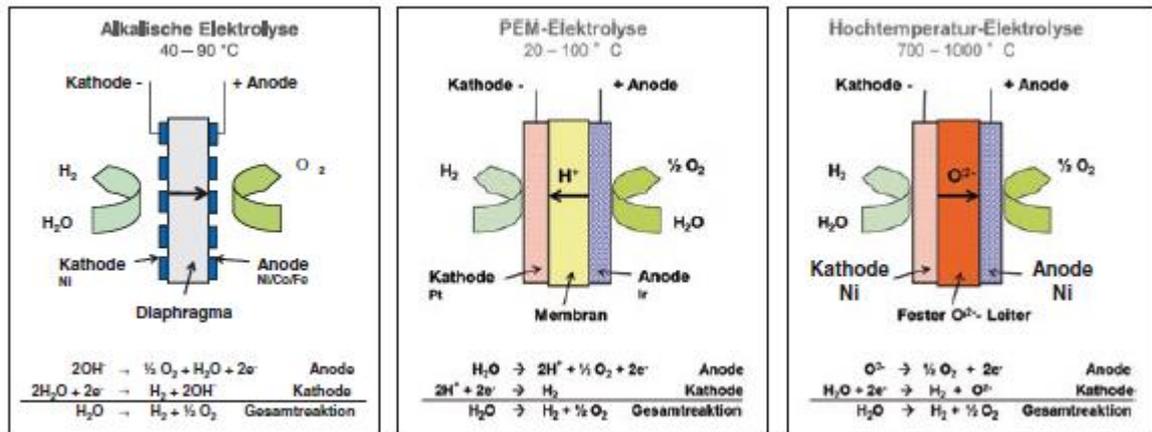
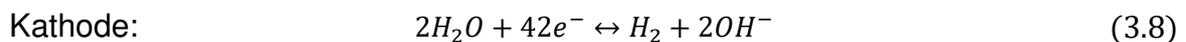
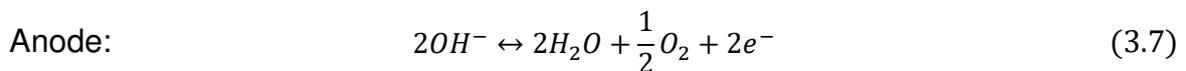
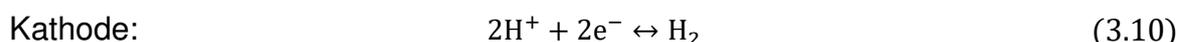
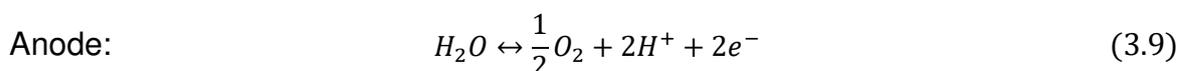


Abbildung 3.3: Funktionsprinzipien gängiger Elektrolysetechnologien [TÖP17, S. 211]

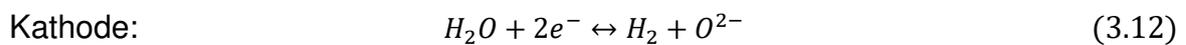
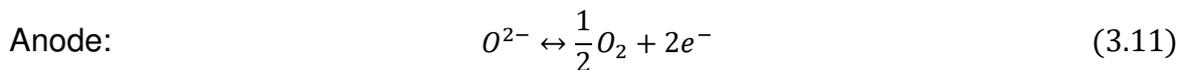
Die alkalische Elektrolyse ist die am meisten verbreitete und am weitesten entwickelte Technologie. Als Elektrolyt wird eine wässrige Kaliumhydroxidlauge genutzt. Das Wasser wird an der Kathode zugeführt, wo es mithilfe von Elektronen in Wasserstoff und Hydroxidionen aufgespalten wird. Die Ionen werden zur Anode geleitet und reagieren dort zu Sauerstoff und Wasser (3.7) & (3.8). Effiziente Anlagen erreichen heute einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 70 % bezogen auf den Heizwert. [BAZ17; IRE20; TÖP17]



Die PEM-Elektrolyse nutzt eine protonenleitende Membran. Das Wasser wird im Gegensatz zu den beiden anderen beschriebenen Technologien an der Anodenseite zugeführt und in H⁺-Ionen und Sauerstoff aufgespalten. Die Ionen werden durch die Membran geleitet und bilden dort mit den Elektronen den Wasserstoff (3.9) & (3.10). Mit heutigem Stand werden elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 % erreicht. Im Gegensatz zur AEL-Technologie zeigen PEM-Elektrolyseure ein deutlich dynamischeres Lastverhalten und können im Bereich von 0 % bis deutlich über 100 % der Nennlast betrieben werden und dem Lastprofil von volatilen erneuerbaren Energieträgern ohne nennenswerte Verzögerungen folgen. Vor allem aufgrund der benötigten Katalysatoren weisen PEM-Elektrolyseure deutlich höhere Investitionskosten auf als alkalische. [BAZ17; IRE20; TÖP17]



Die Hochtemperaturelektrolyse ist bislang noch nicht kommerziell verfügbar. Im Gegensatz zur AEL und PEM-Elektrolyse, die bei unter 100 °C betrieben werden, liegt die Betriebstemperatur der SOE bei bis zu 1000 °C. Da so ein Teil der benötigten Energie in Form von Prozesswärme bereitgestellt werden kann, können elektrische Wirkungsgrade von über 80 % erreicht werden. Das Wasser wird in Form von Wasserdampf an die Kathode herangeführt und dort in Wasserstoff und O^{2-} -Ionen aufgespalten. Die Ionen werden über einen Festkörperelektrolyten zur Anode geleitet und reagieren dort zu Sauerstoff und Elektronen (3.11) & (3.12). [BAZ17; IRE20; TÖP17]



Aufgrund des dynamischen Lastverhaltens eignen sich PEM-Elektrolyseure am besten zur Kopplung mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern. Im Folgenden werden daher nur PEM-Elektrolyseure betrachtet.

Brennstoffzellen funktionieren nach dem umgekehrten Prinzip der Elektrolyse. Wasserstoff und (Luft-) Sauerstoff reagieren zu Wasser. Dabei werden Ionen durch eine Elektrolytschicht geleitet, während die Elektronen mittels eines elektrischen Leiters Strom generieren können. [TÖP17]

3.1.5 Wasserstoffspeicher

Aufgrund seiner geringen Dichte benötigt Wasserstoff bei Umgebungsbedingungen ein sehr großes Volumen zur Speicherung. Um das Volumen zu verringern, sind verschiedene Ansätze zur Wasserstoffspeicherung möglich. Die existierenden Speichertechnologien lassen sich in physikalische und chemische Speicher unterteilen [HAS21]. Bei der chemischen Speicherung wird der Wasserstoff durch Adsorption oder Absorption chemisch an einen Stoff gebunden. Im Folgenden wird jedoch lediglich auf die physikalischen Speichertechnologien eingegangen. Bei der physikalischen Speicherung des Wasserstoffs kann zwischen Druckgasspeichern und Flüssigspeichern unterschieden werden. Flüssiger Wasserstoff wird durch Verdichtung und Kühlung bei -253 °C in Kryospeichern gelagert. Dadurch lässt sich eine volumetrische Dichte von etwa 2,4 kWh pro Liter erzielen. Jedoch ist die Verflüssigung sehr energieaufwendig und benötigt zwischen 28 % und 46 % des gespeicherten Energiegehalts. Zudem lassen sich Undichtigkeiten im Speicher nicht vollständig vermeiden, sodass aufgrund der niedrigen Temperatur ein Teil des gespeicherten Wasserstoffs durch Verdampfen (engl.: boil-off) entweicht. Bei der

Druckgasspeicherung wird der Wasserstoff mittels Kompressoren verdichtet und in Druckgasbehältern aufbewahrt. Bei einem Druck von 700 bar und Umgebungstemperatur lässt sich eine volumetrische Energiedichte von 1,3 kWh pro Liter erzielen. Dafür wird etwa 12 % der gespeicherten Energie benötigt. Drucktanks für eine Speicherung bei 700 bar sind jedoch sehr teuer und für stationäre Anwendungen nicht geeignet. Größere Mengen Wasserstoff werden daher nicht auf über 100 bar (oberirdisch) bzw. 200 bar (unterirdisch) verdichtet. Die unterirdische Speicherung lässt sich entweder in Kavernen oder in unterirdischen Containern realisieren. Die Kavernenspeicherung ist von der jeweiligen Geographie abhängig und daher nicht standortunabhängig einsetzbar. Die Speicherung in unterirdischen Containern bringt dagegen eine schwierige Instandhaltung und Betriebsführung mit sich. Die überirdische Speicherung kann entweder in Drucktanks oder in Pipelines bei 100 bar erfolgen. Aufgrund der geringen Dichte sind teilweise erhebliche Investitionen notwendig, um die erforderliche Menge an Wasserstoff zu speichern. [AND19; KUR15]

3.1.6 Ammoniaksynthese

Ammoniak wird vielfältig eingesetzt. Der größte Teil der weltweiten Produktionsmenge wird zu synthetischen Düngemittel weiterverarbeitet. Zudem findet Ammoniak in der chemischen Industrie, in der Sprengstoffproduktion und als Kühlmittel Anwendung. Im Zuge der Energiewende kommt die Verwendung von klimaneutral hergestelltem Ammoniak als Treibstoff, etwa im Schiffsverkehr, vor allem aber als Energie- bzw. Wasserstoffspeicher hinzu. [FÚN20]

Ammoniak ist ein durchsichtiges, stark riechendes Gas [VAL18]. In seinen Eigenschaften ähnelt es Propan. Bei Standardtemperatur und einem Druck von 12 bar oder bei -33 °C und atmosphärischem Druck ist es flüssig [MOR14]. Durch seine chemischen Eigenschaften ist Ammoniak als Energieträger deutlich einfacher zu handhaben und zu speichern als Wasserstoff. Seine volumetrische Energiedichte ähnelt der von Methanol und beträgt in etwa 40 % der Energiedichte von Diesel. Im Gegensatz zu Wasserstoff ist Ammoniak jedoch giftig und umweltschädlich und bedarf daher besonderer Vorsichtsmaßnahmen beim Umgang. [FUH13]

Ammoniak (NH₃) besteht aus Wasserstoff (H₂) und Stickstoff (N₂) im molekularen Verhältnis 3:1. Etwa 90% des weltweit produzierten Ammoniaks wird mit Hilfe des von Carl Haber und Fritz Bosch Anfang des 20. Jahrhunderts entwickelten Prozesses hergestellt [FUH13; PER21]. Dabei werden Wasserstoff und Stickstoff in einer stark exothermen Reaktion zu Ammoniak synthetisiert (3.13), bei der 46 kJ/mol Wärme freigesetzt werden [LIN20].



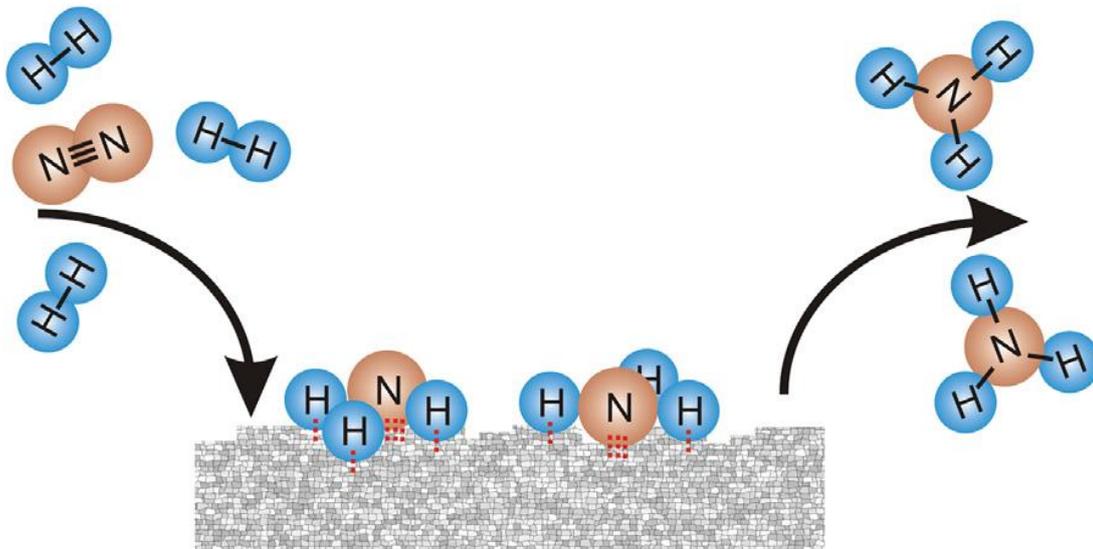


Abbildung 3.4: Katalytische Ammoniaksynthese [PER21, S. 156]

Die Reaktion läuft üblicherweise bei Temperaturen zwischen 350 °C und 550 °C und bei Drücken zwischen 150 bar und 450 bar ab [NAY21]. Dabei werden pro Reaktordurchlauf nur etwa 25 – 35 % des Stickstoffs zu Ammoniak umgesetzt, sodass ein wiederholtes Zuführen in den Reaktor oder ein System aus Reaktorkaskaden notwendig ist, um einen vollständigen Umsatz zu erreichen [PER21]. Die katalytische Ammoniaksynthese ist in Abbildung 3.4 dargestellt: Im stöchiometrischen Verhältnis von 3:1 werden H₂- und N₂-Moleküle zur Katalysatoroberfläche transportiert, wo sie adsorbieren und anschließend miteinander zu NH₃ reagieren [PER21]. Der Haber-Bosch-Prozess ist technisch ausgereift, sodass kaum noch Verbesserungen zu erwarten sind. Jedoch sind die meisten Anlagen für große Produktionsmengen ausgelegt und müssen für die Produktion von grünem Ammoniak herunterskaliert werden [FÜN20].

Beim konventionellen Haber-Bosch-Prozess wird aus Erdgas und Umgebungsluft ein Synthesegas gebildet. Mittels Dampfreformierung wird aus dem Erdgas und dem Luftsauerstoff Wasserstoff und Kohlendioxid (CO₂) gebildet. Nach Abtrennung des CO₂ wird das Synthesegas in den Haber-Bosch-Reaktor geleitet. [BAZ17; ROY20] Analog zur Wasserstoffproduktion wird auch Ammoniak abhängig von seiner Herstellungsart in Farben unterteilt. Das konventionelle, auf Wasserstoff aus fossilen Energieträgern basierende Ammoniak wird als „braunes Ammoniak“ bezeichnet. „Blaues Ammoniak“ entsteht, wenn bei der konventionellen Produktion der CO₂-Ausstoß mit Hilfe von Abscheidetechnologien (CCS) reduziert wird. „Grünes Ammoniak“ basiert ausschließlich auf erneuerbaren Energieträgern. [ROU21; ROY20] Für die Produktion von grünem Ammoniak wird Wasserstoff mittels Elektrolyse aus Wasser gewonnen. Der Stickstoff muss mittels einer Luftzerlegungsanlage aus der Umgebungsluft abgetrennt werden, da im Gegensatz zum konventio-

nellen Prozess keine Reaktion des Sauerstoffs möglich ist. Das Synthesegas besteht dann abgesehen von minimalen Unreinheiten ausschließlich aus Wasserstoff und Stickstoff.

Der gesamte Syntheseprozess ist in Abbildung 3.5 dargestellt: In einem ersten Schritt werden Wasserstoff und Stickstoff auf den benötigten Betriebsdruck verdichtet (1), bevor das Gasgemisch in den Reaktor geleitet wird (3). Nach dem Reaktordurchlauf wird Ammoniak aus dem Gasstrom separiert (4) und zur weiteren Nutzung bzw. in einen Speicher weitergeleitet (7). Der nicht umgesetzte Anteil des Synthesegases wird recycelt und dem Reaktor erneut zugeführt (2), wobei die im Gasstrom verbliebenen Unreinheiten, zumeist Argon aus der Umgebungsluft, als Abgas abgelassen werden. Während beim konventionellen Prozess der Großteil der benötigten Energie in Form von Erdgas bereitgestellt wird, ist der grüne Prozess vollständig elektrisch betrieben. Der größte Anteil des elektrischen Energiebedarfs entfällt dabei auf die Elektrolyse. [BAZ17] Der Energiebedarf für die Produktion einer Tonne Ammoniak wird in der Literatur mit Werten zwischen 9,41 MWh [GRI16] und 10,8 MWh [BAZ17] angegeben, wobei 8,42 MWh bzw. 9,1 MWh auf die Elektrolyse und 0,44 MWh bzw. 1,4 MWh auf die Ammoniaksynthese inklusive der Verdichtung des Synthesegases entfallen. Die Differenz wird für die Luftzerlegung benötigt.

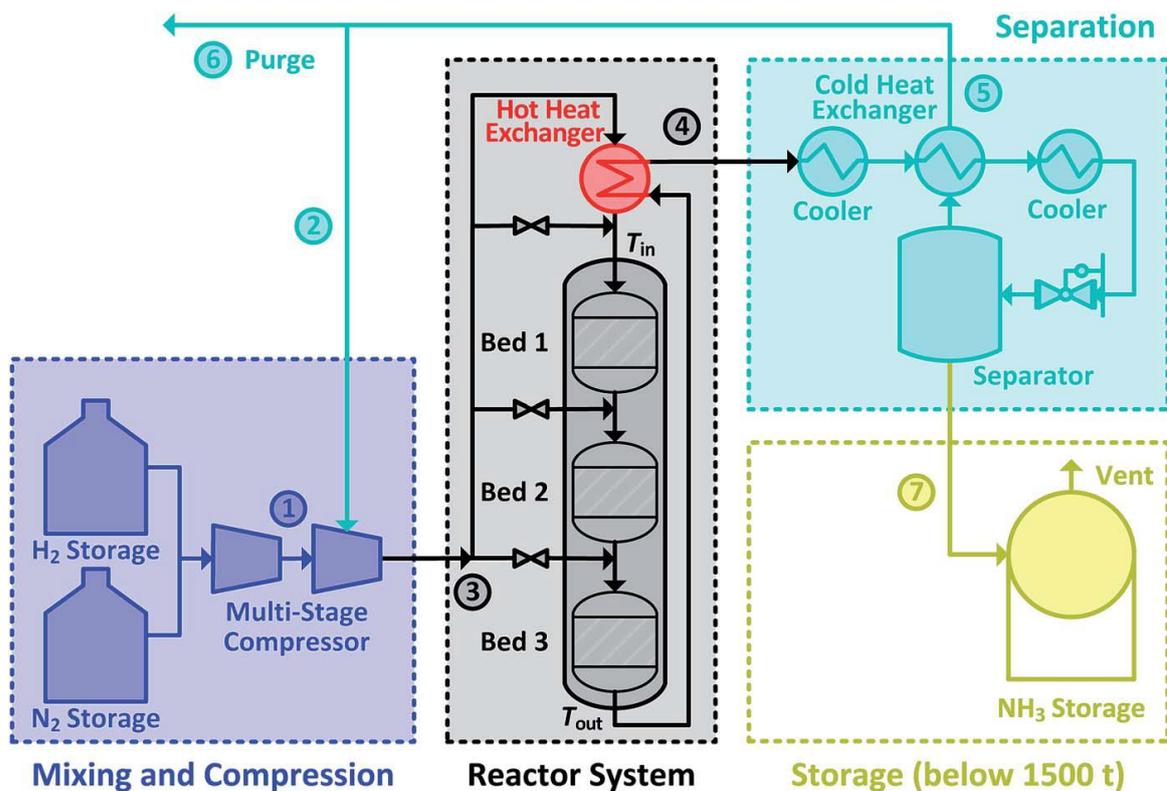


Abbildung 3.5: Ammoniaksynthese mit einem Dreibettreaktorsystem [CHE18, S. 2]

Konventionelle Anlagen sind zumeist auf eine Massenproduktion im statischen Betrieb ausgelegt und können Produktionsmengen von über 3000 t am Tag liefern. Die Kopplung der grünen Ammoniakproduktion mit der volatilen Stromerzeugung erneuerbarer Energieträger erfordert jedoch einen flexiblen Betrieb des Syntheseprozesses, wofür sich nach heutigem Stand vor allem Anlagen mit einer Produktionskapazität von weniger als 300 t pro Tag eignen. Nach einem kompletten Abschalten der Synthese benötigt der Reaktor eine Anlaufzeit von 30 oder mehr Stunden, da der Katalysator regeneriert werden muss. Während dieser Zeit ist eine geringe Ammoniakproduktion jedoch bereits möglich. [FUH13] Da der größte Teil des Energiebedarfs auf die Wasserstoffproduktion entfällt, ist Wasserstoff der limitierende Faktor der Ammoniaksynthese. Eine Veränderung des Verhältnisses von Wasserstoff zu Stickstoff ist daher die beste Möglichkeit zur Flexibilisierung des Prozesses [ROU19]. [CHE18] haben mehrere Prozessvariablen dahingehend untersucht, welchen Beitrag sie zu einer Reduktion des Wasserstoffbedarfs und damit zu einem dynamischen Betrieb des Haber-Bosch-Reaktors leisten können. Das $H_2:N_2$ -Verhältnis lässt sich demnach von 3:1 auf etwa 1:1 reduzieren, was eine Verringerung des Wasserstoffbedarfes um 67 % und damit eine Teillast des Synthesebetriebs von bis zu 33 % ermöglicht. Auch eine Erhöhung der Inertgaskonzentration (36 % Reduktion) und die Veränderung des gesamten Stoffstroms (16 % Reduktion) können einen dynamischen Betrieb begünstigen. [ARM20] nehmen eine Teillast von 60 % als ohne weiteres möglich an. Der Laständerungsgradient kann pro Stunde um etwa 20 % bezogen auf die Nennlast verändert werden. In einem optimistischen Szenario wird davon ausgegangen, dass sich durch die Kombination der oben genannten Maßnahmen eine Teillast von 20 % erreichen ließe. Tabelle 3.1 zeigt die in der Literatur angegebenen Werte für einen dynamischen Betrieb der Ammoniaksynthese.

Tabelle 3.1: Literaturangaben zum dynamischen Betrieb der Ammoniaksynthese

Minimale Teillast	Kaltstartzeit	Quelle
65 %	30h	[FUH13]
60 % (20 %)	48h	[ARM20]
33 %	Keine Angabe	[CHE18]
20 % – 30 %	Keine Angabe	[IKÄ18]
20 %	Keine Angabe	[PER21]

Um einen kompletten Shutdown der Anlage möglichst zu vermeiden, ist einerseits eine Überinstallation an erneuerbaren Energien denkbar, sodass zu jedem Zeitpunkt ausreichend elektrische Leistung zur Verfügung steht. Diese wird sowohl zur Wasserstoffproduktion als auch zum Betrieb der Synthese benötigt. Eine Alternative

stellt ein Wasserstoffspeicher dar, der die Wasserstoffproduktion von der Stromerzeugung entkoppelt [NAY20]. Um den Energiebedarf der Synthese zu decken, wenn kein Strom zur Verfügung steht, kann ein Batteriespeicher eingesetzt werden [SAL22]. Eine Hybridisierung der Stromerzeugung kann den Energiespeicherbedarf reduzieren, wenn dadurch die Abdeckung des Energiebedarfs für Elektrolyse und Synthese verbessert wird. [ARM20]. Die Auslegung der Synthese ist vom gewünschten Nutzen abhängig: Liegt der Fokus auf der Ammoniakproduktion, sollten sowohl die Synthese als auch die Elektrolyse verhältnismäßig klein ausgelegt werden, um möglichst viele Volllaststunden zu erreichen. Soll ein größtmöglicher Anteil des produzierten Stroms genutzt werden, ist die Elektrolyse groß auszulegen und mit einem Wasserstoffspeicher zu kombinieren [PER21]. [NAY18] kombinieren einen Wasserstoffspeicher zusätzlich mit einer Brennstoffzelle. So kann zu jedem Zeitpunkt der Betrieb der Synthese sichergestellt werden, indem bei mangelnder Stromproduktion ein Teil des gespeicherten Wasserstoffs in elektrische Energie umgewandelt wird, um den Synthesebetrieb aufrechtzuerhalten.

Ein kontinuierlicher Ammoniaksynthesebetrieb kann also einerseits durch einen Wasserstoffspeicher, ggf. in Kombination mit einer Brennstoffzelle, erreicht werden. Andererseits kann durch die Hybridisierung und die Überinstallation der erneuerbaren Stromproduktion sowie einen Batteriespeicher bereits die Elektrolyse in ihrer Auslastung verstetigt werden, sodass die Synthese der Wasserstoffproduktion folgen kann.

3.1.7 Luftzerlegung

Für die Bereitstellung des Stickstoffs für die Ammoniakproduktion wird eine Luftzerlegungsanlage (Engl.: Air Separation Unit, ASU) benötigt. Stickstoff lässt sich mittels drei verschiedener Technologien aus der Umgebungsluft gewinnen: Kryogene Luftzerlegung, Druckwechseladsorption (engl.: Pressure Swing Adsorption, PSA) und Membranseparation. [MOR14] Bei der kryogenen Luftzerlegung wird die Luft zunächst auf etwa 6,45 bar verdichtet und in einem Molekularsieb von Unreinheiten gereinigt. Anschließend wird die Luft auf -171 °C abgekühlt und somit verflüssigt. Durch Destillation werden Stickstoff und Sauerstoff voneinander getrennt. [YAN10] Bei der PSA wird der Stickstoff mittels Kohlenstoffmolekularsieben aus der Luft getrennt, die den Sauerstoff und weitere Unreinheiten zurückhalten. Um einen kontinuierlichen Betrieb zu gewährleisten, bestehen PSA-Systeme häufig aus zwei Betten. Im einen Bett findet der Separationsprozess statt, während aus dem anderen, sobald der Sättigungszustand eingetreten ist, über die Verringerung des Druckes die Gase abgelassen werden. [LEM99] Membransysteme separieren den Stickstoff durch die selektive Gasdurchlässigkeit der Membran [IVA12]. Sowohl die kryogene

Luftzerlegung als auch PSA sind ausgereifte Technologien zur Bereitstellung von Stickstoff, während die Membrantechnologie noch nicht kommerziell verfügbar ist [ROU19; CHO16].

Die wichtigsten Faktoren bei der Auswahl der Technologie sind die gewünschte Stickstoffreinheit sowie der benötigte Volumenstrom. Beim elektrolysegespeisten Haber-Bosch-Prozess ist eine Stickstoffreinheit von $>99,99\%$ erforderlich. Eine solche Stickstoffreinheit ist nach heutigem Stand nur mit kryogener Luftzerlegung oder PSA zu erreichen, nicht aber mit der Membran-Technologie. [MOR14; IVA12] PSA eignet sich vor allem für kleinere und mittlere Volumenströme, kryogene Luftzerlegung ist auch in großskaligen Anlagen nutzbar. So können mit PSA Ammoniakproduktionsmengen von bis zu 150 Tonnen pro Tag erreicht werden, während mit CAS auch Produktionsmengen von mehr als 300 Tonnen Ammoniak pro Tag realisierbar sind [SÁN18]. Die Energiebedarfe bezogen auf die produzierte Menge Stickstoff werden in der Literatur mit Werten zwischen 0,1 MWh/t und 0,4 MWh/t bei kryogener Luftzerlegung und zwischen 0,11 MWh/t und 0,3 MWh/t für PSA angegeben [BAZ17; IKÄ18; MOR14; ROU21]. Während mit kryogener Luftzerlegung ein Betriebsbereich von 60–100 % der Nennleistung möglich ist, kann eine PSA-Anlage mit bis zu 30 % Teillast betrieben werden [ROU19].

3.2 Investitionsrechnung

In der Investitionsrechnung wird zwischen statischen und dynamischen Verfahren unterschieden. Statische Verfahren zeichnen sich dadurch aus, dass sie keine zeitliche Verteilung der auftretenden Zahlungen berücksichtigen und somit auch etwaige Zinseffekte nicht einkalkuliert werden. Dagegen beziehen dynamische Verfahren sowohl den Zeitpunkt der Zahlungen als auch damit einhergehende Zinseffekte ein. [NOO18] Um eine Vergleichbarkeit der Zahlungen sicherzustellen, werden alle Zahlungsströme entweder auf einen Zeitpunkt unmittelbar vor Beginn (Abzinsung) oder nach Ende (Aufzinsung) der Investitionsdauer bezogen [BEC18]. Für die Berechnung der Gestehungskosten von PtX-Produkten müssen sowohl die Investitionskosten zu Beginn der Projektlaufzeit, als auch laufende Kosten sowie eventuelle Ersatzbeschaffungen berücksichtigt werden. Daher kommt für die Berechnungen in dieser Arbeit nur ein dynamisches Verfahren in Frage. Mittels der Kapitalwertmethode kann der erwirtschaftete Überschuss über die gesamte Laufzeit der Investition bezogen auf einen Zeitpunkt unmittelbar vor Beginn berechnet werden. Die Annuitätenmethode hingegen berechnet einen gleich hohen Überschuss für eine bestimmte Periode der Laufzeit, zum Beispiel ein Jahr. [BEC18] Durch die Kapitalwert-

methode wird also der Totalerfolg einer Investition berechnet, durch die Annuitätenmethode ein Periodenerfolg, die Annuität [NOO18]. Da in dieser Arbeit im Folgenden PtX-Produktionsmengen anhand von Stromerzeugungszeitreihen für ein Jahr berechnet werden, wird die Annuitätenmethode als Verfahren zur Investitionsrechnung gewählt. Alle anfallenden Kosten werden unter Berücksichtigung der Preisänderungsrate und des Zinssatzes sowie der Nutzungsdauer einzelner Komponenten in durchschnittliche jährliche Kosten umgerechnet. Die Annuitätenmethode wird in Kapitel 4.2 detailliert beschrieben.

4 Methodisches Vorgehen

Im Folgenden wird das methodische Vorgehen bei der Entwicklung des Optimierungstools erläutert. Zunächst wird in Kapitel 4.1 der Aufbau des betrachteten PtX-Produktionssystems beschrieben. In Kapitel 4.2 wird die Berechnung der PtX-Gestehungskosten erklärt. Der Aufbau des Optimierungstools wird in Kapitel 4.3 erläutert. Die technoökonomischen Annahmen, die für diese Arbeit getroffen wurden, sind in Kapitel 4.4 aufgeführt.

4.1 Aufbau des PtX-Produktionssystems

Das gesamte System zur Herstellung der PtX-Produkte wird als Inselsystem konzipiert, sodass keine Anbindung ans Stromnetz vorliegt. Die Systemkomponenten lassen sich in die Bereiche Stromerzeugung, Wasserstoffproduktion und ggf. nachgelagerte Synthese gliedern.

Für die Stromerzeugung wird ein Hybridkraftwerk aus Wind- und PV-Energie installiert. Die Kombination dieser beiden Energiequellen soll die unbeständige Stromproduktion glätten. Die Wasserstoffproduktion wird mit einem PEM-Elektrolyseur realisiert. Für den Fall, dass nicht Wasserstoff das Endprodukt sein soll, sondern eines seiner Derivate, müssen zusätzlich noch die Syntheseanlage sowie eine Anlage zur Bereitstellung des benötigten zusätzlichen Edukts installiert werden. Bei der Produktion grünen Ammoniaks, auf welcher der Fokus dieser Arbeit liegt, werden eine Luftzerlegungsanlage zur Bereitstellung des Stickstoffs und ein Haber-Bosch-Reaktor für die Ammoniaksynthese benötigt. Abhängig von Standort und Aufbau des Systems sind zudem infrastrukturelle Elemente notwendig, um den Energie- und Stofftransport zu gewährleisten. Eine Umspannstation (engl.: Substation) am Hybridkraftwerk wandelt den erzeugten Strom mittels eines Transformators auf das erforderliche Spannungsniveau. Über eine Stromleitung wird die elektrische Energie zum Elektrolyseur sowie zur Syntheseanlage transportiert. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass der Wechselrichter zur Wandlung des im PV-Park erzeugten Gleichstroms in Wechselstrom sowie Komponenten zur Überwachung und Regulierung des Hybridkraftwerks in den Kosten für die Wind- und PV-Anlagen inbegriffen sind. Zudem werden Einrichtungen zur Stabilisierung des Inselstromnetzes vernachlässigt. Für den Fall, dass sich der Elektrolyseur und der Haber-Bosch-Reaktor nicht am selben Ort befinden, muss außerdem eine Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden. In dieser Arbeit wird jedoch davon ausgegangen, dass beide

Anlagen sich nebeneinander befinden und der Wasserstoff näherungsweise direkt vom Elektrolyseur in den Reaktor geleitet werden kann. Soll der Wasserbedarf des Elektrolyseurs mit Meerwasser gedeckt werden, wird zusätzlich eine Meerwasserentsalzungsanlage benötigt. Wie in Kapitel 3.1.4 beschrieben, kann der Elektrolyseur im Lastbereich von 0–100 % dynamisch betrieben werden und so auf die unbeständige Erzeugung von Wind- und PV-Energie reagieren. Näherungsweise wird davon ausgegangen, dass die Elektrolyse die Stromerzeugungszeitreihe des Hybridkraftwerks ohne Verzögerung nachfahren kann. Die Haber-Bosch-Synthese kann jedoch nur bis zu einem gewissen Grad und oberhalb einer minimalen Teillast dynamisch betrieben werden. Bei unzureichender Wasserstoffversorgung muss der Reaktor für bis zu zwei Tage heruntergefahren werden. Um dies zu vermeiden, werden verschiedene Optionen zur Flexibilisierung des Systems geprüft. Geeignete Werkzeuge zur Sicherung eines kontinuierlichen Synthesebetriebes können eine Überinstallation an erneuerbarer Energiekapazität sowie ein Wasserstoffspeicher sein [NAY20]. Erstere sorgt dafür, dass möglichst immer ausreichend elektrische Energie für die notwendige Wasserstoffproduktion vorhanden ist. Letzterer bildet einen Puffer, um die unbeständige Produktion von Strom und Wasserstoff ausgleichen zu können. Um bei unzureichender Stromerzeugung auch den Energiebedarf der Synthese sowie der Luftzerlegungsanlage bedienen zu können, ist der Einsatz einer Brennstoffzelle denkbar [NAY18]. Mittels Wasserstoff aus dem Speicher kann so die notwendige elektrische Energie bereitgestellt werden. Zusätzlich soll die Nutzung eines Batteriespeichers untersucht werden, in den überschüssiger Strom eingespeichert werden kann, um in Zeiten geringer Erzeugung den Betrieb der Synthese aufrechtzuerhalten. Im Fall der reinen Wasserstoffherstellung kann die Batterie dazu dienen, die Produktionsmenge zu erhöhen, indem der eingespeicherte Strom in Zeiten geringer Erzeugung zum Betrieb der Elektrolyse genutzt wird. Die weitere Verwendung und der Transport des produzierten Endproduktes werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

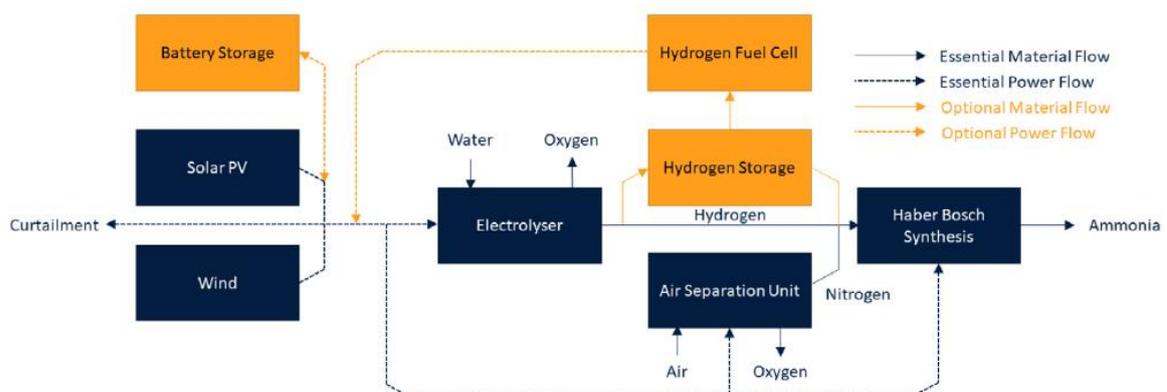


Abbildung 4.1: Schematischer Aufbau des Inselfsystems zur Produktion von grünem Ammoniak [SAL22, S. 3]

Die Produktionsanlagen für Strom, Wasserstoff und Ammoniak sowie die dafür erforderliche Infrastruktur sind für den Betrieb des gesamten Systems unerlässlich. Die Batterie- und Wasserstoffspeicher sowie die Brennstoffzelle sind dagegen optional, da sie lediglich dazu dienen, eine flexible Produktion zu ermöglichen. Der schematische Aufbau des Systems mit seinen obligatorischen und optionalen Komponenten ist in Abbildung 4.1 verdeutlicht.

Ziel dieser Arbeit ist die Optimierung der Systemkonfiguration für die Herstellung von PtX-Produkten hinsichtlich ihrer Gestehungskosten. Diese Kosten werden durch das Verhältnis des finanziellen Aufwands der Produktion zur produzierten Menge des entsprechenden Endprodukts gebildet. Hierfür muss definiert werden, welche Komponenten in die jeweiligen Gestehungskosten einbezogen werden. Die Systemgrößen werden so gewählt, dass für die Stromgestehungskosten lediglich das Hybridkraftwerk und die Umspannstation betrachtet werden. Für die Wasserstoffgestehungskosten werden neben der Elektrolyse die Stromleitung sowie der Batteriespeicher einbezogen. In den Ammoniakgestehungskosten sind alle Komponenten des Systems enthalten. In Abbildung 4.2 ist das Inselfsystem mit seinen Komponenten dargestellt. Die Grenzen der betrachteten Subsysteme „Electricity“, „Hydrogen“ und „Ammonia“ sind gekennzeichnet. Die einzelnen Subsysteme umfassen jeweils ausschließlich die Komponenten, die für die Bereitstellung des jeweiligen Produktes notwendig sind. Die Hochspannungsleitung und der Batteriespeicher, die für den Stromtransport zum Elektrolyseur und das Abpuffern der volatilen Stromerzeugung benötigt werden, gehören zum System „Hydrogen“. Der Wasserstoffspeicher und die Brennstoffzelle (BZ), die einen kontinuierlichen Betrieb der Ammoniaksynthese sicherstellen sollen, werden zum System „Ammonia“ gezählt.

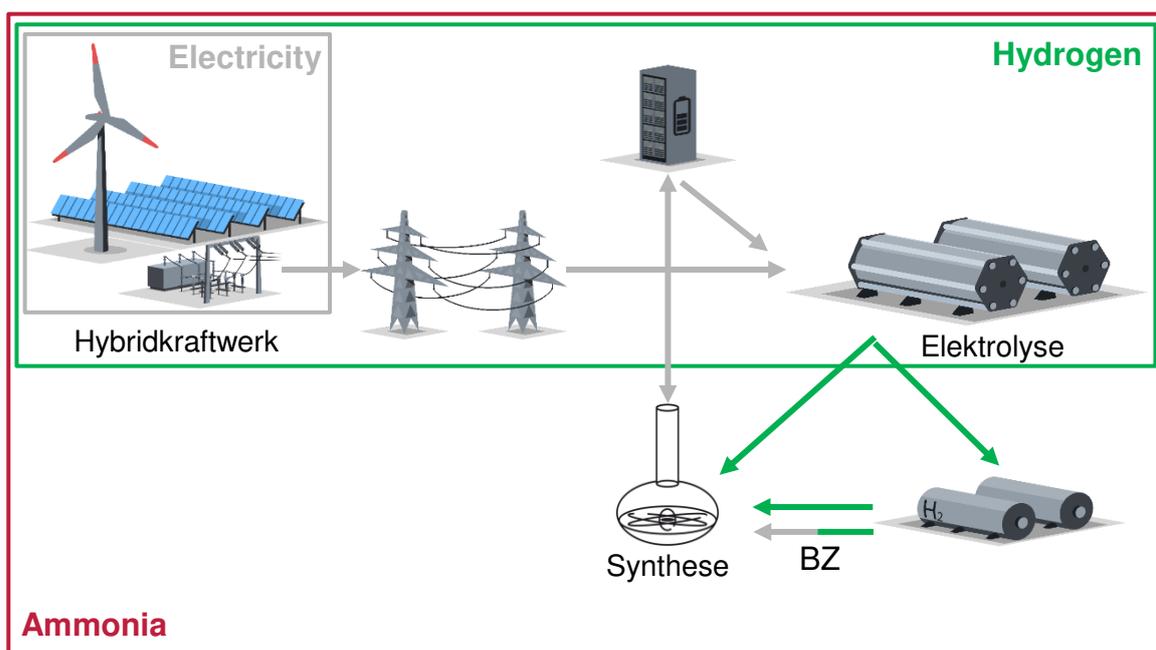


Abbildung 4.2: Systemgrenzen der Gestehungskosten (eigene Darstellung)

Die einzelnen Parameter für die Optimierungsrechnung für einen gegebenen Standort lassen sich in vorgegebene fixe Werte und in zu optimierende Variablen unterteilen. Für die in dieser Arbeit entwickelte Optimierung soll die Elektrolyseleistung als Input vorgegeben werden, für den die Konfiguration der restlichen Systemkomponenten optimiert wird. Die jeweiligen Standortdaten für die genormte Wind- und PV-Erzeugung sowie alle Kostenannahmen und ökonomischen Parameter werden ebenfalls als Inputparameter vorgegeben. Die Zusammensetzung des Hybridkraftwerks, also die jeweils installierte Wind- und PV-Leistung, die Nennleistung der Synthese sowie die Kapazitäten des Batteriespeichers und der Brennstoffzelle und die Größe des Wasserstoffspeichers sollen hingegen optimiert werden, um die Konfiguration mit den geringsten Gestehungskosten zu ermitteln. Die Wind- und PV-Leistung soll jeweils zwischen 0 % und 200 % in 5-%-Schritten der installierten Elektrolyseleistung variiert werden, um eine ausreichende Überinstallation zu berücksichtigen. Bei 100 MW installierter Elektrolyseleistung würden die Wind- und PV-Leistungen also jeweils zwischen 0 MW und 200 MW in 5-MW-Schritten variiert, sodass insgesamt eine installierte Leistung des Hybridkraftwerks von bis zu 400 MW untersucht würde. Die Syntheseleistung soll nicht oberhalb der Wasserstoffnennproduktion liegen, da ein Vollastbetrieb dann nicht mehr möglich wäre. Daher soll die Größe der Synthese zwischen 50 % und 100 % der Elektrolyseleistung analysiert werden. Die Schrittweite soll 5 % betragen. Batterie- und Wasserstoffspeicher sollen eine maximale Kapazität als Input vorgegeben bekommen. Die tatsächliche Größe soll zwischen 0 % und 100 % dieses Maximalwertes in 10-%-Schritten variiert werden. Die Brennstoffzellenkapazität soll dem Energiebedarf von Haber-Bosch-Synthese und Luftzerlegung entsprechen, um einen Betrieb bei Strommangel gewährleisten zu können. Die Schrittweite der Parametervariation kann angepasst werden, da sie Auswirkungen auf die Anzahl der untersuchten Systemkonfigurationen und somit auf die Rechenzeit des Optimierungstools hat.

4.2 Berechnung der PtX-Gestehungskosten

Die PtX-Gestehungskosten (Engl.: Levelized Cost of PtX, LCOX) ergeben sich aus dem Quotienten der anfallenden Kosten und der produzierten Menge (4.1).

$$LCOX = \frac{\text{Summe aller Kosten}}{\text{Produktionsmenge}} \quad (4.1)$$

In dieser Arbeit werden die Gestehungskosten anhand von Stromzeitreihen für ein Jahr bestimmt. Daraus ergeben sich PtX-Produktionsmengen für jeweils ein Jahr. Die Summe der anfallenden Kosten muss also ebenfalls in einen durchschnittlichen

Wert für ein Jahr umgerechnet werden. Im Folgenden wird zunächst die Berechnung der PtX-Produktionsmengen erläutert, bevor anschließend die Berechnung der Kosten beschrieben wird. Mit diesen beiden Werten kann (4.1) entsprechend der LCOX ermittelt werden.

Die Berechnung der PtX-Produktionsmengen erfolgt entlang der Prozessschritte und wird nachfolgend am Beispiel von Ammoniak beschrieben. Die Summe aus Wind- und PV-Erzeugung ergibt die vom Hybridkraftwerk für die Elektrolyse und die Haber-Bosch-Synthese sowie die Luftzerlegung (ASU, engl.: Air Separation Unit) zur Verfügung gestellte Leistung P_{hybrid} (4.2). Die absoluten Erzeugungszeitreihen des Hybridkraftwerks P_{Wind} und P_{PV} ergeben sich aus der Multiplikation der normierten Wind- und PV-Zeitreihenwerte P_{norm} und der jeweils installierten Leistung P_{inst} ((4.3) und (4.4)). Der Energiebedarf für Synthese und ASU wird vereinfachend als konstant angenommen.

$$P_{hybrid} = P_{Wind} + P_{PV} \quad (4.2)$$

$$P_{Wind} = P_{norm,Wind} * P_{inst,Wind} \quad (4.3)$$

$$P_{PV} = P_{norm,PV} * P_{inst,PV} \quad (4.4)$$

Für jeden untersuchten Zeitpunkt des Jahres wird abgefragt, welche Leistung für die Elektrolyse bereitgestellt werden kann. Ist P_{hybrid} größer oder gleich der Summe aus der installierten Elektrolyseleistung $P_{ely,inst}$ und dem Leistungsbedarf von Haber-Bosch-Synthese und ASU P_{HB+ASU} , dann kann die Elektrolyse mit voller Leistung betrieben werden. Bei Stromüberschuss kann ein Batteriespeicher geladen werden. Liegt die Leistung des Hybridkraftwerks unterhalb der Elektrolyseleistung, dann wird die Elektrolyse mit der Differenz aus Erzeugungsleistung und Bedarf von Synthese und ASU betrieben. Steht weniger Leistung zur Verfügung, als Synthese und ASU benötigen, wird kein Wasserstoff produziert. Die Differenz zum Betrieb der Synthese wird nach Möglichkeit vom Batteriespeicher oder der Brennstoffzelle bereitgestellt (4.5).

$$P_{ely} = \begin{cases} P_{ely,inst}, & \text{wenn } P_{hybrid} \geq P_{ely,inst} + P_{HB+ASU} \\ P_{hybrid} - P_{HB+ASU}, & \text{wenn } P_{hybrid} > P_{HB+ASU} \\ 0, & \text{wenn } P_{hybrid} \leq P_{HB+ASU} \end{cases} \quad (4.5)$$

Die produzierte Menge an Wasserstoff pro Zeiteinheit $\dot{m}_{H_2,prod}$ ergibt sich aus der Elektrolyseleistung, dem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs η_{ely} und dem Heizwert von Wasserstoff LHV_{H_2} (4.6).

$$\dot{m}_{H_2,prod} = P_{ely} * \eta_{ely} / LHV_{H_2} \quad (4.6)$$

Da die Wasserstoffproduktion sehr energieaufwändig und somit deutlich abhängiger von der Fluktuation der hybriden Stromerzeugung ist als die Stickstoffbereitstellung aus der Umgebungsluft, ist Wasserstoff für die Ammoniaksynthese der limitierende Faktor. Daher wird die Auslastung der Synthese, neben dem Energiebedarf des Haber-Bosch-Prozesses, nur von der Verfügbarkeit des Wasserstoffs abhängig gemacht. Der verfügbare Wasserstoff, \dot{m}_{H_2} , ergibt sich aus der Summe der Produktion und dem aus dem Speicher entnommenen Wasserstoff $\dot{m}_{H_2,stor,out}$ (4.7). Steht mehr oder genauso viel Wasserstoff zur Verfügung, wie die Synthese zum Nennlastbetrieb benötigt, $\dot{m}_{H_2,HB,nenn}$, wird die Synthese mit Nennlast betrieben (4.8). Sofern die für den minimalen Teillastbetrieb notwendige Wasserstoffmenge, $\dot{m}_{H_2,HB,min}$, verfügbar ist, kann die Synthese im Teillastbetrieb laufen. Ist dies nicht der Fall, wird der Haber-Bosch-Prozess abgeschaltet und muss, wie in 3.1.6 beschrieben, für mehrere Stunden ausgeschaltet bleiben. Die Anlauf- und Herunterfahrzeiten des Reaktors beim Ein- und Abschalten sowie der Lastwechselgradient werden vernachlässigt. Die Ammoniakproduktion wird über den Wasserstoffinput in den Synthesereaktor, $\dot{m}_{H_2,HB}$, und den massespezifischen Wasserstoffbedarf von Ammoniak berechnet (4.9).

$$\dot{m}_{H_2} = \dot{m}_{H_2,prod} + \dot{m}_{H_2,stor,out} \quad (4.7)$$

$$\dot{m}_{H_2,HB} = \begin{cases} \dot{m}_{H_2,nenn}, & \text{wenn } \dot{m}_{H_2} \geq \dot{m}_{H_2,HB,nenn} \\ \dot{m}_{H_2}, & \text{wenn } \dot{m}_{H_2} > \dot{m}_{H_2,HB,min} \\ 0, & \text{wenn } \dot{m}_{H_2} < \dot{m}_{H_2,HB,min} \end{cases} \quad (4.8)$$

$$\dot{m}_{NH_3,prod} = \frac{\dot{m}_{H_2,HB}}{0,178} \quad (4.9)$$

Der Batteriespeicher soll immer dann geladen werden, wenn das Hybridkraftwerk mehr Strom erzeugt, als die Elektrolyse umsetzen kann, und andernfalls abgeregelt werden müsste. Wenn nicht ausreichend Strom zum Betrieb der Synthese und der ASU bereitgestellt wird, soll die Differenz durch die Batterie ausgeglichen werden. Reicht die gespeicherte Energie nicht, um den Betrieb der Synthese zu gewährleisten, wird der Haber-Bosch-Reaktor abgeschaltet. Alternativ zur Batterie kann eine

Brennstoffzelle genutzt werden, um den Synthesebetrieb aufrechtzuerhalten, welche Wasserstoff aus dem Speicher zur Stromproduktion nutzt. Der Wasserstoffspeicher soll möglichst klein gehalten werden, um Kosten zu reduzieren, gleichzeitig aber einen kontinuierlichen Betrieb der Ammoniaksynthese ermöglichen. Die Konfiguration zur Nutzung des Speichers ist in Abbildung 4.3 dargestellt.

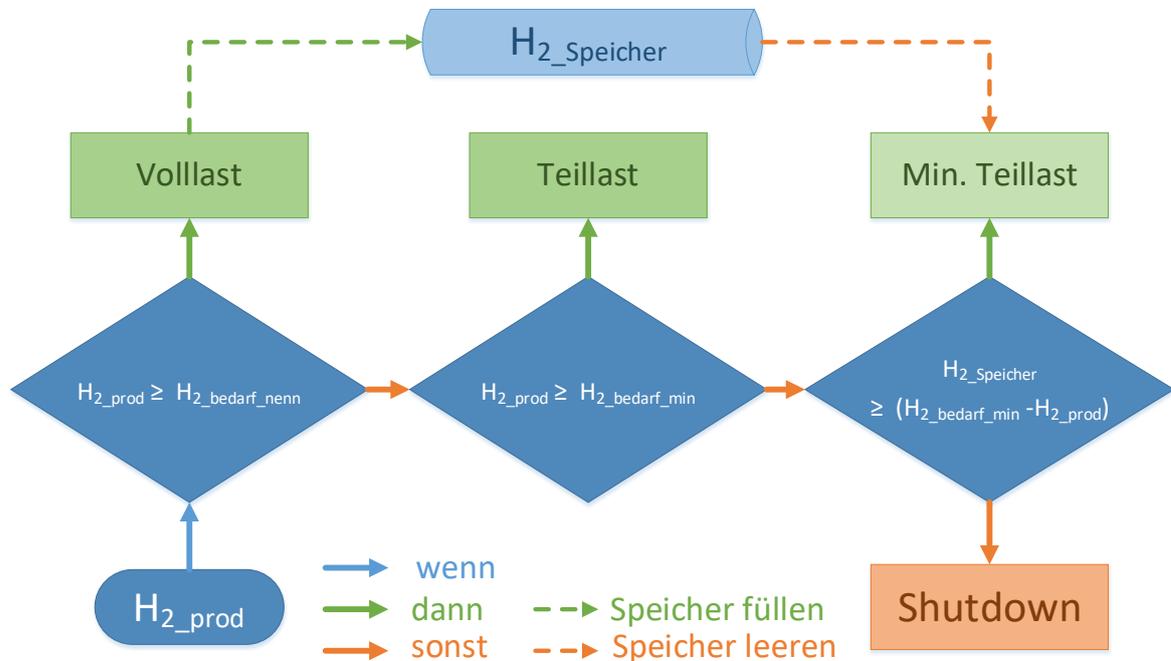


Abbildung 4.3: Wasserstoffspeicherkonfiguration für die Ammoniaksynthese (eigene Darstellung)

Immer dann, wenn mehr Wasserstoff produziert wird, als die Synthese zum Nennbetrieb benötigt, soll der Speicher mit dem überschüssigen Wasserstoff gefüllt werden. Die Synthese läuft dann im Nennbetrieb. Liegt die produzierte Wasserstoffmenge zwischen dem minimalen Bedarf und dem Nennbedarf der Synthese, wird diese in Teillast betrieben. Nur, wenn nicht genug Wasserstoff produziert wird, um den Synthesebetrieb aufrechtzuerhalten, wird Wasserstoff aus dem Speicher genommen. Ist auch im Speicher nicht mehr genug Wasserstoff vorhanden, wird der Syntheseprozess gänzlich heruntergefahren. Während der Regeneration des Reaktors kann der produzierte Wasserstoff gänzlich genutzt werden, um den Speicher wieder zu füllen.

Durch Aufsummieren des pro Zeiteinheit produzierten Ammoniaks kann die jährlich produzierte Ammoniakmenge m_{NH_3} berechnet werden (4.10). Im Folgenden werden stündlich aufgelöste Zeitreihen betrachtet, sodass die in jeder Stunde h produzierten Mengen Ammoniak über das Jahr addiert werden. Analog berechnen sich die Wasserstoffmenge m_{H_2} (4.11) sowie die generierte Energie E_{hybrid} des Hybridkraftwerks (4.12).

$$m_{NH_3} = \sum_{h=1}^{8760} \dot{m}_{NH_3,prod,h} \quad (4.10)$$

$$m_{H_2} = \sum_{h=1}^{8760} \dot{m}_{H_2,prod,h} \quad (4.11)$$

$$E_{hybrid} = \sum_{h=1}^{8760} P_{hybrid,h} \quad (4.12)$$

Da die Produktionsmengen für ein Jahr berechnet werden, muss die Summe aller Kosten in durchschnittliche, jährlich anfallende Kosten umgerechnet werden. Hierzu wird, wie in Kapitel 3.2 erläutert, die Annuitätenmethode verwendet.

Die Anwendung der Annuitätenmethode erfolgt nach den VDI-Richtlinien „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen“ [VDI2067] und „Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen“ [VDI6025]. Alle während des Betrachtungszeitraums anfallenden Kosten werden unter Berücksichtigung von Nutzungsdauern einzelner Komponenten sowie Preisänderungs- und Zinseffekten in durchschnittliche, periodisch anfallende Kosten, die Annuitäten, umgerechnet. Dabei wird zwischen einmaligen und laufenden Kosten unterschieden. Die Kosten werden in kapitalgebundene, bedarfsgebundene, betriebsgebundene und sonstige Zahlungen unterteilt. Unter kapitalgebundenen Kosten werden die CAPEX (engl.: Capital expenditures) der einzelnen Systemkomponenten verstanden, also die Investitionen zu Beginn des Betrachtungszeitraums, sowie evtl. anfallende Ersatzbeschaffungen. In (4.13) ist die Berechnung der kapitalgebundenen Kosten $A_{N,K}$ für eine Komponente x mit dem Annuitätsfaktor a (4.16) aufgezeigt. Dabei bezeichnet A_0 den Investitionsbetrag. Die Barwerte der ersten bis n -ten Ersatzbeschaffung A_1 bis A_n und des Restwerts R_W lassen sich nach (4.14) und (4.15) bestimmen.

$$A_{N,K,x} = (A_0 + A_1 + A_2 + \dots + A_n - R_W) * a \quad (4.13)$$

$$A_n = A_0 * \frac{r^{n*TN}}{q^{n*TN}} \quad (4.14)$$

$$R_w = A_0 * r^{n * T_N} * \frac{(n + 1) * T_N - T}{T_N} * \frac{1}{q^T} \quad (4.15)$$

$$a = \frac{q - 1}{1 - q^{-T}} \quad (4.16)$$

mit r = Preisänderungsfaktor

q = Kalkulationszins

T = Betrachtungszeitraum

T_N = Nutzungsdauer der Komponente

Zur Berechnung der periodisch anfallenden Kosten muss zusätzlich der Barwertfaktor b berechnet werden, um die Preisänderungen während des Betrachtungszeitraums zu berücksichtigen (4.17).

$$b = \frac{1 - \left(\frac{r}{q}\right)^T}{q - r} \quad (4.17)$$

Die Betriebskosten (Engl.: Operational expenditures, OPEX) setzen sich aus den bedarfs- und den betriebsgebundenen Kosten zusammen. Unter den bedarfsgebundenen Kosten (früher: verbrauchsgebunden) werden Kosten für Energie und Betriebsstoffe verstanden. Für das in dieser Arbeit betrachtete System können dies Kosten für den Wasserbedarf des Elektrolyseurs oder den Strombedarf der Meerwasserentsalzungsanlage sein. Die Annuität der bedarfsgebundenen Kosten $A_{N,V}$ berechnet sich nach (4.18). Dabei bezeichnet A_{V1} die bedarfsgebundenen Kosten im ersten Jahr.

$$A_{N,V} = A_{V1} * a * b \quad (4.18)$$

Die betriebsgebundenen Kosten setzen sich aus den Kosten für Instandhaltung und Betriebsführung der einzelnen Komponenten zusammen. Die Annuität der betriebsgebundenen Kosten $A_{N,B}$ für eine Komponente x berechnet sich nach (4.19). A_{B1} bezeichnet dabei die betriebsgebundenen Kosten im ersten Jahr.

$$A_{N,B,x} = A_{B1} * b * a \quad (4.19)$$

Alle weiteren Kosten, wie zum Beispiel Versicherungszahlungen, werden unter den sonstigen Kosten zusammengefasst. Den vorherigen Berechnungen folgend ergibt sich die Annuität der sonstigen Kosten $A_{N,S}$ aus den sonstigen Kosten im ersten Jahr A_{B1} (4.21).

$$A_{N,S} = A_{S1} * a * b \quad (4.20)$$

Die Gesamtheit der kapital- bzw. betriebsgebundenen Kosten ergibt sich aus der Summe der Kosten für die einzelnen Komponenten (4.21) und (4.22).

$$A_{N,K} = \sum A_{N,K,x} \quad (4.21)$$

$$A_{N,B} = \sum A_{N,B,x} \quad (4.22)$$

Die Gesamtannuität A_N berechnet sich nach (4.23).

$$A_N = A_{N,E} - (A_{N,K} + A_{N,V} + A_{N,B} + A_{N,S}) \quad (4.23)$$

Dabei bezeichnet $A_{N,E}$ die Annuitäten der Erlöse. Auf das in dieser Arbeit untersuchte System übertragen, können sich Erlöse dadurch ergeben, dass überschüssiger Strom oder Wasserstoff verkauft werden. Dies wird im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht untersucht. Sonstige Kosten werden im Folgenden nicht betrachtet. Daher werden die Annuitäten der Erlöse und der sonstigen Kosten gleich Null gesetzt.

Das Verhältnis aus der Annuität A_{N,NH_3} und der jährlichen Produktionsmenge von Ammoniak m_{NH_3} bildet die Ammoniakgestehungskosten (Engl.: Levelized Costs of Ammonia, LCOA) (4.24). Analog lassen sich die Wasserstoff- (Engl.: Levelized Costs of Hydrogen, LCOH) (4.25) sowie Stromgestehungskosten (Engl.: Levelized Costs of Electricity, LCOE) (4.26) berechnen. Diese beziehen sich auf die LCOA-optimierte Systemkonfiguration, bilden selbst also kein Optimum ab.

$$LCOA = \frac{-A_{N,NH_3}}{m_{NH_3}} \quad (4.24)$$

$$LCOH = \frac{-A_{N,H_2}}{m_{H_2}} \quad (4.25)$$

$$LCOE = \frac{-A_{N,E}}{E_{hybrid}} \quad (4.26)$$

Die Komponenten der Gesamtannuitäten für Ammoniak, Wasserstoff und Strom entsprechen den in 4.1 aufgezeigten Systemgrenzen. So fließen das Hybridkraftwerk sowie die Substation in den LCOE. Der LCOH berücksichtigt zusätzlich den Elektrolyseur und die Meerwasserentsalzung sowie die Hochspannungsleitung und den Batteriespeicher. Im LCOA sind alle Systemkomponenten enthalten.

4.3 Aufbau und Funktionsweise des Python-Tools

Das Python-Tool soll in mehrere Skripte unterteilt werden, um unübersichtliche Codeblöcke zu vermeiden. Der Aufbau des Programms ist in Abbildung 4.4 dargestellt.

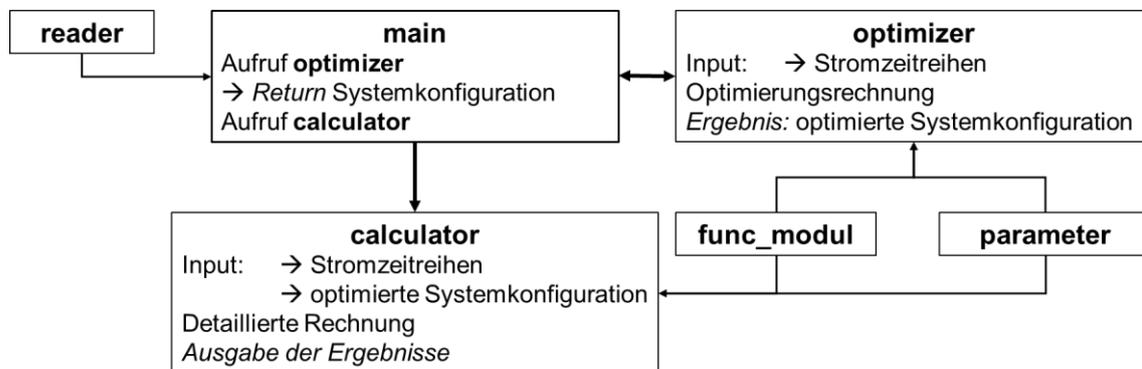


Abbildung 4.4: Aufbau des Optimierungstools (eigene Darstellung)

Das „*main*“-Modul ist der Kern des Programms und dient als Eingabemaske. Es enthält keine Rechnung, sondern ruft die weiteren Skripte auf, die zur Berechnung benötigt werden. Zudem bietet es die Möglichkeit, das gewünschte PtX-Endprodukt auszuwählen. Diese Arbeit beschränkt sich auf die Produkte Wasserstoff und Ammoniak. Statt einer Optimierungsrechnung kann auch die Berechnung der Gesteungskosten anhand festgelegter Parameter für die Systemkonfiguration ausgewählt werden. Im „*parameter*“-Modul werden alle für die Berechnungen relevanten Parameter gesammelt und an die jeweiligen Module übergeben. Sobald sich technische oder ökonomische Annahmen ändern, müssen sie in diesem Skript angepasst werden. Alle für die Berechnungen benötigten Funktionen sind in einem eigenen Modul „*func_modul*“ hinterlegt. Das Modul „*reader*“ dient dem Zweck, zunächst abzufragen, welcher Standort für die PtX-Produktion untersucht werden soll. Für diesen Standort müssen die Zeitreihen für die Wind- und Solarstromerzeugung in einem entsprechenden Ordner abgelegt sein, von wo aus sie eingelesen und an das aufrufende Modul zurückgegeben werden. Die tatsächliche Optimierung wird durch das „*optimizer*“-Modul ausgeführt, welches die Systemkonfiguration für die niedrigsten PtX-Gesteungskosten zurückgibt. Mit dieser Konfiguration als Input be-

rechnet das „*calculator*“-Modul alle gewünschten Ergebnisse. Durch diese Aufteilung der Berechnungen auf zwei Module wird verhindert, dass bei den Optimierungsschleifen, die im Folgenden erläutert werden, nicht notwendige Rechnungen ausgeführt werden, welche die Programmlaufzeit verlängern. Zudem dient der „*calculator*“ für die Berechnung der Gestehungskosten bei festgelegter Systemkonfiguration.

Dem „*optimizer*“ werden zunächst die Wind- und PV-Zeitreihen des betrachteten Standortes übergeben. Über das „*parameter*“-Modul werden alle weiteren techno-ökonomischen Parameter eingelesen. Für die Optimierung wird mittels mehrerer for-Schleifen über die einzelnen Variablen iteriert, um die Konfiguration mit dem besten Ergebnis zu erhalten. Im Fall der Wind- und PV-Installation werden jeweils in 5%-Intervallen alle Werte zwischen 0 % und 200 % der installierten Elektrolyseleistung angenommen. Für die beiden Speicher beträgt die Schrittweite 10 % bei Werten zwischen 0 % und 100 % der maximal erlaubten Kapazität. Die Synthesenennleistung kann Werte zwischen 50 % und 100 % der Elektrolysekapazität annehmen, welche in 5%-Intervallen angenommen werden. Für jede Systemkonfiguration, die sich aus der Parametervariation ergibt, wird mittels einer weiteren for-Schleife über den betrachteten Zeitraum iteriert. Für jeden untersuchten Zeitpunkt wird die Produktion des gewünschten PtX-Produktes berechnet und addiert. Aus der gesamten PtX-Produktion und der Gesamtannuität der aufzuwendenden Kosten werden die Gestehungskosten für das jeweilige Produkt berechnet. Ist dieser Wert besser, also die Gestehungskosten niedriger, als beim bisherigen Optimum, wird die entsprechende Systemkonfiguration gespeichert bzw. überschrieben. Nach dem Durchlaufen aller for-Schleifen wird die Konfiguration, welche die geringsten PtX-Gestehungskosten ergibt, an das „*main*“-Modul zurück- und anschließend an den „*calculator*“ übergeben. Im „*calculator*“ wird die Berechnung erneut ausgeführt, allerdings werden hier zusätzlich Zeitreihen über die relevanten Prozessvariablen gebildet und, im Fall der Ammoniaksynthese, auch der LCOH und der LCOE für das entsprechende System ermittelt. Zudem wird mittels einer while-Schleife sichergestellt, dass sich die Speicherfüllstände von Batterie und Wasserstoffspeicher zu Beginn und zum Ende des untersuchten Jahres gleichen, da sich das Projekt über einen längeren Zeitraum erstreckt und ansonsten zum Jahreswechsel ein Energie- oder Wasserstoffmangel bzw. -überschuss auftreten würde. Dazu wird der Speicherfüllstand zu Jahresbeginn zunächst auf 0 gesetzt und dann so lange mit dem Endwert gleichgesetzt, bis die Differenz vernachlässigbar klein ist. Der resultierende Speicherfüllstand zu Beginn der Projektlaufzeit muss durch vorheriges Laden der Batterie bzw. Zukauf von Wasserstoff sichergestellt werden. Diese Investition wird im Folgenden jedoch vernachlässigt. Die Ergebnisse in Form der Systemkonfiguration, der produzierten Menge des PtX-Produkts und der Gestehungskosten werden

als print-Befehl ausgegeben. Zusätzlich werden alle Zeitreihen, die Produktionsmengen, die Investitionskosten sowie die erzielten Gestehungskosten und die jeweilige Systemkonfiguration in ein externes Excel-Dokument geschrieben und abgespeichert.

4.4 Technoökonomische Annahmen

Für die Berechnungen der Power-to-X-Gestehungskosten müssen eine Reihe von technischen und ökonomischen Annahmen getroffen werden. Neben den Erzeugungszeitreihen der Wind- und PV-Anlagen sind vor allem der Wirkungsgrad der Elektrolyse, der Energie- und Stoffbedarf der Ammoniaksynthese sowie das dynamische Betriebsverhalten von Elektrolyse und Synthese relevant. Für alle Komponenten des Systems werden zudem die CAPEX und OPEX sowie die Lebensdauer zur Berechnung der Annuitäten benötigt. Zusätzlich müssen Annahmen zur Laufzeit des Projektes, zum Kalkulationszinssatz sowie zur Preisänderungsrate getroffen werden. Für die Wind- und PV-Energieanlagen sowie die Elektrolyse werden die technoökonomischen Parameter zusätzlich für die Jahre 2030 und 2050 angenommen. So können zusätzliche Berechnungen für diese Jahre vorgenommen werden, um eine Entwicklung der PtX-Gestehungskosten prognostizieren zu können. Die weiteren Systemkomponenten werden entweder als ausgereift angesehen, sodass eine Kostendegression nicht erwartet wird, oder aufgrund des geringen Einflusses auf die Investitionskosten vernachlässigt.

In dieser Arbeit werden normierte Stromerzeugungszeitreihen für Wind- und PV-Anlagen der Plattform „renewables.ninja“ verwendet [PFE22]. Auf Basis von meteorologischen Reanalysedaten des NASA-Projektes „MERRA-2“ werden für jeden Standort weltweit auf 1 kW normierte Zeitreihen für Wind- und PV-Anlagen simuliert und bereitgestellt. Für den europäischen Raum wurden die Daten mittels Messwerten von existierenden Anlagen validiert und korrigiert. Für den Rest der Welt liegen nur unkorrigierte Daten vor. [PFE16; STA16] Für die Windstromerzeugung kann zwischen verschiedenen realen Windturbinen und Nabenhöhen gewählt werden. Die PV-Stromerzeugung kann hinsichtlich des Azimut-Winkels, also der Nord-Süd-Ausrichtung, und des Neigungswinkels der Module variiert werden. [PFE22] In dieser Arbeit erfolgt die Einstellung für die PV-Module so, dass sie jeweils zum Äquator hin ausgerichtet sind. Der Neigungswinkel wird entsprechend [JAC18] gewählt, die für jedes Land weltweit die optimalen Neigungswinkel ermittelt haben. Für die Windstromerzeugung wird mit der Turbine „Vestas V136 400“ mit einer Nabenhöhe von 150 m eine WEA für mittlere Windgeschwindigkeiten ausgewählt, um für möglichst

viele Onshore-Standorte mit unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten eine passende Zeitreihe abzubilden. Die in den Kapiteln 3.1.1 und 3.1.2 beschriebenen Zusammenhänge zur Berechnung der durch Wind und Sonne erzielbaren Leistungen sind in den Zeitreihen von „renewables.ninja“ bereits berücksichtigt. Eine Umrechnung von meteorologischen Daten wie der Windgeschwindigkeit oder der Solarstrahlung in Stromzeitreihen muss im Rahmen dieser Arbeit also nicht erfolgen. Abbildung 4.5 zeigt beispielhaft die auf 1 kW normierte Wind- und PV-Stromerzeugung für einen Standort in Norddeutschland für die Monate Januar und Juli 2019. Daraus werden die tages- und jahreszeitlichen Schwankungen der PV-Stromerzeugung deutlich. Es wird nur tagsüber Strom produziert. Im Winter ist die PV-Stromerzeugung auf der Nordhalbkugel deutlich geringer als im Sommer. Die Windstromerzeugung ist im Winter hingegen stärker und weniger schwankend als im Sommer.

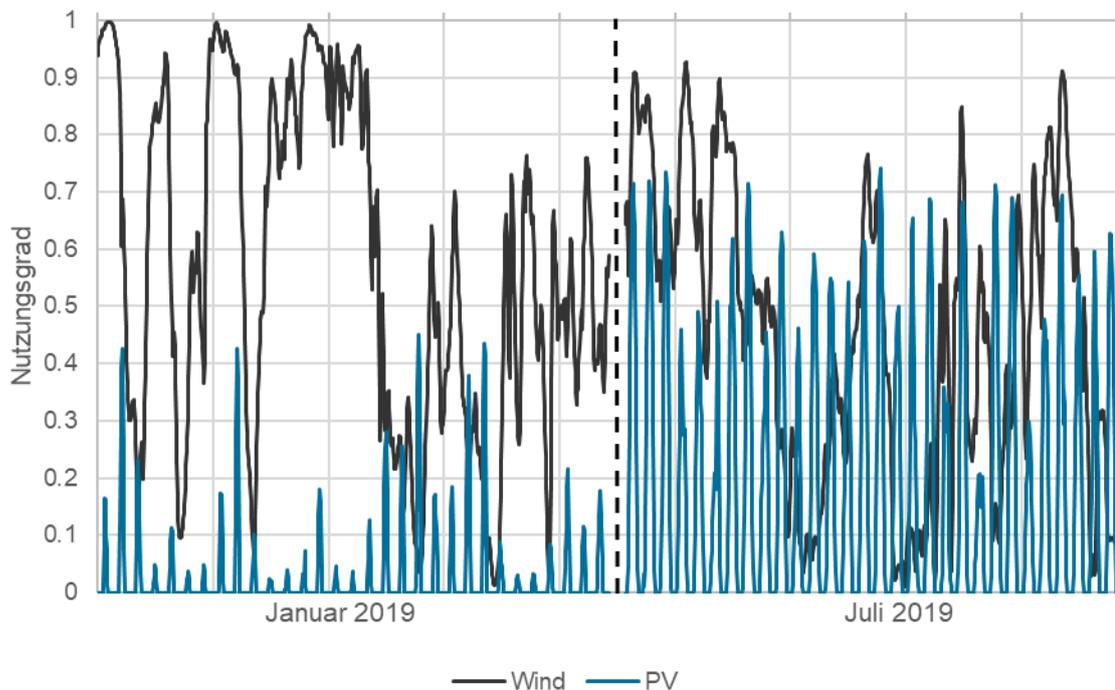


Abbildung 4.5: Beispielhafte Stromerzeugungszeitreihen für einen Standort in Norddeutschland (eigene Darstellung)

Um die tatsächliche Stromerzeugung des Hybridkraftwerkes zu ermitteln, werden die normierten Wind- und PV-Zeitreihen mit der jeweils installierten Leistung multipliziert. Die wichtigste technische Kennzahl des PEM-Elektrolyseurs ist der elektrische Wirkungsgrad. Dieser wird in der Literatur mit etwa 60 % angegeben, 2030 soll er bei 68 % liegen und 2050 bei 74 % [IEA19]. [SCH22] geben den Wasserbedarf der Elektrolyse mit 17 kg pro kg erzeugten Wasserstoffs an. Um etwaigen Kühlwasserbedarf der Synthese zu berücksichtigen, wird im Folgenden ein Wasserbedarf von 20 kg pro kg Wasserstoff angenommen. Der Wirkungsgrad der Brennstoff-

zelle wird zu 45 % angenommen [FIS17; NAY20]. Für die Betriebsbereiche der Ammoniaksynthese sowie der Luftzerlegung werden 60 % als minimale Teillast angenommen [ARM20; ROU19]. Der Energiebedarf der Synthese wird zu 1,4 MWh pro erzeugter Tonne Ammoniak angenommen, der der Luftzerlegung zu 0,33 MWh pro Tonne Stickstoff [BAZ17]. Dabei wird ein konstanter Energiebedarf vorausgesetzt. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass die Synthese innerhalb des zulässigen Betriebsbereiches entsprechend der stündlichen Auflösung der Stromzeitreihe hoch- und heruntergefahren werden kann. Die Regenerationszeit des Reaktors nach einem kompletten Herunterfahren wird auf 48 Stunden gesetzt. Verluste beim Ein- und Ausspeichern werden sowohl für den Batterie- als auch für den Wasserstoffspeicher vernachlässigt.

Die Investitionskosten für den Windpark liegen heute etwa bei 1.300.000 €/MW. Für 2030 wird eine Reduktion der CAPEX auf 1.225.000 €/MW erwartet, für 2050 auf 1.175.000 €/MW. Deutlich stärker fallen die Kostenreduktionen bei den PV-Anlagen sowie beim Elektrolyseur aus. Für den PV-Park werden CAPEX in Höhe von 900.000 €/MW angenommen, die bis 2030 auf 650.000 €/MW und bis 2050 auf 450.000 €/MW sinken. Sowohl für Wind- als auch für PV-Energie werden OPEX in Höhe von 2 % der CAPEX sowie eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen. [BRÄ21; BRE17; IEA20; TES19] Die CAPEX für einen PEM-Elektrolyseur werden in der Literatur mit etwa 1.300.000 €/MW angegeben. Für 2030 wird eine Kostensenkung auf 1.075.000 €/MW erwartet, bis 2050 sollen die CAPEX auf 550.000 €/MW sinken. Die OPEX liegen bei 1,75 % der CAPEX. Auch für die Lebensdauer des Elektrolyseurs wird eine Verbesserung in der Zukunft erwartet. Liegt die Lebensdauer heute noch bei etwa 60.000 Volllaststunden, so beträgt sie 2030 75.000 Stunden und 2050 125.000 Stunden. [DAM20; IEA19; MAT22; NAY20] Beim Haber-Bosch-Reaktor sowie der Luftzerlegungsanlage handelt es sich um ausgereifte Technologien, für die keine Kostendegression erwartet wird. Die CAPEX für den Reaktor werden zu 3.000.000 €/t_{NH₃}/h angenommen, die der ASU zu 1.450.000 €/t_{N₂}/h. Die OPEX liegen jeweils bei 2 % der CAPEX und die Lebensdauer beträgt 30 Jahre [IKÄ18]. Die Kosten für einen Wasserstoffspeicher werden in der Literatur häufig mit etwa 500 €/t angegeben. In [EUR03] findet sich jedoch eine größenabhängige Kostenfunktion für Wasserstoffdrucktanks (Abbildung 4.6).

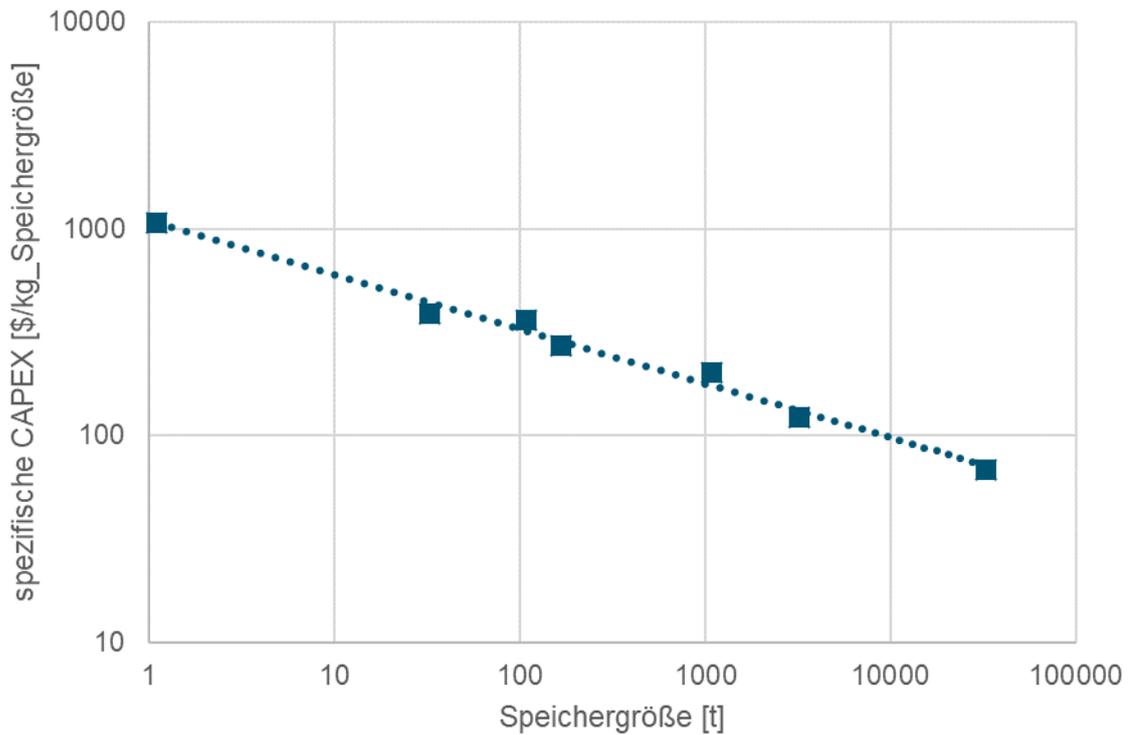


Abbildung 4.6: CAPEX von Wasserstoffdrucktanks nach [EUR03, S. 81]

Daraus folgend werden die CAPEX für den Wasserstoffspeicher über (4.27) angenähert. Die OPEX des Speichers liegen bei 1 % der CAPEX und die Lebensdauer beträgt 30 Jahre [IKÄ18].

$$CAPEX_{H_2, Speicher} = 1080 * Größe_{H_2, Speicher}^{-0,262} \quad (4.27)$$

Für alle weiteren Komponenten werden OPEX in Höhe von 2 % der CAPEX und eine Lebensdauer von jeweils 25 Jahren angenommen. Die technoökonomischen Annahmen sind in Tabelle 4.1 und Tabelle 4.2 zusammengefasst.

Tabelle 4.1: Technische Annahmen

Komponente	Wirkungsgrad	Betriebsbereich	Quelle
PEM-Elektrolyseur	60–74 %	0–100 %	[BUT18; IEA19]
Brennstoffzelle	45 %	0–100 %	[FIS17; NAY20]
	Energiebedarf	Betriebsbereich	Quelle
NH ₃ -Synthese	1,4 MWh/t _{NH3}	60–100 %	[BAZ17; ROU19]
Luftzerlegung	0,33 MWh/t _{N2}	60–100 %	[BAZ17; ROU19]

Tabelle 4.2: Ökonomische Annahmen

Komponente	CAPEX	Einheit	OPEX	Lebensdauer	Quelle
Windenergie	1.300.000	€/MW	2 %	25 Jahre	[BRÄ21; IEA20; TES19]
2030	1.225.000	€/MW			
2050	1.175.000	€/MW			
PV-Energie	900.000	€/MW	2 %	25 Jahre	[BRÄ21; BRE17; IEA20; TES19]
2030	650.000	€/MW			
2050	450.000	€/MW			
Umspannstation	38.715	€/MW	2 %	25 Jahre	[ACE15]
Stromleitung	407.521	€/km	2 %	25 Jahre	[ACE15]
Batterie	300.000	€/MWh	1 %	15 Jahre	[VAR20]
Elektrolyse	1.300.000	€/MW	1,75 %	60.000 h	[DAM20; IEA19; MAT22; NAY20]
2030	1.075.000	€/MW		75.000 h	
2050	550.000	€/MW		125.000 h	
Entsalzung	9	€/(t _{H2} /a)	2 %	25 Jahre	[DAM20]
H ₂ -Speicher	variabel	€/t _{H2}	1 %	30 Jahre	[EUR03]
Brennstoffzelle	1.000.000	€/MW	2 %	10 Jahre	[MON20]
NH ₃ -Synthese	3.000.000	€/(t _{NH3} /h)	2 %	30 Jahre	[IKÄ18]
Luftzerlegung	1.450.000	€/(t _{N2} /h)	2 %	30 Jahre	[IKÄ18]

5 Ergebnisse

Mit Hilfe des programmierten Optimierungstools wurden in dieser Arbeit für mehrere Standorte PtX-Produktionssysteme hinsichtlich der Gestehungskosten untersucht. Der LCOA wird gewöhnlich in €/t angegeben, der LCOH in €/kg.

Für alle Standorte wird eine Elektrolyseleitung von 100 MW als Inputparameter vorgegeben. Aufgrund der jeweiligen Küstennähe erfolgt die Wasseraufbereitung über eine Meerwasserentsalzungsanlage. Die Stromleitungslänge für den Stromtransport vom Hybridkraftwerk zum Elektrolyseur und zum Haber-Bosch-Reaktor wird für alle Standorte mit 50 km angenommen.

Für die Berechnung der Annuitäten werden die Laufzeit des Projektes, der Kalkulationszins sowie die Preisänderungsrate benötigt. Als Projektlaufzeit werden 25 Jahre angenommen. Die Höhe des Kalkulationszinssatzes ist stark länder- und unternehmensspezifisch. Auch die Preisänderungsrate ist vom jeweiligen Land und der entsprechenden Währung abhängig. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erreichen, werden für alle untersuchten Standorte ein Kalkulationszins von 8 % und eine Preisänderungsrate von 2 % angenommen. Die Parameter zur Berechnung der Annuitäten sind in Tabelle 5.1 aufgeführt.

Tabelle 5.1: Parameter zur Berechnung der Annuitäten

Laufzeit	Kalkulationszins	Preisänderungsrate
25 Jahre	8 %	2 %

5.1 Standorte

Für diese Arbeit wurden fünf Standorte aus verschiedenen Regionen der Welt untersucht. Diese sind für das jeweilige Land oder die Region nicht repräsentativ. Bei der Auswahl wurde vor allem darauf geachtet, unterschiedliche Verfügbarkeiten von Wind- und Solarenergie abzubilden. Maßgeblich hierfür ist der Nutzungsgrad (CF, engl.: capacity factor), der als Verhältnis der Volllaststunden zur Anzahl Stunden in einem Jahr angegeben wird. Er sagt aus, welcher Anteil der maximal erzielbaren Energiemenge bei einer gegebenen Installation an Wind- oder PV-Energieanlagen erzielt werden kann. Betrachtet wurden Standorte in Australien, Chile, China, Deutschland und Marokko. Diese sind in Abbildung 5.1 dargestellt.



Abbildung 5.1: Untersuchte Standorte (eigene Darstellung)

Die Standorte in Chile, Deutschland und Marokko weisen eine sehr hohe Verfügbarkeit von Windenergie auf. Marokko zeichnet sich zusätzlich durch eine hohe PV-Ausnutzung aus, während in Chile und Deutschland deutlich weniger Solarenergie verfügbar ist. Der Standort in Australien weist ebenfalls eine hohe Verfügbarkeit von Solarenergie bei etwas geringerer Windausnutzung auf. Der Standort in China hat die geringste Windverfügbarkeit bei mittlerer PV-Ausnutzung. In Tabelle 5.2 sind alle untersuchten Standorte mit den jeweiligen Nutzungsgraden sowie den nach [JAC18] gewählten PV-Anstellwinkeln dargestellt. Zudem sind die Prognosen des Internationalen Währungsfonds für die jeweilige Inflationsrate im Jahr 2027 aufgeführt. Während die mittleren Inflationsraten der vergangenen zehn Jahre noch zwischen 1,02 % (Marokko) und 3,20 % (Chile) lagen, nähern sich die IWF-Prognosen mit Werten zwischen 2,00 % (Marokko) und 3,00 % (Chile) der für alle Standorte angenommenen Preisänderungsrate von 2,00 % an [IWF22].

Tabelle 5.2: Charakteristika der untersuchten Standorte

Standort	Koordinaten		CF - Wind	CF - PV	Anstellwinkel PV	Inflation 2027
	Lat.	Lon.				
Australien	-20,80°	117,20°	39,90 %	21,60 %	-18°	2,55 %
Chile	-53,35°	-71,55°	67,75 %	10,89 %	-32°	3,00 %
China	39,93°	116,28°	30,21 %	17,76 %	37°	2,00 %
Deutschland	54,42°	8,93°	48,78 %	12,35 %	32°	2,01 %
Marokko	28,16°	-10,96°	47,15 %	22,34 %	28°	2,00 %

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Beispielrechnungen vorgestellt. Insbesondere die Standorte in Chile und in China werden detailliert betrachtet. Der deutsche Standort soll als Referenz für die inländische PtX-Produktion dienen. Zwar ist der Windausnutzungsfaktor vergleichsweise hoch, da es sich um einen Standort direkt an der Nordseeküste handelt. Daher können daraus keine Rückschlüsse für eine PtX-Produktion im Landesinneren gezogen werden. Da aufgrund der hohen Windverfügbarkeit jedoch davon auszugehen ist, dass eine PtX-Produktion in Deutschland entweder mittels Offshore-Windparks oder mit küstennah installierten Windenergieanlagen betrieben wird, können die Ergebnisse als Vergleichswert für deutsche PtX-Produkte herangezogen werden. Darstellungen für die Standorte in Australien und in Marokko finden sich im Anhang.

5.2 LCOH-Optimierung

Für die untersuchten Standorte ergeben sich LCOHs zwischen 3,97 €/kg_{H2} (Chile) und 6,63 €/kg_{H2} (China). Die Stromgestehungskosten bewegen sich dabei zwischen 26,29 €/MWh (Chile) und 63,30 €/MWh (China). Die optimierten Systemkonfigurationen und Produktionsmengen für alle untersuchten Standorte sind in Tabelle 5.3 aufgeführt.

Tabelle 5.3: Ergebnisse der LCOH-Optimierung

Standort		Austra- lien	Chile	China	Deutsch- land	Marokko
Elektrolyse	MW	100	100	100	100	100
Wind	MW	130	105	125	135	135
PV	MW	30	0	110	0	0
LCOH	€/kg	5,45	3,97	6,63	4,76	4,81
LCOE	€/MWh	46,45	26,29	63,30	36,78	38,06
CAPEX	Mio. €	355	294	424	334	334
H ₂ -Produktion	t/a	8.717	11.086	8.301	9.844	9.699
VLS Elektrolyse	h/a	4.842	6.158	4.611	5.468	5.388
CF Elektrolyse	%	55,3	70,3	52,6	62,4	61,5
Stromüberschuss	MWh/a	26.850	7.369	40.836	30.098	18.785
	%	5,3	1,2	8,1	5,2	3,4

An den drei windreichsten Standorten in Chile, Deutschland und Marokko sieht die optimierte Systemkonfiguration lediglich Windenergie und keine PV-Installation vor. Dies ist auf die hohen Windnutzungsgrade im Vergleich zu den PV-Nutzungsgraden zurückzuführen. Obwohl die PV-Anlagen niedrigere spezifische CAPEX aufweisen, wird eine ausreichende Abdeckung des Strombedarfes ohne PV-Installation kostengünstiger sichergestellt. An den Standorten in Australien und China kommt ein Hybridkraftwerk aus Wind- und PV-Energie zum Einsatz. In China, am Standort mit den in Summe geringsten Nutzungsgraden, beträgt die installierte Leistung des Hybridkraftwerks mit insgesamt 235 MW mehr als das Doppelte der installierten Elektrolyseleistung, während in Chile 105 MW installierte Windenergie ausreichen, um Wasserstoff zu den geringsten Kosten zu produzieren. Dies zeigt deutlich auf, wie ein niedriger Nutzungsgrad der erneuerbaren Energien durch Überinstallation ausgeglichen wird, um eine höhere Volllaststundenzahl des Elektrolyseurs zu erreichen.

Ein Vergleich der Standorte in Australien und Deutschland zeigt, dass bei einem ähnlichen Anteil an überschüssigem Strom, der gleichbedeutend mit einer Abregelung des Hybridkraftwerkes ist, in Australien 25 MW mehr Leistung installiert ist als in Deutschland. Dies ist auf den schlechteren Windnutzungsgrad an diesem Standort zurückzuführen. Gleichzeitig ist der Wasserstoffenertrag in China und Australien mit weniger als 9.000 t pro Jahr deutlich geringer als an den übrigen Standorten, obwohl dort die meiste Leistung installiert ist und somit auch die Investitionskosten am höchsten sind. Auch auf den absoluten Ertrag bezogen sind diese Standorte also im Vergleich am wenigsten zur Produktion von grünem Wasserstoff geeignet.

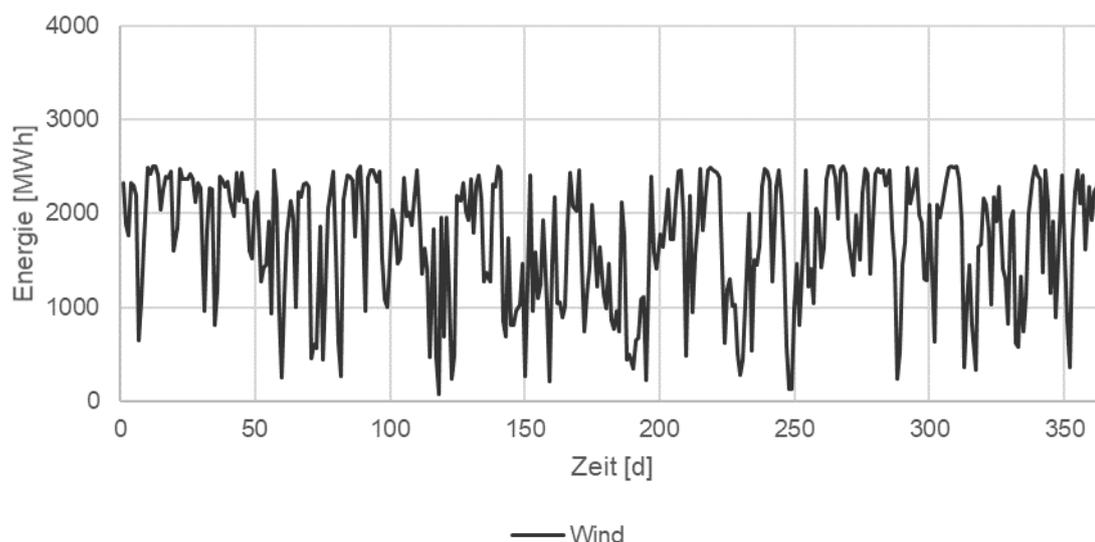


Abbildung 5.2: Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion am Standort in Chile

In Abbildung 5.2 bis Abbildung 5.4 sind die Stromerzeugungszeitreihen für die Standorte in Chile, China und Deutschland dargestellt. Darin sind die jeweils über

einen Tag akkumulierten Energiemengen, die vom Wind- und PV-Park sowie vom gesamten Hybridkraftwerk generiert werden, über das Jahr ersichtlich.

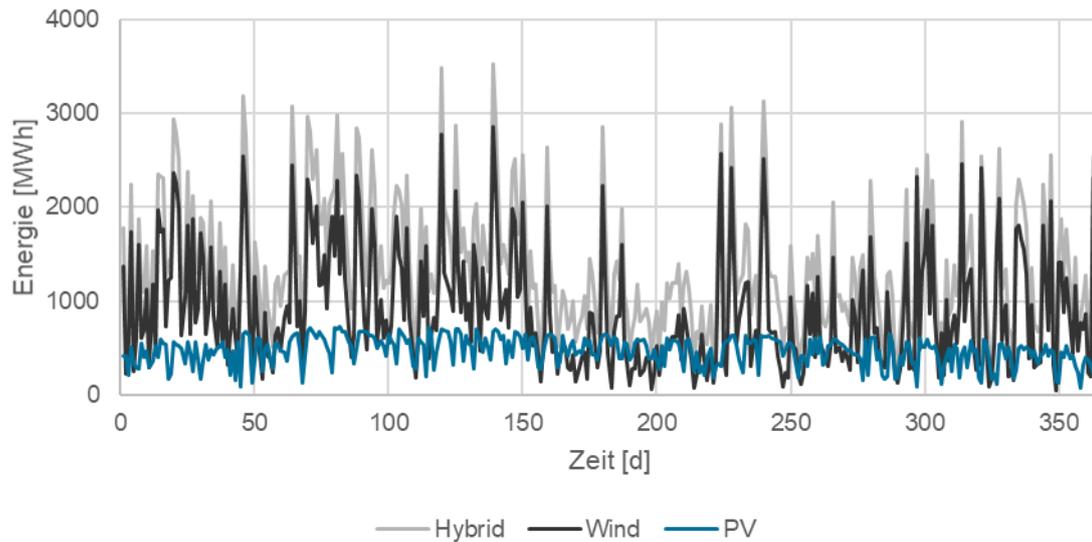


Abbildung 5.3: Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion am Standort in China

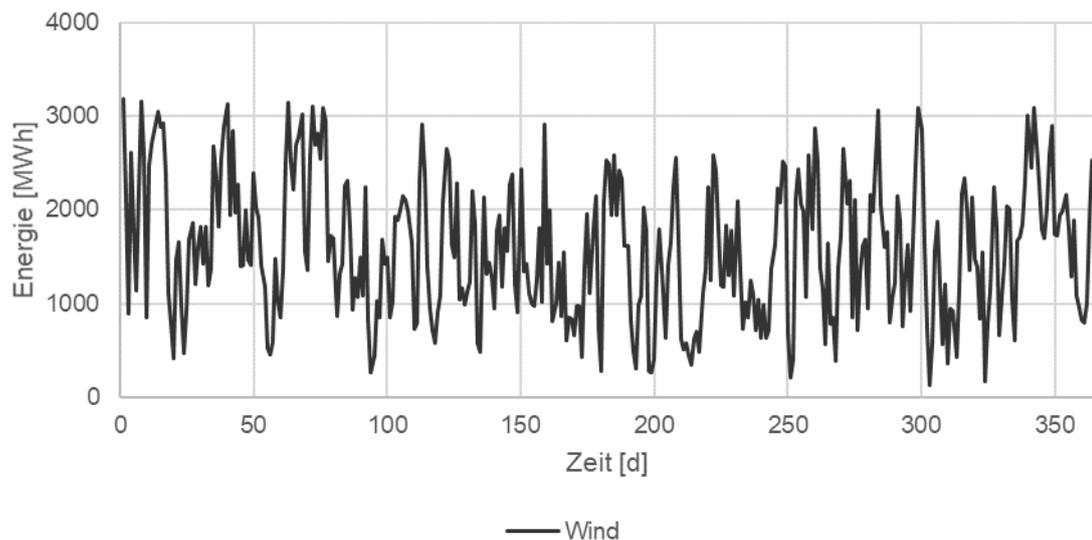


Abbildung 5.4: Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion am Standort in Deutschland

Noch deutlicher wird der Einfluss der Nutzungsgrade der erneuerbaren Energien bei der Betrachtung der Jahresdauerlinien in Abbildung 5.5 bis Abbildung 5.7. Dazu werden die einzelnen elektrischen Leistungswerte des gesamten Jahres der Größe nach sortiert, sodass erkennbar wird, welche Leistung für wie viele Stunden im Jahr zur Verfügung steht.

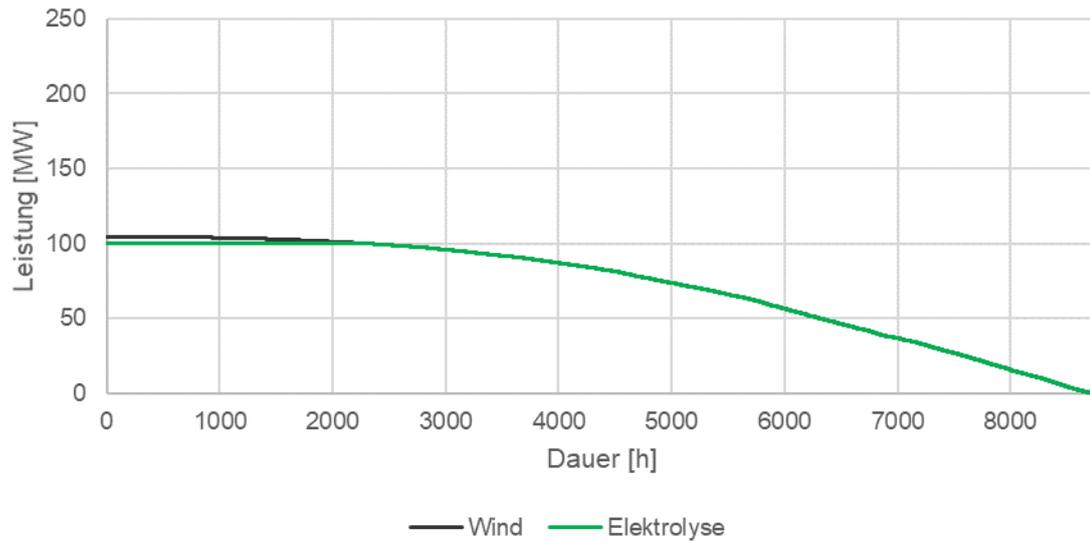


Abbildung 5.5: Jahresdauerlinien der Wasserstoffproduktion am Standort in Chile

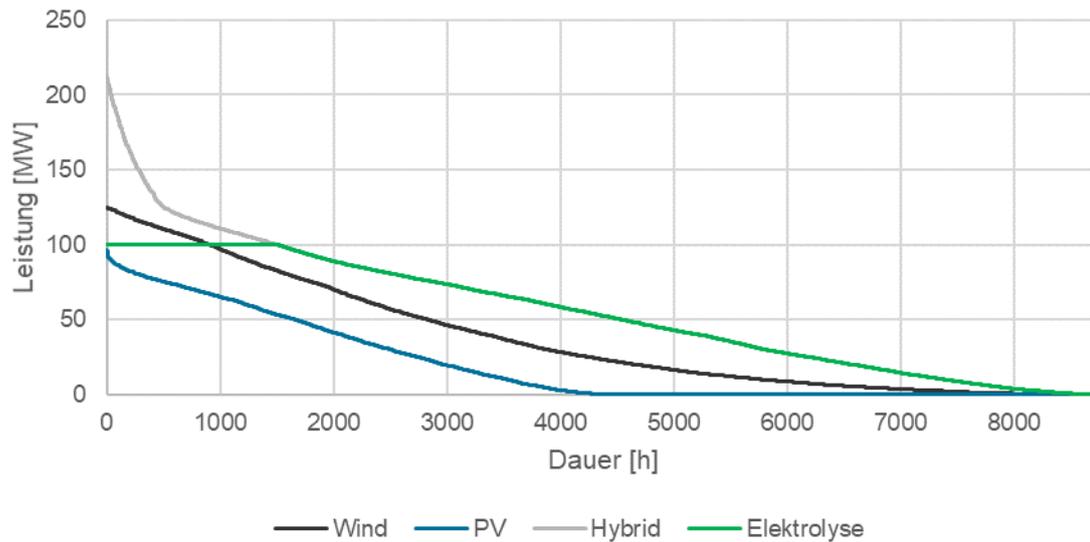


Abbildung 5.6: Jahresdauerlinien der Wasserstoffproduktion am Standort in China

Die Jahresdauerlinie für den chilenischen Standort verläuft deutlich flacher als die der anderen Standorte. Fast ein Drittel des Jahres kann die Elektrolyse mit Volllast laufen. An den Standorten in China und Deutschland sind es nur halb so viele Stunden, in denen ausreichend Leistung zur Verfügung steht, um die Elektrolyse mit 100 MW zu betreiben. Die Fläche zwischen der Elektrolyseleistung und der Hybridleistung, bzw. Windleistung im Fall von Chile und Deutschland stellt den jährlichen Stromüberschuss, also die jährlich abgeregelte Energie dar. Diese ist am chinesischen Standort deutlich höher als am chilenischen und am deutschen. Aufgrund der niedrigen Ausnutzungsfaktoren der erneuerbaren Energien muss deutlich mehr Leistung installiert werden, um die Elektrolyse ausreichend auszulasten.

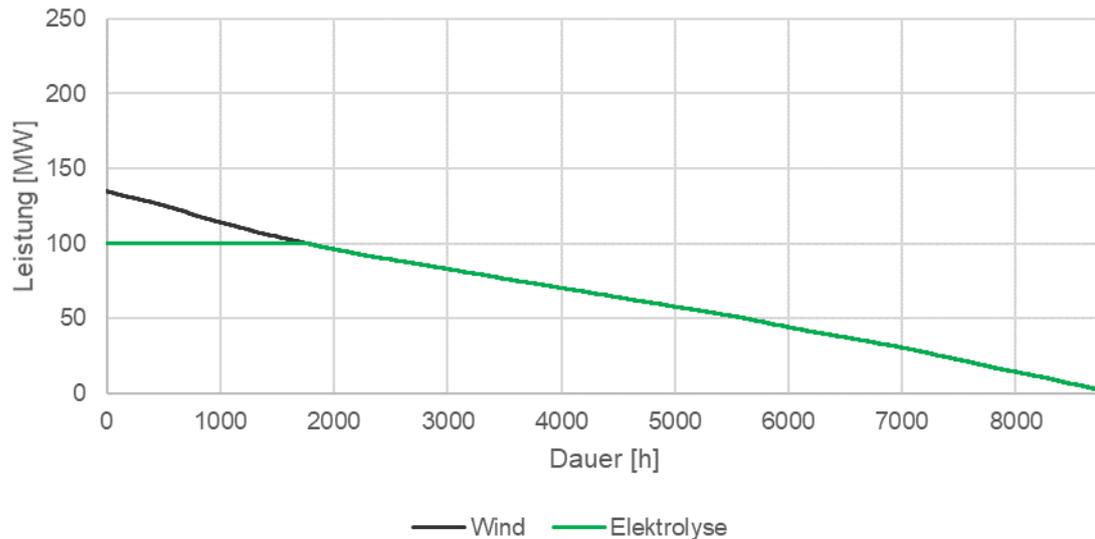


Abbildung 5.7: Jahresdauerlinien der Wasserstoffproduktion am Standort in Deutschland

Durch einen Speicher könnte dieser Überschuss zwar für die Wasserstoffproduktion genutzt werden, jedoch ergibt sich für keinen der untersuchten Standorte eine Systemkonfiguration mit einem Batteriespeicher. Die Nutzung einer Batterie führt also nicht zu einem geringeren LCOH.

Mit Blick auf die relativen Anteile der einzelnen Systemkomponenten an den CAPEX wird deutlich, wie sich die Investitionskosten der Stromerzeugung an den Standorten unterscheiden. Während am chilenischen Standort 46 % der Investitionskosten in den Windpark fließen, macht das Hybridkraftwerk am chinesischen Standort 61 % der CAPEX aus. Die CAPEX-Anteile für die drei Standorte sind in Abbildung 5.8 bis Abbildung 5.10 dargestellt.

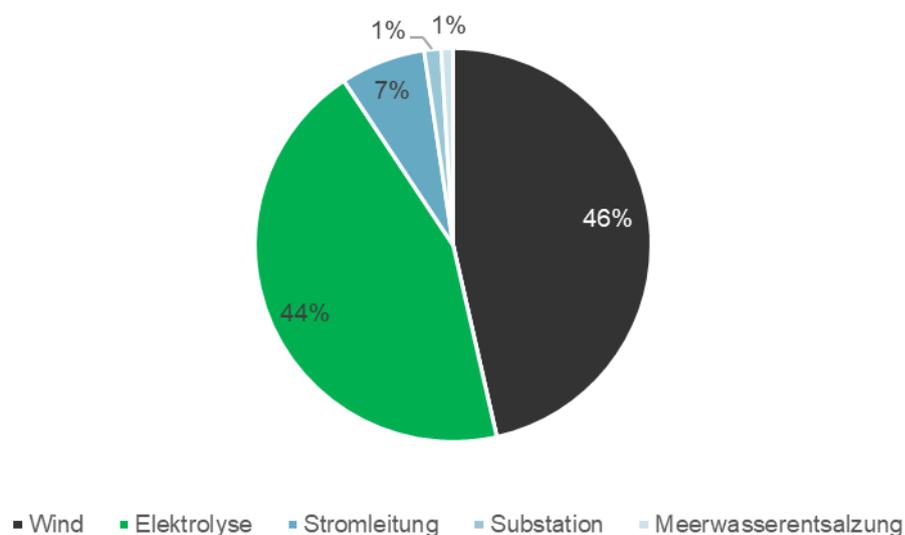


Abbildung 5.8: CAPEX-Anteile der Wasserstoffproduktion am Standort in Chile

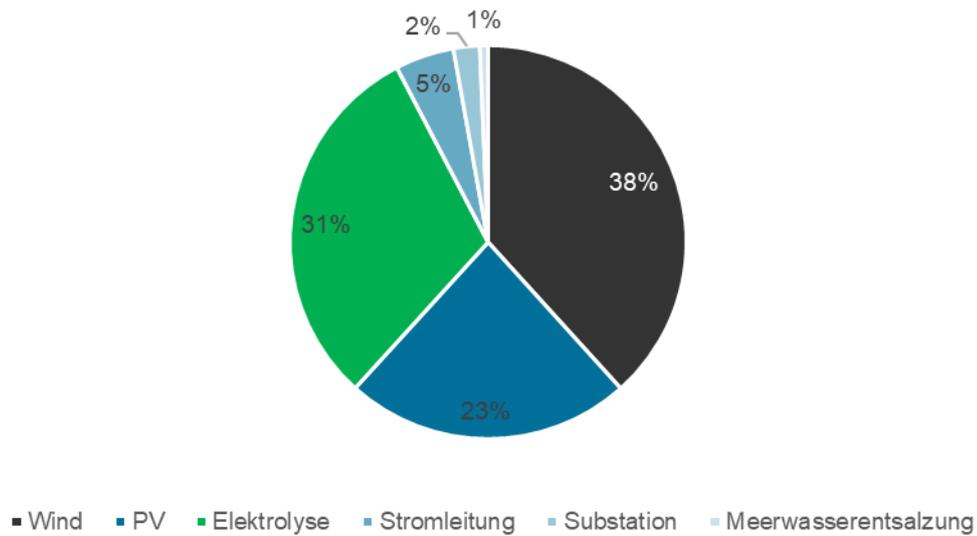


Abbildung 5.9: CAPEX-Anteile der Wasserstoffproduktion am Standort in China

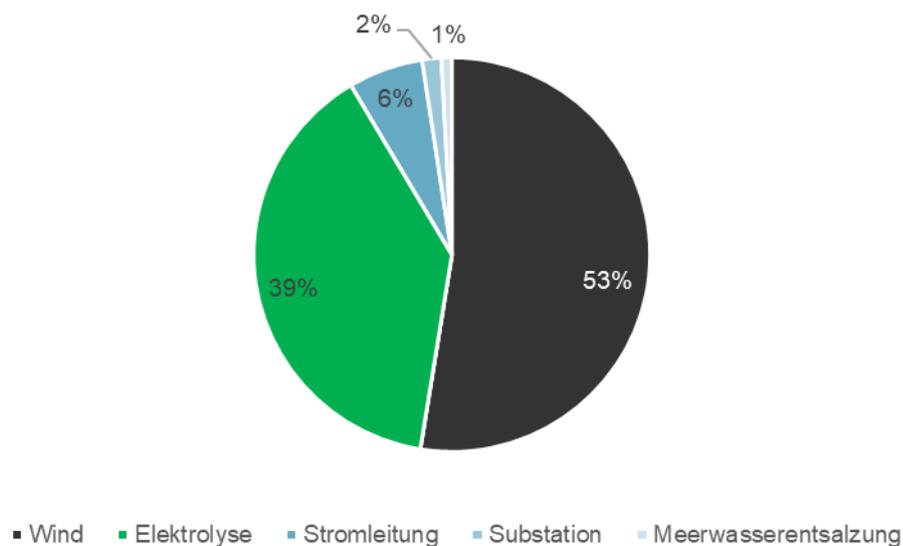


Abbildung 5.10: CAPEX-Anteile der Wasserstoffproduktion am Standort in Deutschland

Abbildung 5.11 zeigt die absolute Zusammensetzung des LCOH für alle Standorte. Darin wird deutlich, dass der LCOH vor allem von den Kosten der Stromerzeugung, also von den Stromgestehungskosten abhängig ist. Bei gleicher Elektrolyseleistung ist der Anteil der Stromgestehung am LCOH am chilenischen Standort deutlich geringer als am chinesischen, was insgesamt zu einem geringeren LCOH führt. Dies hebt die Relevanz der Nutzungsgrade der erneuerbaren Energieträger hervor. Je besser die Nutzungsgrade sind, desto weniger Leistung muss für die gleiche Wasserstoffproduktion installiert werden und desto geringer ist der LCOH.

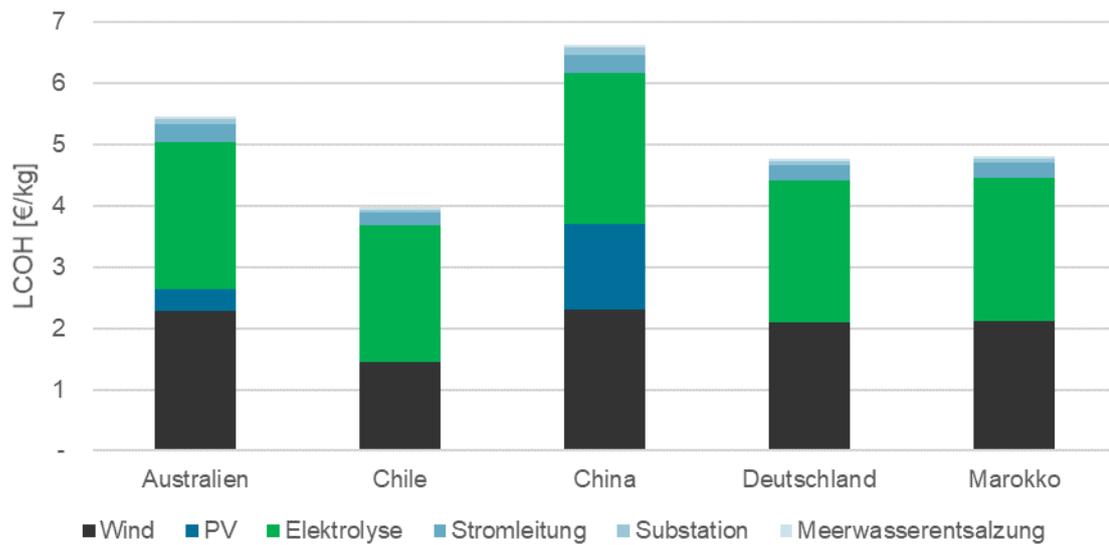


Abbildung 5.11: Absolute LCOH-Zusammensetzung für alle Standorte

5.3 LCOA-Optimierung

Die Optimierung hinsichtlich der Ammoniakgestehungskosten ergibt für die untersuchten Standorte LCOA zwischen 964 €/t_{NH₃} (Chile) und 1.654 €/t_{NH₃} (China). Die entsprechenden Wasserstoffgestehungskosten für die einzelnen Systemkonfigurationen liegen mit 4,32 €/kg_{H₂} (Chile) bis 7,49 €/kg_{H₂} (China) teilweise deutlich über denjenigen der für die Wasserstoffproduktion optimierten Systeme an denselben Standorten. Dies liegt daran, dass in diesem Fall die installierten Leistungen der Hybridkraftwerke größer sind. Die Stromgestehungskosten liegen mit 26,49 €/MWh (Chile) bis 63,55 €/MWh (China) ebenfalls über denjenigen der LCOH-optimierten Systeme. Die optimierten Systemkonfigurationen sowie die Produktionsmengen für alle untersuchten Standorte sind in Tabelle 5.4 aufgeführt.

Im Vergleich der Auslastung von Ammoniaksynthese und Elektrolyse fällt auf, dass sich die Syntheseauslastung zwischen den einzelnen Standorten weniger stark unterscheidet. Mit 5673 (China) bis 6691 Volllaststunden (Chile) liegt sie zwischen 64,8 % und 76,4 %. Die Elektrolyse ist mit einer Spanne von 53,1 % (China) bis 70,4 % (Chile) unterschiedlicher ausgelastet. Der Grund hierfür liegt darin, dass die Elektrolyseleistung für alle Standorte mit 100 MW vorgegeben ist, während die Synthese für jeden Standort individuell auf die bestmögliche Systemkonfiguration ausgelegt wird. Verglichen mit den LCOH-optimierten Systemen sind die installierten Leistungen des Hybridkraftwerks an allen Standorten höher. Mit dem zusätzlichen Strom wird zum einen der Energiebedarf des Haber-Bosch-Reaktors und der Luft-

zerlegungsanlage gedeckt. Zum anderen lässt sich die Synthese weniger dynamisch betreiben als die Elektrolyse, was eine höhere Überinstallation erfordert, um die erforderliche Strom- und Wasserstoffmenge für den minimalen Teillastbetrieb möglichst durchgehend bereitzustellen. Dies äußert sich auch in einem höheren Anteil an abgeregelter Energie im Vergleich mit den LCOH-optimierten Systemen.

Tabelle 5.4: Ergebnisse der LCOA-Optimierung

Standort		Austra- lien	Chile	China	Deutsch- land	Marokko
Elektrolyse	MW	100	100	100	100	100
Wind	MW	165	130	150	185	170
PV	MW	75	0	145	0	15
H ₂ -Speicher	t	50	100	50	100	50
NH ₃ -Synthese	t/h	8,11	9,13	7,60	8,62	9,13
LCOA	€/t	1.322	964	1.654	1.147	1.154
LCOH	€/kg	6,18	4,32	7,49	5,34	5,40
LCOE	€/MWh	47,60	26,49	63,55	36,78	38,80
CAPEX	Mio. €	514	415	557	486	470
NH ₃ -Produktion	t/a	51.719	61.052	43.136	57.600	55.441
VLS Synthese	h/a	6.376	6.691	5.673	6.684	6.067
CF Synthese	%	72,8	76,4	64,8	76,3	69,3
Shutdown	h/a	864	912	1.632	672	1.248
	%	9,9	10,4	18,6	7,7	14,2
H ₂ -Produktion	t/a	9.629	11.106	8.398	10.415	10.077
VLS Elektrolyse	h/a	5.349	6.169	4.665	5.786	5.598
CF Elektrolyse	%	61,1	70,4	53,1	66,1	63,9
H ₂ -Überschuss	t/a	193	53	180	8	168
	%	2,0	0,5	2,1	0,1	1,7
Stromüberschuss	MWh/a	76.440	33.651	70.336	93.935	53.669
	%	10,6	4,4	11,3	11,9	7,3

Neben den Standorten in Australien und China ergibt sich bei der LCOA-Optimierung auch für den Standort in Marokko ein Hybridkraftwerk. Jedoch fällt die PV-Installation mit 15 MW vergleichsweise gering aus. Die Shutdownzeiten, also Zeiten, in denen die Synthese aufgrund von Wasserstoff- oder Strommangel gänzlich heruntergefahren werden muss, liegen zwischen 7,7 % (Deutschland) und 18,6 % (China). Der Wasserstoffüberschuss in Relation auf die Produktionsmenge fällt mit 0,1 % bis 2,1 % deutlich geringer aus als der Stromüberschuss mit 4,4 % bis 11,9 %.

Der Einsatz eines Wasserstoffspeichers an allen Standorten ermöglicht eine konstante Wasserstoffversorgung. Keine der berechneten Systemkonfigurationen enthält einen Batteriespeicher. Die Stromversorgung wird lediglich durch die Überinstallation an Leistung des Hybridkraftwerks sichergestellt. Für die Wasserstoffversorgung ist ein Wasserstoffspeicher deutlich kostengünstiger als ein Batteriespeicher, mit dem sich ein gleichmäßigerer Elektrolysebetrieb realisieren ließe. Die CAPEX eines 50-t-Wasserstoffspeichers liegen bei etwa 19 Mio. €. Mit dem Heizwert von Wasserstoff von 33,33 kWh/kg ergibt sich ein spezifischer Speicherpreis von etwa 11.400 €/MWh. Diese liegen deutlich unter den angenommenen 300.000 €/MWh für eine Batterie. Ein Batteriespeicher trägt also nicht zu einem geringeren LCOA bei. Liegt die Priorität allerdings auf der bestmöglichen Ausnutzung des produzierten Stroms anstatt auf möglichst niedrigen PtX-Gestehungskosten, kann der Einsatz einer Batterie sinnvoll sein. Parallel zu den LCOH-optimierten Systemen zeichnet sich der chilenische Standort auch in der absoluten Ammoniakproduktion mit etwa 61.000 t pro Jahr als bester Standort aus, während die Produktion am chinesischen Standort mit etwa 43.000 t pro Jahr am geringsten ausfällt.

Die Ammoniakproduktion sowie der Wasserstoffspeicherfüllstand für die Standorte in Chile, China und Deutschland sind in Abbildung 5.12 bis Abbildung 5.14 über die Zeit aufgetragen. Daraus wird ersichtlich, dass die Synthese im möglichen Lastbereich zwischen 60 % und 100 % der Nennlast sehr dynamisch betrieben wird. Dabei wird der Wasserstoffspeicher sukzessive entleert, um den Betrieb zu ermöglichen. Sobald die Anlage abgeschaltet werden muss, da der Strom- bzw. Wasserstoffbedarf nicht mehr gedeckt werden kann, reicht der Zeitraum des Shutdowns oftmals aus, um den Wasserstoffspeicher wieder vollständig zu füllen.

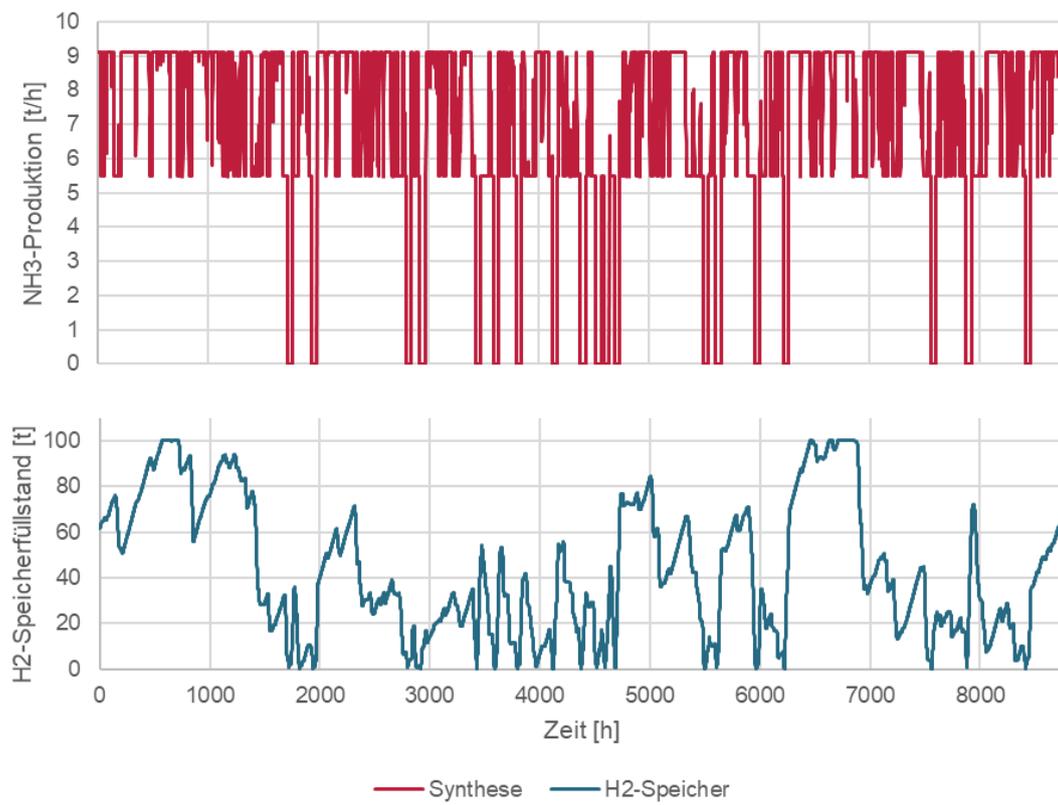


Abbildung 5.12: Ammoniakproduktion und Wasserstoffspeicher am Standort in Chile

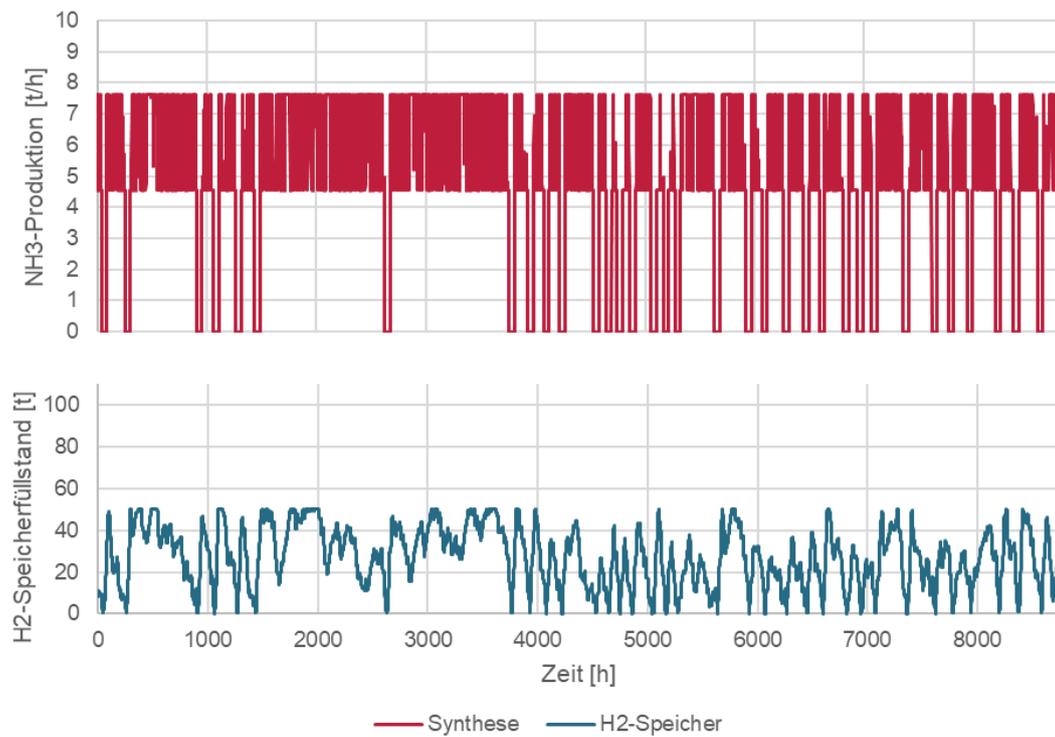


Abbildung 5.13: Ammoniakproduktion und Wasserstoffspeicher am Standort in China

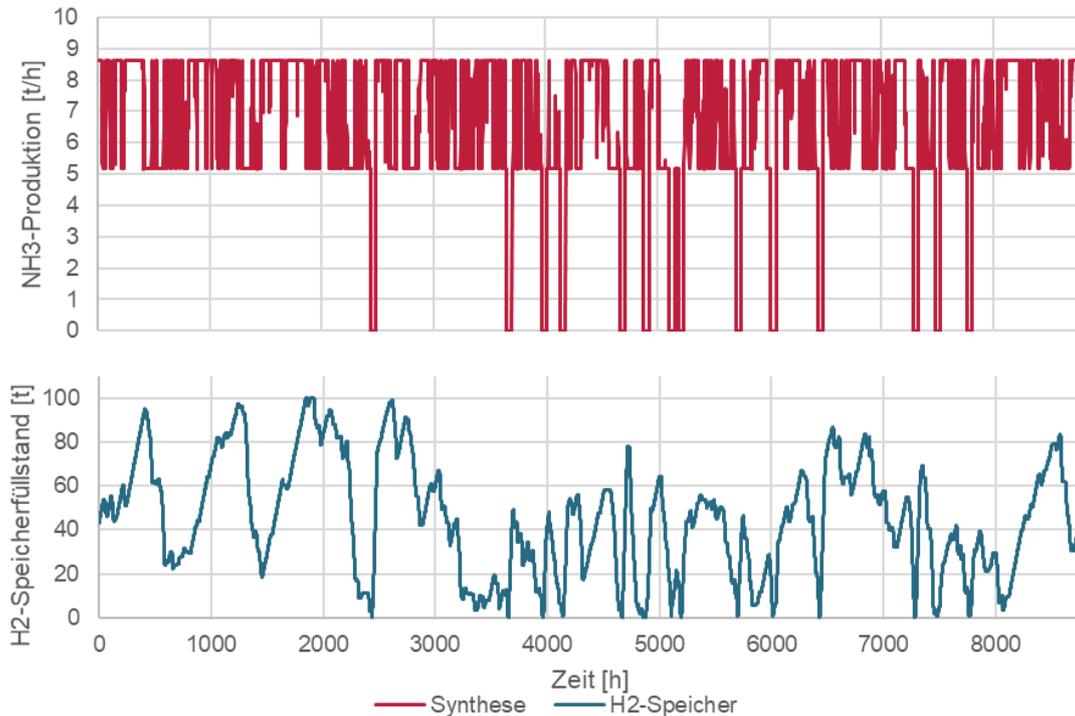


Abbildung 5.14: Ammoniakproduktion und Wasserstoffspeicher am Standort in Deutschland

In Abbildung 5.15 bis Abbildung 5.17 sind die Jahresdauerlinien der elektrischen Leistung der einzelnen Komponenten dargestellt. Darin zeigt sich, dass sich die Kurven der Elektrolyse und des Hybrid- bzw. Windkraftwerks nicht wie bei der LCOH-optimierten Wasserstoffproduktion angleichen. Dies liegt am Strombedarf der Ammoniaksynthese und der Luftzerlegung, der zusätzlich bereitgestellt werden muss. Daher bildet die Fläche zwischen der Hybrid- bzw. Windkurve und der Elektrolyse nicht mehr den Stromüberschuss ab, da hiervon noch die Strommenge, die in den Syntheseprozess fließt, abgezogen werden muss. Da für Synthese und Luftzerlegung ein konstanter elektrischer Energieverbrauch angenommen wurde, ist auch die entsprechende Jahresdauerlinie bis zu dem Punkt konstant, an dem die Shutdownzeiten einsetzen.

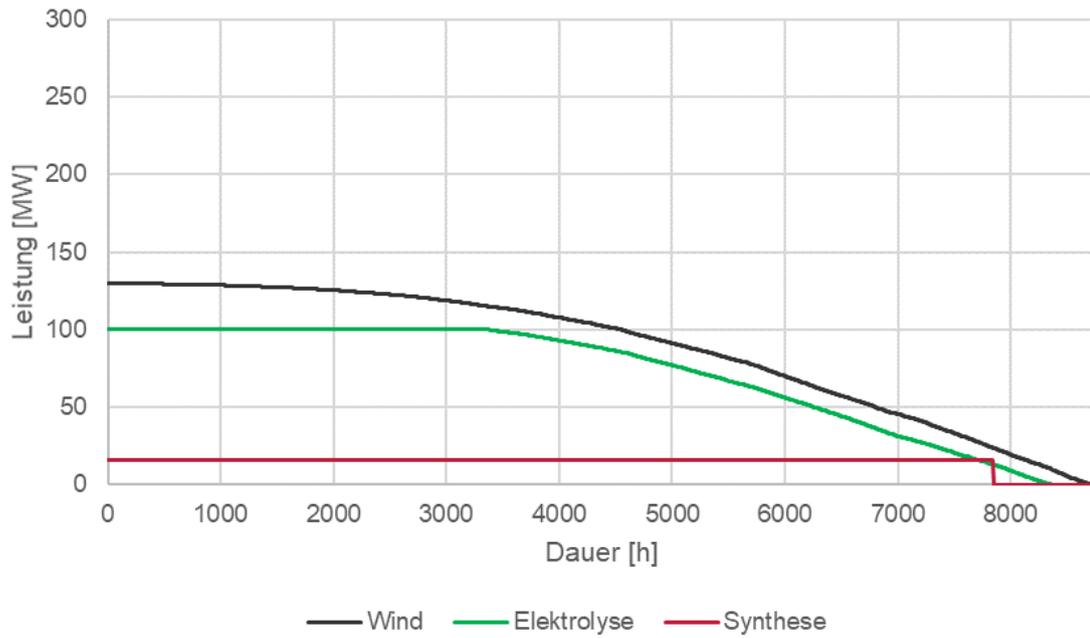


Abbildung 5.15: Jahresdauerlinien der Ammoniakproduktion am Standort in Chile

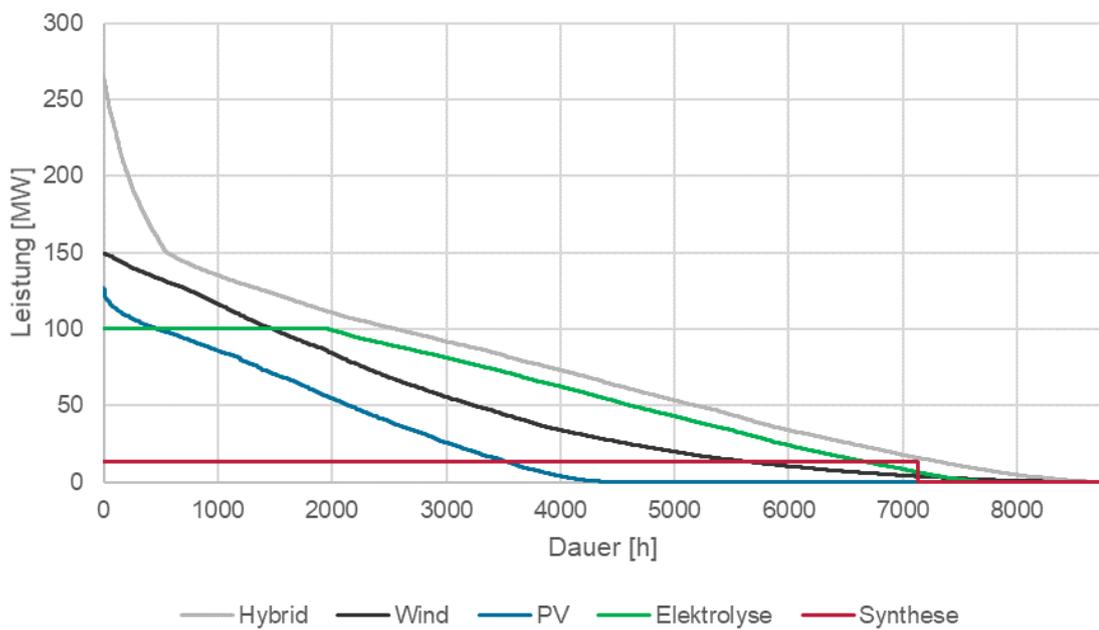


Abbildung 5.16: Jahresdauerlinien der Ammoniakproduktion am Standort in China

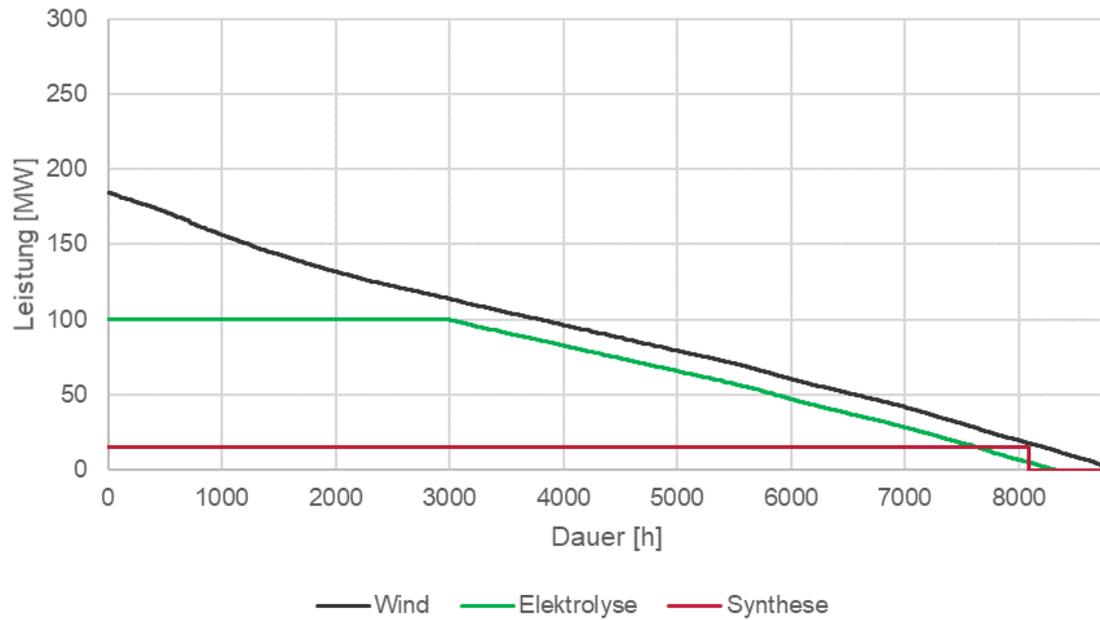


Abbildung 5.17: Jahresdauerlinien der Ammoniakproduktion am Standort in Deutschland

Die relativen CAPEX-Anteile der einzelnen Systemkomponenten für diese Standorte sind in Abbildung 5.18 bis Abbildung 5.20 dargestellt. Den größten Anteil an den CAPEX für die Ammoniakproduktion machen die Kosten für den Wasserstoff inklusive des dafür benötigten Stroms aus. So beträgt der Anteil von Haber-Bosch-Reaktor, Luftzerlegungsanlage, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle an den CAPEX für den Standort in Chile 22 %, für den deutschen 18 % und für den chinesischen Standort 12 %. Da nur ein kleiner Teil des erzeugten Stroms für den Syntheseprozess benötigt wird, liegt der Anteil der Wasserstoffproduktion an den CAPEX somit bei über 75 %.

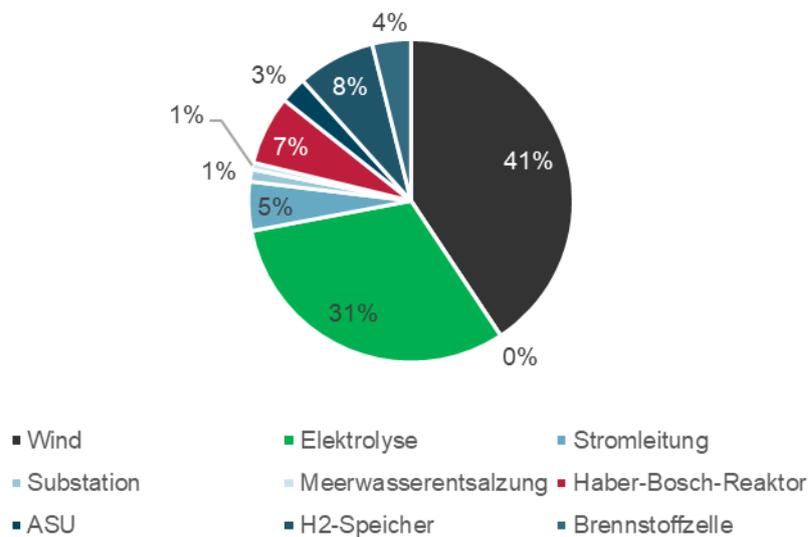


Abbildung 5.18: CAPEX-Anteile der Ammoniakproduktion am Standort in Chile

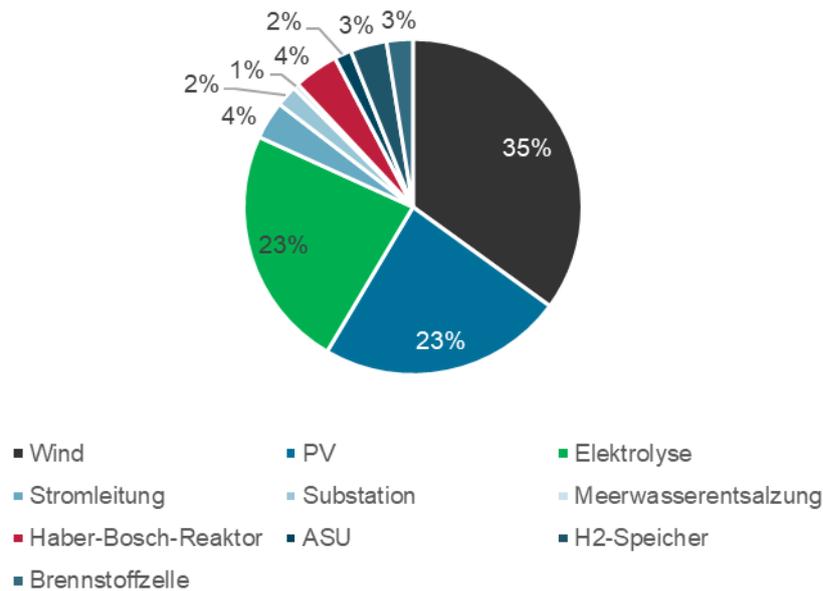


Abbildung 5.19: CAPEX-Anteile der Ammoniakproduktion am Standort in China

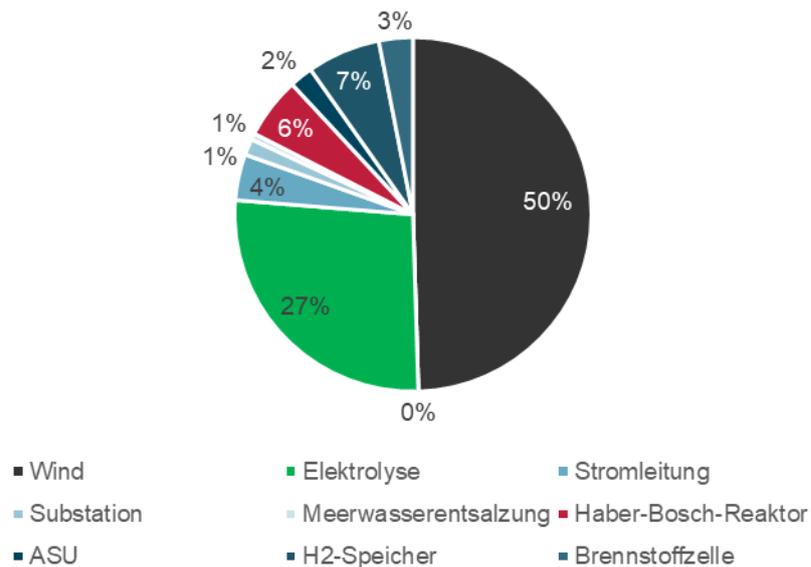


Abbildung 5.20: CAPEX-Anteile der Ammoniakproduktion am Standort in Deutschland

Abbildung 5.21 zeigt die absoluten Beiträge der einzelnen Systemkomponenten zum LCOA für alle Standorte. Analog zu den LCOH-optimierten Systemen wird auch hier die Auswirkung der Nutzungsgrade der erneuerbaren Energieträger auf die Ammoniakgestehungskosten deutlich. Während die Anteile der anderen Komponenten sich ähneln, unterscheiden sich die Beiträge der Stromerzeugung zum LCOA an

den verschiedenen Standorten erheblich. Die Stromgestehungskosten haben demnach auch auf den LCOA einen starken Einfluss. Je höher der Nutzungsgrad der erneuerbaren Energieträger, desto weniger Leistung muss bei gleicher Elektrolyse- und Syntheseleistung zur Stromproduktion installiert werden, desto geringer also auch der LCOA.

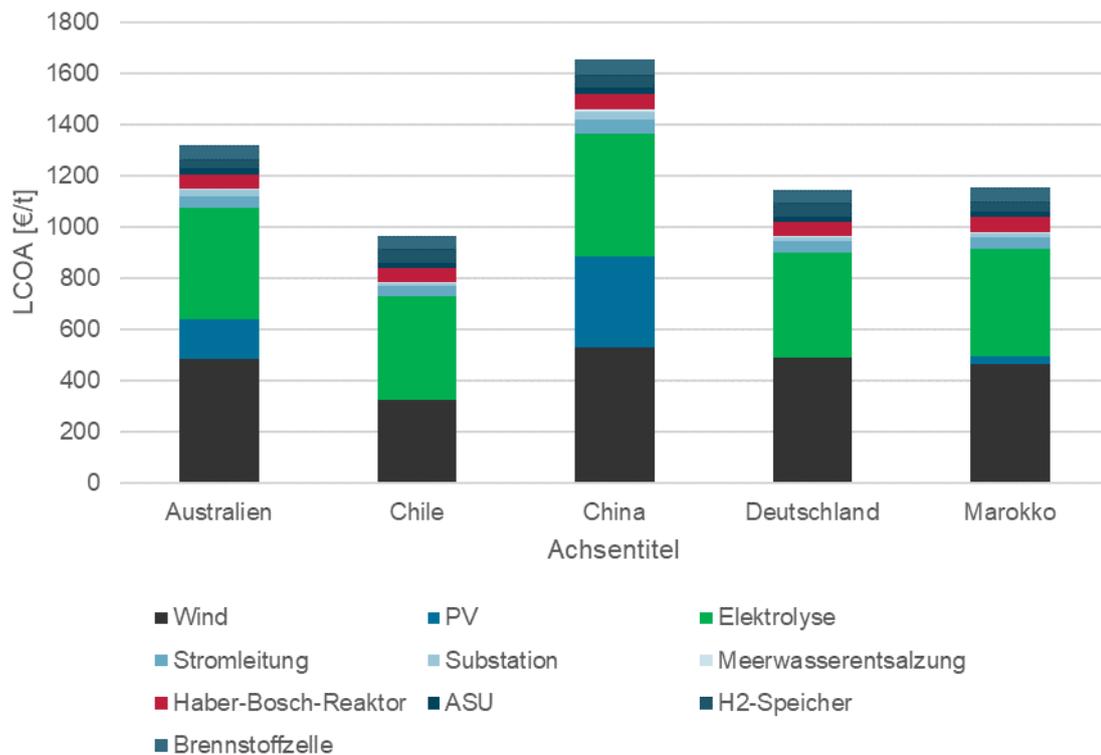


Abbildung 5.21: Absolute LCOA-Zusammensetzung für alle Standorte

5.4 Kostendegression

Aufgrund der zu erwartenden Kostendegression von PEM-Elektrolyseuren sowie Wind- und PV-Energieanlagen sollten für ausgewählte Standorte zusätzlich die PtX-Gestehungskosten für die Jahre 2030 und 2050 berechnet werden. Hierfür wurde zum einen der Standort in Chile gewählt, der sowohl für Wasserstoff als auch für Ammoniak die geringsten Gestehungskosten aufweist. Zum anderen wurde der Standort in Marokko gewählt. Da der Standort einen vergleichsweise hohen Nutzungsgrad für PV-Energie aufweist, für PV-Energie eine deutlich stärkere Kostendegression als für Windenergie erwartet wird und sich für das Jahr 2022 keine (LCOH-Optimierung) bzw. nur wenig (LCOA-Optimierung) PV-Installation ergibt, ist eine veränderte Zusammensetzung des Hybridkraftwerks für zukünftige Zeitpunkte

zu erwarten. Zusätzlich wurde die Kostendegression am deutschen Standort untersucht. Die errechneten Gestehungskosten sowie die jeweiligen Systemkonfigurationen für die drei Standorte sind in Tabelle 5.5 und Tabelle 5.6 aufgeführt.

Tabelle 5.5: Ergebnisse der LCOH-Optimierung für die Jahre 2030 und 2050

Standort		Chile		Deutschland		Marokko	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Elektrolyse	MW	100		100		100	
Wind	MW	105	105	140	125	140	110
PV	MW	0	0	0	0	15	60
LCOH	€/kg	2,86	1,82	3,53	2,36	3,57	2,35
LCOE	€/MWh	25,00	24,01	34,72	33,35	36,19	33,44
CAPEX	Mio €	264	206	308	231	318	242
H ₂ -Produktion	t/a	12.564	13.673	11.428	11.493	11.695	12.164
VLS Elektrolyse	h/a	5.935	5.935	5.601	5.176	5.732	5.474
CF Elektrolyse	%	70,3	70,3	63,9	59,1	65,4	62,5

Tabelle 5.6: Ergebnisse der LCOA-Optimierung für die Jahre 2030 und 2050

Standort		Chile		Deutschland		Marokko	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Elektrolyse	MW	100		100		100	
Wind	MW	140	130	190	175	175	150
PV	MW	0	0	0	35	55	95
H ₂ -Speicher	t	100	100	100	100	100	50
NH ₃ -Synthese	t/h	10,92	10,00	9,77	10,00	10,34	10,63
LCOA	€/t	763	563	912	700	920	683
CAPEX	Mio €	407	330	463	402	485	392
NH ₃ -Produktion	t/a	70.597	71.249	65.105	68.957	67.770	69.451
VLS Synthese	h/a	6.467	7.122	6.666	6.893	6.553	6.534
CF Synthese	%	73,8	81,3	76,1	78,7	74,8	74,6
Shutdown	h/a	1.152	480	720	432	720	768

Am Standort in Chile ändert sich die LCOH-optimierte Systemkonfiguration gegenüber dem Jahr 2022 nicht. Deutlich niedrigere CAPEX führen jedoch zu einem LCOH von 2,86 €/kg_{H2} im Jahr 2030 und 1,82 €/kg_{H2} im Jahr 2050. Während die Auslastung der Elektrolyse unverändert bei 70,3 % liegt, erhöht sich die jährlich produzierte Wasserstoffmenge deutlich. Dies ist auf die verbesserten Wirkungsgrade des Elektrolyseurs zurückzuführen. Am Standort in Marokko verändert sich, wie erwartet, die Systemkonfiguration dahingehend, dass aufgrund der stark fallenden CAPEX für PV-Energie im Jahr 2030 15 MW und im Jahr 2050 60 MW installiert werden, während 2030 noch 140 MW und 2050 nur noch 110 MW Windleistung installiert werden. Der LCOH beträgt im Jahr 2030 3,57 €/kg_{H2} und im Jahr 2050 2,35 €/kg_{H2}. Am deutschen Standort beträgt der LCOH im Jahr 2030 3,53 €/kg_{H2} und im Jahr 2050 2,36 €/kg_{H2}. Während dieser Standort für das Jahr 2022 sowie für das Jahr 2030 einen leicht besseren LCOH aufweist als der marokkanische, ist der LCOH im Jahr 2050 am marokkanischen Standort leicht niedriger. Dies liegt daran, dass die Kostendegression für PV deutlich stärker ausfällt als für Windenergie. Dadurch sind Standorte mit einem hohen PV-Ausnutzungsgrad im Vorteil. Mit den geringeren CAPEX für das Hybridkraftwerk sinken die Stromgestehungskosten an allen drei Standorten.

Die LCOA-Optimierung am chilenischen Standort ergibt für das Jahr 2030 eine höhere installierte Windleistung von 140 MW, während diese 2050 wie auch 2022 bei 130 MW liegt. Durch die veränderten Systemkonfigurationen wird eine höhere Auslastung der Synthese und somit eine höhere Ammoniakproduktion möglich. Zusammen mit den sinkenden CAPEX führt dies zu einem LCOA von 763 €/t_{NH3} im Jahr 2030 und von 563 €/t_{NH3} im Jahr 2050. Auch am deutschen Standort steigt die installierte Windleistung im Jahr 2030 auf 190 MW, während sie 2050 bei 175 MW liegt. Zusätzlich ergibt die Optimierung für 2050 eine Installation von 35 MW PV-Leistung. Der LCOA beträgt 2030 912 €/t_{NH3} und 2050 700 €/t_{NH3}. Ähnlich wie beim LCOH-optimierten System ergibt auch die LCOA-Optimierung für den marokkanischen Standort eine steigende PV-Installation. 2030 werden bei 175 MW Windleistung 55 MW PV-Leistung installiert. 2050 betragen die installierten Leistungen 95 MW für PV und 150 MW für Wind. Der LCOA liegt 2030 bei 920 €/t_{NH3} und 2050 bei 683 €/t_{NH3}. Auch bei der Optimierung hinsichtlich des LCOA stellt Marokko im Jahr 2050 einen besseren Standort dar als Deutschland.

Die resultierenden Kostendegressionskurven für den LCOH sowie den LCOA an beiden Standorten sind in Abbildung 5.22 und Abbildung 5.23 dargestellt.

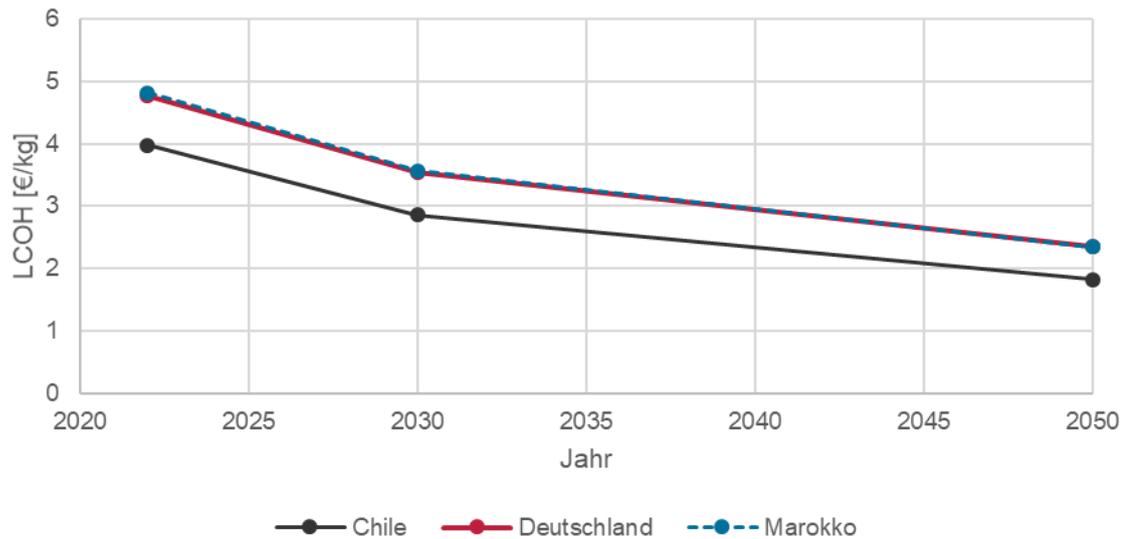


Abbildung 5.22: Wasserstoffkostendegression an den Standorten in Chile, Deutschland und Marokko

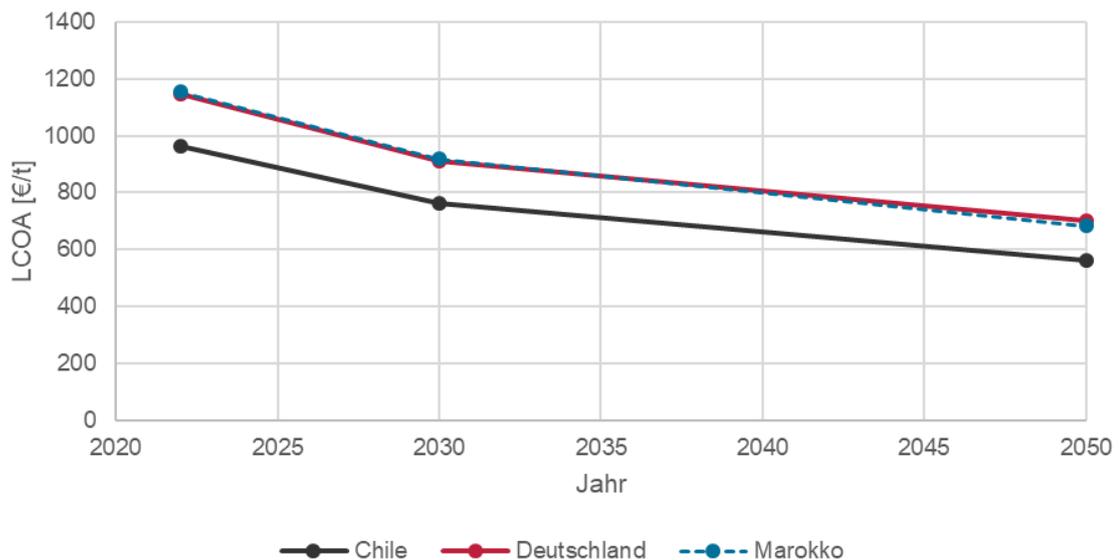


Abbildung 5.23: Ammoniakkostendegression an den Standorten in Chile, Deutschland und Marokko

5.5 Sensitivitätsanalyse

Um die Sensitivität der berechneten Gestehungskosten hinsichtlich der Inputparameter einschätzen zu können, wurden für den Standort in Deutschland vier Parameter bei ansonsten jeweils unveränderten Annahmen variiert. Da die Höhe des Kalkulationszinssatzes sowie der Preisänderungsrate, also der Inflation, jeweils stark länderabhängig und schwer vorhersehbar ist, wurden diese beiden Parameter

untersucht. Zusätzlich wurden die Auswirkungen der Länge der Stromleitung sowie der CAPEX des Elektrolyseurs analysiert. Dabei wurde der Kalkulationszinssatz zwischen 0 % und 20 % variiert, die Preisänderungsrate zwischen 0 % und 10 %. Für die Leitungslänge wurden Werte zwischen 0 km und 200 km angenommen. Die spezifischen CAPEX des Elektrolyseurs wurden zwischen dem für 2022 angenommenen Wert von 1,3 Mio. € und 2,6 Mio. € variiert.

Die resultierenden Wasserstoff- und Ammoniakgestehungskosten für die verschiedenen Kalkulationszinssätze sind in Tabelle 5.7 aufgeführt. Bei den markierten Werten handelt es sich um die ursprüngliche Parametereinstellung.

Tabelle 5.7: PtX-Gestehungskosten für verschiedene Kalkulationszinssätze am Standort in Deutschland

Kalkulationszinssatz	LCOH	LCOA
	[€/kg _{H2}]	[€/t _{NH3}]
0 %	3,07	718
2 %	3,44	812
4 %	3,85	915
6 %	4,29	1.027
8 %	4,76	1.147
10 %	5,26	1.273
12 %	5,78	1.406
14 %	6,33	1.545
16 %	6,89	1.688
18 %	7,47	1.835
20 %	8,07	1.985

Daraus wird ersichtlich, dass die Höhe des Kalkulationszinssatzes eine erhebliche Auswirkung auf die PtX-Gestehungskosten hat. Schon eine Absenkung oder Steigerung der bisher angenommenen 8 % um zwei Prozentpunkte würde eine absolute Verringerung bzw. Erhöhung des LCOH um knapp 0,5 €/kg_{H2} erwirken. Der LCOA würde rund 120 €/t_{NH3} kleiner bzw. größer. Die Abhängigkeit des LCOA vom Kalkulationszins ist in Abbildung 5.24 dargestellt.

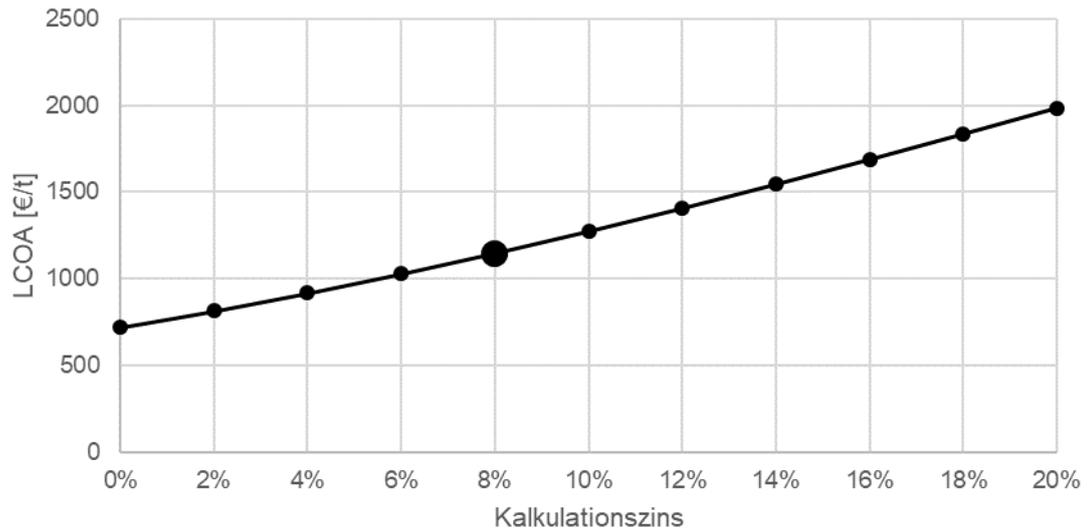


Abbildung 5.24: Einfluss des Kalkulationszinssatzes auf den LCOA

Auch eine Veränderung der Preisänderungsrate würde die PtX-Gestehungskosten deutlich beeinflussen. Schon eine Erhöhung auf 3 % würde eine absolute Steigerung des LCOH um knapp 0,2 €/kgH₂ und des LCOA um mehr als 40 €/tNH₃ bedeuten. Die Wasserstoff- und Ammoniakgestehungskosten, die sich für unterschiedliche Preisänderungsraten ergeben, sind in Tabelle 5.8 aufgeführt.

Tabelle 5.8: PtX-Gestehungskosten für verschiedene Preisänderungsraten am Standort in Deutschland

Preisänderungsrate	LCOH [€/kgH ₂]	LCOA [€/tNH ₃]
0 %	4,46	1.079
1 %	4,60	1.111
2 %	4,76	1.147
3 %	4,95	1.188
4 %	5,16	1.235
5 %	5,40	1.289
6 %	5,67	1.350
7 %	5,99	1.421
8 %	6,35	1.502
9 %	6,77	1.595
10 %	7,25	1.703

Abbildung 5.25 zeigt die Abhängigkeit des LCOA von der Preisänderungsrate grafisch auf.

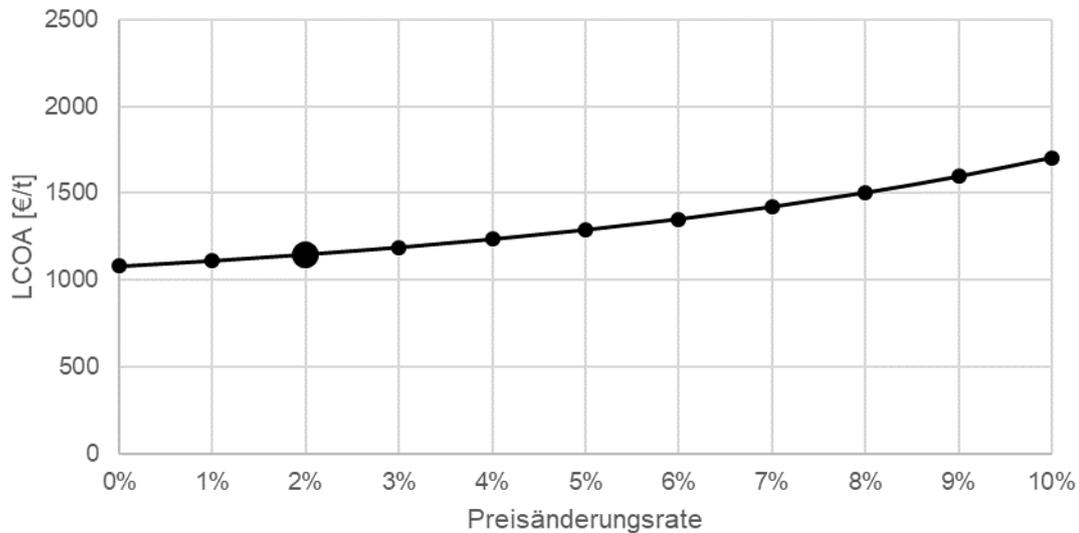


Abbildung 5.25: Einfluss der Preisänderungsrate auf den LCOA

Der Einfluss der Stromleitungslänge auf die PtX-Gestehungskosten ist linear, genau wie derjenige der spezifischen CAPEX des Elektrolyseurs, da die Werte zur Berechnung der Annuitäten mit dem Annuitäten- bzw. dem Barwertfaktor multipliziert werden. Eine Verdopplung der Stromleitungslänge bedeutet also eine Verdopplung des absoluten Anteils der Leitung an den Gestehungskosten. Jeder zusätzliche Kilometer Leitungslänge bedeutet eine Steigerung des LCOH um 0,48 Cent/kg_{H2} und des LCOA um etwa 0,83 €/t_{NH3}. Müssen statt der angenommenen 50 km Leitungslänge zwischen Hybridkraftwerk und Elektrolysestandort 200 km überbrückt werden, erhöht sich der LCOH um 0,72 €/kg_{H2}, während der LCOA um 125 €/t_{NH3} steigt. Die spezifischen CAPEX des Elektrolyseurs wirken sich mit 0,18 Cent/kg_{H2} pro 1000 €/kW installierte Leistung auf den LCOH aus. Auf den LCOA liegt die Auswirkung bei etwa 32 Cent/t_{NH3}. Eine Erhöhung der spezifischen CAPEX von den angenommenen 1,3 Mio. €/kW installierter Leistung auf 1,5 Mio. €/kW würde demnach einen Anstieg des LCOH um 0,36 €/kg_{H2} und des LCOA um 64 €/t_{NH3} bedeuten. Die grafischen Darstellungen der Abhängigkeiten des LCOA von der Stromleitungslänge und den spezifischen CAPEX des Elektrolyseurs finden sich in Abbildung 5.26 und Abbildung 5.27. Die entsprechenden Grafiken für den LCOH sind im Anhang aufgeführt.

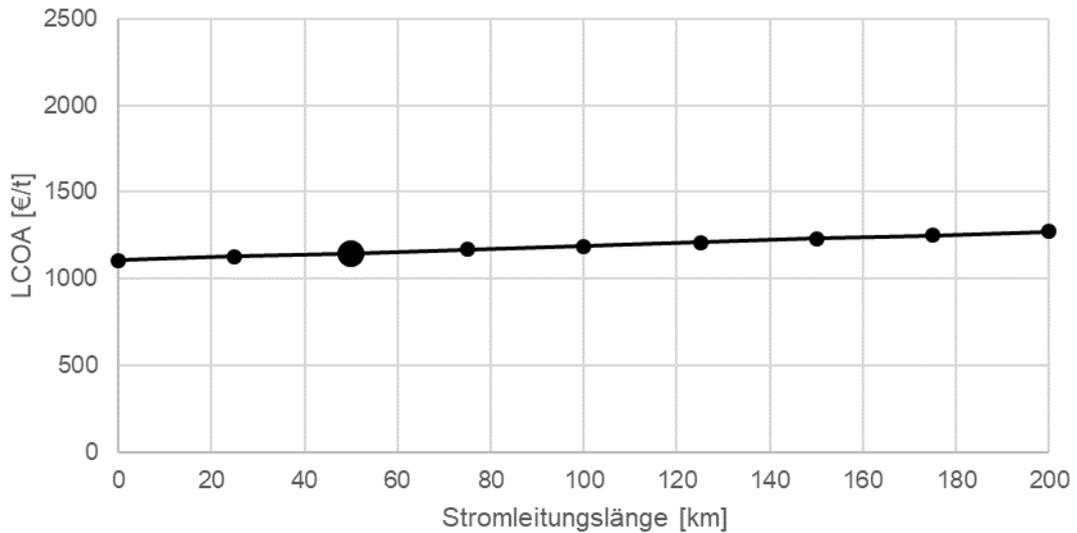


Abbildung 5.26: Einfluss der Stromleitungslänge auf den LCOA

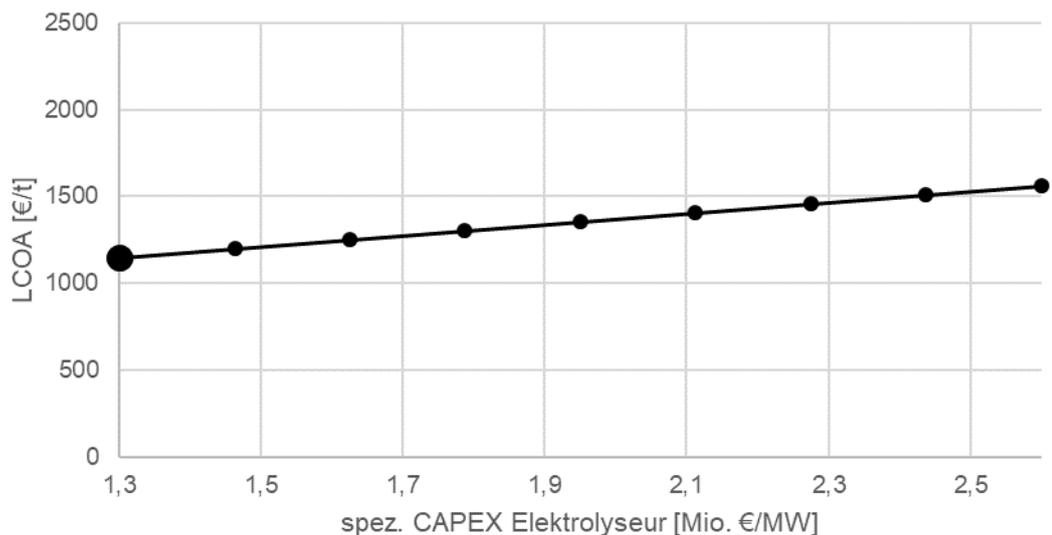


Abbildung 5.27: Einfluss der CAPEX des Elektrolyseurs auf den LCOA

5.6 Funktionalität des Tools

Das Python-Tool gibt die Ergebnisse über einen print-Befehl direkt im Befehlsfenster des genutzten Interpreters aus. Dabei werden die ermittelte Systemkonfiguration mit den PtX-Gestehungskosten sowie die jährlich produzierten PtX- und Strommengen und die gesamten CAPEX genannt. In Abbildung 5.28 ist die Ausgabe für eine LCOH-Optimierung am Standort in Deutschland dargestellt.

```

Name des Standorts: Deutschland
LCOH-Berechnung:

Installierte Wind-Leistung: 135 MW
Installierte PV-Leistung: 0 MW
Groesse des Wasserstoffspeichers: 0 t

Hybridkraftwerk
Generierte Energie aus Wind: 576914 MWh
Volllaststunden Wind: 4273
Generierte Energie aus PV: 0 MWh
Gesamter Stromueberschuss: 30098 MWh (5%)

Elektrolyse
Gesamte Wasserstoffproduktion: 9844 t
Volllaststunden Elektrolyse: 5468

Der LCOH bertraegt 4.76 Euro/kgH2
Der LCOE bertraegt 36.78 Euro/MWh

Die Investitionskosten betragen 333941099 Euro

```

Abbildung 5.28: Beispielhafte Ausgabe für eine LCOH-Optimierung

Abbildung 5.29 zeigt die LCOA-Optimierung für denselben Standort.

```

Name des Standorts: Deutschland
LCOA-Berechnung:

Zusammensetzung Inselfsystem
Installierte Wind-Leistung: 185 MW
Installierte PV-Leistung: 0 MW
Groesse des Wasserstoffspeichers: 100 t
Nennproduktion der HB-Synthese: 8.62 tNH3/h
Installierte Leistung der Brennstoffzelle: 15

Hybridkraftwerk
Generierte Energie aus Wind: 790585 MWh
Volllaststunden Wind: 4273
Generierte Energie aus PV: 0 MWh
Gesamter Stromueberschuss: 93935 MWh (12%)
Nicht gedeckter Energiebedarf: 0 MWh

Elektrolyse
Gesamte Wasserstoffproduktion: 10415 t
Volllaststunden Elektrolyse: 5786
Es wurden 10227 t Wasserstoff in Ammoniak umgesetzt (98%)
Wasserstoffmenge fuer Brennstoffzelle: 180 t (2%)
Gesamter Wasserstoffueberschuss: 8 t (0%)

Haber-Bosch-Synthese
Gesamte Ammoniakproduktion: 57600 t
Volllaststunden HB: 6684
Berechneter Energiebedarf von HB+ASU: 14.91 MW
Die Anlage war 672 h Stunden im Shutdown

Gestehungskosten
Der LCOA bertraegt 1147.02 Euro/tNH3
Der LCOH bertraegt 5.34 Euro/kgH2
Der LCOE bertraegt 36.78 Euro/MWh

Die Investitionskosten betragen 485617779 Euro

```

Abbildung 5.29: Beispielhafte Ausgabe für eine LCOA-Optimierung

Aufgrund der zusätzlichen Parameter, die variiert werden, ist die Laufzeit der LCOA-Optimierung deutlich länger als die der LCOH-Optimierung. Während die Rechenzeit für die LCOH-Optimierung etwa drei Minuten beträgt, dauert die LCOA-Optimierung etwa acht Stunden. Alle ermittelten Systemkonfigurationen kommen ohne Batteriespeicher aus. Aufgrund der hohen Speicherkosten trägt eine Batterie nicht zu geringeren PtX-Gestehungskosten bei, sodass bei einer Optimierung, deren Ziel die geringsten Kosten sind, kein Batteriespeicher benötigt wird. Wird dieser im Optimierungstool nicht mehr berücksichtigt, reduziert sich die Laufzeit für die LCOH-Optimierung auf unter eine Minute, während die LCOA-Optimierung nur noch etwa vier Stunden benötigt. Wie in Kapitel 4.3 beschrieben ist, muss der Wasserstoffspeicherfüllstand zu Beginn und zum Ende des untersuchten Zeitraums gleich sein. Um dies zu erreichen, wird der Startwert des Füllstands im „*calculator*“-Modul so lange iterativ angepasst, bis Start- und Endwert sich gleichen. Da dies erst mit der optimierten Systemkonfiguration im „*calculator*“ geschieht, kann das Ergebnis verfälscht werden, da im „*optimizer*“-Modul nur Systemkonfigurationen mit differierenden Speicher Start- und Endwerten verglichen werden, bei denen also der Speicherstand beim Jahreswechsel jeweils einen Sprung aufweist.

5.7 Validierung des Tools

Die Validierung des entwickelten Python-Tools erfolgt in zwei Schritten. Zunächst soll sichergestellt werden, dass die Rechnungen wie geplant vollzogen werden. Anschließend soll durch einen Vergleich mit Literaturwerten geprüft werden, ob die berechneten Gestehungskosten und somit auch die getroffenen Annahmen in einer realistischen Größenordnung liegen.

Die Validierung der Funktionsweise des Tools erfolgt mit Hilfe einer Berechnung in Excel, die für eine gegebene Systemkonfiguration die PtX-Gestehungskosten ermittelt. Die Rechnung erfolgt für jeden Standort mit denselben technoökonomischen Annahmen und normierten Wind- und PV-Zeitreihen wie in der entsprechenden Python-Optimierung. Jedoch wird die in Python ermittelte, optimierte Systemkonfiguration in Form fester Systemparameter implementiert. Die Excel-Rechnung ist dementsprechend keine Optimierung, sondern dient lediglich dazu, die errechneten Gestehungskosten für eine gegebene Konfiguration zu validieren. Das Vorgehen entspricht den in Kapitel 4.2 aufgezeigten Schritten. Dazu werden für jeden Standort die Stromerzeugungszeitreihen durch Multiplikation der normierten Zeitreihen mit der jeweils installierten Leistung gebildet. Über den Wirkungsgrad des Elektrolyseurs lässt sich die Wasserstoffproduktion für jeden Zeitpunkt berechnen. Im Fall der Ammoniakproduktion muss zuvor der Energiebedarf der Synthese inklusive

Luftzerlegungsanlage abgezogen werden. Aus dem verfügbaren Wasserstoff und der Nenn- sowie der minimalen Teillast der Synthese ergibt sich die produzierte Menge Ammoniak. Durch das Aufsummieren der Zeitreihen lassen sich die Produktionsmengen für das gesamte Jahr ermitteln. Im Excel-Dokument lässt sich jedoch nicht berücksichtigen, dass die Synthese bei einem vollständigen Shutdown für 48 Stunden abgeschaltet bleiben muss, sodass ein stündliches Ein- und Ausschalten der Synthese möglich bleibt. Zudem ist der Energiebedarf von Synthese und Luftzerlegung über den gesamten Zeitraum, also nicht nur während des Betriebes, sondern auch während eines Shutdowns, konstant. Die Berechnung der Annuitäten und daraus folgend der Gestehungskosten erfolgt analog zu Kapitel 4.2.

Im Fall der LCOH-Optimierung stimmen die mittels Excel berechneten LCOH für alle untersuchten Standorte exakt mit den vom Python-Tool ermittelten Werten überein, genau wie die Wasserstoffproduktionsmengen. Bei der LCOA-Optimierung ergeben sich Abweichungen von maximal 4,5 % zwischen den vom Python-Tool ermittelten und den mittels Excel berechneten Werten für den LCOA. Auch die Ammoniakproduktionsmengen weichen bei der Validierungsrechnung von den Werten ab, die vom Python-Tool berechnet wurden. Die vom Python-Tool und mittels Excel berechneten Werte sind einander in Tabelle 5.9 gegenübergestellt.

Tabelle 5.9: Vergleich der LCOA-Optimierung mit der Validierungsrechnung in Excel

Standort			Austra- lien	Chile	China	Deutsch- land	Ma- rokko
LCOA	Python	€/t	1.322	964	1.654	1.147	1.154
	Excel	€/t	1.296	954	1.580	1.143	1.160
	Abweichung	%	2,0	1,1	4,5	0,3	0,6
NH ₃ -Prod.	Python	t/a	51.719	61.052	43.136	57.600	55.441
	Excel	t/a	52.569	61.424	44.974	57.631	54.707
Shutdown	Python	h/a	864	912	1.632	672	1.248
	Excel	h/a	826	982	1.565	805	1.496
H ₂ -Prod.	Python	t/a	9.629	11.106	8.398	10.415	10.077
	Excel	t/a	9.462	10.916	8.126	10.275	9.761
H ₂ -Übers.	Python	t/a	193	53	180	8	168
	Excel	t/a	78	0	54	28	47

Die Abweichungen lassen sich auf die limitierte Funktionsweise der Excel-Rechnung hinsichtlich des Shutdowns der Ammoniaksynthese zurückführen. Im Python-

Tool fällt während des Shutdowns für 48 Stunden der Strombedarf für die Synthese weg. Dadurch wird mehr Wasserstoff produziert und der Speicher kann gefüllt werden. So kann mithilfe der Brennstoffzelle in Zeiten schwacher Stromerzeugung der Strombedarf der Synthese gedeckt werden, sodass die Anzahl der Shutdowns reduziert wird. Die Nennleistung der Synthese ist auf 75 bis 90 % der installierten Elektrolyseleistung ausgelegt. Dadurch wird während des Synthesebetriebs kaum überschüssiger Wasserstoff produziert und eingespeichert. In der Excel-Rechnung ist stündliches Ein- und Ausschalten der Synthese möglich. Dadurch fallen die langen Shutdownzeiten weg, in denen Wasserstoff eingespeichert werden könnte. So ist der Speicher über große Teile des Jahres kaum gefüllt und es steht kein Wasserstoff für die Brennstoffzelle zur Verfügung. Deshalb kommt es zu häufigeren, aber sehr kurzen Shutdowns. Da dadurch jedoch kaum Wasserstoff in der Brennstoffzelle verbraucht wird, wird insgesamt ein größerer Teil des Wasserstoffs in Ammoniak umgesetzt. Hinzu kommt, dass an den meisten Standorten der Wasserstoffüberschuss in der Excel-Rechnung sehr gering ausfällt. So kann die Ammoniakproduktion höher sein als bei der Berechnung durch das Python-Tool, obwohl die Wasserstoffproduktion niedriger ist.

In der Literatur finden sich sehr unterschiedliche Angaben zu den Gestehungskosten von grünem Wasserstoff und Ammoniak. [DAM20] geben den LCOH für ein In-selsystem mit Onshore-Windenergiekraftwerk für 2020 mit 6,99 €/kg_{H2} an. Für 2030 wird ein LCOH von 5,99 €/kg_{H2} und für 2050 von 4,66 €/kg_{H2} angegeben. [ARM20] nennen für Chile und Argentinien einen LCOH von 2 \$/kg_{H2} für die kurzfristige Zukunft. Der LCOH in Marokko für das Jahr 2030 wird von [HAN20] mit 2,7 €/kg_{H2} angegeben. [BAZ17] nennen eine von der Auslastung der Elektrolyse abhängige Spanne von 4,5 bis 10 €/kg_{H2} bei Stromgestehungskosten von 40 €/MWh. Die in dieser Arbeit ermittelten LCOH liegen mit einer Spanne von 3,97 bis 6,63 €/kg_{H2} für das Jahr 2022, 2,86 bis 3,57 €/kg_{H2} für 2030 und 1,82 bis 2,36 €/kg_{H2} für 2050 in einem ähnlichen Bereich. Die in dieser Arbeit berechneten LCOH und die Werte aus der Literatur sind in Tabelle 5.10 aufgelistet.

[BAZ17] nennen eine von den Stromgestehungskosten abhängige Spanne für den LCOA von 255 bis 800 €/t_{NH3}. Laut [IEA19] ist in naher Zukunft ein LCOA von 780 €/t_{NH3} erreichbar, während langfristig 338 €/t_{NH3} möglich sind. [ARM20] nennen für Chile und Argentinien in naher Zukunft einen LCOA von weniger als 500 \$/t_{NH3}. [HAN20] geben für 2030 in Marokko einen LCOA von 608 €/t_{NH3} an. Mit 964 bis 1.654 €/t_{NH3} für das Jahr 2022 und 763 bis 920 €/t_{NH3} für 2030 sowie 563 bis 700 €/t_{NH3} für 2050 liegen die Ergebnisse dieser Arbeit im oberen Bereich der in der Literatur genannten Spanne oder sogar darüber. In Tabelle 5.11 sind die in dieser Arbeit berechneten und die in der Literatur angegebenen LCOA aufgeführt.

Tabelle 5.10: Vergleich der berechneten LCOH mit Literaturwerten

2022	2030	2050	
3,97 – 6,63 €/kg	2,86 – 3,57 €/kg	1,82 – 2,36 €/kg	eigene Berechnung
Heute	Nahe Zukunft	Ferne Zukunft	Quelle
4,5 – 10 €/kg			[BAZ17]
6,99 €/kg	5,99 €/kg	4,66 €/kg	[DAM20]
-	2 \$/kg	-	[ARM20]
-	2,7 €/kg	-	[HAN20]

Tabelle 5.11: Vergleich der berechneten LCOA mit Literaturwerten

2022	2030	2050	
964–1.654 €/t	763–929 €/t	563–700 €/t	eigene Berechnung
Heute	Nahe Zukunft	Ferne Zukunft	Quelle
255–800 €/t			[BAZ17]
-	780 €/t	338 €/t	[IEA19]
	500 \$/t		[ARM20]
	608 €/t		[HAN20]

Insgesamt liegen die mithilfe des Python-Tools ermittelten Werte für den LCOH und den LCOA in einer ähnlichen Größenordnung wie die in der Literatur angegebenen Werte. Die Angaben für bestimmte Länder lassen sich nicht eindeutig übertragen, da die Gestehungskosten, wie in dieser Arbeit aufgezeigt wurde, sehr stark von den standortspezifischen Nutzungsgraden der erneuerbaren Energien abhängig sind, die sich auch innerhalb einer Region stark unterscheiden können. Zudem gehen einige Veröffentlichungen von einem Netzanschluss und dadurch einem durchgehenden Betrieb der Elektrolyse aus, sodass sich die Unbeständigkeit der erneuerbaren Energien nicht auf die PtX-Produktion auswirkt.

5.8 Einordnung der Ergebnisse

Durch einen immensen Anstieg des Erdgaspreises seit 2021 erhöhen sich auch die Preise für Produkte wie Wasserstoff und Ammoniak, die mittels Erdgas erzeugt werden. Dies führt dazu, dass grüne PtX-Produkte teilweise schon heute mit den konventionellen Produkten konkurrieren können. So war grüner Wasserstoff in Teilen

Europas, dem mittleren Osten und Afrika im April des Jahres 2022 günstiger als erdgasbasierter grauer Wasserstoff, der bei 6,71 $\$/\text{kg}_{\text{H}_2}$ lag [WIT22]. [BAZ17] nennen 350 $\text{€}/\text{t}_{\text{NH}_3}$ als Preis für fossiles Ammoniak. Ende des Jahres 2021 lag der Marktpreis für Ammoniak aufgrund des hohen Gaspreises jedoch bei über 900 $\$/\text{t}_{\text{NH}_3}$ [FEH21]. Die in dieser Arbeit berechneten Gestehungskosten für Wasserstoff und Ammoniak mit im besten Fall 3,97 $\text{€}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ und 964 $\text{€}/\text{t}_{\text{NH}_3}$ sind also schon heute mit den Marktpreisen fossiler Produkte konkurrenzfähig. Sollte der Gaspreis jedoch wieder auf das Niveau von vor 2020 fallen, wären Maßnahmen wie zum Beispiel ein hoher CO_2 -Preis notwendig, damit die grünen Produkte auf dem Preisniveau der fossilen liegen.

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2018/2001) der EU (RED II) hat zum Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien in der EU bis 2030 zu erhöhen. In einem Entwurf zu einer ergänzenden Delegierten Verordnung der EU-Kommission sind die Kriterien festgehalten, nach denen zukünftig Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs in der EU als erneuerbar eingestuft werden [EUR22]. Diese gelten sowohl für innerhalb der EU produzierte als auch für importierte Kraftstoffe. Diese Kriterien bieten einen Anhaltspunkt, wann PtX-Produkte als grün zertifiziert werden. In Tabelle 5.12 wird das im Rahmen dieser Arbeit programmierte Python-Tool den Kriterien der Verordnung gegenübergestellt, um festzustellen, ob die vom Python-Tool ermittelten PtX-Systeme nach RED II als erneuerbar eingestuft werden können.

Tabelle 5.12: Vergleich der Kriterien zur Einstufung von Kraftstoffen als erneuerbar nach RED II und dem im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Python-Tool

Delegierte Verordnung der EU ergänzend zu RED II	Entwickeltes Python-Tool zur Optimierung der PtX-Gestehungskosten
Flüssige und gasförmige Brennstoffe nicht-biologischen Ursprungs gelten als erneuerbar, wenn der darin enthaltene Wasserstoff mit einem Elektrolyseur produziert wird, der mit erneuerbarem Strom betrieben wird.	Der Elektrolyseur wird ausschließlich mit dem im Hybridkraftwerk produzierten Strom betrieben.
Der erneuerbare Strom kann entweder in einer Anlage produziert werden, die direkt mit der Produktion der erneuerbaren Brennstoffe verbunden ist, oder aus dem Netz kommen.	Die PtX-Systeme sind als Inselsysteme konzipiert, in denen das Hybridkraftwerk direkt mit dem Elektrolyseur und ggf. der Syntheseanlage verbunden ist, also kein Anschluss an das öffentlich Stromnetz notwendig ist.

<p>Der erneuerbare Strom muss aus zusätzlich installierten Energiequellen stammen.</p>	<p>Das Hybridkraftwerk wird neu gebaut, so dass keine bestehenden Kapazitäten genutzt werden müssen.</p>
<p>Die Produktion des erneuerbaren Stroms soll zur gleichen Zeit erfolgen wie der Verbrauch zur Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs. Um dies sicherzustellen, muss nachgewiesen werden, dass die Produktion des Wasserstoffs in derselben Kalenderstunde erfolgt wie die Stromerzeugung oder dass der benötigte Strom einem Speicher entnommen wird, in den er in einer solchen Stunde eingespeist wurde.</p>	<p>Das Python-Tool arbeitet auf Basis stündlich aufgelöster Zeitreihen. Der erzeugte Strom wird entweder direkt verbraucht oder in einer Batterie gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt für die PtX-Produktion genutzt.</p>
<p>Um als direkt verbunden zu gelten, muss die Anlage, die den erneuerbaren Strom produziert, entweder mittels einer direkten Leitung mit der Anlage verbunden sein, in der die erneuerbaren Brennstoffe produziert werden, oder in diese Anlage integriert sein.</p>	<p>Das Hybridkraftwerk ist über eine direkte Stromleitung mit der Elektrolyse und der nachfolgenden Synthese verbunden.</p>
<p>Die Anlage zur Erzeugung des erneuerbaren Stroms darf nicht an das Stromnetz angebunden sein. Ansonsten muss ein Smart-Meter-System sicherstellen, dass dem Netz kein Strom zur Produktion der erneuerbaren Brennstoffe entnommen wird.</p>	<p>Da das PtX-System als Inselsystem konzipiert ist, besteht keine Anbindung an das öffentliche Stromnetz.</p>

Der Vergleich des programmierten Tools mit den Kriterien der Delegierten Verordnung der EU-Kommission zeigt, dass die vom Tool ermittelten PtX-Systeme nach RED II als erneuerbar eingestuft werden können.

6 Kritische Würdigung und Ausblick

Ziel dieser Arbeit war es, ein Tool in Python zu programmieren, mit dem für einen beliebigen Standort ein Inselsystem zur Herstellung von Power-to-X-Produkten auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energien hinsichtlich der Gestehungskosten optimiert werden kann. Ein solches Tool konnte der Aufgabenstellung entsprechend entwickelt werden. Dabei lag der Fokus auf Wasserstoff und Ammoniak als Endprodukten. Auch kohlenstoffbasierte Power-to-X-Produkte wie Methanol oder E-Fuels gewinnen im Zuge der Energiewende immer mehr an Relevanz. Jedoch galt es, in einem ersten Schritt grundlegend ein Tool zu entwickeln, welches die Optimierung von Power-to-X-Systemen ermöglicht. Das Prinzip der Programmierung lässt sich durch die Implementierung der entsprechenden Syntheseprozesse und der notwendigen CO₂-Bereitstellung auch auf kohlenstoffbasierte Wasserstoffderivate anwenden, sodass das Tool um diese Produkte erweitert werden kann. Die vom Rechen-tool optimierten Systeme erfüllen die Vorgaben der Delegierten Verordnung der EU-Kommission im Rahmen von RED II zur Einstufung von Power-to-X-Produkten als erneuerbar. Allerdings muss beachtet werden, dass es sich bei dieser Verordnung zunächst nur um einen Entwurf handelt und sie darüber hinaus nur für die EU wirksam ist. Jedoch bietet sie zum aktuellen Zeitpunkt einen guten Anhaltspunkt, was für eine Anrechenbarkeit grüner Power-to-X-Produkte zu beachten ist.

In dieser Arbeit wurde eine Reihe von Vereinfachungen getroffen. So sind die verwendeten Zeitreihen für die Wind- und PV-Stromerzeugung mit Ungenauigkeiten behaftet, da es sich nicht um reale Messwerte, sondern um auf meteorologischen Daten basierende Simulationen handelt. Für den europäischen Raum sind die Daten zwar anhand von Messdaten korrigiert und validiert worden, doch für den Rest der Welt liegen lediglich unkorrigierte Daten vor. Zudem wurde mit 2019 ein beliebiges Jahr und kein Referenzjahr für die normierten Zeitreihen verwendet. Für die Funktionstüchtigkeit des programmierten Tools ist die Herkunft der verwendeten Stromzeitreihen nicht relevant. Jedoch wirkt sich deren Ungenauigkeit auf die in dieser Arbeit berechneten Gestehungskosten aus. Für die Umsetzung eines konkreten Power-to-X-Projektes sollten also möglichst standortspezifische Messdaten eines Referenzjahres genutzt werden. Aufgrund der momentan stark steigenden Rohstoffpreise sind die in der Literatur angegebenen CAPEX für den Elektrolyseur mit großen Unsicherheiten verbunden. In der Realität können die CAPEX also deutlich höher liegen, was, wie in Kapitel 5.5 aufgezeigt, große Auswirkungen auf die resultierenden Gestehungskosten haben kann. Um die Gestehungskosten an den

einzelnen untersuchten Standorten miteinander vergleichen zu können, wurden jeweils einheitliche Annahmen für den Kalkulationszinssatz sowie die Preisänderungsrate getroffen. Diese müssen für jedes Projekt standortspezifisch angepasst werden. Analog zu den Stromzeitreihen sind die zuletzt beschriebenen Vereinfachungen nur hinsichtlich der Einordnung der berechneten Gestehungskosten relevant, für die Funktionalität des Python-Tools jedoch unerheblich. Darüber hinaus wurden energetische Verluste in der Stromleitung, beim Laden und Entladen der Batterie sowie beim Ein- und Ausspeichern des Wasserstoffs vernachlässigt. Der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle wurde hingegen berücksichtigt. In der Realität können sich diese Verluste allerdings auf die erzielbaren Produktionsmengen und somit auch auf die Gestehungskosten der Power-to-X-Produkte auswirken. Das dynamische Betriebsverhalten der Ammoniaksynthese ist in der Realität möglicherweise nicht so flexibel wie für diese Arbeit angenommen. Eine detailliertere Rechnung müsste die Anlauf- und Abschaltzeiten sowie Lastwechselgradienten des Syntheseprozesses genauer abschätzen. Die technoökonomischen Ungenauigkeiten, wie zum Beispiel die Elektrolysekosten und das Syntheseverhalten, lassen sich bei der Planung konkreter Projekte durch Einholung von Angeboten und Herstellerangaben spezifizieren.

Bei der Optimierungsrechnung im Python-Tool wird in jeder Schleife der Parametervariation geprüft, ob mit der jeweiligen Systemkonfiguration niedrigere Power-to-X-Gestehungskosten erzielt werden als mit der bis dahin besten Konfiguration. Ist das Ergebnis besser, wird die Systemkonfiguration überschrieben. Nach Durchlauf aller Schleifen wird die für die geringsten Gestehungskosten optimierte Systemkonfiguration für eine detailliertere Rechnung an ein weiteres Modul übergeben. Somit gehen alle weiteren untersuchten Systemkonfigurationen im Laufe der Rechnung verloren. Würden sie in einer Matrix gespeichert, könnte im Nachhinein untersucht werden, ob mit einer anderen Konfiguration, zum Beispiel mit niedrigeren Investitionskosten, ähnliche Gestehungskosten erzielbar wären. Im Fall der Ammoniakproduktion wäre hierfür aufgrund der fünf variablen Parameter und der zeitreihenbasierten Betrachtung des untersuchten Jahres eine sechsdimensionale Matrix notwendig. Bei der in dieser Arbeit gewählten Schrittweite der Parametervariation würde es sich um eine $41 \times 41 \times 11 \times 11 \times 11 \times 8760$ -Matrix mit etwa $2 \cdot 10^{10}$ Elementen handeln. Insgesamt werden dabei vom Tool über zwei Millionen Systemkonfigurationen untersucht. Die Größe dieser Matrix würde einen sehr großen Arbeitsspeicher erfordern. Zudem ist die Anzahl der untersuchten Konfigurationen zu groß, um sie alle miteinander zu vergleichen. Durch die gewählte Schrittweite der Parametervariation ist es möglich, dass die tatsächlich optimale Systemkonfiguration nicht getroffen wird und ein geringfügig besseres Ergebnis erzielt werden könnte, als vom Tool berechnet. Auch die Tatsache, dass die Speicherstände von Wasserstoff- und

Batteriespeicher zu Jahresanfang und -ende erst in der Detailrechnung für die bereits optimierte Systemkonfiguration angeglichen werden, kann, wie in Kapitel 5.6 aufgezeigt, zu einer Verfälschung des Ergebnisses führen. Die Abweichungen, die sich durch die beiden zuletzt beschriebenen Vereinfachungen ergeben, sind allerdings sehr gering, sodass das Tool Gesteungskosten berechnet, die sehr nah am tatsächlichen Optimum liegen. Eine Verkleinerung der Schrittweite oder die Angleichung der Speicherstände noch in der Optimierungsrechnung würden zudem die Rechenzeit des Tools deutlich verlängern. Die stündliche Auflösung der Zeitreihen verfälscht das Ergebnis ebenfalls, da kurzfristige Schwankungen bei der Stromerzeugung in den stündlichen Durchschnittswerten verschwinden. Doch auch eine höhere, zum Beispiel viertelstündliche, Auflösung, wie sie im Strommarkt üblich ist, würde eine erhebliche Verlängerung der Rechenzeit bedeuten. Zudem erfüllt die stündliche Auflösung die Anforderungen an grüne Power-to-X-Produktionen nach RED II und ist somit ausreichend für eine Anrechenbarkeit der Produkte als erneuerbar.

Für den Zweck des programmierten Python-Tools sind die vorgenommenen Vereinfachungen vertretbar, da sie die Komplexität und die Rechenzeit begrenzen. Die Ungenauigkeiten der Stromzeitreihen sowie die ungewissen Kosten des Elektrolyseurs haben einen deutlich größeren Einfluss auf die Berechnung. Die Ergebnisse geben eine sehr gute Annäherung an eine hinsichtlich der Gesteungskosten des gewünschten Power-to-X-Produktes optimierte Systemkonfiguration.

Mit dem in dieser Arbeit entwickelten Python-Tool können Power-to-X-Inselsysteme hinsichtlich ihrer Gesteungskosten optimiert werden. Dabei bietet das Tool die Möglichkeit, mit wenig Aufwand die Machbarkeit und die Größenordnung der Installationen und Investitionen von Power-to-X-Produktionen an einem beliebigen Standort zu bestimmen und Standorte hinsichtlich dieser Kriterien zu vergleichen. Für die konkrete Ausgestaltung eines Projekts müssen jedoch detailliertere und auf den individuellen Standort zugeschnittene Rechnungen erfolgen. Da zum heutigen Zeitpunkt noch keine Elektrolyseure in der betrachteten Größenordnung von 100 MW im Einsatz sind, gilt es, Investitionskosten und Betriebsparameter zukünftig anzupassen, wenn auf Erfahrungen aus existierenden Projekten zurückgegriffen werden kann. Neben der in dieser Arbeit betrachteten Produktion von grünem Wasserstoff und Ammoniak können in Zukunft auch Systeme für weitere Power-to-X-Produkte wie Methanol oder synthetisches Kerosin mit Hilfe des Python-Tools optimiert werden. Hierfür müsste das Tool dahingehend angepasst werden, dass anstatt der Stickstoffbereitstellung mittels einer Luftzerlegungsanlage die Bereitstellung von CO₂ implementiert wird.

In einer Weiterentwicklung des Tools könnte die Option implementiert werden, überschüssigen Strom des Hybridkraftwerks, der ansonsten abgeregelt würde, zu verkaufen und durch die Erlöse die Power-to-X-Gestehungskosten weiter abzusenken. Ein dafür notwendiger Anschluss an das öffentliche Stromnetz ist nach RED II zulässig, solange nachgewiesen kann, dass kein Netzstrom für die Power-to-X-Produktion verwendet wird. Analog könnten auch bei der Produktion von Wasserstoffderivaten anfallende Wasserstoffüberschüsse verkauft werden. Hierzu müsste sich jedoch ein Abnehmer mit einem flexiblen Bedarf an Wasserstoff finden.

Zusätzlich sollten weiterführende Arbeiten die Auslegung des Inselnetzes genauer untersuchen und dabei netzbildende sowie -stabilisierende Leistungen berücksichtigen.

Des Weiteren wird in dieser Arbeit lediglich die Herstellung der Power-to-X-Produkte betrachtet, nicht jedoch der Transport zum Abnehmer. Fortführende Arbeiten könnten zusätzlich die lokale Verteilung der Produkte sowie den Transport über Langstrecken berücksichtigen, um die gesamte Prozesskette bis zum Einsatzort in die Gestehungskosten einfließen zu lassen.

Die Synthese von Wasserstoffderivaten wie Ammoniak basiert auf teilweise jahrzehntealten, etablierten Prozessen. Für die Kopplung dieser Syntheseprozesse mit volatilen Energieträgern wie Wind und Sonne ist ein dynamischer Betrieb vorteilhaft. Die Möglichkeiten, die Synthesen flexibel zu betreiben, um der Stromerzeugung zu folgen, sollten in Zukunft noch stärker untersucht werden. Zukünftig sind jedoch auch neue Herstellungsverfahren denkbar. So befindet sich zum Beispiel eine direkte elektrolytische Ammoniakproduktion aus Wasser und Luft mittels einer Festkörper-Ammoniaksynthese in der Entwicklungsphase [IST17]. Eine solche elektrochemische Ammoniaksynthese könnte die Flexibilität der Ammoniakproduktion erhöhen und somit die Kopplung mit volatilen Energieträgern erleichtern.

7 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde ein Rechentool zur Optimierung von Power-to-X-Systemen hinsichtlich der Gestehungskosten der Endprodukte programmiert.

Im Zuge der Energiewende müssen zur Einhaltung des 1,5-Grad-Ziels der Vereinten Nationen zahlreiche Prozesse defossilisiert werden. Nicht überall kann dies über eine Elektrifizierung oder eine Verringerung der Nachfrage gelingen. In diesen Bereichen können Power-to-X-Technologien, also strombasierte chemische Energieträger, zum Einsatz kommen. Das Ziel dieser Arbeit war es, ein Berechnungstool zu entwickeln, mit dem die Produktion von wasserstoffbasierten Energieträgern mittels erneuerbarer Energien in einem Inselsystem so optimiert werden kann, dass die Gestehungskosten des gewünschten Endproduktes möglichst gering sind. Dabei lag der Fokus dieser Arbeit auf Wasserstoff und Ammoniak als Endprodukten.

Die untersuchten Inselsysteme bestanden aus einem Hybridkraftwerk zur Stromerzeugung mittels Wind- und Photovoltaikenergie, einem Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion und im Fall der Ammoniakproduktion einer Syntheseanlage sowie einer Luftzerlegungsanlage zur Bereitstellung von Stickstoff. Zusätzlich wurden eine Stromleitung zum Transport der elektrischen Energie vom Hybridkraftwerk zum Elektrolyseur und zur Syntheseanlage sowie eine Meerwasserentsalzungsanlage zur Wasseraufbereitung betrachtet. Um die volatile Stromerzeugung der erneuerbaren Energieträger mit dem kontinuierlichen Strom- und Wasserstoffbedarf der Ammoniaksynthese zu koppeln, wurden der Einsatz einer Batterie und eines Wasserstoffspeichers mit Brennstoffzelle als Pufferspeicher untersucht.

Das programmierte Tool ist in mehrere Module unterteilt, welche von einem Hauptmodul aufgerufen werden. Für eine gegebene Elektrolyseleistung optimiert das Tool die benötigte Installation des Hybridkraftwerks, die Größe von Batterie und Wasserstoffspeicher sowie im Fall der Ammoniakproduktion die Nennleistung der Syntheseanlage. Die technoökonomischen Parameter, die in anderen Modulen benötigten Funktionen sowie das Einlesen der standortspezifischen Stromerzeugungszeitreihen sind jeweils in einem eigenen Modul zusammengefasst. In einem Optimierungsmodul wird die Konfiguration des Inselsystems für die geringstmöglichen Gestehungskosten des Endproduktes basierend auf der Annuitätenmethode ermittelt. Die Elektrolyseleistung wird als fixer Wert vorgegeben. Die installierten Wind- und PV-Leistungen, die Größe des Batteriespeichers sowie die Nennleistung der Synthese und die Größe des Wasserstoffspeichers werden innerhalb einer vorgegebenen Spanne von Werten variiert. Für jede sich daraus ergebende Systemkonfiguration

werden die Gestehungskosten berechnet und miteinander verglichen. Die Systemkonfiguration, mit der sich die geringsten Gestehungskosten erreichen lassen, wird an ein Rechnungsmodul übergeben, das zusätzlich Zeitreihen über die wichtigsten Parameter erstellt und die Ergebnisse ausgibt. Die Berechnung erfolgt auf Basis stündlich aufgelöster Zeitreihen für ein Jahr.

Mittels einer beispielhaften Optimierungsrechnung für insgesamt fünf Standorte konnten die Funktionalität des Tools nachgewiesen und die Ergebnisse validiert werden. Die Konfigurationen der optimierten Systeme und die stündliche Auflösung der Zeitreihen entsprechen den Kriterien der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der Europäischen Kommission hinsichtlich der regulatorischen Anforderungen erneuerbarer Power-to-X-Produkte. Die untersuchten Standorte liegen in Australien, Chile, China, Deutschland und Marokko. Bei einer vorgegebenen Elektrolyseleistung von 100 MW ergeben sich Wasserstoffgestehungskosten zwischen 3,97 € und 6,63 € pro Kilogramm Wasserstoff und Ammoniakgestehungskosten zwischen 964 € und 1.654 € pro Tonne Ammoniak. Der chilenische Standort weist jeweils die geringsten Gestehungskosten auf, der chinesische die höchsten. Die Gestehungskosten sind dort am niedrigsten, wo der Nutzungsgrad der installierten erneuerbaren Energieträger am höchsten ist, sich also bei gleicher installierter Leistung am meisten Strom produzieren lässt. Die Stromgestehungskosten haben einen Anteil von bis über 50 % an den Kosten des Endproduktes. Dies verdeutlicht die Relevanz der Standortauswahl. Bei keinem der untersuchten Standorte enthielt die optimierte Systemkonfiguration einen Batteriespeicher. Für die Ammoniakproduktion wurde jedoch überall ein Wasserstoffspeicher vorgesehen, um bei unbeständiger Stromproduktion einen möglichst kontinuierlichen Betrieb der Synthese zu ermöglichen. Da die Nutzungsgrade von Windenergie grundsätzlich höher sind als von Photovoltaikenergie, ergeben sich für die windreichen Standorte Systemkonfigurationen ohne PV-Installation. Durch die in der Literatur beschriebene Kostendegression für Photovoltaikmodule in der Zukunft kann eine Hybridisierung der Stromerzeugung an Standorten mit ausreichend hohem Nutzungsgrad zu einer Senkung der Power-to-X-Gestehungskosten beitragen, wie eine Vergleichsrechnung für die Jahre 2030 und 2050 zeigte.

Mit Hilfe des in dieser Arbeit programmierten Tools lassen sich Standorte hinsichtlich ihrer Eignung für die Power-to-X-Produktion vergleichen und erste Aussagen über den Umfang eines Projektes und die zu erwartenden Gestehungskosten des Endproduktes treffen. Das Prinzip der Programmierung ist auf andere, zum Beispiel kohlenstoffbasierte, Wasserstoffderivate wie Methanol anwendbar. So lässt sich das Tool durch Ergänzung einer CO₂-Bereitstellung sowie einer angepassten Syntheserechnung um diese Produkte erweitern.

Literaturverzeichnis

- [ACE15] Agency for the Cooperation of Energy Regulators; *Electricity infrastructure*, 2015, <https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/UIC%20Report%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf>.
Abgerufen am 19.08.2022.
- [AND19] Andersson, Joakim; Grönkvist, Stefan; *Large-scale storage of hydrogen*, in: *International Journal of Hydrogen Energy*, 44, 2019, S. 11901–11919.
- [ARM20] Armijo, Julien; Philibert, Cédric; *Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina*, in: *International Journal of Hydrogen Energy*, 45, 2020, S. 1541–1558.
- [BAZ17] Bazzanella, Alexis; Ausfelder, Florian; *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*, Frankfurt am Main, 06/2017.
- [BEC18] Becker, Hans Paul; Peppmeier, Arno; *Investition und Finanzierung*, Wiesbaden. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018.
- [BET26] Betz, Albert; *Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*, Göttingen. Vandenhoeck & Ruprecht, 1926.
- [BMW20] *Die Nationale Wasserstoffstrategie*, Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, 2020.
- [BRÄ21] Brändle, Gregor; Schönfisch, Max; Schulte, Simon; *Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen*, in: *Applied Energy*, 2021.
- [BRE17] Breyer, Christian; Afanasyeva, Svetlana; Brakemeier, Dietmar; Engelhard, Manfred; Giuliano, Stefano; Puppe, Michael; Schenk, Heiko; Hirsch, Tobias; Moser, Massimo; *Assessment of mid-term growth assumptions and learning rates for comparative studies of CSP and hybrid PV-battery power plants*, 2017.
- [BRI17] Brinner, Andreas; Schmidt, Maike; Schwarz, Simon; Wagener, Leon; Zuberbühler, Ulrich; *Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende*, Stuttgart, 2017.
- [BUT18] Buttler, Alexander; Spliethoff, Hartmut; *Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids*, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 2018, S. 2440–2454.

[CAR22] Carbon Recycle International; *George Olah Renewable Methanol Plant: First Production of Fuel From CO₂ at Industrial Scale*, o.J., <https://www.carbonrecycling.is/projects>.

Abgerufen am 17.02.2022.

[CHE18] Cheema, Izzat Iqbal; Krewer, Ulrike; *Operating envelope of Haber–Bosch process design for power-to-ammonia*, in: RSC Advances, 8, 2018, S. 34926–34936.

[CHO16] Chong, K. C.; Lai, S. O.; Thiam, H. S.; Teoh, H. C.; Heng, S. L.; *Recent Progress of Oxygen/Nitrogen Separation Using Membrane Technology*, in: Journal of Engineering Science and Technology, 11, 2016, S. 1016–1030.

[DAM20] Dambeck, Hans; Kreidelmeyer, Sven; Kirchner, Almut; Wünsch, Marco; *Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger: Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“*, 05/2020.

[DEA18] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); *Power to X: Technologien*, 2018, https://www.powertogas.info/fileadmin/Power_To_Gas/Dokumente/Factsheets/DENA-Factsheet2_Power_to_X_Allgemein.pdf.

Abgerufen am 15.01.2021.

[DEA22] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); *Audi e-gas Projekt*, o. J., <https://www.powertogas.info/projektkarte/audi-e-gas-projekt/>.

Abgerufen am 24.02.2022.

[EUR03] Europäische Kommission; *Hydrogen storage: State-of-the-art and future perspective*, Luxembourg, 2003, <http://bookshop.europa.eu/en/hydrogen-storage-pbLDNA20995/>.

Abgerufen am 19.08.2022.

[EUR18] *RICHTLINIE (EU) 2018/ 2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 11. Dezember 2018 - zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen: 2018/2001/EU*, 2018.

[EUR20] Europäische Kommission; *Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa*, 2020.

[EUR22] *Commission Delegated Regulation (EU) supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin*, 2022.

[FEH21] Fehr, Mark; *Kettenreaktion: Preis für Ammoniak steigt, Sorge vor teuren Lebensmitteln wächst*, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, 8. November 2021.

- [FIS17] Fishedick, Manfred; Arnold, Karin; Pastowski, Andreas; Schüwer, Dietmar; Adlof, Jörg; Balzer, Christoph H.; Louis, Jürgen; Schabla, Uwe; *Shell Wasserstoff-Studie: Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂*, Hamburg, 2017.
- [FUH13] Fuhrmann, Jürgen; Hülsebrock, Marlene; Krewer, Ulrike; *Energy Storage Based on Electrochemical Conversion of Ammonia*, in: Detlef Stolten, Viktor Scherer (Hrsg.), *Transition to renewable energy systems*, Weinheim, Wiley-VCH, 2013.
- [FÚN20] Fúnez Guerra, C.; Reyes-Bozo, L.; Vyhmeister, E.; Jaén Caparrós, M.; Salazar, José Luis; Clemente-Jul, C.; *Technical-economic analysis for a green ammonia production plant in Chile and its subsequent transport to Japan*, in: *Renewable Energy*, 157, 2020, S. 404–414.
- [GRI16] Grinberg Dana, Alon; Elishav, Oren; Bardow, André; Shter, Gennady E.; Grader, Gideon S.; *Nitrogen-Based Fuels: A Power-to-Fuel-to-Power Analysis*, in: *Angewandte Chemie (International ed. in English)*, 55, 2016, S. 8798–8805.
- [HAN20] Hank, Christoph; Sternberg, André; Köppel, Nikolas; Holst, Marius; Smolinka, Tom; Schaadt, Achim; Hebling, Christopher; Henning, Hans-Martin; *Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity*, in: *Sustainable Energy & Fuels*, 4, 2020, S. 2256–2273.
- [HAS21] Hassan, I. A.; Ramadan, Haitham S.; Saleh, Mohamed A.; Hissel, Daniel; *Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives*, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149, 2021, S. 111311.
- [HAU16] Hau, Erich; *Windkraftanlagen*, Berlin, Heidelberg. Springer Berlin Heidelberg, 2016.
- [HEI19] Heinemann, Christoph; Kasten, Peter; Bauknecht, Dierk; Bracker, Joß Florian; Bürger, Veit; Emele, Lukas; Hesse, Tilman; Kühnel, Sven; Seebach, Dominik; Timpe, Christof; *Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland: Zusammenfassung und Einordnung des Wissenstands zur Herstellung und Nutzung strombasierter Energieträger und Grundstoffe*, Freiburg, 2019.
- [HOM20] Homg, Pauline; Kalis, Michael; *Wasserstoff-Farbenlehre: Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie*, 2020.
- [HOR21] Hornberg, Claudia; Kemfert, Claudia; Dornack Christina; *Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse*, Berlin, 2021.
- [IEA19] International Energy Agency (IEA); *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*, June 2019.

- [IEA20] International Energy Agency (IEA); *World Energy Outlook 2020*, 2020, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
Abgerufen am 15.08.2022.
- [IKÄ18] Ikäheimo, Jussi; Kiviluoma, Juha; Weiss, Robert; Holttinen, Hannele; *Power-to-ammonia in future North European 100 % renewable power and heat system*, in: *International Journal of Hydrogen Energy*, 43, 2018, S. 17295–17308.
- [IRE20] *GREEN HYDROGEN COST REDUCTION: SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL*, Hrsg. International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020.
- [IST17] *Power to Ammonia: Feasibility study for the value chains and business cases to produce CO₂-free ammonia suitable for various market applications*, Hrsg. Institute for Sustainable Process Technology (ISPT), 2017.
Abgerufen am 08.05.2019.
- [IVA12] Ivanova, Svetlana; Lewis, Robert; *Producing Nitrogen via Pressure Swing Adsorption*, 2012, <https://fdocuments.net/document/producing-nitrogen-via-psa.html>.
Abgerufen am 12.08.2022.
- [IWF22] International Monetary Fund; *World Economic Outlook Database, 2022*, <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2022/April/select-country-group>.
Abgerufen am 16.09.2022.
- [JAC18] Jacobson, Mark Z.; Jadhav, Vijaysinh; *World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels*, in: *Solar Energy*, 169, 2018, S. 55–66.
- [JAR09] Jarass, Lorenz; Obermair, Gustav M.; Voigt, Wilfried; *Windenergie*, Berlin, Heidelberg. Springer Berlin Heidelberg, 2009.
- [KUR15] Kurzweil, Peter; Dietlmeier, Otto K.; *Elektrochemische Speicher*, Wiesbaden. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015.
- [LEM99] Lemcoff, N. O.; *Nitrogen separation from air by pressure swing adsorption*, in: , *Adsorption and its Applications in Industry and Environmental Protection - Vol.1: Applications in Industry*, Elsevier, 1999, S. 347–370.
- [LIN20] Lin, Bosong; Wiesner, Theodore; Malmali, Mahdi; *Performance of a Small-Scale Haber Process: A Techno-Economic Analysis*, in: *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 8, 2020, S. 15517–15531.

- [MAH15] Mahesh, Aeidapu; Sandhu, Kanwarjit Singh; *Hybrid wind/photovoltaic energy system developments: Critical review and findings*, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 2015, S. 1135–1147.
- [MAT22] Matute, G.; Yusta, J. M.; Beyza, J.; Monteiro, C.; *Optimal dispatch model for PV-electrolysis plants in self-consumption regime to produce green hydrogen: A Spanish case study*, in: *International Journal of Hydrogen Energy*, 47, 2022, S. 25202–25213.
- [MER20] Mertens, Konrad; *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 5. Auflage, München. Hanser, 2020.
- [MON20] Mongird, Kendall; Viswanathan, Vilayanur; Alam, Jan; Vartanian, Charlie; Sprengle, Vincent; *2020 Grid Energy Storage 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*, 2020, <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf>.
Abgerufen am 16.08.2022.
- [MOR14] Morgan, Eric; Manwell, James; McGowan, Jon; *Wind-powered ammonia fuel production for remote islands: A case study*, in: *Renewable Energy*, 72, 2014, S. 51–61.
- [NAY18] Nayak-Luke, Richard; Bañares-Alcántara, René; Wilkinson, Ian; *“Green” Ammonia: Impact of Renewable Energy Intermittency on Plant Sizing and Levelized Cost of Ammonia*, in: *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 57, 2018, S. 14607–14616.
- [NAY20] Nayak-Luke, Richard Michael; Bañares-Alcántara, René; *Techno-economic viability of islanded green ammonia as a carbon-free energy vector and as a substitute for conventional production*, in: *Energy & Environmental Science*, 13, 2020, S. 2957–2966.
- [NAY21] Nayak-Luke, R. M.; Forbes, C.; Cesaro, Z.; Bañares-Alcántara, R.; Rouwenhorst, K.H.R.; *Techno-Economic Aspects of Production, Storage and Distribution of Ammonia*, in: Agustin Valera-Medina (Hrsg.), *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*, Elsevier, 2021, S. 191–207.
- [NOO18] Noosten, Dirk; *Investitionsrechnung*, Wiesbaden. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018.
- [PER21] Perl, Andrés; *Power to ammonia and urea*, in: Giuseppe Spazzafumo (Hrsg.), *Power to Fuel: How to Speed Up a Hydrogen Economy*, Elsevier, 2021, S. 153–167.

- [PFE16] Pfenninger, Stefan; Staffell, Iain; *Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data*, in: *Energy*, 114, 2016, S. 1251–1265.
- [PFE22] Pfenninger, Stefan; Staffell, Iain; *Renewables.ninja*, 2022, <https://www.renewables.ninja/>.
Abgerufen am 02.05.2022.
- [QUA19] Quaschnig, Volker; *Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Klimaschutz*, 10. Auflage, München. Carl Hanser Verlag, 2019.
- [ROU19] Rouwenhorst, Kevin H.R.; van der Ham, Aloijsius G.J.; Mul, Guido; Kersten, Sascha R.A.; *Islanded ammonia power systems: Technology review & conceptual process design*, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114, 2019, S. 109339.
- [ROU21] Rouwenhorst, K.H.R.; Krzywda, P. M.; Benes, N. E.; Mul, G.; Lefferts, L.; *Ammonia Production Technologies*, in: Agustin Valera-Medina (Hrsg.), *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*, Elsevier, 2021, S. 41–83.
- [ROU22] Rouwenhorst, Kevin H. R.; Travis, Anthony S.; Lefferts, Leon; *1921–2021: A Century of Renewable Ammonia Synthesis*, in: *Sustainable Chemistry*, 3, 2022, S. 149–171.
- [ROY20] Royal Society (Great Britain); *Ammonia: Zero-carbon fertiliser, fuel and energy store : policy briefing*, London. Royal Society, 2020.
- [SAL22] Salmon, Nicholas; Bañares-Alcántara, René; *A global, spatially granular techno-economic analysis of offshore green ammonia production*, in: *Journal of Cleaner Production*, 367, 2022, S. 133045.
- [SÁN18] Sánchez, Antonio; Martín, Mariano; *Scale up and scale down issues of renewable ammonia plants: Towards modular design*, in: *Sustainable Production and Consumption*, 16, 2018, S. 176–192.
- [SCH22] Schropp, Elke; Naumann, Gabriel; Gaderer, Matthias; *Prospective Life Cycle Assessment: a Case Study of Hydrogen Production with Water Electrolysis*, in: *Procedia CIRP*, 105, 2022, S. 92–97.
- [STA16] Staffell, Iain; Pfenninger, Stefan; *Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output*, in: *Energy*, 114, 2016, S. 1224–1239.
- [SUN21] Sunfire; *Norsk e-fuel plant die erste kommerzielle Anlage für wasserstoffbasierten erneuerbaren Flugkraftstoff in Norwegen*, 2021, <https://www.sun->

fire.de/de/news/detail/norsk-e-fuel-plant-die-erste-kommerzielle-anlage-fuer-wasserstoffbasierten-erneuerbaren-flugkraftstoff-in-norwegen.

Abgerufen am 17.02.2022.

[TES19] Teske, Sven (Hrsg.); *Achieving the Paris Climate Agreement Goals: Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5°C and +2°C*, Cham. Springer International Publishing, 2019.

[THY18] thyssenkrupp; *thyssenkrupp supports Australian Company H2U in green hydrogen and renewable ammonia value chain development*, 2018, <https://www.thyssenkrupp-industrial-solutions.com/en/media/press-releases/thyssenkrupp-supports-australian-company-h2u-in-green-hydrogen-and-renewable-ammonia-value-chain-development-1541.html>.

Abgerufen am 17.02.2022.

[THY21] thyssenkrupp; *Kick-off to decarbonizing ammonia production: thyssenkrupp awarded green hydrogen plant by CF Industries*, 2021, <https://www.thyssenkrupp-industrial-solutions.com/en/media/press-releases/press-detail/kick-off-to-decarbonizing-ammonia-productionthyssenkrupp-awarded-green-hydrogen-plant-by-cf-industries-98980>.

Abgerufen am 17.02.2022.

[TÖP17] Töpler, Johannes; Lehmann, Jochen (Hrsg.); *Wasserstoff und Brennstoffzelle*, Berlin, Heidelberg. Springer Berlin Heidelberg, 2017.

[UBA16] Umweltbundesamt; *Power-to-Liquids: Potential and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel*, 2016, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/161005_uba_hintergrund_ptl_barrierrefrei.pdf.

Abgerufen am 09.09.2022.

[VAL18] Valera-Medina, A.; Xiao, H.; Owen-Jones, M.; David, W.I.F.; Bowen, P. J.; *Ammonia for power*, in: *Progress in Energy and Combustion Science*, 69, 2018, S. 63–102.

[VAR20] Vartiainen, Eero; Masson, Gaëtan; Breyer, Christian; Moser, David; Román Medina, Eduardo; *Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity*, in: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 28, 2020, S. 439–453.

[VDI2067] *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen: Grundlagen und Kostenberechnung*, Hrsg. Verein deutscher Ingenieure VDI, Düsseldorf, 09/2012.

[VDI6025] Verein deutscher Ingenieure VDI; *Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen*, Düsseldorf, 11/2012.

[WIT22] Witsch, Kathrin; *Grüner Wasserstoff ist zum ersten Mal günstiger als Wasserstoff aus Erdgas*, in: Handelsblatt, 19. April 2022.

[YAN10] Yan, Liwei; Yu, Yunsong; Yun, Li; Zaoxiao, Zhang; *Energy Saving Opportunities in an Air Separation Process* *Energy Saving Opportunities in an Air Separation Process*, 2010, <https://docs.lib.purdue.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2130&context=iracc>.

Abgerufen am 12.08.2022.

A Anhang

A.1 Stromerzeugungszeitreihen

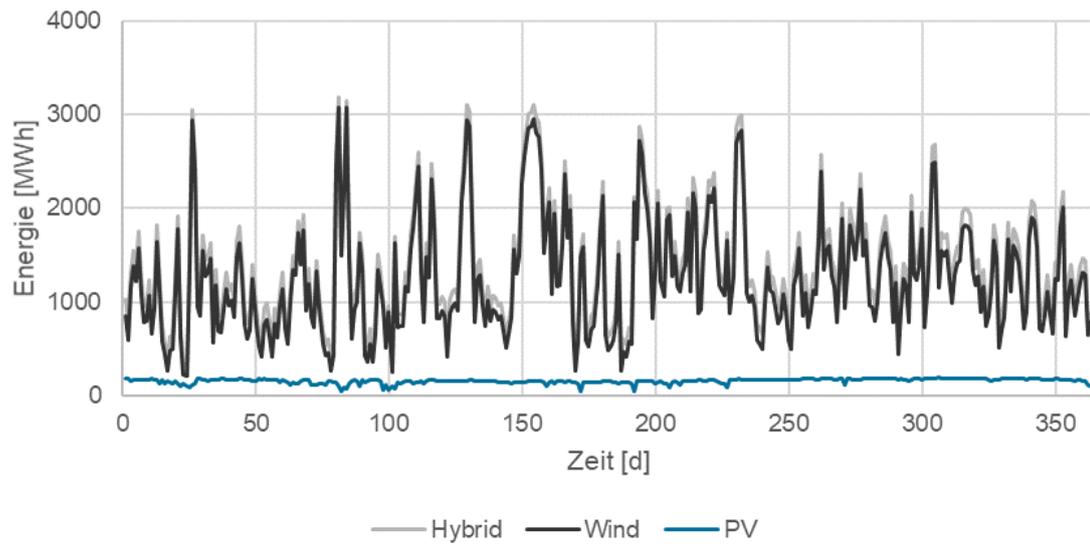


Abbildung 7.1: Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion am Standort in Australien

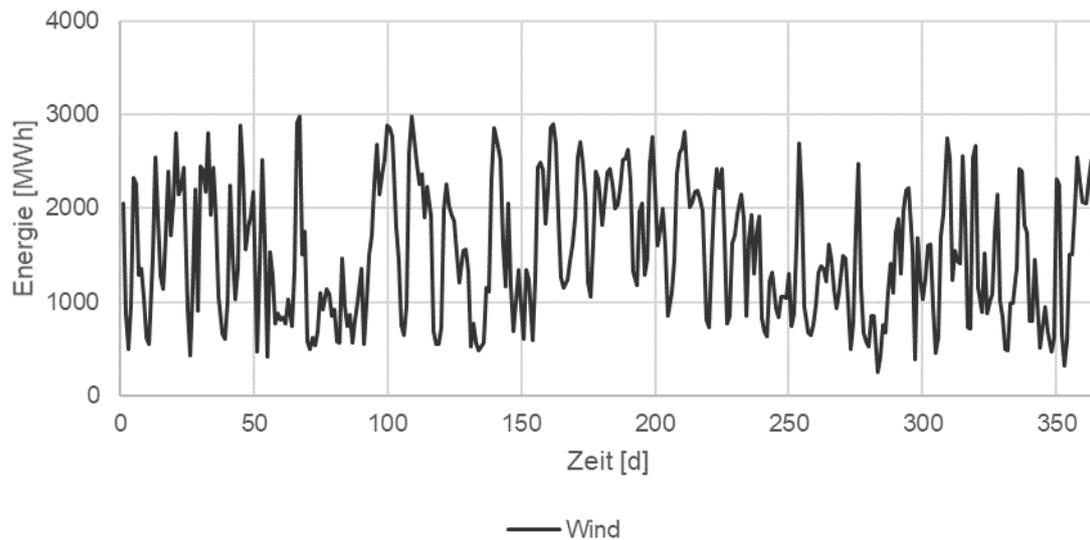


Abbildung 7.2: Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion am Standort in Marokko

A.2 Jahresdauerlinien

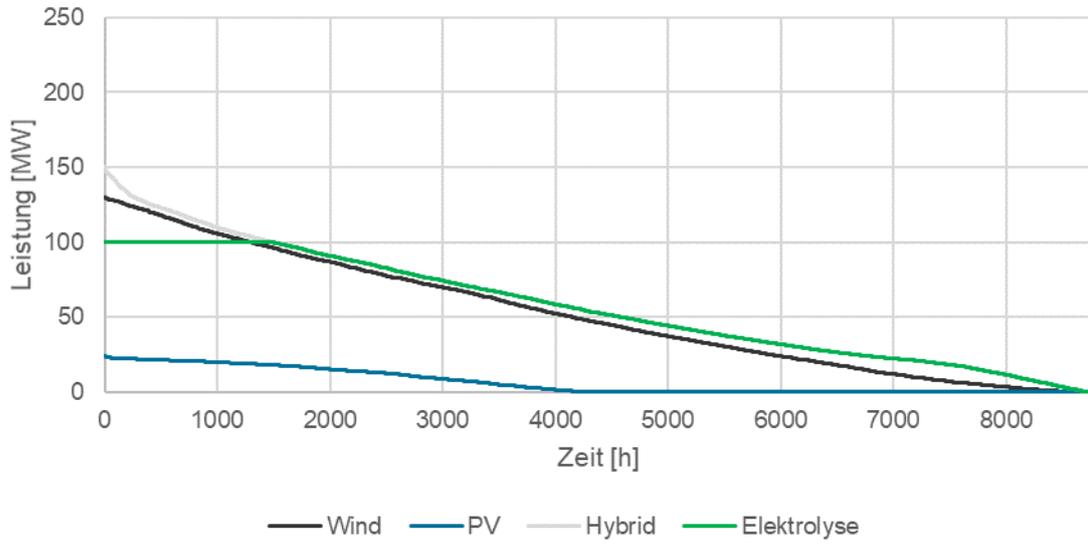


Abbildung 7.3: Jahresdauerlinien der Wasserstoffproduktion am Standort in Australien

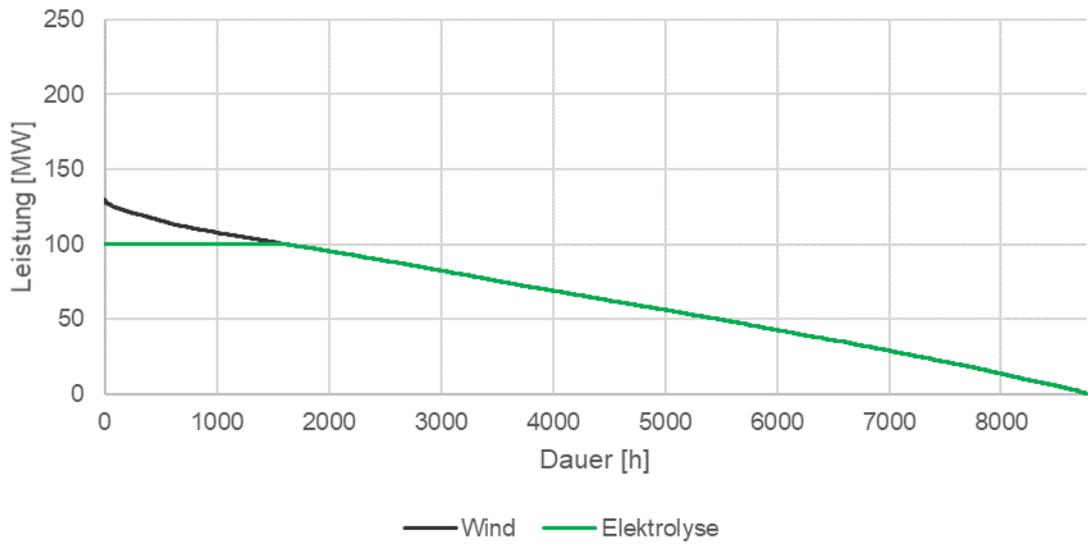


Abbildung 7.4: Jahresdauerlinien der Wasserstoffproduktion am Standort in Marokko

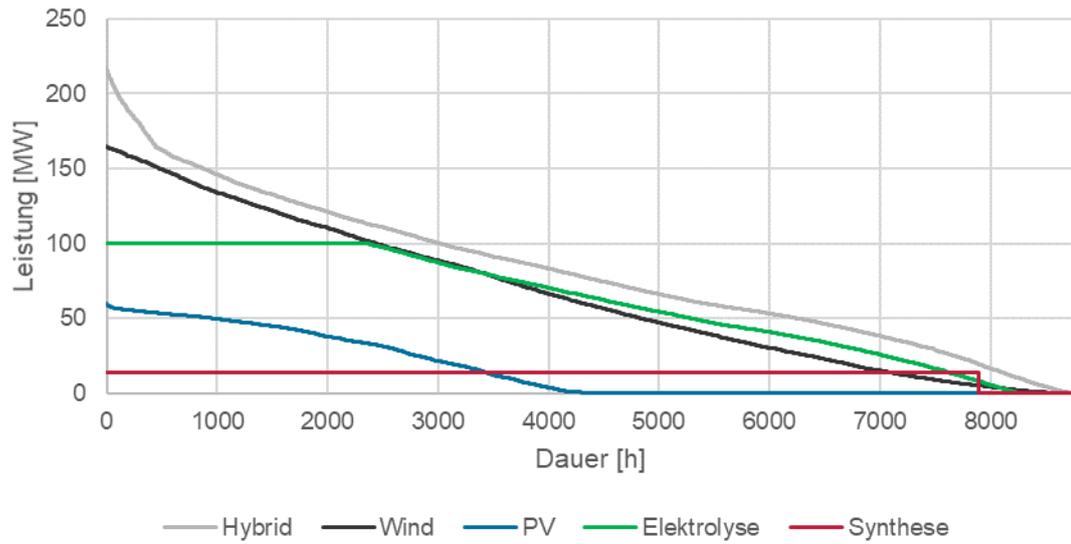


Abbildung 7.5: Jahresdauerlinien der Ammoniakproduktion am Standort in Australien

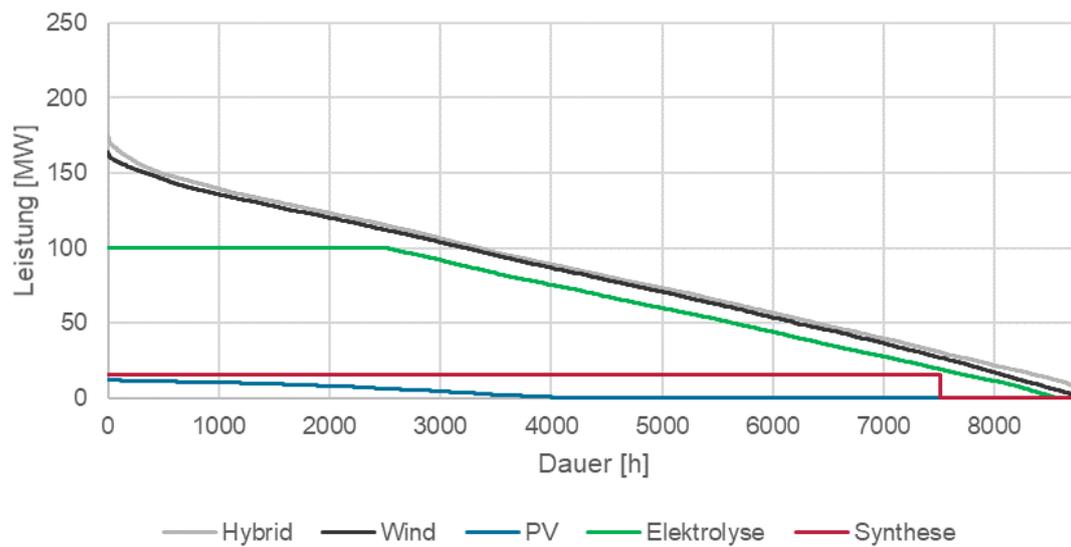


Abbildung 7.6: Jahresdauerlinien der Ammoniakproduktion am Standort in Marokko

A.3 Ammoniakproduktion

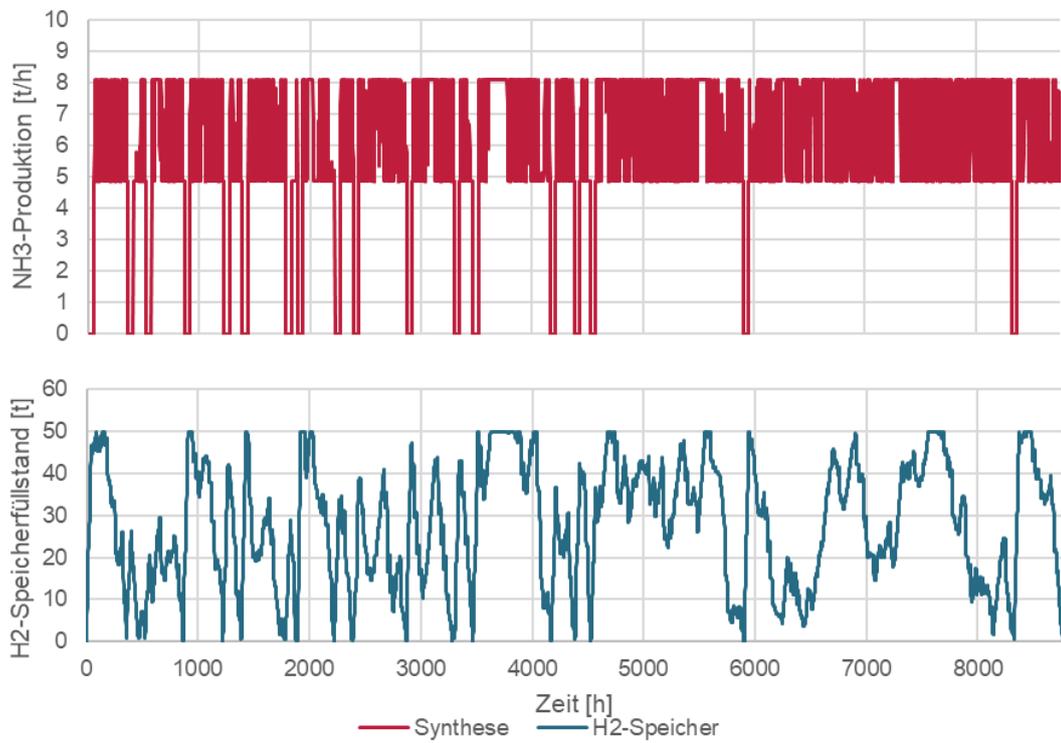


Abbildung 7.7: Ammoniakproduktion und Wasserstoffspeicher am Standort in Australien

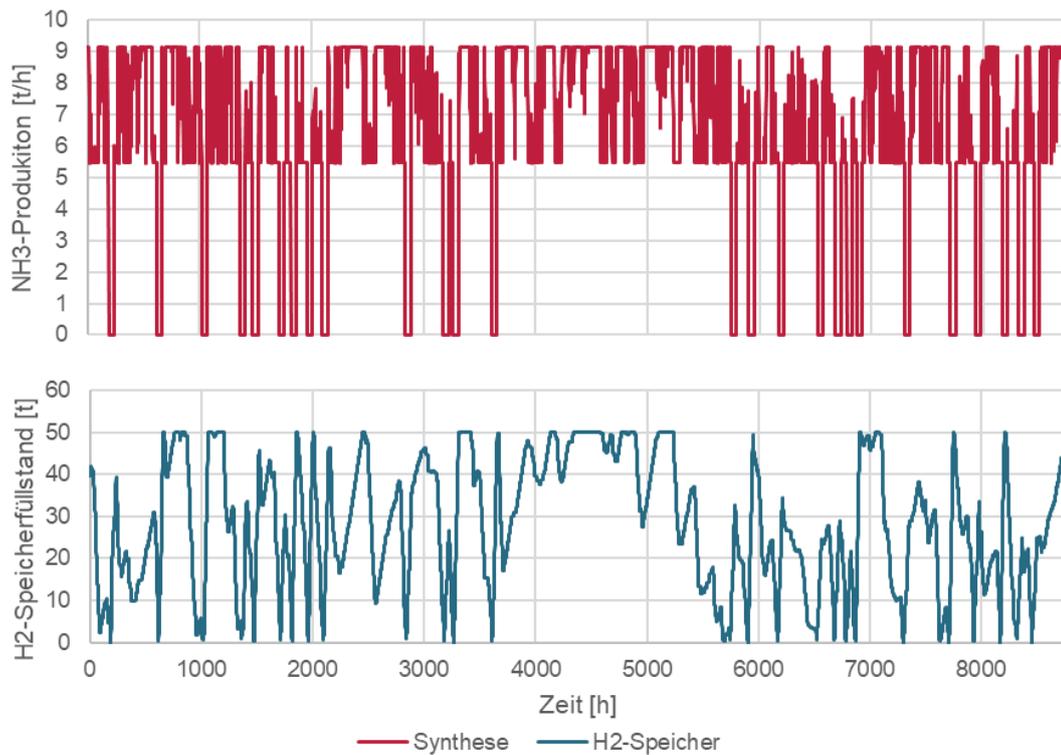


Abbildung 7.8: Ammoniakproduktion und Wasserstoffspeicher am Standort in Marokko

A.4 CAPEX

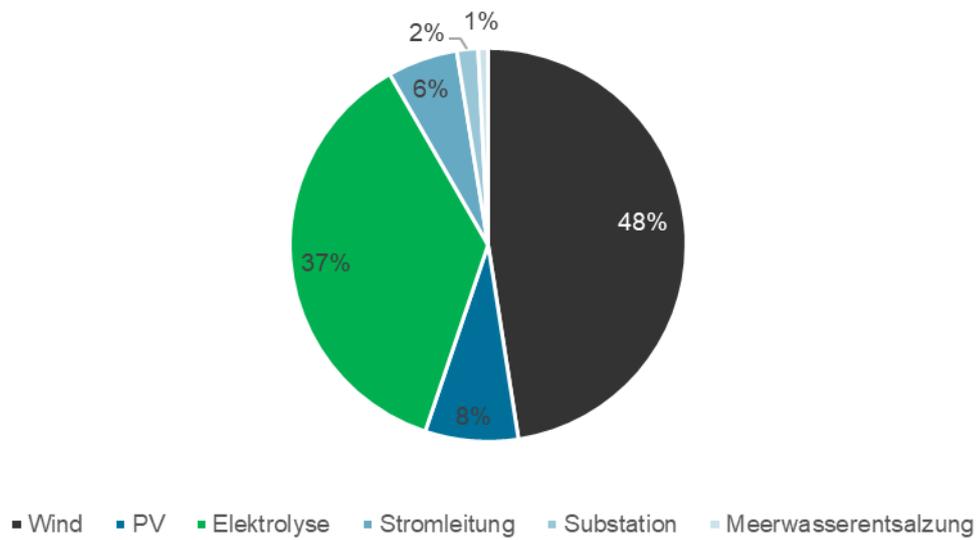


Abbildung 7.9: CAPEX-Anteile der Wasserstoffproduktion am Standort in Australien

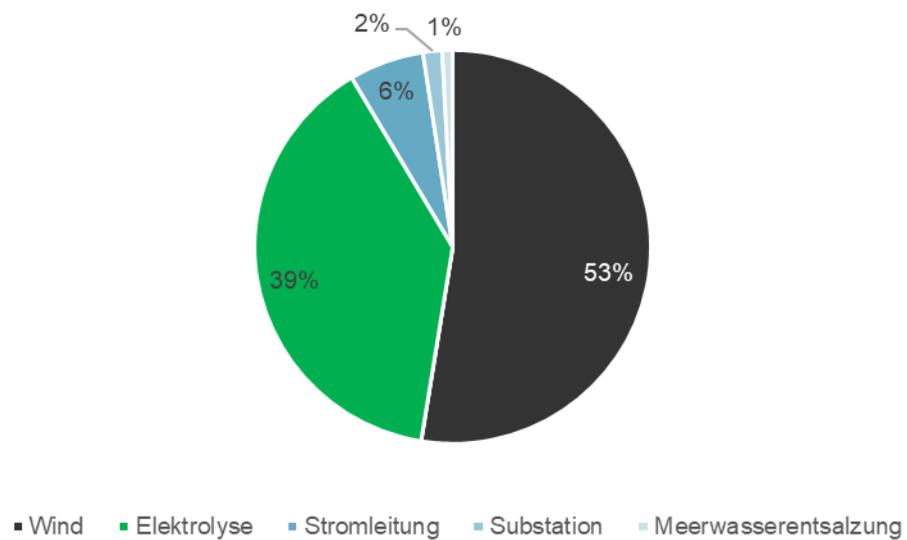


Abbildung 7.10: CAPEX-Anteile der Wasserstoffproduktion am Standort in Marokko

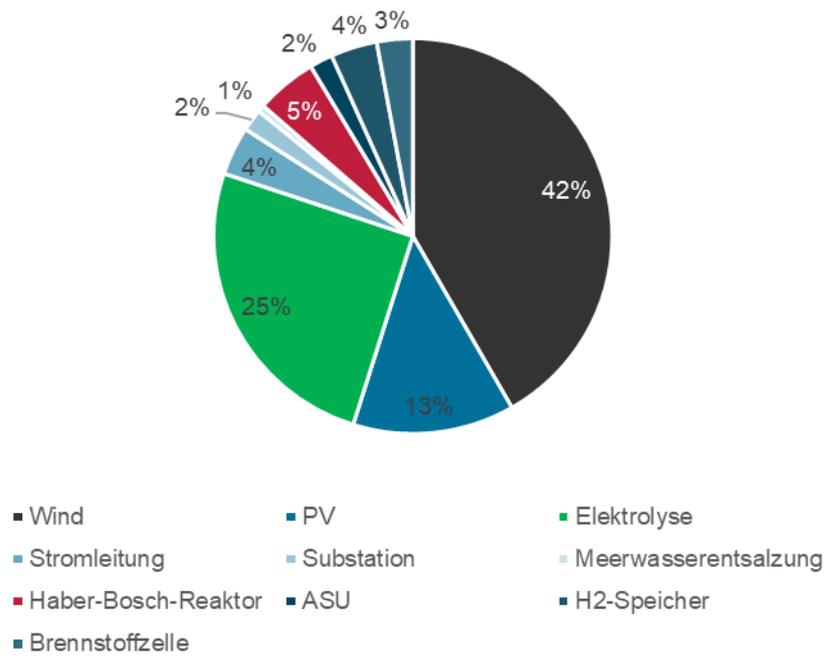


Abbildung 7.11: CAPEX-Anteile der Ammoniakproduktion am Standort in Australien

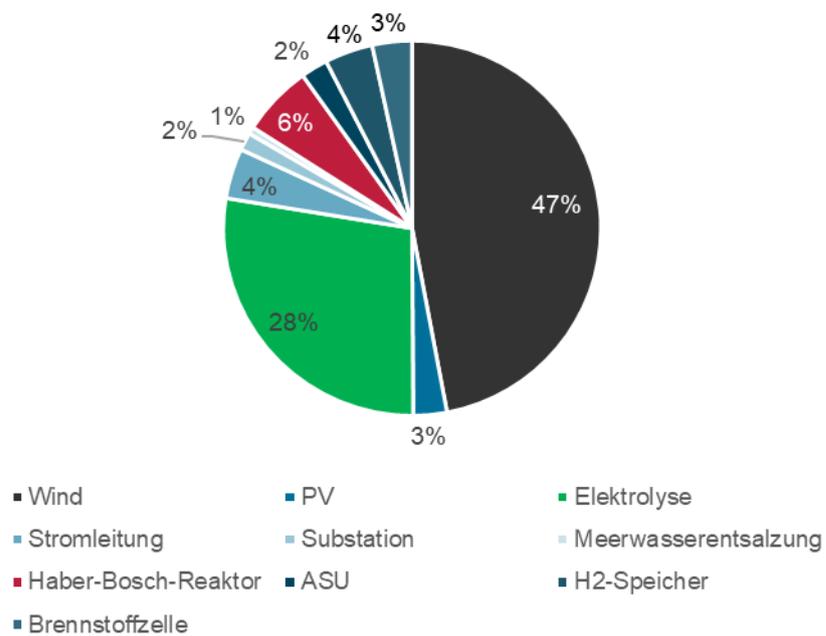


Abbildung 7.12: CAPEX-Anteile der Ammoniakproduktion am Standort in Marokko

A.5 Sensitivitätsanalyse

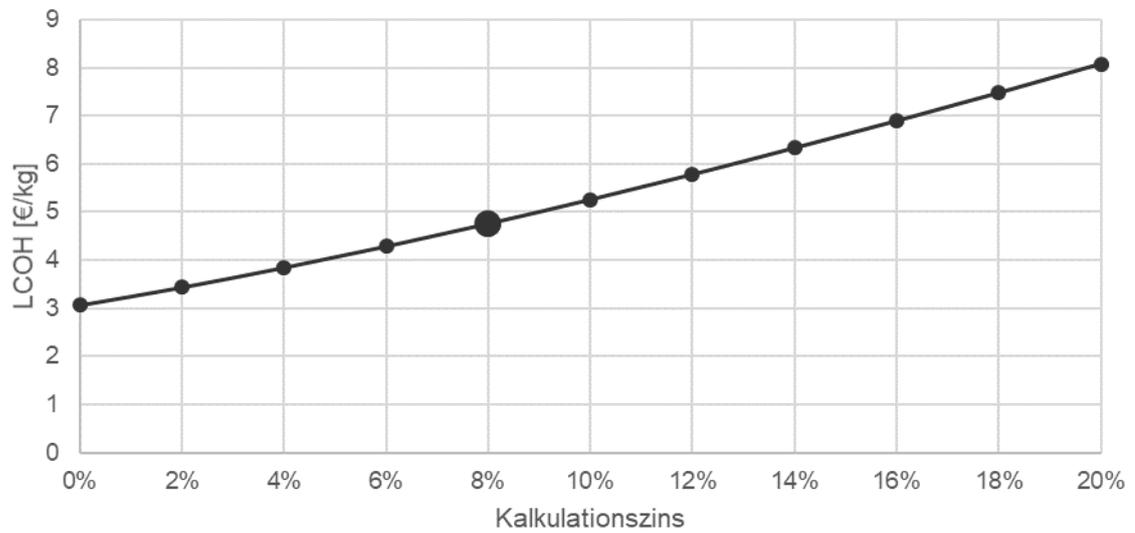


Abbildung 7.13: Einfluss des Kalkulationszinssatzes auf den LCOH

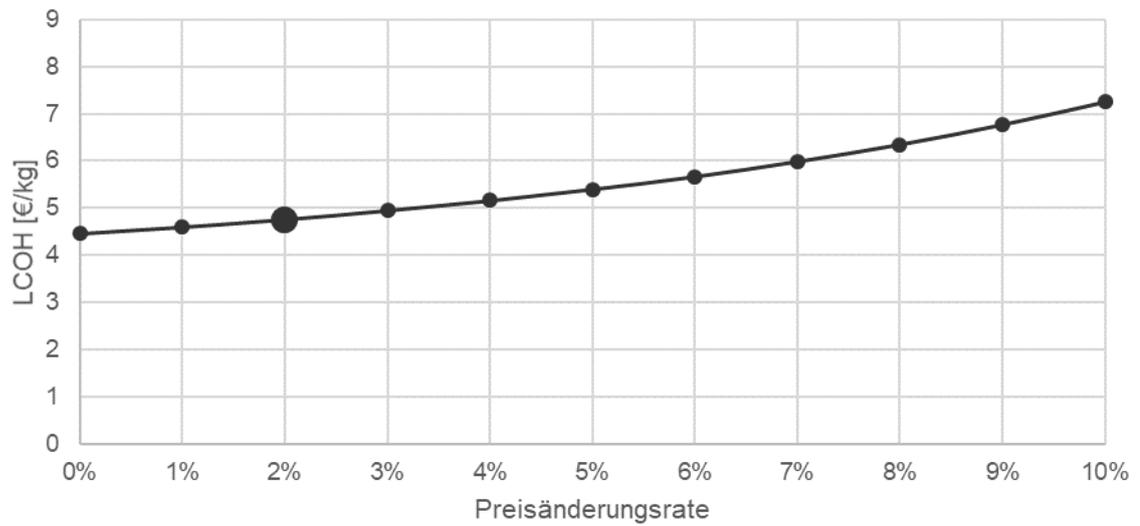


Abbildung 7.14: Einfluss der Preisänderungsrate auf den LCOH

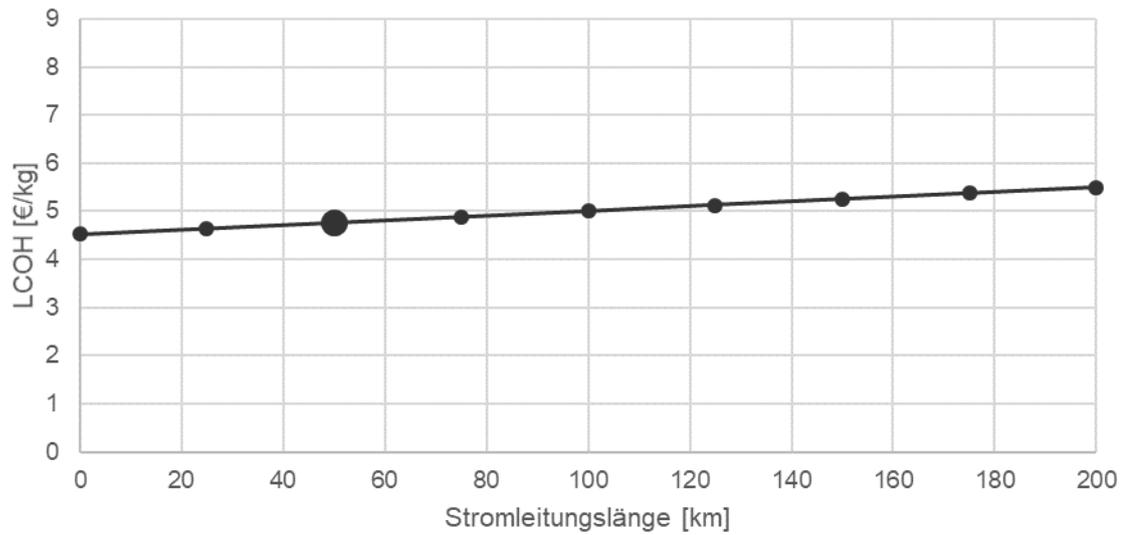


Abbildung 7.15: Einfluss der Stromleitungslänge auf den LCOH

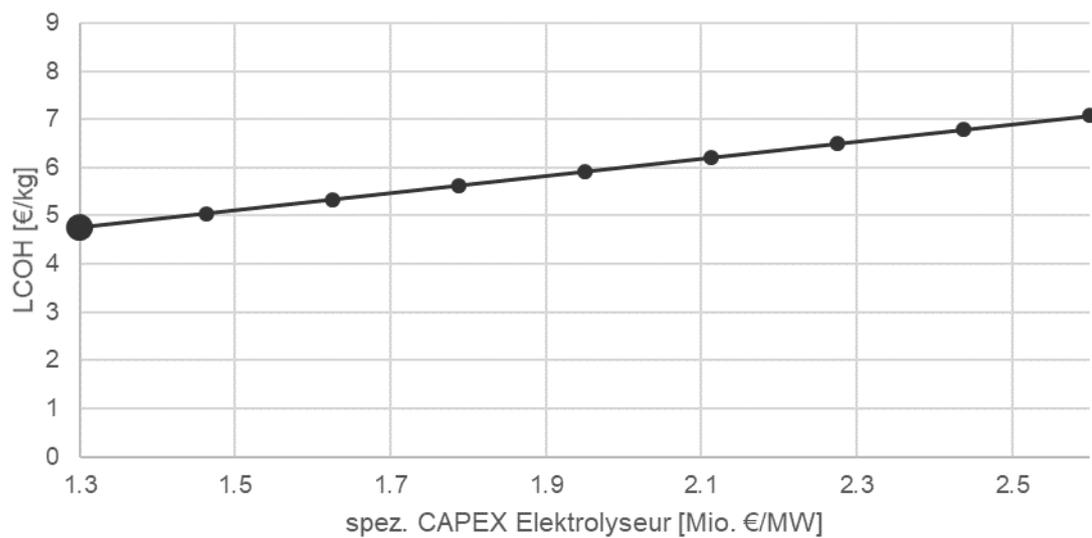


Abbildung 7.16: Einfluss der CAPEX des Elektrolyseurs auf den LCOH