

**Techno-ökonomische Modellierung und Analyse eines
auf Wasserstoff- und Batteriespeicher basierenden
PV-Energiesystems unter Berücksichtigung des
Degradationsverhaltens**

Von der Fakultät für Elektrotechnik, Informatik und Mathematik
der Universität Paderborn

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Marius Claus Möller, M.Sc.

Erster Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Stefan Krauter
Zweiter Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Christian Breyer

Tag der mündlichen Prüfung: 20.01.2026

Paderborn 2026

Diss. EIM-E/395

Kurzzusammenfassung

Aufgrund der Dringlichkeit der Reduktion der Treibhausgasemissionen besteht die Notwendigkeit zur Transformation des globalen Energiesystems hin zu 100 % erneuerbare Energiequellen. Dazu sind zunehmend dezentrale Lösungen gefragt, die auch für netzferne Anwendungen eine geeignete Lösung darstellen. Ein Lösungsansatz ist dazu ein auf Photovoltaik basierendes, autarkes Wasserstoff-Energiesystem für einen Privathaushalt, mit dem schon jetzt eine auf 100 % erneuerbare Energiequellen basierende Energieversorgung realisiert werden kann. Ein solches System steht im Fokus dieser Arbeit.

Dieses System unterliegt maßgeblichen multifaktoriellen Einflüssen (z.B. Wetterbedingungen, Lastcharakteristiken, Degradationsverhalten), welche in der Gesamtheit betrachtet werden müssen. Im aktuellen Stand der Technik fehlen allerdings ausreichend realitätsnahe und detailtiefe Bewertungsmethoden, mit denen eine Systemauslegung praxisnaher Anwendungsfälle unter sektorübergreifenden Gesichtspunkten möglich ist. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit ein Energiesystemmodell vorgestellt, welches eine Unterstützung bei der interdisziplinären Bewertung zur zielgerichteten und bedarfsgerechten Auslegung bietet. Darin ist eine Lebensdaueranalyse unter Berücksichtigung des betriebsbedingten Degradationsverhaltens inkludiert, welches eine bedeutende Verbesserung der Systemauslegung und -steuerung hinsichtlich langfristiger Versorgungs- und Betriebssicherheit ermöglicht. Mit dem entwickelten Energiesystemmodell und den integrierten Bewertungsmethoden wird maßgeblich dazu beigetragen, eine kosten- und ressourcenoptimiertere Auslegung zu ermitteln. Unter Berücksichtigung der Lebensdauer und eines gegebenenfalls notwendigen Komponentenersatzes ist ein Vergleich unterschiedlicher Auslegungen im Hinblick auf den Ressourcenverbrauch sowie eine wirtschaftliche Bewertung über den gesamten Lebenszyklus möglich.

Das Modell ist einfach an zukünftige technologische Fortschritte anpassbar und erlaubt eine weitreichende Skalierbarkeit. Diese Arbeit vermittelt darüber hinaus Know-how zu den Wirkmechanismen innerhalb eines autarken Wasserstoffsystems auf Haushaltsebene, welches auf andere Versorgungsaufgaben mit vergleichbaren Rahmenbedingungen übertragbar ist.

Abstract

Due to the necessity to reduce greenhouse gases, the energy system needs to be transformed towards 100 % renewable energy. This requires increasingly decentralized solutions that are also suitable for off-grid applications. A photovoltaic based, self-sufficient hydrogen energy system for private households represents one approach to achieving a 100 % renewable energy supply. This work focuses on the analysis and potential of such a system.

This system is affected by various significant and interrelated factors (e.g. weather conditions, load characteristics, degradation behavior), all of which must be considered holistically. However, current state-of-the-art approaches lack assessment methods that are both sufficiently realistic and detailed to support the system design of practical applications considering cross-sectoral aspects. Therefore, this work presents an energy system model that supports interdisciplinary assessment for targeted and customized design. This model includes a lifetime analysis that considers operational degradation behavior of the main system components, enabling significant improvements in system design and control with regard to long-term supply security and operational reliability. The developed energy system model and its integrated evaluation methods significantly contribute to identifying a more cost- and resource-optimized system design. The consideration of the service life and any potentially required component replacements allow a comparison of different system designs in terms of resource consumption and enable an economic evaluation over the entire life cycle.

The model is easily adaptable to future technological advancements and offers extensive scalability. This work also offers in-depth insights into the operational mechanisms of a self-sufficient hydrogen-based energy system for private households, which can be likewise applied to other supply tasks with comparable frameworks.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl Elektrische Energietechnik (EET) – Nachhaltige Energiekonzepte (NEK) an der Universität Paderborn.

Meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Stefan Krauter danke ich vielfach für das entgegengebrachte Vertrauen und die aktive Unterstützung während meiner Lehrstuhlzeit. Außerdem bedanke ich mich dafür, dass er mir die Möglichkeit gegeben hat, mich in diese spannende Thematik zu vertiefen, sowie für den gewährten Raum für Eigeninitiative und die Entfaltung eigener Ideen. Herrn Prof. Dr.-Ing. Christian Breyer danke ich für die Übernahme des Zweitgutachtens sowie seine stets wertvollen Anregungen und Anmerkungen zu meinem Promotionsthema. Herzlich bedanken möchte ich mich ebenfalls bei meinen Kolleginnen Dorothea, Hala und Josephine sowie meinen Kollegen Jörg und Dirk für die tolle Arbeitsatmosphäre, Kollegialität, Aufgeschlossenheit und Hilfsbereitschaft. Bei Dominik Keiner bedanke ich mich für den sehr konstruktiven wissenschaftlichen Austausch und sein nützliches Feedback.

Ein besonderes Dankeschön möchte ich meinen Eltern aussprechen, die mich in allen Lebenssituationen stets unterstützen, mir den Rücken stärken und mir den Weg zur Promotion ermöglicht haben. Außerdem bedanke ich mich bei meinen beiden Brüdern für ihre Hilfsbereitschaft und die große Verbundenheit. Bei meiner Freundin Marisa möchte ich mich für ihr volles Verständnis und ihre liebevolle Unterstützung herzlich bedanken.

Paderborn, den 23.09.2025

Marius Möller

Inhaltsverzeichnis	Seite
1 Einleitung	5
1.1 Problematik.....	5
1.2 Zielsetzung	6
1.3 Vorgehensweise	7
2 Problemanalyse	9
2.1 Begriffsdefinition	9
2.1.1 Hybrides Energiesystem.....	9
2.1.2 Sektorkopplung.....	10
2.1.3 Energiesystemmodellierung	11
2.2 Ziele und Herausforderungen der Energiewende	12
2.3 Potentiale von Wasserstoff.....	14
2.4 Aufbau eines autarken Energiesystems auf Haushaltsebene	16
2.5 Potentiale der Energiesystemmodellierung	18
2.6 Bedarf und Handlungsfelder	20
2.6.1 Datenakquise.....	21
2.6.2 Modellentwicklung	21
2.6.2.1 Energiebilanzanalyse	22
2.6.2.2 Lebensdauerprognose.....	22
2.6.2.3 Kostenschätzung	23
2.6.2.4 Optimierungsverfahren	23
2.6.3 Modellverifikation und -validierung	24
2.6.4 Modellanwendung	24
2.7 Anforderungen an das Energiesystemmodell	24
3 Stand der Technik	28
3.1 Ansätze zur Energiesystemmodellierung	28
3.2 Modellierung und Programmierung	34
3.2.1 Modelltypen	35
3.2.2 Grundsätze ordnungsgemäßer Modellierung	36
3.2.3 Modellierungswerkzeuge und Softwaretools	37
3.2.3.1 Simulations- und Programmierumgebungen	37
3.2.3.2 Simulations- und -Optimierungsumgebungen für Energiesysteme.....	39
3.2.3.3 Simulationsumgebungen für PV-Ertragsanalysen	40

3.2.4	Datenanalysewerkzeuge	41
3.3	Komponenten eines auf Wasserstoff basierenden Energiesystems.....	41
3.3.1	Brennstoffzelle.....	42
3.3.2	Elektrolyseur.....	47
3.3.3	Wasserstoffspeicher	52
3.3.4	PV-Anlage	55
3.3.5	Batteriespeicher.....	63
3.3.6	Heizsystem	68
3.4	Lebensdauerprognose.....	72
3.4.1	Lebensdauer eines Elektrolyseurs.....	74
3.4.2	Lebensdauer einer Brennstoffzelle	78
3.4.3	Lebensdauer einer Lithium-Ionen-Batterie	83
3.4.4	Lebensdauer eines Wasserstoffspeichers	89
3.4.5	Lebensdauer eines PV-Moduls.....	89
3.5	Kostenanalyse	90
3.5.1	Kostenentwicklung eines Elektrolyseurs.....	95
3.5.2	Kostenentwicklung einer Brennstoffzelle	98
3.5.3	Kostenentwicklung einer PV-Anlage.....	100
3.5.4	Kostenentwicklung einer Lithium-Ionen-Batterie.....	101
3.5.5	Kostenentwicklung eines Wasserstoffspeichers	103
3.5.6	Kostenentwicklung eines Heizsystems mit Wärmepumpe.....	105
3.6	Optimierungsverfahren	106
3.7	Handlungsbedarf	112
4	Entwicklung eines hybriden Energiesystemmodells.....	117
4.1	Modelltechnische Randbedingungen.....	119
4.2	Aufbau des Energiesystemmodells	120
4.3	Grundkonzept des Modells und der integrierten Verfahren	124
4.4	Datenakquise.....	125
4.5	Modellentwicklung	130
4.5.1	Partialmodelle der Komponenten	130
4.5.1.1	Elektrolyseur.....	131
4.5.1.2	Wasserstoffspeicher und Kompressor.....	137
4.5.1.3	Brennstoffzelle.....	140
4.5.1.4	Lithium-Ionen-Batterie	145
4.5.1.5	PV-Anlage	148
4.5.1.6	Heizsystem	153
4.5.2	Energiemanagementsystem	157
4.5.3	Gesamtsystem.....	163
4.6	Lebensdauerprognoseverfahren.....	164

4.6.1	Lebensdauerprognosemodell zur Lithium-Ionen-Batterie	165
4.6.2	Lebensdauerprognosemodell zur Brennstoffzelle.....	171
4.6.3	Lebensdauerprognosemodell zum Elektrolyseur.....	173
4.6.4	Methodik zur Einbindung der Lebensdauerprognosemodelle..	175
4.7	Kostenschätzungsverfahren	178
4.7.1	Konzept und mathematische Beschreibung	179
4.7.2	Kostenentwicklungsfunktionen	190
4.8	Optimierungsverfahren	198
5	Verifikation, Validierung und Auswertung.....	222
5.1	Verifikation und Validierung	222
5.1.1	Verifikation und Validierung des PV-Anlagen-Modells.....	222
5.1.2	Verifikation und Validierung des Batteriespeicher-Modells	230
5.1.3	Verifikation und Validierung des Brennstoffzellen-Modells	233
5.1.4	Verifikation und Validierung des Elektrolyseur-Modells	235
5.1.5	Verifikation und Validierung des Gesamtsystem-Modells	239
5.1.5.1	Vergleich mit Puranen	239
5.1.5.2	Vergleich mit HOMER Pro	245
5.2	Evaluation des Gesamtsystems	251
5.2.1	Evaluation der Energiebilanzanalyse	251
5.2.2	Evaluation der Lebensdauerprognose	259
5.2.3	Evaluation des Optimierungsverfahrens	265
5.3	Auswertung der Simulationsergebnisse	281
5.3.1	Ergebnisse der Energiebilanzanalyse	282
5.3.2	Ergebnisse der Lebensdaueranalyse	298
5.3.3	Ergebnisse der Kostenanalyse	306
5.4	Robustheits- und Sensitivitätsanalyse	323
5.4.1	Robustheitsanalyse	323
5.4.2	Sensitivitätsanalyse	328
6	Zusammenfassung und Ausblick	333
6.1	Zusammenfassung	333
6.2	Ausblick	335
	Abbildungsverzeichnis.....	375
	Tabellenverzeichnis.....	386
	Abkürzungen und Formelzeichen.....	389

Anhang

A1	Simulationsergebnisse zur Evaluation des Optimierungsverfahrens ..	405
A2	Kostenarten	412
	Liste der eigenen Veröffentlichungen	1

1 Einleitung

Der Klimawandel ist eine der dringlichsten und komplexesten Herausforderungen unserer Zeit. Um die schlimmsten Auswirkungen des Klimawandels abzumildern, muss die Transformation hin zu einem umweltfreundlichen Energiesystem mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien (EE) dringend beschleunigt werden. Dazu sind weitreichende Veränderungen in allen Sektoren notwendig [1]. Flexibilitätsoptionen und Sektorkopplung sind dabei der Schlüssel für das Gelingen der Energiewende [1]. Viele Länder haben die Dringlichkeit mittlerweile erkannt und haben Ziele für ein zu 100 % auf EE basierendes Energiesystem festgelegt [2]. Um die Klimaziele zu erreichen, gibt es zudem Bestrebungen, die privaten Haushalte als direkte Akteure stärker bei einem Umbau der Energieversorgung auf 100 % EE einzubinden. Insgesamt hat sich dadurch der Ausbau der EE-Anlagen in den letzten Jahren erheblich beschleunigt. Aufgrund des enormen Zubaus stoßen die Stromnetze jedoch zunehmend an ihre Grenzen. Dezentrale und netzentlastende Lösungen rücken daher in den Fokus der Wissenschaft. Ein möglicher Lösungsansatz ist ein autarkes Wasserstoffsystem auf Haushaltsebene, welches im Mittelpunkt dieser Arbeit steht. Ein solches System kann bei geeigneter Auslegung eine vollständige Eigenversorgung auf Basis von EE ermöglichen. Besonders für netzferne Anwendungen ist ein solches System vielversprechend.

1.1 Problematik

Wasserstoff wird eine Schlüsselrolle in zukünftigen klimaneutralen Energiesystemen zugesprochen. Breyer et al. [3] haben dazu folgendes quantifiziert:

“By 2050, upwards of 61,737 TWh_{L_{VH}} of hydrogen will be required to fully defossilise the global energy-industry system.”

Zu den zentralen Vorteilen von Wasserstoff zählen, dass dieser emissionsfrei und nachhaltig über EE erzeugt werden kann und in großen Mengen speicherbar ist [4]. Gerade für netzunabhängige, autarke Anwendungen auf Basis von 100 % EE ist Wasserstoff daher eine attraktive Option. In der praktischen Umsetzung zeigen sich jedoch vielfältige Herausforderungen, die einer breiten Anwendung derzeit entgegenstehen. Anwendungslimitierende Faktoren sind die derzeit sehr hohen Investitions- und Betriebskosten entsprechender Systeme.

Verfügbare Wasserstoffsystemlösungen sind weitestgehend standardisiert und nicht bedarfsgerecht auf spezifische Anwendungsprofile zugeschnitten. Diese pauschalen Standardlösungen können allerdings der Heterogenität, die sich aus der Vielzahl der maßgeblichen Einflussfaktoren ergibt, nicht gerecht werden. Insbesondere relevante Faktoren wie die lokalen meteorologischen Bedingungen und die individuelle Lastcharakteristik des Haushalts werden derzeit bei der Systemauslegung und der Betriebsstrategie nur unzureichend berücksichtigt. Dies führt dazu, dass solche Systeme für den konkreten Fall häufig überdimensioniert sind, was die Kosten erhöht.

Darüber hinaus besteht ein erheblicher Mangel an systemischer Integration. Die einzelnen Komponenten wie Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Batteriespeicher und PV-Anlage sind nur selten optimal aufeinander abgestimmt. Das wirkt sich negativ auf den Gesamtwirkungsgrad und die Lebensdauer des Systems aus. Gerade das Lebensdauerverhalten wird bei der Systemauslegung selten ausreichend berücksichtigt, was in der Praxis zu vorzeitigen Ausfällen und erhöhtem Wartungsaufwand führen kann. Für autarke Energiesysteme ist jedoch ein zuverlässiger und langzeitstabiler Betrieb, sowohl im Hinblick auf die Versorgungssicherheit als auch auf die Wirtschaftlichkeit, von zentraler Bedeutung.

Insgesamt stellen wasserstoffbasierte Energiesysteme für den autarken Einsatz hochkomplexe, von einer Vielzahl von Einflüssen geprägte Systeme dar. Ihre optimale Auslegung erfordert detailliertes technisches und systemisches Wissen über eine Vielzahl von Einflussparametern, angefangen von der Degradation einzelner Komponenten über Betriebsstrategien bis hin zur Sektorkopplung. Dieses interdisziplinäre Know-how wurde in der Wissenschaft bisher nur unzureichend erschlossen. Ebenso fehlen ganzheitliche, realitätsnahe Simulations- und Bewertungsmodelle, die alle relevanten Einflussgrößen - insbesondere Lebensdauer und Wirtschaftlichkeit - in die Auslegungsplanung integrieren. Die daraus resultierenden Unsicherheiten hinsichtlich Betrieb, Wirtschaftlichkeit und Wartungsaufwand führen zu einer zurückhaltenden Akzeptanz.

Vor dem Hintergrund der hohen Anforderungen an die Systemintegration sowie der dringenden Notwendigkeit zur Kostenreduktion ist es unabdingbar, zukünftig verstärkt anwendungsoptimierte, modulare und langlebige Wasserstoffsysteme einzusetzen. Dies erfordert zielgerichtete Forschung und Entwicklung, eine interdisziplinäre Herangehensweise sowie robuste, praxistaugliche Simulationsmethoden zur ganzheitlichen Bewertung.

1.2 Zielsetzung

Ein Wasserstoffsystem besteht aus einer Vielzahl von Bestandteilen, die durch physikalische, thermodynamische und elektrotechnische Prozesse sowie durch ökonomische und ökologische Wechselwirkungen miteinander verbunden sind. Diese Prozesse und Wechselwirkungen sind interdisziplinär zu betrachten und bei der Systemauslegung umfassend zu berücksichtigen.

Aktuell existiert kein Energiesystemmodell, welches diesen Anforderungen in notwendiger Realitätsnähe und Detailtiefe gerecht wird und alle Systemkomponenten ganzheitlich abbildet sowie determinierende Einflussfaktoren erfasst. Ziel dieser Arbeit ist daher die Entwicklung eines solchen Modells, das zusätzlich Aspekte der Sektorkopplung berücksichtigt. Dieses Modell soll eine Entscheidungshilfe zur einfacheren, präziseren und ganzheitlichen Bewertung verschiedener Anwendungsfälle schaffen, um daraus Handlungsempfehlungen für eine optimale Systemauslegung zu entwickeln. Aufgrund der hohen Dynamik im Markt- und Forschungsumfeld ist das Energiesystemmodell so zu gestalten, dass durch Parameter- und Komponentenanpassung flexibel auf technologische Weiterentwicklungen und Marktveränderungen reagiert werden kann.

Bei Wasserstoffsystemen spielt insbesondere die betriebsbedingte Degradation der Komponenten eine entscheidende Rolle, da sich diese erheblich auf die Betriebskosten und die Versorgungssicherheit auswirkt. Durch Einbeziehung des Degradationsverhaltens in dem zu entwickelnden Modell soll ein tiefergehendes Verständnis zu den Wirkmechanismen gewonnen werden. Das hierdurch geschaffene Know-how soll bei der Auslegungsplanung und Wahl der Betriebsstrategie unterstützen und dazu beitragen, langlebigere und ressourcenschonendere Systemlösungen zu entwickeln.

Zudem soll mithilfe eines zu entwickelnden Kostenschätzungsverfahrens eine bessere Bewertung der Systemauslegung hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit geschaffen werden. Hierbei ermöglicht gerade die Berücksichtigung der Komponenten-Degradation eine zuverlässige und realitätsnahe Kostenschätzung über den gesamten Nutzungszeitraum. Damit sollen relevante Einflussgrößen auf die Systemkosten identifiziert und quantifiziert werden. Dies ermöglicht zukünftig eine anwendungsspezifische Auslegung von Wasserstoffsystemen, die sowohl kosten- als auch lebensdaueroptimiert sind. Dadurch soll die Grundlage dafür geschaffen werden, die Wasserstofftechnologie im Kontext der privaten Energieautarkie zu einer tragfähigen und anerkannten Lösung weiterzuentwickeln.

1.3 Vorgehensweise

In **Kapitel 2** wird die Problematik vertieft. Ausgehend davon werden Forschungsbedarfe beschrieben, Potentiale aufgezeigt und Anforderungen an das zu entwickelnde Energiesystemmodell formuliert.

In **Kapitel 3** umfasst den Stand der Technik. Hierin wird zunächst eine Abgrenzung zu anderen Arbeiten vorgenommen. Verschiedene Modellansätze und Modellierungswerkzeuge werden ebenfalls beschrieben. Im Rahmen dieses Kapitels werden die elektrotechnischen, physikalischen und chemischen Grundlagen zu den Komponenten des Energiesystems vollumfänglich vorgestellt und der Grundstein für die Modellierung geschaffen. Außerdem wird ein Verständnis zum Lebensdauerverhalten und zur Kostenentwicklung der Komponenten vermittelt. Zuletzt wird der Handlungsbedarf und damit die Notwendigkeit für die Entwicklung eines Energiesystemmodells aufgezeigt.

Kapitel 4 bildet den **Kern der Arbeit** und stellt das entwickelte Energiesystemmodell vor. Zuerst wird dazu ein Überblick über die Rahmenbedingungen und den Aufbau des Energiesystems gegeben. Anschließend werden die entwickelten Partialmodelle der Systemkomponenten umfassend anhand ihrer mathematischen Grundlagen beschrieben. Außerdem werden die wichtigsten Parameterrestriktionen, das Betriebsverhalten sowie die Steuerung im Kontext des Gesamtsystems vorgestellt. Danach wird das entwickelte Lebensdauerprognoseverfahren und der entwickelte Ansatz zur Einbindung in das Energiesystemmodell beschrieben. Außerdem wird das Konzept und die mathematische Grundlage für das Kostenschätzungsverfahren vorgestellt. Zuletzt wird das entwickelte Optimierungsverfahren vorgestellt, welches die Suche nach einer geeigneten und kostengünstigen sowie langlebigen Auslegung unterstützt.

In **Kapitel 5** wird zunächst eine Verifikation des Modells vorgestellt. Dazu werden zuerst alle Hauptkomponenten einzeln verifiziert und anschließend als Gesamtsystem mit anderen Arbeiten verglichen. Danach wird eine Evaluation der Energiebilanzanalyse, des Lebensdauerprognoseverfahrens und des Optimierungsverfahrens vorgestellt. Im Anschluss daran werden die **Ergebnisse** von Studien zur Energiebilanz, zur Lebensdauer und zu den Kosten präsentiert. Zuletzt erfolgt die Vorstellung von Ergebnissen zur Robustheits- und Sensitivitätsanalyse.

Den Abschluss dieser Arbeit bildet **Kapitel 6** in Form einer Zusammenfassung. Neben einem generellen Fazit wird ebenfalls ein Ausblick gegeben.

2 Problemanalyse

Das zweite Kapitel beinhaltet die detaillierte Analyse der Problematik. Nach der Definition und Abgrenzung grundlegender Begriffe (siehe Abschnitt 2.1) folgt in Abschnitt 2.2 die Beschreibung der Ziele und Herausforderungen der Energiewende. Daran anschließend werden in Abschnitt 2.3 die Potentiale von Wasserstoff herausgearbeitet. Danach werden in Abschnitt 2.4 die elementaren Bestandteile eines autarken Wasserstoffsystems auf Haushaltsebene beschrieben. Eine Beschreibung der Potentiale einer Energiesystemmodellierung erfolgt in Abschnitt 2.5. Auf Grundlage dessen werden in Abschnitt 2.6 Bedarfe und die daraus resultierenden Handlungsfelder vorgestellt. Den Abschluss dieses Kapitels bildet die Definition von Anforderungen an das zu entwickelnde Energiesystemmodell (Abschnitt 2.7).

2.1 Begriffsdefinition

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Begriffe im Kontext des Themenfeldes beschrieben.

2.1.1 Hybrides Energiesystem

Unter hybriden Energiesystemen werden spezielle Systeme verstanden, die sektorenübergreifend Energieträger und -bereitstellungsanlagen sowie Energieverteilung und -speicherung in einem Kompaktsystem miteinander kombinieren [5]. Hierbei wird der Fokus auf die **Einbindung von EE** sowie nachhaltiger Energienutzungsformen gelegt und damit eine Abkehr von fossilen Energieträgern forciert. Dieser Grundsatz ist allerdings kein zwingendes Kriterium. Forschungsschwerpunkte sind hier zumeist die Analyse optimaler und energieeffizienter Systemauslegungen mit dem Ziel, Erkenntnisse über das Zusammenwirken der Systemkomponenten und ihrer Interdependenzen zu gewinnen [5]. Ein hybrides Energiesystem muss nach Barth [6] folgende drei Kriterien erfüllen:

- Nutzung mindestens einer Erzeugungsanlage für elektrische Energie oder Wärme (z.B.: Solarmodule, Windkraftanlagen, Wasserstofftechnologie)
- Verwendung von Energiespeichern zum Puffern bei Lastschwankungen
- Einer oder mehrere Verbraucher

In einem hybriden Energiesystem kommt häufig ein Energiemanagementsystem (EMS) zum Einsatz, welches die verschiedenen Energieströme den Anforderungen der zu versorgenden Verbraucher bzw. der verwendeten Komponenten anpasst [6].

Im Kontext der Energiewende wird mit Bedarf einer Veränderung der Systemstruktur ein Trend hin zur Dezentralisierung gesetzt [7]. Hierbei zeigt sich eine wachsende Verbreitung von sogenannten **Microgrids** [8], deren wirtschaftlicher Erfolg meist stark von der Betriebsweise abhängt [9]. Daher wird wissenschaftlich aktuell ein starker Fokus auf Optimierung gesetzt [9]. Microgrids bieten sich z.B. in Wohnsiedlungen durch Zusammenschluss mehrerer Wohngebäude mit lokalen Energie-Erzeugungseinheiten an [7]. In Microgrids müssen zumeist sowohl

thermische als auch elektrische Energie bereitgestellt werden, weswegen in diesem Kontext von hybriden Microgrids gesprochen wird [7].

2.1.2 Sektorkopplung

Unter **Sektorkopplung** wird mitunter die Defossilisierung des Energiesystems mittels Substitution fossiler Energieträger durch überwiegend erneuerbar erzeugten Strom oder durch andere erneuerbare Energieträger verstanden [10; 11]. Die Defossilisierung beschreibt dabei die Distanzierung von der Nutzung fossiler Energieträger hin zu alternativen, nicht-fossilen Quellen [12]. Rahmen der Sektorkopplung sollen die traditionellen Grenzen zwischen den Sektoren Energie, Industrie, Verkehr und Gebäude überwunden werden [13]. Dabei sollen **Synergien** zwischen den Sektoren genutzt werden, die zu einem effizienteren Einsatz von Energie und einer Reduktion von CO₂-Emissionen beitragen sollen [13].

Unter dem Begriff Sektorkopplung fällt ebenfalls die Nutzung überschüssiger Energie aus Wind und Sonne zur Umwandlung in Wärme oder für die Erzeugung von Wasserstoff (H₂), was nicht nur zur Effizienzsteigerung der Energienutzung, sondern auch zur Stabilität des Stromnetzes beitragen soll [13]. Teilgebiete der Sektorkopplung umfassen die Umwandlung von Strom in synthetische Kraftstoffe sowie die indirekte Stromnutzung über Power-to-Liquid (PtL) und Power-to-Gas (PtG) (zusammengefasst unter Power-to-X (PtX)) [14]. Auch die Nutzung von dabei anfallender Abwärme in neuen sektorenübergreifenden Anwendungen fällt darunter [11]. Die Sektorkopplung verfolgt ebenfalls das Ziel, Flexibilität zum Ausgleich und zur besseren Systemintegration der fluktuierenden erneuerbaren Energien bereitzustellen [15; 16]. In *Bild 2.1* sind stromseitige Sektorkopplungsoptionen und deren Umwandlungsschritte zur Nutzung von Strom in anderen Nachfragesektoren abgebildet [17].

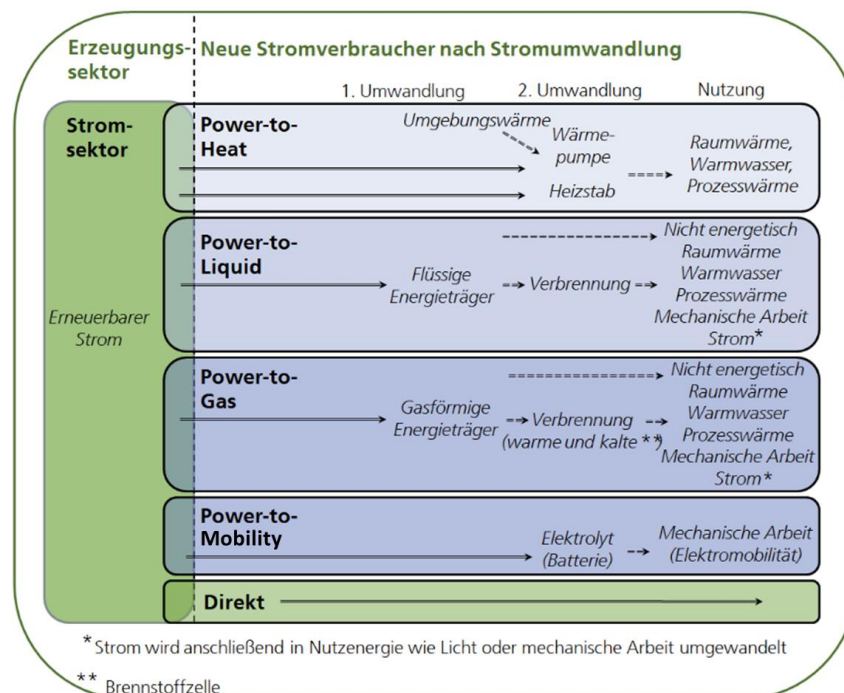


Bild 2.1: Stromseitige Sektorkopplungsoptionen und deren Umwandlungsschritte zur Nutzung von Strom in anderen Nachfragesektoren nach [10].

2.1.3 Energiesystemmodellierung

Nach Klaus und Buhr ist ein **Modell** ein bewusst konstruiertes Abbild der Wirklichkeit [18]. Dabei stellt es eine Struktur-, Funktions- oder Verhaltensanalogie zu einem entsprechenden Original dar und wird dazu genutzt, um eine bestimmte Aufgabe lösen zu können, deren Durchführung mittels direkter Operation am Original nicht möglich bzw. unter gegebenen Bedingungen zu aufwendig oder nicht zweckmäßig ist [19]. Ein Modell stellt üblicherweise ein abstrahiertes Abbild eines realen Systems dar, also eine vereinfachte Abbildung des Originals [20]. Neben einem Abbild des Originals kann ein Modell auch Vorbild für ein zu konstruierendes Original sein [21]. Um als Modell bezeichnet werden zu können, müssen nach Rosenow drei Kriterien erfüllt sein [22]:

- ein reales Objekt oder Phänomen werden abgebildet
- es beschränkt sich auf die wichtigsten Eigenschaften der abgebildeten Realität aus einer bestimmten Sicht heraus
- es ersetzt das Original für einen bestimmten Zweck

Unter einer **Modellierung** wird eine Disziplin der modellbasierten Entwicklung von Software- und Hardwaresystemen verstanden [23]. Hierbei umfasst die Modellierung den gesamten Prozess der Modellerstellung von der konzeptionellen Designphase, der Modellentwicklung, über die Modelluntersuchung bis hin zur Modell-Verifikation [23].

Im Zusammenhang mit einer Modellierung fällt häufig der Begriff **Simulation**. Unter einer Simulation wird ein Verfahren verstanden, welches auf Grundlage eines virtuellen, die Realität abbildenden Modells die Analyse eines realen Systems oder Prozesses erlaubt [24]. Eine Simulation wird eingesetzt, um komplexe Phänomene zu verstehen und neue Technologien und Materialien zu testen [24], deren reale Umsetzung oder praxisnahe Untersuchung aufgrund von Faktoren wie Systemkosten, Zeitaufwand, eines unkalkulierbaren Risikos oder aufgrund einer zu hohen Systemkomplexität (z.B. globales Klima) nicht ohne weiteres möglich ist [25].

Der Teilbereich **Energiesystemmodellierung** verfolgt das grundlegende Ziel, unterschiedliche Versorgungskonzepte im Energiesektor hinsichtlich technischer Abhängigkeiten und des Einflusses auf die Volkswirtschaft oder auf einzelne räumlich begrenzte Systeme zu untersuchen und Handlungsentscheidungen abzuleiten [26]. Laut Breyer et al. [2] braucht es Energiesystemmodelle, die on-grid und off-grid Bereiche verknüpfen und die Entwicklung fundierter Strategien für Elektrifizierung, nachhaltige Energieversorgung und Energiewende unterstützen.

Der Begriff **Energiesystem** kann sowohl auf makro-ökonomische, energiewirtschaftliche die gesamte Volkswirtschaft umfassende, als auch auf kleinskalige Erzeugungseinheiten wie z.B. auf einen Privathaushalt angewendet werden. Ein Energiesystem kann demzufolge sowohl technische Versorgungssysteme eines Haushalts, einer Stadt, eines Landes oder gar mehrerer Länder umfassen. [26]

Modelle eines Energiesystems werden individuell an die zu untersuchende Fragestellung ausgelegt [26], um einen bestmöglichen Nutzen daraus ziehen zu können. Hierbei sind Faktoren wie der zu untersuchende Zeitrahmen, die Auflösung, der Detaillierungsgrad, die relevanten Komponenten in ihrer Größenordnung und Häufigkeit und der notwendige Rechenaufwand zu

berücksichtigen. Die Energiesysteme und deren Bestandteile werden dabei im Regelfall mathematisch beschrieben [26]. Heutzutage existieren eine Vielzahl von Modellierungsumgebungen zur Energiesystemmodellierung, die in der Regel für ein bestimmtes Anwendungsspektrum entworfen wurden. Die Modelle können in zweiter Instanz weiter in zeitlicher, geographischer oder räumlicher Hinsicht untergliedert werden [26]. Die geläufigsten Modelltypen sind [26–28]:

- **Top-Down Modelle:** Hierbei wird der Fokus auf eine makroökonomische, also volkswirtschaftliche Sichtweise gelegt. Solche Modelle werden typischerweise von Ökonomen und öffentlichen Verwaltungen verwendet. Wechselwirkungen der Energieversorgung mit der gesamten Wirtschaft, Bevölkerung und Umwelt finden hierbei Berücksichtigung, wodurch Preisentwicklungen oder Gütermärkte unter unterschiedlichen Randbedingungen evaluiert werden können. Dies macht einen hohen Aggregationsgrad technischer Systeme notwendig.
- **Bottom-up Modelle:** Dieser Modelltyp ist geprägt durch einen hohen techno-ökonomischen Detaillierungsgrad. Dieser zugrunde liegende Detaillierungsgrad ist gekennzeichnet durch die Komplexität und Präzision der Elemente und kann z.B. eine Vielzahl von Energiewandlern mit ihren spezifischen Eigenschaften, wie Wandlungseffizienz oder Kosten beinhalten. Die Analyse von Energie- und Stoffflüssen liegt hierbei besonders im Fokus. Bottom-up-Modelle analysieren detailliert technische Komponenten und deren Vernetzung zwischen verschiedenen Energiesektoren. Sie erlauben unter anderem die Bewertung von Technologien zur Emissionsreduktion, berücksichtigen aber keine makroökonomischen Auswirkungen.

2.2 Ziele und Herausforderungen der Energiewende

Die Energiewende setzt sich zum Ziel, ehemals durch fossile Energieträger bereitgestellte Energie durch EE wie bspw. Solar, Windkraft und Wasserkraft zu ersetzen [2]. Ein Hauptproblem ist dabei allerdings die intermittierende Stromerzeugung aus EE wie Sonne und Wind. Dies macht bei einem auf 100 % EE ausgelegten Energiesystem eine zuverlässige Energiespeicherung und Systemflexibilität erforderlich, um eine stabile Versorgung zu gewährleisten [2; 29]. Ein Problem ist allerdings die in vielen Regionen nur unzureichend für dezentrale und variable Stromeinspeisungen ausgelegte Energieinfrastruktur. Verstärkt wird diese Herausforderung durch die erforderliche Sektorkopplung, da Elektrizität die primäre Energieform darstellt [30]. Der Schlüssel für die Energiewende liegt dabei in hoher Energieeffizienz, priorisierter Direktnutzung des Stroms und Synergien durch Sektorkopplung [31].

Mit der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien vollzieht sich ein Übergang von einer überwiegend zentralen zu einer **dezentralen Energiesystemstruktur** [32]. Die mehrheitlich wetterabhängige Stromerzeugung der EE-Anlagen führt dabei zu häufig wechselnden und nicht immer vorhersehbaren Erzeugungs- und Lastflusssituationen im Übertragungs- und Verteilnetz, die aktuell noch von den Netzbetreibern durch gezielte Systemeingriffe beherrscht werden können [33]. Mittels Engpassmanagement werden bspw. lokale Engpässe behoben [33]. Ist da-

gegen in entfernten Regionen zeitweise die Einspeisung besonders hoch, kann durch Redispatch die Erzeugungsleistung gedrosselt werden [33]. Die Bestrebung, **Prosumer** zukünftig aktiver in den Markt einzubinden und die Sektorkopplung auszuweiten, führt ebenfalls zu einer steigenden Komplexität und vermehrtem Regelungsbedarf. Der Übergang zu einem auf 100 % EE basierendem Energiesystem erfordert daher Investitionen in zusätzliche Übertragungs- und Verteilungskapazitäten sowie in netzstabilisierende Maßnahmen [34].

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 eine Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen [35]. Je ambitionierter das Ziel der Emissionsreduktion angesetzt wird, umso entscheidender wird dabei die Ressource **Wasserstoff als Energiemedium** und zur Produktion daraus hervorgehender Syntheseprodukte [36]. Laut einer gemeinsamen Metastudie vom Fraunhofer ISE, IEG und ISI [36] soll der reine H₂-Bedarf in Deutschland bis 2050 bei ca. 300 TWh liegen. Kumuliert über die Bedarfe an reinem H₂ und Syntheseprodukten wird der Bedarf bis 2050 auf bis zu 740 TWh geschätzt [36]. Im Vergleich dazu wird der gesamtdeutsche Primärenergiebedarf im Jahr 2050 je nach Studie auf 1.400–2.100 TWh geschätzt [36]. 2020 lag der Primärenergiebedarf dagegen noch bei 3.302 TWh [37]. Die bis 2050 zu erwartende Reduzierung wird durch Nutzung der Synergien der Sektorkopplung und vorrangiger Direktnutzung des erzeugten Stroms erzielt. Es besteht ein breiter Konsens darüber, dass die Spitzenlastabdeckung langfristig (d.h. ab ca. 2040) über H₂ erfolgen wird [36].

Im Jahr 2021 lag der Anteil an EE am gesamtdeutschen Primärenergiebedarf bei lediglich 16,1 % [37]. Dies verdeutlicht den dringenden Handlungsbedarf. Wenn die Ziele der Bundesregierung für 2045 erreicht werden sollen, muss auch im **Haushaltssektor** ein grundlegendes Umdenken erfolgen. Der Haushaltssektor war 2022 mit 28,6 % des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs zweitgrößter Verbraucher hinter dem Verkehrssektor (siehe *Bild 2.2*) [38]. Auf den **Wärmebedarf** entfallen dabei beachtliche 70 % des gesamten Endenergieverbrauchs des Haushaltssektors [38]. Der Anteil an EE im Wärmesektor lag in Deutschland im Jahr 2022 allerdings bei lediglich 17 % [39]. Umso wichtiger ist es, die Einbindung von EE im Wärmesektor voranzubringen.

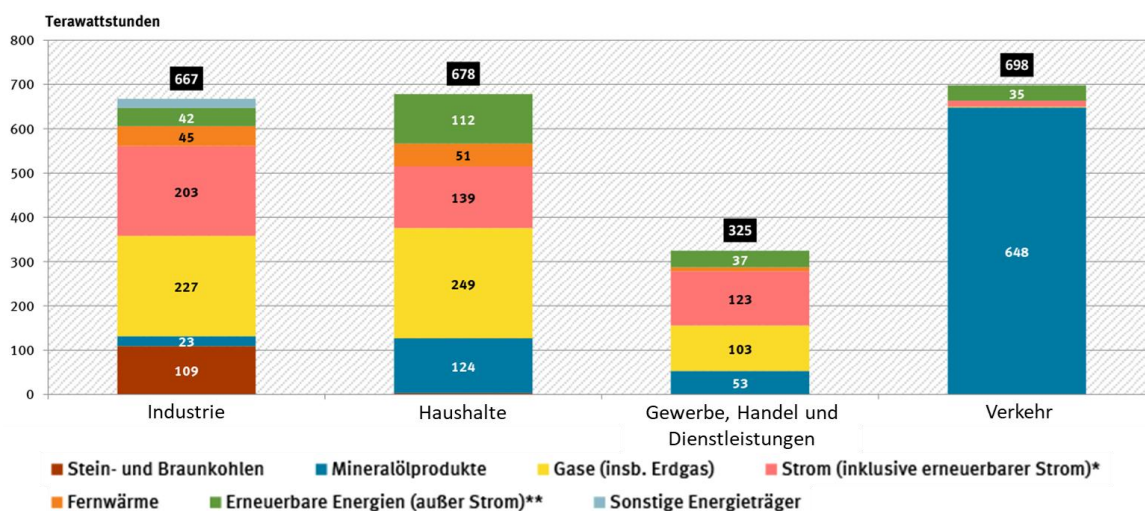


Bild 2.2: Energieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern für Deutschland im Jahr 2022 nach [38].

2.3 Potentiale von Wasserstoff

Die intermittierende Natur und die daraus resultierende Volatilität der Stromerzeugung über die relevantesten erneuerbaren Energieträger Wind und Sonne macht den Einsatz effizienter, saisonaler und großskaliger Speichersysteme erforderlich [40]. In einem auf EE ausgelegten Energiesystem divergieren häufig Energieangebot und -nachfrage, so dass ein zeitweiser Energieüberschuss für Zeiten mit Energiedefiziten gespeichert werden muss [41]. Neben der notwendigen Stromspeicherung für kurze Zeiträume, um auf plötzliche Schwankungen reagieren zu können, müssen auch saisonale Unterschiede bei Energieangebot und -nachfrage ausgeglichen werden [42].

Laut Khakimov et al. [43] ist Wasserstoff (H_2) die **optimale Lösung zur saisonalen Energiespeicherung**. Wasserstoffspeicher sind sehr gut für eine saisonale Energiespeicherung geeignet, da es kaum Verluste bei adäquater Speicherung gibt [43]. Hiermit kann überschüssiger Strom aus EE in großen Mengen gespeichert werden [43]. Der aus EE erzeugte H_2 wird als grüner H_2 bezeichnet [44].

H_2 verfügt über einige vielversprechende **positive Eigenschaften**. H_2 benötigt neben Strom lediglich Wasser als einzigen weiteren Rohstoff bei der Herstellung [45]. Ein weiterer Vorteil von H_2 ist das breite Anwendungsspektrum. Neben der Verwendung als Brennstoff kann er auch mittels Brennstoffzelle (FC, engl.: Fuel Cell) umweltschonend rückverstromt werden. Außerdem dient er als chemisches Ausgangsmaterial in vielen industriellen Prozessen [45] wie bspw. der Herstellung synthetischer, liquider Kraftstoffe wie Methanol [46]. Auch die Transportierbarkeit ist bei H_2 gegeben. Neben dem Transport über Land- und Seewege (Straße, Schiene, Schiff, etc.) kann er ebenfalls mit konventioneller Pipeline-Technik über große Entfernungen transportiert werden, wobei bei letzterem entgegen der weitläufigen Meinung die Verluste geringer sein sollen als beim Stromtransport über Hochspannungsleitungen [45]. Damit ließe sich H_2 auch gut in Systeme integrieren, bei der die Stromerzeugung und der Strombedarf räumlich, aber auch zeitlich divergieren. Aufgrund seiner geringen Dichte verflüchtigt sich H_2 schnell, wenn er von seiner Quelle ausströmt, was das Risiko eines Brandes oder einer Explosion verringert [47; 48]. H_2 ist als Energieträger ideal recycelbar, da H_2 zu Wasser oxidiert und dieses Wasser wiederum zur erneuten H_2 -Erzeugung im Sinne eines Kreislaufes Verwendung finden kann [45]. H_2 ist nicht selbstentzündlich oder oxidierend (brandfördernd) und weder giftig noch ätzend [42].

Allerdings verfügt H_2 ebenfalls über **negative Eigenschaften**. So haben Wasserstoffspeicher sowohl volumetrisch als auch massebezogen eine geringere Energiespeicherdichte als Benzinspeicher [45]. Der volumetrische Energieinhalt von H_2 liegt unter Umgebungsbedingungen lediglich bei 0,01 MJ/l, während es bei Flüssigwasserstoff 8,5 MJ/l, bei Methan 0,04 MJ/l und bei Benzin 32 MJ/l sind [49]. Darüber hinaus kann H_2 aufgrund seiner geringen Dichte und der kleinen Molekülgröße aus Speichertanks austreten [45], was speziell geeignete Tankbeschichtungen und -materialien erforderlich macht (siehe Abschnitt 3.3.3). Außerdem neigen einige Legierungen in Gegenwart von H_2 zur Versprödung [50]. Die Herstellungskosten von H_2 sind nach aktuellem Stand gegenüber anderen Energieträgern hoch [45]. Auch Sicherheitsbedenken werden im Zusammenhang mit H_2 häufig diskutiert. Zahlreiche Studien kamen aber zu dem

Ergebnis, dass die Gefahren von H_2 nicht kritischer sind als die von Benzin, Erdgas oder anderen Kraftstoffen [45].

In einer gesamtstaatlichen Energiewirtschaft wird Energie in Form von Elektrizität priorisiert genutzt [2], da dies im Vergleich zu über PtX hergestellte Energieträger nicht nur energieeffizienter sondern auch kosteneffizienter ist [3; 46]. Wasserstoff spielt hingegen voraussichtlich nur als zentraler Zwischenenergieträger in einer **PtX-Wirtschaft** eine bedeutende Rolle [3]. In einem integrierten, sektorübergreifenden Energiesystem wird Wasserstoff weitestgehend nicht als Endenergieträger benötigt, sondern als Zwischenenergieträger zur Herstellung von unter anderem Ammoniak, Methanol und maritime Kraftstoffe genutzt [3]. Laut einer Studie von Galimova et al. [51] machen die hohen Transportkosten Wasserstoffimporte aus Ländern mit niedrigeren Erzeugungskosten wie bspw. Chile und Marokko wirtschaftlich unattraktiv. Lokal erzeugter Wasserstoff ist selbst für Regionen wie Deutschland und Finnland meist günstiger und sollte gegenüber Importen bevorzugt werden [51].

Für spezifische **Nischenanwendungen** kann Wasserstoff entgegen der gesamtwirtschaftlich eher untergeordneten Rolle weiterhin als Endenergieträger in Betracht gezogen werden, sofern technologische oder infrastrukturelle Rahmenbedingungen dies erfordern. Die Kernelemente eines solchen, auf H_2 basierenden Energiesystems sind die Wasser-Elektrolyse zur klimafreundlichen Produktion von H_2 , die Wasserstoffspeicherung und Komponenten zur Wasserstoffnutzung [52]. Für letzteres besteht die Möglichkeit der Wasserstoffverbrennung oder der Rückverstromung mittels FC [52].

Bei der **Wasser-Elektrolyse** handelt es sich um eine durch eine Redoxreaktion herbeigeführte elektrochemische Zerlegung eines Stoffes durch die Zufuhr elektrischen Stroms [24]. Bei diesem Prozess wird demnach elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt [53]. Die Wasserelektrolyse ist eine spezielle Form der Elektrolyse, bei der dieses Prinzip auf die Zerlegung von Wasser angewendet wird [54]. Für die umweltfreundliche Elektrolyse wird ein Elektrolyseur (ELY) verwendet, der in Abschnitt 3.3.2 näher betrachtet wird.

Der **Wasserstoffspeicherung** kommt in einem auf H_2 basierenden Energiesystem eine entscheidende Rolle zu, da die Nutzung von H_2 speziell in der saisonalen Speicherung ihre größten Stärken hat. Hierzu bieten sich verschiedene Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung an, die jeweils unterschiedliche Vor- und Nachteile aufweisen (vgl. Abschnitt 3.3.3). Die Eignung der Optionen hängt von dem beabsichtigten Einsatzzweck ab.

Es gibt grundsätzlich zwei Möglichkeiten, H_2 in der Reinform energetisch zu nutzen: zum einen die **Wasserstoffverbrennung** und zum anderen die **Rückverstromung** [55]. Ein typisches Beispiel für die Wasserstoffverbrennung sind Wasserstoffmotoren, die analog zu den typischen Verbrennungsmotoren H_2 anstelle anderer Kraftstoffe (z.B. Benzin) verbrennen [55]. Kernelement bei der Rückverstromung von H_2 ist die FC. Hierbei handelt es sich um ein elektrochemisches Gerät, in dem die in Form von H_2 vorliegende chemische Energie direkt in elektrische Energie umgewandelt wird [56; 57]. Verschiedene Arten von FCs werden in Abschnitt 3.3.1 vorgestellt und auf ihre Eignung hin untersucht.

2.4 Aufbau eines autarken Energiesystems auf Haushaltsebene

Die Nutzung von saisonalen Wasserstoffspeichersystemen in Wohngebäuden wird in jüngster Zeit verstärkt diskutiert [58]. Ein Wasserstoffhaus ist eine vielversprechende Option, wenn der Wunsch nach vollständiger Autarkie mit selbst erzeugtem Strom aus der eigenen PV-Anlage besteht. Eine solche Energiesystemlösung ermöglicht eine vollständige Unabhängigkeit vom Stromnetz. Dies ist insbesondere dann vorteilhaft, wenn ein Netzanschluss über lange Entfernung erfolgen muss und mit hohen Erschließungskosten verbunden ist. Wenn das Stromnetz bereits durch hohe EE-Einspeisung überlastet wird und damit keinen weiteren Zubau von EE mehr zulässt, kann mithilfe des Wasserstoffsystems dennoch ein nahezu unbegrenzter Ausbau von EE ermöglicht werden. Der überschüssige Strom wird hierbei nicht in das Netz eingespeist, sondern in H_2 umgewandelt, dezentral gespeichert und bei Bedarf rückverstromt. Außerdem können sie ein umweltfreundlicher Ersatz für Dieselgeneratoren sein. Wie in einigen Systemen (z.B. Picea von HPS [59], H_2 -Batterie von Ostermeier H2hydrogen Solutions [60] und Hydro-Cab PowerCore von H2 Core Systems [61]) demonstriert wurde, ist der Einsatz eines Wasserstoffspeichersystems auch für kleinskalige Anwendungen im privaten Bereich geeignet.

Für ein autarkes Wasserstoffhaus müssen **hybride Energiespeicheroptionen** verwendet werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die Systemeffizienz zu erhöhen (vgl. Abschnitt 3.3). Energiespeicher gelten dabei als probates Mittel, um durch EE hervorgerufene Schwankungen oder Probleme mit der Stromqualität abzumildern, indem die Spannung gestützt, Leistungsschwankungen geglättet und Angebot und Nachfrage aufeinander abgestimmt werden [62]. Auf Haushaltsebene relevant sind vor allem **Batteriespeicher**. Batteriespeicher werden in Verbindung mit Wechselrichtern bzw. Laderegler in das Hausnetz eingebunden [63]. Hierbei gibt es zwei Typen von Wechselrichtern: On-Grid und Off-Grid Wechselrichter. Während On-Grid Wechselrichter auf ein vorhandenes Netz angewiesen sind, können Off-Grid Wechselrichter auch bei Netzausfall den Betrieb aufrechterhalten und in diesem Fall selbst ein Netz aufbauen und die Systemdienstleistung zur Verfügung stellen [64]. Solche Off-Grid Wechselrichter sind gerade für den vorgesehenen Anwendungsfall eines energieautarken Wasserstoffhauses unabdingbar.

Ein **kleinskaliges**, für einen Privathaushalt ausgelegtes, auf H_2 basierendes **Energiesystem** ist schematisch wie in *Bild 2.3* aufgebaut. In solchen Energiesystemen kommt typischerweise nur Photovoltaik als erneuerbare Energiequelle zur Stromerzeugung in Frage. Sofern auch der Wärmebedarf des Haushaltes zu decken ist, sollte hierfür eine elektrische Wärmepumpe (WP) zum Einsatz kommen. In einem autarken System sollte ein Batteriespeicher als Kurzzeitspeicher für Lastschwankungen eingesetzt werden. Zentraler Bestandteil eines solchen Systems ist immer auch ein Energiemanagementsystem (EMS), welches die Verteilung der Energie im System intelligent steuert, um die Lasten bedarfsgerecht zu versorgen.

Die PV-Anlage lädt in erster Priorität bei vorhandenem Stromüberschuss den Batteriespeicher nach und versorgt sekundär den ELY mit Strom, um daraus H_2 zu erzeugen. Sobald der Batteriespeicher vollgeladen ist und weiterhin Energieüberschuss vorliegt, wird im Anschluss der ELY in Betrieb genommen, um H_2 zu erzeugen (siehe *Bild 2.3*). Dieser wird nach Kompression

in einem Wasserstoffspeicher zur saisonalen Aufbewahrung zwischengespeichert. Zur Nachtzeit werden die elektrischen Verbraucher über den Batteriespeicher versorgt (siehe *Bild 2.4*). Im Falle eines Energiedefizits, der überwiegend im Winter auftritt, wird die FC aktiviert, um die el. Verbraucher weiterhin mit Strom versorgen zu können (siehe *Bild 2.5*). Neben der direkten Lastdeckung über die FC wird der Batteriespeicher ebenfalls nachgeladen, um einen ausreichenden Ladezustand zu erreichen und somit Lastspitzen decken zu können. FCs verfügen über einen hohen Abwärme-Anteil, der ebenfalls zur Warmwasserbereitung oder für den Wärmebedarf nutzbar gemacht werden kann. Der genaue Aufbau eines solchen Energiesystems wird in Abschnitt 3.3 und 4.2 beschrieben.

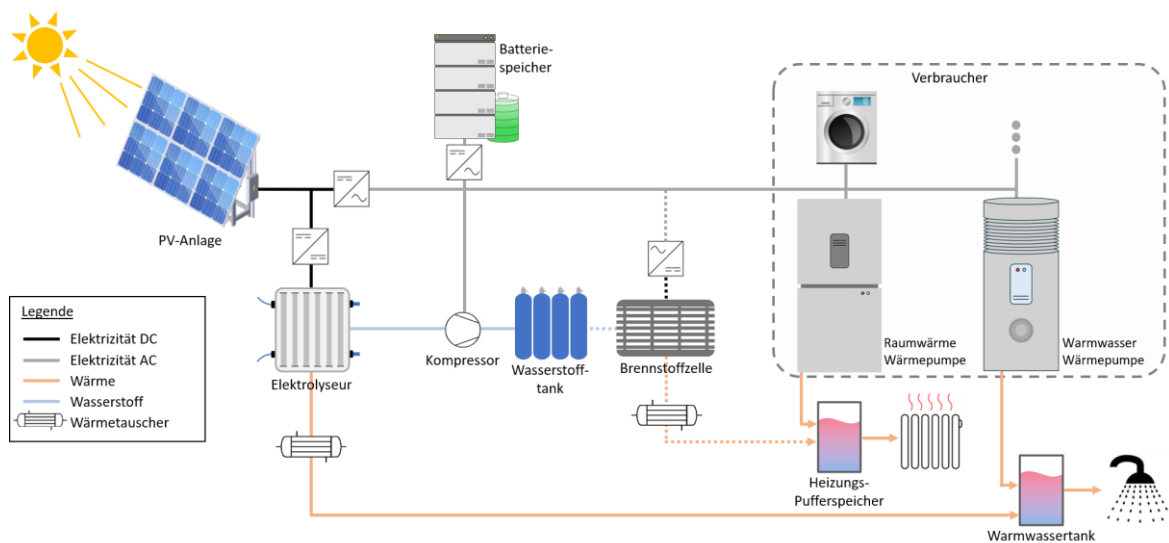


Bild 2.3: Schema eines hybriden Wasserstoffsystems mit Sektorkopplung auf Haushaltsebene. Darstellung des Energieflusses an einem sonnigen Sommertag, in dem der Batteriespeicher aufgeladen wird, Verbraucher versorgt werden und der Elektrolyseur bei PV-Überschuss H₂ erzeugt. (Gestrichelte Linien: nicht aktive Zweige).

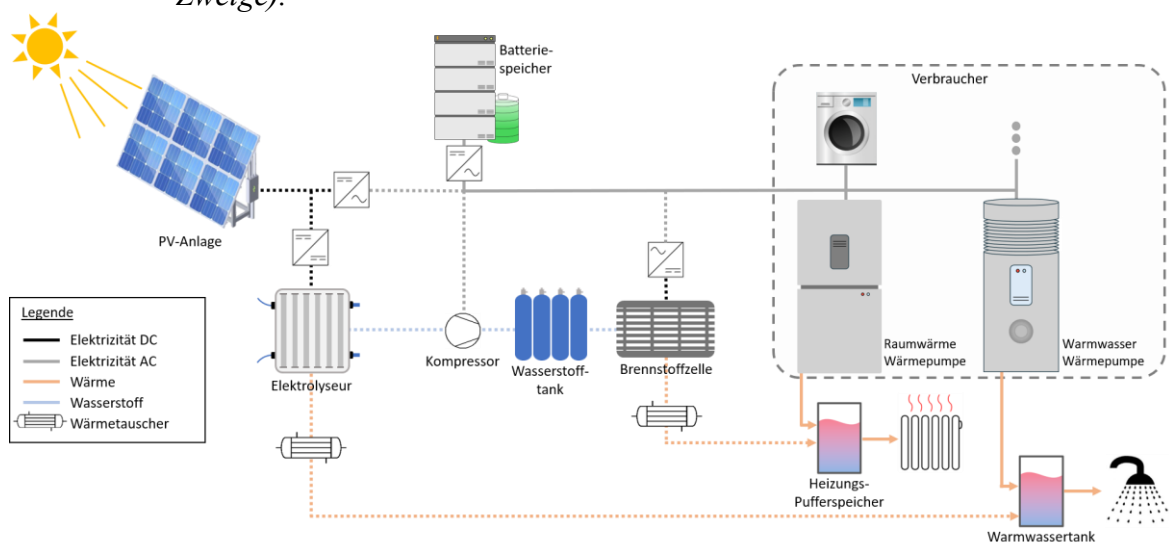


Bild 2.4: Schema eines hybriden Wasserstoffsystems mit Sektorkopplung auf Haushaltsebene. Darstellung des Energieflusses zur Nachtzeit, in dem der Batteriespeicher entladen wird, um alle Verbraucher zu versorgen und die Brennstoffzelle nicht zur zusätzlichen Stromversorgung benötigt wird. (Gestrichelte Linien: nicht aktive Zweige).

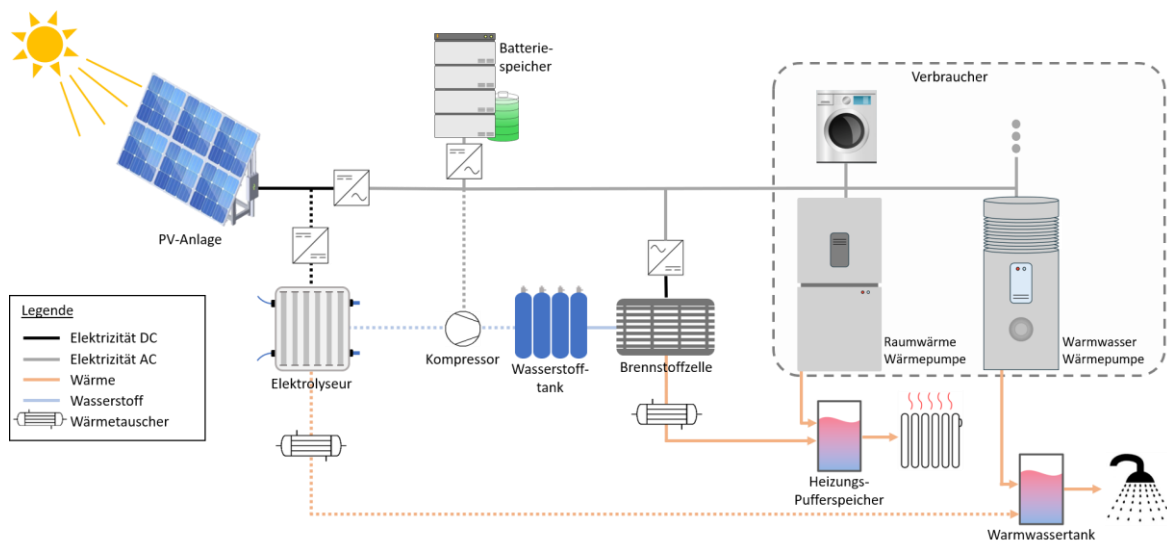


Bild 2.5: Schema eines hybriden Wasserstoffsystems mit Sektorkopplung auf Haushaltsebene. Darstellung des Energieflusses zur Winterzeit, in dem die PV-Anlage nur wenig Strom erzeugt und die zur zusätzlichen Stromversorgung in Betrieb ist und der Batteriespeicher als Energiepuffer dient (Gestrichelte Linien: nicht aktive Zweige).

2.5 Potentiale der Energiesystemmodellierung

Das Projektmanagement zum Aufbau eines Energiesystems unterteilt sich in mehrere Phasen [65]:

- **Initialisierungsphase:** In dieser Phase werden verbindliche Aussagen zu Machbarkeit, zu Risiken und zu Stakeholdern erarbeitet.
- **Konzeptphase:** Diese Phase umfasst die Entwicklung von möglichen Lösungsvarianten. Dabei liegt der Fokus auf der Beurteilung der Zielerreichung, Funktionstüchtigkeit, Zweckmäßigkeit und Wirtschaftlichkeit. Bei Abschluss dieser Phase liegt eine Entscheidung für eine bestimmte Lösungsvariante vor.
- **Realisierungsphase:** Kern dieser Phase ist die Umsetzung der in der Konzeptphase erarbeiteten Pläne.
- **Inbetriebnahmephase:** Diese Phase bildet das Ende des Projektes mit Einführung, Übergabe und Abschluss.

Ein **Energiesystem** unter Nutzung von H_2 als saisonalen Energiespeicher zur ganzjährigen, vollständigen Eigenversorgung führt zu hohen Kosten. Solch ein System konkurriert mit netzgebundenen Systemlösungen, die zwar keine vollständige Eigenversorgung ermöglichen, gleichwohl aber ebenfalls das Kernziel einer sicheren, ganzjährigen Stromversorgung erfüllen. Das Wasserstoffhaus kann dagegen durch eine garantiert 100-prozentige Eigenversorgung über EE punkten. Dennoch muss zur Akzeptanz und zum Hochlauf des Absatzmarktes der Kostenfaktor so gering wie möglich gehalten werden. Daher ist es wichtig, ein solches System maßgeschneidert auf den Anwendungsfall anzupassen und möglichst ressourcenschonend auszulegen. Hierbei stellt sich vor allem die Frage nach der richtigen Komponentenkonstellation. Wie

groß sollten die Komponenten im Verbund ausgelegt werden und welchen Einfluss hat die Auslegung einer Komponente auf die Auslegung einer anderen Komponente? Diese Frage kann und muss durch eine Auslegungsoptimierung unter anwendungsfallspezifischer Simulation mithilfe eines realitätsnahen Energiesystemmodells beantwortet werden. Wichtig ist in diesem Zusammenhang ebenfalls, dass der gesamte Nutzungszeitraum des Energiesystems berücksichtigt wird und bei der Auslegung auch die Folgen auf die Degradation berücksichtigt werden. Nur dadurch kann die vollständige Eigenversorgung über den gesamten Nutzungszeitraum garantiert werden und versteckte Kosten durch ggf. notwendigen Ersatz einzelner Komponenten direkt bei der Konzeptphase des Projektes berücksichtigt werden.

Ein weiterer Faktor bei der Planung und Realisierung eines Wasserstoffhauses ist der Einfluss des **Wetters** am vorgesehenen Standort und die **Lastcharakteristik** der Hausbewohner. Dies kann einen entscheidenden Einfluss auf die Auslegung der Komponenten haben und muss im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden. In dieser Hinsicht sind die Versorgungssicherheit unter verschiedenen Szenarien zu untersuchen und angemessene Sicherheitsaufschläge zu bestimmen, um mit Sicherheit auf einen Netzanschluss verzichten zu können. Auch die Steuerung des Systems kann die Versorgungssicherheit des Hauses und die Langlebigkeit der Komponenten positiv beeinflussen.

Gerade in der Konzeptphase gilt es, die Kosten verschiedener Lösungsvarianten zu vergleichen. Während bei einer Stromversorgung über eine Systemlösung mit PV-Anlage und ggf. Batteriespeicher und restlicher Versorgung über das Stromnetz einige Tools zur Kostenberechnung existieren, fehlen solche umfassenden Tools noch bei Wasserstoffsystemen. Gerade bei Wasserstoffsystemen spielen Sektorkopplungsoptionen, Steuerungsmethoden, Lebensdauerverhalten und jeder Wirkungsgradverlust eine entscheidende Rolle. Daher muss ein solches Tool zur Berechnung der Kosten eines Wasserstoffsystems möglichst vollumfänglich und realitätsnah sein, um verlässlich die Kosten bestimmen zu können. Das Ziel dieser Arbeit ist es, ein solches Tool zu entwickeln und damit zukünftig eine erleichterte Kostenschätzung im Rahmen der Konzeptphase des Projektes anzubieten. Dazu wird ein Simulationsmodell entwickelt, welches neben der Energiebilanzanalyse auch eine Lebensdauerprognose und Kostenschätzung zulässt.

Eine **Energiesystemmodellierung** und eine daran anknüpfende Simulation bieten eine Vielzahl von Potentialen. Ein Systemaufbau oder Produktentwicklung ohne vorangegangene Potentialprüfung und Machbarkeitsstudie ist heutzutage kaum noch vorstellbar. Folgende Potentiale ergeben sich gerade in Hinsicht auf eine Energiesystemmodellierung und weitergehende Analyseverfahren:

- Vorangegangene Simulationen ermöglichen eine besser zugeschnittene und damit ressourcenschonende Realisierung des Energiesystems
- Eine Simulation macht komplexe Zusammenhänge greifbar, wodurch eine aussagekräftigere Bewertung ermöglicht wird
- Anhand einer Simulation lassen sich Parameterstudien durchführen, mit Hilfe derer Handlungsempfehlungen erarbeitet werden können, die zur Diffusion und Akzeptanz eines solchen Energiesystems beitragen können

- Mittels Simulation ist eine Überprüfung der Systemfunktionalität unter verschiedenen Situationen und Rahmenbedingungen möglich, wodurch sich Handlungsempfehlungen und Rückschlüsse auf den Betrieb in der Realität ziehen lassen
- Eine Lebensdauerprognose macht verschiedene Systemauslegungen besser bewertbar im Sinne des Ressourceneinsatzes. Des Weiteren zeigt sie Schwachstellen auf und ermöglicht Rückschlüsse auf den Systembetrieb
- Eine Kostenschätzung macht in Verbindung mit einer vorangegangenen Lebensdauerprognose verschiedene Systemauslegungen besser bewertbar im Sinne des Kapitaleinsatzes. Außerdem zeigt sie Entwicklungsbedarfe auf
- Anhand einer Kostenschätzung ist ein Vergleich zu alternativen Energiesystemen und eine Prognose zur Wettbewerbsfähigkeit möglich

Eine Vorabsimulation ist einzusetzen, um das System kosten- und ressourcenschonend genau auf den Anwendungsfall auszulegen. Entscheidend ist dazu eine Datengrundlage, mit der der Anwendungsfall möglichst präzise beschrieben werden kann. Dieser muss sowohl das Umfeld als auch das Verhalten der Akteure im System möglichst gut beschreiben. Diese Datengrundlage muss der Simulations-Auflösung und der zu simulierenden Zeitspanne entsprechen. Die Datengrundlage kann entweder durch vorangegangene, aussagekräftige Stichprobenmessung oder durch Abgleich mit einem Datenpool an Referenzmessungen oder synthetisch generierten Daten geschaffen werden. Ferner ist die Integration von regional spezifischen Wetterdaten für die Simulation unabdingbar. Dafür kann aus einer Vielzahl valider Datenquellen wie dem deutschen Wetterdienst (DWD) [66] zurückgegriffen werden. Schwierig wird es dagegen mit realen Messungen von Verbrauchsverhalten der Nutzer. Das Vorliegen solcher Daten genau für den betrachteten Anwendungsfall im richtigen Zeithorizont ist vor Installation sehr unwahrscheinlich. Abhilfe könnten hier nur synthetisch generierte Lastprofile schaffen, aus denen ein Lastprofil mit großer Ähnlichkeit zum Verbrauchsverhalten des entsprechenden Anwendungsfalls ausgewählt wird.

2.6 Bedarf und Handlungsfelder

Aufgrund der Komplexität eines auf H₂ basierenden Energiesystems auf Haushaltsebene ist eine umfassende Unterstützung zur zielgerichteteren Auslegung und zum besseren Verständnis der Zusammenhänge notwendig. Alle hierfür relevanten Aspekte sollen im Rahmen dieser Arbeit zusammengetragen werden. Das Ziel ist die Entwicklung eines Energiesystemmodells, mit dem eine umfassende Analyse eines auf H₂ basierenden Energiesystems auf Haushaltsebene ermöglicht wird. Anhand dessen soll Know-how geschaffen werden, das zum weitreichenden Verständnis des Themenkomplexes beitragen und eine Unterstützung bei der Planung, Entwicklung und Umsetzung von Projekten dieser Art bieten soll. Im Nachfolgenden werden die zur Zielerreichung relevanten Handlungsfelder vorgestellt.

2.6.1 Datenakquise

Bevor das Modell in die Entwicklung geht, müssen zunächst geeignete Datensätze akquiriert werden, auf Basis derer die Simulation ablaufen soll. Qualitativ hochwertige Daten in entsprechend geeigneter Datenquantität bilden dabei die wesentliche Grundlage für eine erfolgreiche Modellentwicklung. Für eine hohe Modellgüte der Simulation bei einer ganzjährigen Modellsimulation bedarf es geeigneter Daten für die untersuchte Simulationszeitspanne in ausreichend hoher Auflösung. Wenn das Modell auf die Simulation eines ganzen Jahres in einer sehr hohen Auflösung ausgelegt ist, müssen auch die entsprechenden Daten in gleicher Zeitspanne und gleicher Auflösung vorliegen. Daher sollte zunächst der Untersuchungsgegenstand bzw. das Untersuchungsvorhaben genau definiert werden und anschließend nach geeigneten Datensätzen gesucht werden. Hierbei bedarf es einer Validierung, welche Eingangsdaten für die Analysen relevant sind. Sofern sich keine frei nutzbaren Datensätze finden lassen, muss ggf. eine eigens durchgeführte Datenaufnahme in Betracht gezogen werden. Bei der Auswahl der Daten sind sowohl die Auflösung, der Messzeitraum, der Standort der Messung, die Datenzuverlässigkeit und die Messausfallsicherheit zu beachten. Die Daten sind unter Umständen zunächst einer Vorverarbeitung bzw. Aufbereitung zu unterziehen.

2.6.2 Modellentwicklung

Vor Beginn der Modellentwicklung ist zunächst ein Erfassen des Ist-Zustandes vorzunehmen. Konkret bedeutet dies, dass eine Analyse bereits bestehender Modelle vorgenommen wird. Diese werden anhand der definierten Anforderungen an das vorgesehene Modell zur Analyse des Untersuchungsvorhabens bewertet. Die Anforderungen werden in Abschnitt 2.7 näher erörtert.

Sofern kein bestehendes Modell eine hinreichende Analyse des Untersuchungsvorhabens zulässt, ist im nächsten Schritt die Modellentwicklung zu planen. Hierzu muss zunächst die Auswahl eines geeigneten Modellierungswerkzeugs (-Sprache bzw. -Umgebung) und eines Modellansatzes erfolgen (siehe Abschnitt 3.2). Bei der Wahl des Modellierungswerkzeugs ist darauf zu achten, dass alle vorgesehenen Modellergänzungen darin vorgenommen werden können und damit hinreichend Spielraum für Anpassungen vorhanden ist.

Vor der Modellierung mithilfe des gewählten Modellierungswerkzeugs ist zunächst eine Skizze des Energiesystems zu erstellen, welches die Komponentenkonstellation und die Verschaltung möglichst detailgetreu widerspiegelt. Diese Skizze kann dann als Vorlage bei der Modellierung verwendet werden und dient dazu, die Energieflüsse und die Steuerung bzw. Interoperabilität der Komponenten besser zu verstehen und damit qualifizierter modellieren zu können.

Während der Modellentwicklung ist regelmäßig darauf zu prüfen, ob es nach wie vor dem Untersuchungsvorhaben gemäß erstellt wurde und ob es weiterhin dem Vorhaben dienlich ist. Dabei ist eine begleitende Verifikation und Validierung während des gesamten Modellentwicklungsprozesses vorzunehmen. Der Detaillierungsgrad, die Verhältnismäßigkeit und ausschlaggebende Einflüsse sind dabei zu prüfen. Bei der Modellerstellung sind die in Abschnitt 3.2.2 vorgestellten Grundsätze einer ordnungsgemäßen Modellierung zu beachten.

Bei der Integration zusätzlicher Analysevorhaben ist zu berücksichtigen, inwiefern die darauf beruhenden Kriterien mit dem gewählten Modellansatz abbildbar und ob die Größen mathematisch durch eine Modellierung erfassbar sind. In den nächsten Abschnitten werden alle einzu-
bindenden Analysevorhaben beschrieben.

2.6.2.1 Energiebilanzanalyse

Die Energiebilanzanalyse des Energiesystems ist ein zentraler Bestandteil des zu entwickelnden Modells. Dies vermittelt ein Verständnis darüber, wie Energie innerhalb des Energiesystems fließt, umgewandelt wird und genutzt werden kann und zeigt alle Energiezu- und -abflüsse über einen gewissen Zeitraum auf [67]. Durch eine entsprechend hohe Auflösung kann eine tageszeitliche und saisonale Analyse von Einflüssen verschiedener Faktoren wie Eingangsdaten und Komponenten-Parametrisierung auf die Energieflüsse erfolgen. Darüber hinaus können verschiedene Zeitskalen gesetzt werden, die eine Energiebilanzanalyse über verschiedene Zeiträume ermöglichen.

Die Energiebilanzanalyse erlaubt eine Auswertung aller im System auftretenden Energieflüsse. Dies umfasst den erzeugten wie auch verbrauchten Strom und schließt ebenfalls die Energiespeicherung in Form von chemischer Energie auf Basis von H_2 und elektrochemischer Energie durch Nutzung eines Batteriespeichers ein.

Die Energiebilanzanalyse erlaubt eine umfassende Bewertung der Systemauslegung hinsichtlich der Eignung für ein energieautarkes System. Außerdem zeigt sie auf, inwieweit verschiedene Komponenten-Parametrisierungen saisonale Verschiebungen der Energiebilanzen begünstigen und welchen Einfluss diese in der Folge auf die gesamte Energiebilanz eines Jahres haben. Ebenso lassen sich mit der Energiebilanzanalyse Zeitpunkte mit vorliegendem Energiedefizit (Energieverfügbarkeit deckt nicht den Energiebedarf) detektieren und damit Rückschlüsse auf die Parametrisierung der Systemkomponenten treffen.

2.6.2.2 Lebensdauerprognose

Aufgrund der hohen Anschaffungskosten der für das Wasserstoffsystem notwendigen Komponenten ist die Analyse der Lebensdauer von zentraler Bedeutung. Sie gibt Aufschluss darüber, wie sich die Komponenten während des Betriebsprozesses verhalten und welchen Einfluss der Betrieb unter gegebenen Bedingungen auf die Degradation der Komponenten ausübt. Durch Kenntnis des Lebensdauerverhaltens kann eine Auslegung zielgerichtet erfolgen und damit der Ressourcenverbrauch reduziert werden. Dies bietet neben ökonomischen Vorteilen ebenfalls ökologische Vorteile durch geringeren Ressourceneinsatz.

Durch Praxisversuche entstandenes Wissen anderer Forschergruppen über das Lebensdauerverhalten kann durch eine Integration in einen simulationsbasierten Ansatz zu einem ressourcenschonenden Einsatz beitragen. Der simulationsbasierte Ansatz erlaubt dabei den Einsatz des Wissens, ohne weitere Praxistests durchführen zu müssen.

Die Einbindung des Wissens zum Degradationsverhalten erlaubt eine bessere Planbarkeit von Kosten und Wartungs-, Reparatur- und Ersatzaufwand über den gesamten Nutzungszeitraum des Energiesystems hinweg. Die Implementation eines Lebensdauerprognoseverfahrens in ein Gesamtsystemmodell erlaubt eine aussagekräftigere Analyse der komplexen Beziehungen und Auswirkungen der Komponenten untereinander und deren Einflüsse auf die gegenseitigen Lebensdauern. Gerade der starke Einfluss des Betriebsverhaltens und der Betriebsbedingungen auf die Lebensdauer macht eine Lebensdauerprognose unerlässlich.

2.6.2.3 Kostenschätzung

Bei der Entscheidung zugunsten einer bestimmten Investition stehen zumeist wirtschaftliche Aspekte im Vordergrund. In erster Linie wird darauf geachtet, wie teuer eine bestimmte Investition ist, welchen Nutzen sie hat, ob damit das vorgesehene Ziel erreicht werden kann und ob es Alternativen gibt, die das gleiche Ziel mit geringeren finanziellen Mitteln erfüllen. In Anbetracht der zunehmenden Verschärfung des Klimawandels halten mittlerweile nicht rein ökonomisch, sondern auch überwiegend ökologisch vorteilhafte Lösungen Vorrang. Die Kosten sind allerdings zum Erreichen einer breiten Akzeptanz weiterhin ein entscheidender Indikator.

Sowohl die Ressourcen- als auch die Kosteneffizienz sind wichtige Faktoren für die Investitionsentscheidung. Im Rahmen einer Kostenschätzung können verschiedene Auslegungen miteinander vergleichbar gemacht werden. Dabei ist von entscheidender Bedeutung, die Lebensdauer der Komponenten mit zu berücksichtigen, da nicht nur die Anschaffungskosten, sondern auch die Betriebs- sowie Ersatzkosten die Gesamtkosten beeinflussen. Des Weiteren haben das Nutzungsverhalten und die Lastcharakteristik des betrachteten Haushalts einen wesentlichen Einfluss auf die Systemkosten. Die zeitliche Kongruenz zwischen Energiebereitstellung und Energiebedarf haben Einfluss darauf, mit welchen Systembestandteilen und mit welcher Systemeffizienz eine Energiebedarfsdeckung erfolgt. Dies hat wiederum maßgeblichen Einfluss auf die Systemkosten und die Systemauslegung, die unter gegebenen Bedingungen eine langjährige Versorgungssicherheit gewährleisten muss.

Die Entwicklung und Forschung zur Wasserstofftechnik ist momentan hochdynamisch. Dadurch sind in den nächsten Jahren starke Kostensenkungen durch Prozessoptimierung und einen größeren Absatzmarkt zu erwarten. Diese Kostenentwicklungen sind ebenfalls zu analysieren und mit Systemalternativen zu vergleichen. Das Kostenschätzungsverfahren soll daher ebenfalls eine Analyse der voraussichtlichen Kostenentwicklung über die nächsten Dekaden zulassen, um daraus Zielvereinbarungen treffen zu können. Dadurch können eventuelle Subventionen zielgerichteter eingeführt werden.

2.6.2.4 Optimierungsverfahren

Ein Optimierungsverfahren dient dazu, eine unter bestimmten Rahmenbedingungen optimale Konstellation an Auslegungsparametern zu bestimmen. Die Grundlagen dazu werden in Abschnitt 3.6 beschrieben. Speziell bei dem in dieser Arbeit entwickelten Energiesystemmodell soll das Optimierungsverfahren dazu dienen, die kosten- und ressourcenoptimale Auslegung

unter bestimmten Rahmenbedingungen zu finden. Im Rahmen des zu definierenden Anwendungsfalls sollen beliebige Standorte, Lastcharakteristiken, Energiebedarfe und Standard-Systemparameter einstellbar sein.

Die Bestimmung der kostenoptimalen Auslegung ist entscheidend, da die Systemkosten erheblich steigen können, wenn von dieser Idealauslegung abgewichen wird. Dies gefährdet wiederum die Wirtschaftlichkeitsperspektive zu Systemalternativen. Um verschiedene System- und Anwendungsalternativen miteinander vergleichbar zu machen, ist daher eine vorangegangene Durchführung des Optimierungsverfahrens entscheidend. Nur so kann plausibel und zuverlässig bestimmt werden, welche ökonomische Relation diese Anwendungsfälle zueinander aufweisen.

2.6.3 Modellverifikation und -validierung

Eine Modellierungsprozess muss einer ständigen Verifikation und Validierung der Modellbestandteile unterliegen. Sobald ein Modellbestandteil hinzugefügt wurde, wird im Anschluss daran zunächst mittels ausschnittsweiser Simulation auf mathematische Korrektheit, Plausibilität und korrekter Einbindung geprüft. Nachdem das Modell vollständig entwickelt wurde, erfolgt eine umfassende Verifikation und Validierung. Jeder Modellbaustein wird dabei spezifisch verifiziert und in Bezug auf den Gesamtkontext begutachtet. Auch die fehlerfreie Einbindung der Eingangsdaten ist zu überprüfen.

2.6.4 Modellanwendung

Nach abgeschlossener Modellierung mit erfolgreicher Verifikation und Validierung kann eine Anwendung des Simulations-Modells erfolgen. Jetzt können verschiedene Studien durchgeführt werden, mit denen Handlungsempfehlungen zur Auslegung eines auf H_2 basierenden Energiesystems auf Haushaltsebene hergeleitet werden können. Dazu sind verschiedene Parameterstudien vorzunehmen und deren Auswirkung auf die Energiebilanz, die Lebensdauer und die Systemkosten zu analysieren. Das Modell ist so zu entwickeln, dass damit typische Anwendungsfälle simuliert und analysiert werden können. Es sind darüber hinaus Analysemethoden zu entwickeln, die eine Vergleichbarkeit und Gegenüberstellung verschiedener Anwendungsfälle ermöglichen. Außerdem sind Programmcodes zur Datenverarbeitung zu programmieren, mit denen eine Analyse in Form einer Visualisierung ermöglicht wird.

2.7 Anforderungen an das Energiesystemmodell

Die vorliegende Arbeit soll die skizzierten Herausforderungen bei der Modellierung und Implementation auf H_2 basierender, autarker Energiesysteme bewältigen und somit die Wertschöpfung bei der Auslegung verbessern und Handlungsempfehlungen liefern. Aus diesem im Rahmen der Problemanalyse beschriebenen Anspruch lassen sich eine Reihe von Anforderungen an die *Techno-ökonomische Modellierung und Analyse eines auf Wasserstoff- und Batteriespeicher basierenden PV-Energiesystems unter Berücksichtigung des Degradationsverhaltens* ableiten. Ein wesentlicher Teil umfasst hierbei Anforderungen an das zu entwickelnde

Energiesystemmodell. Weitergehend gibt es zusätzliche Anforderungen an das zu verwendende Softwaretool. Weitergehend sind das Wissen zur einzubindenden Lebensdauerprognose und zur Kostenschätzung unter Berücksichtigung weiterer Anforderungen zusammenzutragen. Eine Zuordnung der abgeleiteten Anforderungen zu den Bereichen ist in *Bild 2.6* dargestellt.

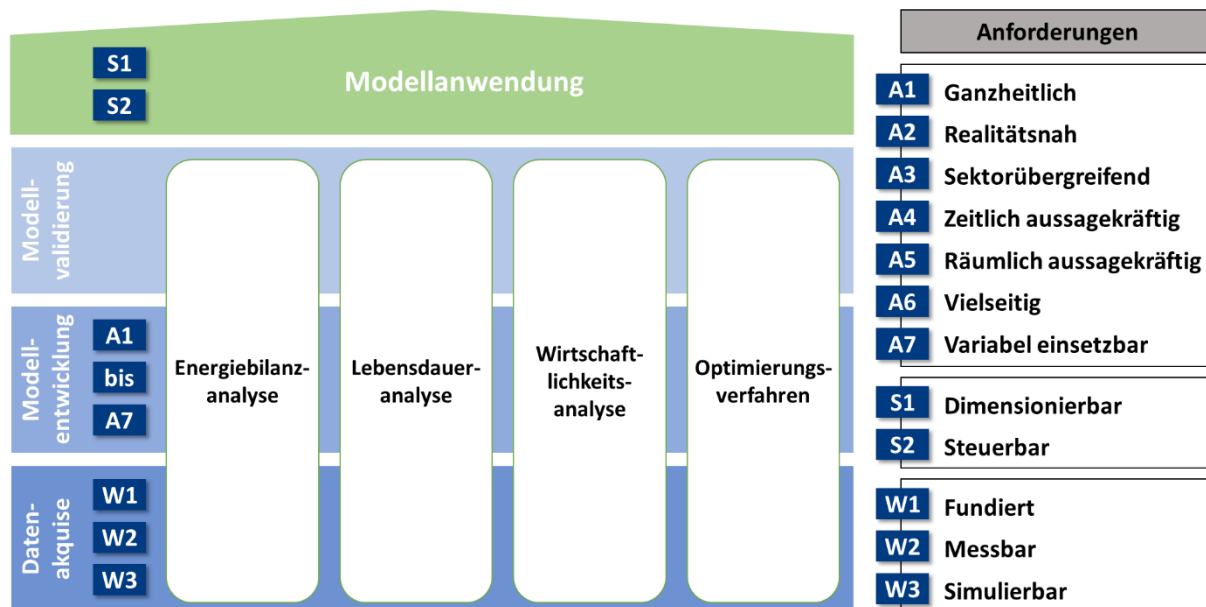


Bild 2.6: Zuordnung der Anforderungen zu den Handlungsfeldern.

Die Anforderungen an das Energiesystemmodell lassen sich wie folgt beschreiben:

A1) Ganzheitlich: Alle für das zu untersuchende Energiesystem relevanten Komponenten müssen erfasst sein. Hierbei sollte eine hybride Energiespeicherform zur Nutzung von Synergieeffekten vorgesehen sein und der Fokus auf Energiebereitstellung mittels PV liegen. Darüber hinaus gilt es, alle Bestandteile, die für die Energieflüsse erheblich sind und eine Auswirkung auf die Energiebilanz haben, zu erfassen.

A2) Realitätsnah: Das Modell sollte möglichst gut die Realität abbilden und damit über möglichst detaillierte Partialmodelle verfügen. Dabei sollte eine weitreichende Charakterisierung der Komponenten durch umfangreiche Parametrisierbarkeit möglich sein, anhand derer auch eine Auslegung der Komponenten vorgenommen werden kann. Eine Anpassbarkeit in der Auslegung und wichtiger Komponentencharakteristika (bspw. Wirkungsgrade, Kennlinien, Temperaturverhalten, Größe, Gewicht, Betriebsparameter, Leistungsverlauf, etc.) ist wichtig. Der Fokus sollte hierbei auf signifikanten Charakteristika liegen, die das Betriebsverhalten der Komponenten maßgeblich beeinflussen und daher entscheidenden Einfluss auf die Simulationsergebnisse nehmen. Für die Simulation muss eine umfassende Charakterisierung des Anwendungsfalls möglich sein.

A3) Sektorübergreifend: Um den Gebäudesektor grundlegend in Richtung Klimaneutralität zu bringen, ist die Betrachtung des reinen Haushaltsstrombedarfs nicht ausreichend. Gerade der Wärmebedarf macht einen erheblichen Anteil des Primärenergiebedarfs aus (vgl. Abschnitt

2.2). Daher ist bei der Energiesystemmodellierung neben dem Energiesektor auch der Wärmesektor zu berücksichtigen. Insbesondere Synergieeffekte zwischen Strom- und Wärmesektor wie bspw. Abwärmenutzung sollten nach Möglichkeit genutzt werden.

A4) Zeitlich aussagekräftig: Das Modell muss durch geeignete Auflösung und einen aussagekräftigen Zeitraum saisonale und tageszeitliche Änderungen in den Eingangsdaten erfassen. Die Auflösung der Daten hat dabei Einfluss auf die Aussagekraft der Ergebnisse und sollte daher möglichst hoch gewählt werden. Allerdings ist hierbei immer zwischen Detaillierungsgrad, Kosten und Rechenzeit abzuwägen. Modelle müssen einerseits detailliert genug sein, um die Realität in Bezug auf die Fragestellung adäquat abzubilden, durch den Anstieg im zeitlichen und räumlichen Umfang steigt allerdings auch die Rechenzeit erheblich an [68]. Laut Pfenninger et al. [69] ist gerade bei der Einbeziehung von EE eine hohe zeitliche (aufgrund der fluktuierenden Stromerzeugung) Auflösung erforderlich. Die einzubindenden Wetterdaten (Umgebungstemperatur, Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit) müssen geforderten Auflösung des Modells entsprechen. Die Einbindung der Eingangsdaten sollte durch Datenreihen erfolgen und nicht durch die Aussagekraft einschränkende Typisierung von Tagen, durchschnittlichen Wochenverläufen oder exemplarischen Tagesverläufen des jeweiligen Monats. Gerade die Berücksichtigung erneuerbarer Energien und des Wärmesektors bedarf geeigneter Wetterdaten, die der geforderten Auflösung entsprechen.

A5) Räumlich aussagekräftig: Das Systemmodell ist auf Gebäudeebene zu erstellen und zu untersuchen, muss aber auch eine gewisse Skalierbarkeit zulassen. Auch die gewählte Modellregion ist zu berücksichtigen. Aufgrund der Nutzung von EE, aber auch aufgrund klimatischer Abhängigkeiten des Wärmebedarfs kann eine Übertragbarkeit auf andere Regionen nicht eins zu eins vorgenommen werden. Laut Pfenninger et al. [69] ist gerade bei der Einbeziehung von EE aufgrund der verteilten Potenziale eine hohe räumliche Auflösung erforderlich. Daher ist zunächst ein Geltungsbereich zu definieren. Da H_2 im Energiesektor vor allem als Langzeitspeicherform vorgesehen wird, sollte die gewählte Region deutlichen saisonalen Schwankungen unterliegen. Hierzu bietet sich Deutschland, aber auch die gesamte gemäßigte Klimazone an. Diese Zone verfügt zwar über geringe Sonneneinstrahlung und niedrige Temperaturen im Winter, im Sommer ist die Sonneneinstrahlung aber hoch genug, um damit genügend H_2 für den Winter zu produzieren. Weiter nördliche Regionen können für das System auch interessant sein und sollten daher auch untersucht werden. Aufgrund des vorgesehenen dezentralen Systems ist eine räumliche Entkopplung von H_2 -Erzeugung und H_2 -Bedarf nicht vorzusehen.

A6) Vielseitig: Das Modell sollte vielseitig einsetzbar sein und verschiedene Untersuchungsmöglichkeiten wie verschiedene Parametrisierungen, Auslegungen etc. zulassen. Die Simulation sollte Ergebnisse zur Energiebilanz, zum Autarkiegrad, zur Lebensdauer der Komponenten und zu den Systemkosten liefern. Auch eine Ausweitung auf andere Systemskalen sollte möglich sein. Dazu sind die Analyseverfahren so zu entwickeln, dass eine universelle Erweiterung der Systembestandteile möglich ist.

A7) Variabel einsetzbar: Die Modellbestandteile müssen variabel parametrisierbar sein und dabei kein festgeschriebenes Optimierungsziel verfolgen. Hierdurch lässt sich bei Parameterstudien eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse realisieren. Dies lässt eine Untersuchung

zu, welchen Einfluss einzelne Komponenten auf die Energiebilanz, Wasserstoffbilanz, Lebensdauer und die Kosten des Gesamtsystems haben.

Zusätzliche Anforderungen an das Softwaretool:

S1) Dimensionierbar: Das Softwaretool muss eine auch in der Tiefe beliebig wählbare System- bzw. Komponentenauslegung zulassen. Im Hinblick auf zu erwartende neuere Forschungsstände mit einhergehender veränderter Parametrisierung, aber auch zu erwartende Alternativtechnologien muss eine einfache Austauschbarkeit der Komponenten möglich sein. Weiterer nicht die klimatischen Daten betreffenden Eingangsdaten wie Degradations- und Kostenfunktionen sollten möglichst aufwandsarm anpassbar sein.

S2) Steuerbar: Das Softwaretool muss die Möglichkeit besitzen, ein detailliertes und anpassbares, zugeschnittenes EMS zu integrieren, welches sowohl eine Steuerung auf Systemebene aber auch auf Komponentenebene zulassen muss. Ein Energiemanagement ist in einem auf H_2 basierenden Energiesystem von entscheidender Bedeutung, da hier zeitaktuell das Energieangebot und die Energienachfrage aufeinander abgestimmt werden müssen, was einer Steuerung der Einzelkomponenten bedarf. Ein Modellierungswerkzeug muss demzufolge einen Aufbau einer Steuerung zulassen, da nicht nur die Energieversorgung, sondern auch die Lebensdauer und die Kosten der Komponenten davon abhängen. Das EMS als Schnittstelle zwischen den Energiesystemkomponenten sollte für eine komplexe, anwendungsfallbezogene Analyse möglichst variierbar und einstellbar sein.

Weitergehende Anforderungen an das Wissen zur Lebensdauer und den Kosten:

W1) Fundiert: Das Wissen sollte wissenschaftlich fundiert und plausibel und anhand der Messmethoden nachvollziehbar sein. Außerdem sollte es der vorgesehenen Komponententechnologie und der in dieser Arbeit betrachteten Größenordnung des Systems entsprechen. Darüber hinaus ist darauf zu achten, dass die Daten möglichst dem aktuellen Stand der Forschung entsprechen.

W2) Messbar: Die Parameter sollten konkret anhand von Mess- bzw. Datenwerten vorliegen und mathematisch beschreibbar sein. Nur so lässt sich eine Übertragbarkeit und Vergleichbarkeit unterschiedlicher Anwendungsfälle sicherstellen.

W3) Simulierbar: Die Eingangsdaten oder Datengrundlagen für die Analysemethoden sollten im Rahmen einer Simulation erfassbar und auswertbar sein. Hierbei ist darauf zu achten, dass solche Parameter identifiziert werden, die anhand einer Simulation auch realitätsgetreu bestimmt werden können und aussagekräftig sind.

3 Stand der Technik

In diesem Kapitel wird ein Überblick über den aktuellen Stand der Technik gegeben und Ansätze und Methoden aus den in Abschnitt 2.6 beschriebenen Handlungsfeldern vorgestellt. Dazu werden zunächst in Abschnitt 3.1 vorangegangene Arbeiten im Kontext eines auf EE und auf H_2 basierenden Energiesystems vorgestellt und anhand der in Abschnitt 2.7 definierten Anforderungen bewertet. Daran anschließend werden in Abschnitt 3.2 mögliche, in Frage kommende Modelltypen und Modellierungswerkzeuge diskutiert. In Abschnitt 3.3 erfolgt eine Vorstellung der wesentlichen in dem Energiesystemmodell vorgesehenen Komponenten mit Fokus auf eine mathematische Beschreibung der Wirkzusammenhänge. Hierbei wird auch auf verschiedene Technologiealternativen eingegangen und diskutiert, welche Technologiewahl für das vorgesehene Modell am geeignetsten ist. Daran anschließend wird in Abschnitt 3.4 ein Einblick in die Lebensdauerprognose und -analyse der relevantesten Systemkomponenten gegeben, gefolgt von der Kostenentwicklung in Abschnitt 3.5. In Abschnitt 3.6 werden die Grundlagen zur Einbindung eines Optimierungsverfahrens vorgestellt. Abschließend wird in Abschnitt 3.7 der Handlungsbedarf zur Erforschung der vorliegenden Thematik aufgezeigt.

3.1 Ansätze zur Energiesystemmodellierung

Das Thema "Wasserstoff in Energiesystemen" stößt in der Forschung derzeit auf zunehmendes Interesse. Viele Forscher rund um die Welt forschen zum Einsatz von H_2 als Energiespeichermittel. Auch in der Modellierung der H_2 -Komponenten, aber auch ganzer Energiesysteme hat sich in der letzten Zeit einiges getan. Die Anwendungsgebiete und Untersuchungsschwerpunkte variieren dabei allerdings nach wie vor erheblich. Ganze Energiesysteme werden in vielerlei Fassetten wie bspw. verschiedenen Formen der Energiegewinnung, verschiedenen Varianten an Energiespeicherkombinationen bis hin zu verschiedenen Sektoren untersucht. Daneben gibt es verschiedene Untersuchungsschwerpunkte wie das dynamische Verhalten der Komponenten, optimierte Auslegungen meist im Hinblick auf die Kosten oder aber Untersuchungen zur Sicherstellung der Energieautarkie.

Zur Abgrenzung von anderen Arbeiten wurden daher die in Abschnitt 2.7 definierten Anforderungen an das zu entwickelnde Energiesystemmodell erarbeitet. Im Nachfolgenden wird ein Überblick über vorhandene Arbeiten mit ähnlichem Systemaufbau gegeben. Eine abschließende Bewertung anhand der Anforderungen erfolgt in Abschnitt 3.7. Bisher ist die Untersuchung eines H_2 -Hauses ein eher wenig erforschtes Thema. Einige der bedeutendsten Arbeiten dazu werden im Nachfolgenden kurz beschrieben.

Londono et al. [70] stellen ein hybrides Energiesystem vor, das eine Kombination der erneuerbaren Energiequellen Wind und Solar als Energiequelle, einen alkalischen ELY, eine Protonen-Austausch-Membran-FC und einen Wasserstoffspeicher umfasst. Sie konzentrierten sich auf die Analyse der Systemdynamik mit dem Ziel, die Eigenversorgung durch eine Verringerung der Netzinteraktion zu erhöhen. Eine LIB und ein Heizsystem werden dabei jedoch nicht berücksichtigt. Da in dieser Arbeit kein Kurzzeit-Energiespeicher vorgesehen ist, wurde ein

Wasserstoffspeicher verwendet, um den vom ELY erzeugten H_2 innerhalb eines Tages zu speichern und den H_2 durch den Einsatz einer FC direkt wieder rückzuverstromen, sobald die Stromerzeugung mit EE geringer ist als der Strombedarf. Der H_2 soll hier nicht als saisonales Speichermedium verwendet werden, sondern den Batteriespeicher ersetzen. Der Fokus wird auf die Analyse der Dynamik gelegt und entsprechend ein kleiner Zeithorizont gewählt. Eine stündliche Auflösung, die gut genug zur Bewertung der Energien ist, ist nach ihrer Ansicht zu groß gewählt. Sie stellen eine entwickelte Steuerungsstrategie vor, die das Ziel hat, die Abhängigkeit vom externen Stromnetz so gut es geht zu reduzieren und damit zu entlasten, indem die Selbstversorgung erhöht wird. Die Nutzung eines Wasserstoffsystems als alleinige Energiespeicherform gelingt nur bei Vorhandensein des Energienetzes aufgrund der Trägheit der Wasserstoffkomponenten bei der Reaktion auf schnelle Laständerungen.

Albarghot und Rolland [71] veröffentlichten ein Paper, in dem sie ein Simulink-Modell eines Energiesystems bestehend aus einer PV-Anlage, einem PEM-ELY und einem Wasserstoffspeicher vorstellen. Hier wurde nur die H_2 -Erzeugung aus PV-Strom modelliert, nicht aber die Lastdeckung und die damit einhergehende Rückverstromung des H_2 mittels FC. Dennoch wird ein sehr realitätsgetreues Modell eines PEM-ELY vorgestellt, welches das dynamische Verhalten gut abbildet, wobei nur eine einzelne Elektrolyse-Zelle betrachtet wurde. In ihrer Arbeit wird ebenfalls ein detailliertes Kompressor-Modell vorgestellt. Das Modell wurde für die Analyse der Systemdynamik entwickelt und daher für Analysen unter kurzfristigem Zeithorizont verwendet.

Trifkovic et al. [72] entwickelten ein in Simulink erstelltes Modell eines wasserstoffbasierten Energiesystems. Die Autoren verwenden einen Zeithorizont von 24 Stunden und konzentrierten sich auf das Energiemanagement und die Steuerungssysteme. Sie analysierten die Eignung eines wasserstoffbasierten Energiesystems mit H_2 als einzigem Energiespeichertyp für Inselsysteme. Bei dem in diesem Ansatz verwendeten Lastprofil werden schnelle Lastspitzen vernachlässigt. Die FC kann dadurch gut nachgeregelt werden, um die Laständerungen abzufangen, was allerdings nicht vollständig gelingt. In der Regelungscharakteristik sind FCs deutlich langsamer als LIBs [73] und sollten hinsichtlich der Lebensdauer nicht zu schnell geregelt werden [74]. Daher ist dieser Ansatz nur bei Versorgung von Lasten ohne schnelle Lastspitzen geeignet.

Puranen et al. [75] entwickelten ein Energiesystemmodell auf Basis von Wasserstoff für die Region Finnland, welches als Stand-Alone-Anlage vorgesehen ist. Sowohl Batteriespeicherung als auch Wasserstoffspeicherung werden in dem System vorgesehen und die Stromerzeugung erfolgt über PV, womit das Energiesystemmodell alle für das hybride Energiesystem vorgesehenen Komponenten inkludiert. Auch der Wärmebedarf wird mittels Erd-WP berücksichtigt. Allerdings werden als Eingangsdaten nur stündlich gemittelte Werte verwendet und die Systemkomponenten werden nur abstrakt durch die relevantesten mathematischen Formeln beschrieben. Verschiedene Bestandteile wie Leistungselektronik und Wasserstoffkompressor werden hier nicht berücksichtigt. Die genutzte Energiebilanz ist in *Bild 3.1* dargestellt. Als eines der Ergebnisse wird beschrieben, dass weder eine LIB noch H_2 als alleinige Energiespeicherformen ausreichen, um unter nördlichen Klima- und Sonneneinstrahlungsbedingungen einen ganzjährigen netzunabhängigen Betrieb aufrecht zu erhalten. Bei alleiniger LIB-Nutzung müsste die Speicherkapazität unzureichend groß dimensioniert werden, um den langen Winter

mit niedrigem PV-Ertrag zu überstehen, wohingegen die ausschließliche Verwendung eines Wasserstoffspeichers aufgrund seines schlechten Roundtrip-Wirkungsgrads sowie Schwierigkeiten bei der Deckung dynamischer Lasten ungeeignet und verschwenderisch wäre. Außerdem beschreiben sie als weitere Schlussfolgerung, dass für den Betrieb ohne Netzanschluss nach Möglichkeit ein Verbrauchsmuster mit Begrenzung des hohen Spitzenstromverbrauchs durch intelligentere Gestaltung der Geräte sinnvoll ist, um gerade bei geringer Sonneneinstrahlung die erforderliche Kapazität und Leistung des netzunabhängigen Speichersystems zu entlasten.

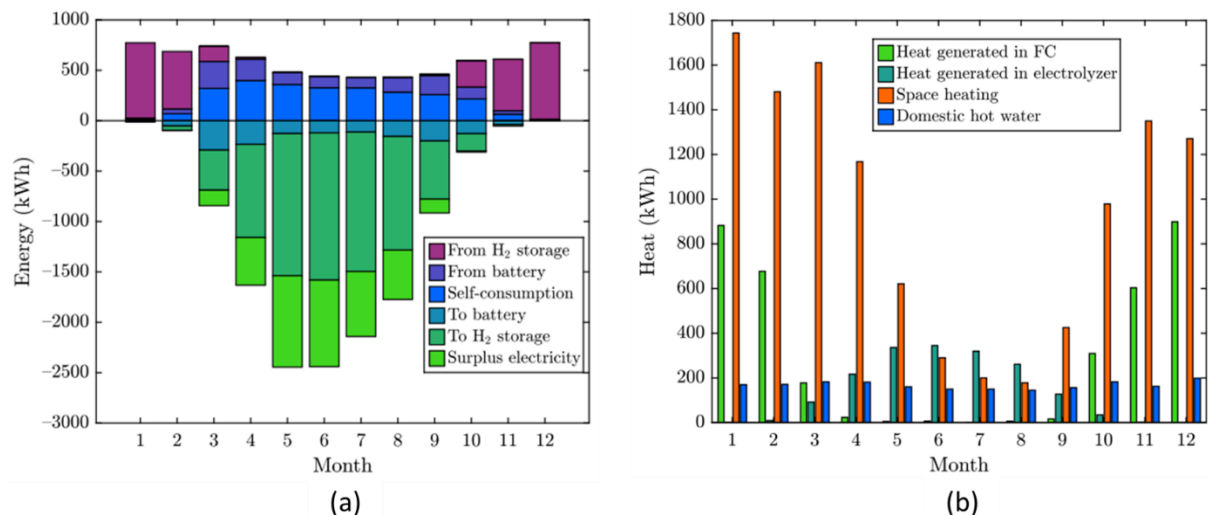


Bild 3.1: (a) Monatliche Energiebilanzen für ein netzunabhängiges Energiesystem (negatives Vorzeichen: Stromerzeugung und Aufladung der Speicher. Positives Vorzeichen: Verbrauch und Entladung der Speicher) [75]. (b) Monatliche Abwärmeerzeugung in der FC und im ELY in Relation zum Raumwärme- und Warmwasserbedarf [75].

Acakpovi et al. [76] vergleichen zwei Systeme miteinander, ein Energiesystem mit H₂ als Energiespeicherform gegenüber ein Energiesystem mit Batteriespeicher, wobei beide Windkraft zur Energiegewinnung nutzen. Folglich wird hier keine hybride Energiespeicherform verwendet. Auch der Wärmesektor findet keine Berücksichtigung. Als Modellregion wurde Ghana gewählt, woraus eine nur geringe saisonale Schwankung der Verbraucherlast (überwiegend durch erhöhten Klimatisierungsbedarf im Sommer) resultiert. Als Software wird HOMER Pro [77] verwendet, was eine Simulation unter Fokus auf eine Wirtschaftlichkeitsanalyse impliziert. Für den Standort Doderkope in Ghana wurde hinsichtlich der Kosten eine klare Vorteilhaftigkeit zugunsten des Energiesystems mit Wind und Batteriespeicher gezeigt. Durch das Wasserstoffsystem lassen sich höhere Autarkiegrade erzielen und nach Angaben der Autoren kann ein vernachlässigbarer Treibhausgasausstoß zur Senkung der Gesamtkosten des Systems (bspw. in Form von Kohlenstoffgutschriften) genutzt werden. Auch kommen sie zum Schluss, dass technologische Fortschritte in der Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie notwendig sind, um sie als alternatives Energiespeichersystem im Vergleich zu herkömmlichen Batteriespeichern einzusetzen.

Keiner et al. [58] liefern einen wesentlichen Beitrag zu dieser Thematik mit ihrer Analyse von saisonalen Wasserstoffspeichersystemen für residentiale On-Grid und Off-Grid Anwendungen.

Kern der Forschung ist die Frage, ob ein solches H₂-Haus ein Nischenprodukt oder ein revolutionärer Ansatz ist. Dazu wird ein Modell verwendet, welches Schlussfolgerungen auf globaler Ebene ausgehend von regionalen Wetterbedingungen erlaubt (siehe *Bild 3.2*). Das Modell wurde mit Ziel der Laufzeitoptimierung zur Analyse verschiedener Szenarien im Hinblick auf die Kosten des Systems entwickelt. Das Modell ist so konzipiert, dass verschiedene Komponentenauslegungen schnell simuliert werden können. Die Simulation erfolgt in stündlicher Auflösung und einem Zeitrahmen von einem Jahr. Als Simulationsumgebung wird MATLAB verwendet. Die Systemkomponenten werden dabei durch die relevantesten mathematischen Formeln beschrieben, welche das Betriebsverhalten und die Komponenten-Vernetzung abbilden. Bei ausschlaggebenden wirtschaftlichen Gesichtspunkten zeigt sich, dass ein netzgebundenes und auf einer PV-Anlage in Kombination mit einer LIB basierendes System geeigneter ist als ein netzunabhängiges Wasserstoffsystem. Laut der Ergebnisse soll die Nutzung von saisonalen Wasserstoffsystemen in Ländern mit hohen Breitengraden nur dann zu den kostengünstigsten Lösungen gehören, wenn das System im netzunabhängigen Modus betrieben werden muss. Das saisonale Wasserstoffspeichersystem könnte allerdings dennoch eine interessante Option sein, wenn die Wirtschaftlichkeit nicht der Hauptgrund für die Investitionsentscheidung ist.

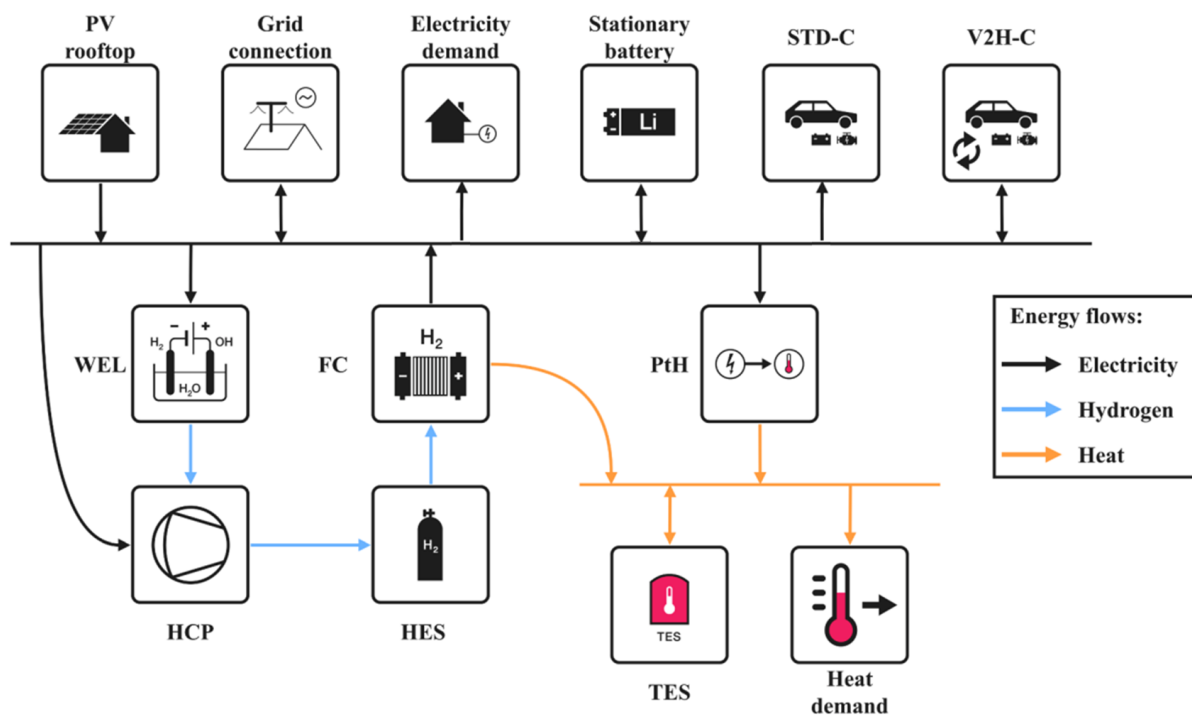


Bild 3.2: Übersicht des LUT-PROSUME Micro-Sektorkopplungs-Modells, welches speziell für den Gebäudesektor konzipiert wurde (WEL = Wasserelektrolyse; HCP = Wasserstoff-Kompressor; HES = Wasserstoff Energiespeicher; PtH = Kraft-Wärme-Kopplung; TES = Thermischer Energiespeicher; STD-C = Standard Batterie-Elektrisches Fahrzeug (BEV); V2H-C = BEV mit Bidirektionaler Lademöglichkeit) nach [58].

Den Balvert und Smit [78] untersuchten künftige Geschäftsmodelle von auf erneuerbaren Energien basierenden Wasserstoffsystemen für energieautarke Anwendungen in Privathaushalten. In ihrer Arbeit kommen sie zu dem Schluss, dass das Wasserstoffsystem 1,43–2,06 mal

teurer bleibt wie ein mit dem öffentlichen Energienetz versorgter Privathaushalt. Hierzu untersuchten Sie einen Zeitrahmen bis 2030 und Szenarien mit verschiedenen Verbrauchern (Haushaltsstrom, Heizung, Auto). Sie zeigten, dass die Gesamtkosten für den Fall ohne Heizung und ohne Auto am niedrigsten sind. Eine finanzielle Wettbewerbsfähigkeit soll bis 2030 ohne Subventionen oder andere Kostenmaßnahmen nicht möglich sein. Die relativ hohen Kosten des Systems sollen größtenteils auf den kleinen Maßstab des Systems zurückzuführen sein, weswegen ein größerer Maßstab angemessener sein könnte. Für ihre Analyse nutzen sie das Softwaretool HOMER Pro [77]. Die Lebensdauern der Systembestandteile werden hier als fixe Größen eingebunden.

Bocklisch [79] hat sich im Rahmen seiner Dissertation und darüber hinaus mit dem optimalen Energiemanagement von FC-Direktspeicher-Hybridsystemen befasst. Als Optimierungsziele werden dabei die Minimierung des Wasserstoffverbrauchs bei gleichzeitiger Reduzierung der dynamischen FC-Beanspruchung verfolgt, die durch aktive Begrenzung des Leistungsgradienten sowie des Arbeitsbereichs der FC erreicht werden. Die von ihm im Rahmen seiner Dissertation betrachteten hybriden Energiesysteme umfassen Komponenten wie Photovoltaik, FC, LIB, H₂-Metallhydridspeicher und Supercap-Einheiten. Er zeigte, dass durch die Nutzung eines zusätzlichen Direktspeichers eine mittlere jährliche Verbrauchsreduzierung an H₂ von 10 % bei einer gleichzeitigen mittleren dynamischen Entlastung der FC von 80 % möglich ist. Zur Entwicklung des optimierenden Energiemanagements analysierte er zunächst die Schwankungseigenschaften spezifischer Energiezeitreihen (bspw. Photovoltaik und elektrische Verbraucher), da diese einen ausschlaggebenden Einfluss auf das Betriebsverhalten der Komponenten des hybriden Energiesystems haben.

Leonard und Michaelides [80] untersuchten zwei Anwendungsfälle, einen mit Standort im Süden der USA mit hohem Klimatisierungsbedarf im Sommer und einen mit Standort im Norden der USA mit hohem Wärmebedarf im Winter. Eine hybride Energiespeicherlösung mit H₂ und Batterie wird genutzt. Die verwendeten Eingangsdaten haben eine Auflösung von einer Stunde. Hier werden Wohnkomplexe mit hohem Energiebedarf betrachtet und ein relativ abstraktes Modell verwendet. Der angenommene elektrische Roundtrip-Wirkungsgrad des Wasserstoffsystems wird auf 45 % angenommen, was bei dieser Systemgröße nur schwer zu erreichen ist. Darüber hinaus wird ein relativ konstantes Lastprofil verwendet und zur Vermeidung starker Schwankungen in der Einstrahlung durch Wetterphänomene wird ein über fünf Jahre gemitteltes Einstrahlungsprofil genutzt. Als Rahmenbedingung wurde festgelegt, dass das Energiespeichersystem über genügend Kapazität verfügen muss, um den Energiebedarf des Gebäudes mindestens 10 Tage zu decken, um damit Zeitfenster für ggf. notwendige Reparaturen zu schaffen. Im untersuchten Fall liegt die erforderliche Kapazität des Wasserstoffspeichers bei Standort im Norden der USA etwa doppelt so hoch wie im Süden der USA. Sie treffen die Aussage, dass die erforderliche Systemauslegung deutlich sinkt, wenn Maßnahmen zur Energieeinsparung, zur Optimierung von Angebot und Nachfrage, aber auch in die Entwicklung von WPs mit hohen COP-Verlaufskurven getroffen werden.

Pu et al. [81] stellen in ihrer Arbeit eine Auslegungsoptimierungs-Methode für eine Inselanlage eines Leistungs-Wasserstoff-Wärme-Kühlung gekoppelten Energiesystems vor. Hierbei wird ein Kostenschema auf Grundlage des Lebenszyklus vorgeschlagen, welches die Degradation,

die verbleibende Lebensdauer und den Ersatz der drei Komponenten ELY, FC und LIB berücksichtigt. Es wurde in der Arbeit gezeigt, dass der saisonale Wasserstoffspeicher unter Berücksichtigung der Systemdegradation für das System Energie zu geringeren Kosten im Vergleich zur Batterie bereitstellt. Dies verdeutlicht, wie wertvoll die Berücksichtigung der Systemdegradation ist und zeigt erstmals eine andere Sichtweise zur wirtschaftlichen Bewertung eines solchen Systems im Vergleich zu anderen nur die allgemeinen Kosten berücksichtigenden Arbeiten auf. Aufgrund von Restriktionen hinsichtlich der Laufzeit des Dimensionierungs-Algorithmus war es in dieser Arbeit jedoch notwendig, die Simulation anhand ausgewählter Typentage durchzuführen und damit nur hinsichtlich der Energiebedarfsdeckung einzelner Tage zu optimieren. Dies reduziert jedoch die Aussagekraft für saisonal abhängige Erkenntnisse, da im Laufe eines Jahres eine Vielzahl verschiedener Bedarfs- und Erzeugungsszenarien von H_2 eintreten. Gerade diese Vielfalt an verschiedenen Last- und Umgebungsparameter-Variationen soll für den Algorithmus herausfordernd sein. Da das Modell ein Optimierungsziel verfolgt, können hiermit keine umfangreichen Parameterstudien durchgeführt werden und auch der Abstraktionsgrad der Komponentenbeschreibung ist in dieser Arbeit recht hoch. Nach Pu et al. [81] ist für integrierte Energiesysteme mit multiplen Energieformen das aktuelle Hauptforschungsthema, wie solche Systeme entworfen, dimensioniert, betrieben und gesteuert werden. Außerdem geben sie an, dass Degradationsprozesse nur sehr selten berücksichtigt werden, selbst bei Energiesystemen ohne Wasserstoffkomponenten.

Dawood et al. [82] stellen ein hybrides auf 100 % EE basierendes Energiesystem vor und vergleichen hierbei drei Szenarien miteinander: Ein PV/LIB-System, ein PV/ H_2 -System und ein kombiniertes PV/LIB/ H_2 -System. Alle drei Szenarien wurden zuletzt einem Szenario mit herkömmlichem Dieselgenerator gegenübergestellt. Als Modellregion wurde der Norden Australiens gewählt, was allerdings zu einem über das Jahr sehr gleichverteilten Einstrahlungs- und Temperaturverlauf ohne starke saisonale Schwankungen führt, was die Übertragbarkeit in den europäischen Raum erschwert. Für die Simulation wird HOMER Pro [77] genutzt. Die Verwendung von HOMER Pro hat zur Folge, dass der Systemaufbau auf die Modellierungsmöglichkeiten von HOMER Pro begrenzt ist, weswegen einige ineinandergreifende Komponentenzusammenhänge nicht modellierbar sind, wie bspw. Abwärmenutzung von der FC und dem ELY, Kopplung der FC an den Wasserstoffspeicher etc. Außerdem lässt sich keine Systemsteuerung vornehmen. Darüber hinaus findet in dieser Arbeit der Wärmesektor keine Berücksichtigung. Als Last wird ein in HOMER Pro vordefiniertes und mit nur sehr geringfügig schwankendem Lastverlauf versehenes Profil verwendet, welches im Tagesdurchschnitt für alle Tage des Jahres um maximal 10 % variiert. Die kombinierte Lösung aus PV/LIB/ H_2 ist demnach im Vergleich zu den anderen beiden Szenarien PV/LIB und PV/ H_2 am kostengünstigsten. Darüber hinaus führt die PV/LIB-Lösung zu einem Energieüberschuss von 74,9 %, was in dem Inselnetz gleichzusetzen ist mit verlorener Energie. In diesem Szenario muss die PV-Anlage erheblich überdimensioniert werden, um die Energieversorgung zu sichern, was aber auch an der sehr klein ausgelegten LIB liegt.

Okundamiya [83] beschreibt ein für ein Universitätslabor optimiert ausgelegtes, netzgebundenes Energiesystem mit PV-Anlage, FC und Wasserstoffspeicher, welches aufgrund der unzuverlässigen Stromversorgung des öffentlichen Stromnetzes realisiert werden soll. Das Ziel ist

hierbei, vorübergehende Netzunterbrechungen durch das Wasserstoffsystem aufzufangen. Die Systemauslegung ist demzufolge nicht für eine saisonale Energiespeicherung vorgesehen, sondern nur für kurzfristige Energieversorgung. Hierbei wird allerdings kein Batteriespeicher zur Deckung kurzfristiger Lastschwankungen berücksichtigt. Auch hier wird HOMER Pro genutzt, und für die Einstrahlung werden lediglich über 22 Jahre gemittelte monatliche Eingangsdaten verwendet, die die Variabilität eines tatsächlichen tages- und jahresbezogenen Einstrahlungsverlaufs nur unzureichend abbilden.

Utomo et al. [84] beschreiben ein System zur Bewertung des Verhaltens eines H₂-Erzeugungssystems und Wasserstoffspeichersystems unter verschiedenen erneuerbaren Stromerzeugungsprofilen. Hierbei werden zwei Szenarien analysiert: ein Szenario mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien und ein Szenario mit niedrigem Anteil an erneuerbaren Energien. Dazu werden minimale Kosten als Optimierungsziel verfolgt. Als Hauptziel der Arbeit wird definiert, den Einsatz von Wasserstoffspeichern für den Ausgleich der Stromnachfrage und die Versorgung einer Reihe von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen mit Kraftstoff zu demonstrieren. Im vorgesehenen System wird allerdings keine LIB und auch nicht der Wärmesektor berücksichtigt. Darüber hinaus sind die Komponentenbeschreibungen sehr abstrakt und saisonale bzw. ganzjährige Eingangsdaten wurden nicht berücksichtigt. Die Autoren vermitteln ein Verständnis dafür, wie sich unterschiedliche Anteile von EE auf den Betrieb eines ELYs und einer FC bei einer Stromimport- und Exportpreisregelung auswirken können. Die Stromimporte werden demnach beim H₂ inkludierenden System im kostenoptimalen Betrieb im Vergleich zum Energiesystem ohne H₂-Komponenten sowohl beim Szenario mit geringen EE (87 %) als auch beim Szenario mit hohen EE (fast 100 %) deutlich reduziert.

El-Sattar et al. [85] stellten ein hybrides, auf PV, Biomasse und H₂ basierendes Energiesystemmodell vor, für das sie einen neuen Optimierungsalgorithmus einsetzen, der unter Deckung des gesamten Lastbedarfes zu geringstmöglichen Energiekosten und Treibhausgasemissionen eine optimale Systemauslegung berechnet. Als Modellregion wird Ägypten angenommen. Das System verfügt über keine LIB, allerdings über eine Biomasseanlage zur zusätzlichen Deckung der Last. Für das Modell wurden sehr abstrakte Komponentenbeschreibungen herangezogen und wesentliche Komponenten wie Kompressoren und Stromwandler vernachlässigt. Außerdem wurden nicht sehr realitätsnahe Systemverhalten angenommen wie beispielsweise, dass der ELY jegliche überschüssige Energie in H₂ umwandeln kann ohne Berücksichtigung von minimalen und maximalen Leistungsgrenzen. Über 20 Jahre gemittelte monatliche Einstrahlungsverläufe als Eingangsdaten wurden verwendet. Außerdem bilden die verwendeten synthetischen Eingangsdaten reales und volatiles Verhalten nur begrenzt ab.

3.2 Modellierung und Programmierung

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen zur Modellierung und Programmierung des Energiesystemmodells vorgestellt. Zunächst werden dazu verschiedene Modelltypen vorgestellt, die eine Einordnung des zu entwickelnden Modells erlauben und die Grundlage für ein zweckdienliches Modell schaffen. Anschließend werden Grundsätze ordnungsgemäßer Modellierung vor-

gestellt, dessen Maßgabe zur Einhaltung von Richtlinien beiträgt und damit eine ordnungsmäßige und qualifizierte Modellierung ermöglicht. Zuletzt werden Modellierungs- und Datenanalysewerkzeuge vorgestellt und eine Bewertung vorgenommen, anhand derer eine den Anforderungen entsprechende Entscheidung getroffen werden kann.

3.2.1 Modelltypen

In der Literatur werden Modelle in verschiedene Modellkategorien klassifiziert. Hierbei werden drei grundlegende Modellkategorien unterschieden, die auch in der Elektrotechnik Anwendung finden [73]:

- Ersatzschaltbildmodelle
- Empirische Modelle
- Fundamentale Modelle

Ein **elektrisches Ersatzschaltbildmodell** zeichnet sich dadurch aus, dass die physikalischen und chemischen Vorgänge durch elektrotechnische Bauteile dargestellt werden, wodurch eine Berechnung vereinfacht wird [73]. In **grafikbasierten Modellierungsansätzen** wie bspw. Simulink [86] lassen sich Modelle von elektrischen Bauteilen durch Schaltkreise bestehend aus den elektrischen Grundbausteinen (wie bspw. Widerstand, Spule, etc.) aufbauen.

In **empirischen Modellen** werden die Modelle auf mathematischen Beziehungen basierend aufgebaut, die aus experimentellen Daten durch Näherungsformeln entwickelt wurden. Entwickelte Modelle zur Beschreibung von FCs sind als quasi- oder halbempirische Modelle zu verstehen, da hier ein Teil der mathematischen Beschreibung physikalisch begründet ist und ein weiterer Teil empirisch durch Versuche ermittelt wurde. Bei **fundamentalen Modellen** wird versucht, Zusammenhänge durch grundlegende physikalische Beschreibung darzustellen, was sie in ihrer Modellierung sehr aufwändig macht und viel Rechenzeit erfordert. Ein für eine FC entwickeltes fundamentales Modell müsste bspw. alle chemischen und elektrochemischen Zusammenhänge mit ihren Gleichungen, Diffusionsprozessen, Transportvorgängen sowie den Feuchtehaushalt der Membran berücksichtigen. [73]

Einen weiten Modelltyp stellen **Simulationsmodelle** dar. Diese setzen sich eine deskriptive, quantitative Beschreibung der Zusammenhänge innerhalb eines Systems zum Ziel und können in agentenbasierte und System Dynamics Modelle unterteilt werden. Laut Mainzer [68] können ABS als Bottom-Up Modelle auf mikroökonomischer Ebene Entscheidungsprozesse abbilden, die nicht notwendigerweise optimal oder rational sein müssen. Das Verhalten der Akteure eines Systems soll möglichst detailgetreu abgebildet werden und die Systementwicklung ergibt sich aus der Interaktion der Akteure innerhalb des Systems, weswegen hier kein festes (Optimierungs-)Ziel vorgegeben wird. Ziel solcher agentenbasierter Simulationsmodelle ist zumeist die Untersuchung verschiedener Szenarien, die sich in der Wahl der exogen vorgegebenen Rahmenbedingungen unterscheiden. Die Vorgaben stammen in der Regel aus Beobachtungen oder theoretischen Überlegungen. Im Gegensatz dazu stehen bei System Dynamics Modellen die

Veränderung von Flüssen und Beständen sowie die Identifizierung von positiven oder negativen Rückkopplungseffekten und möglichen Gleichgewichtszuständen im Fokus der Betrachtung. [68]

3.2.2 Grundsätze ordnungsgemäßer Modellierung

Eine Modellierung sollte immer bestimmten Regularien folgen, um die Anforderungen des angestrebten Ziels bestmöglich zu erfüllen. Dazu hat Kaiser [87] sechs Grundsätze ordnungsgemäßer Modellierung definiert. Die Begrifflichkeiten und deren Bedeutung traf er in enger Anlehnung an die Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung. Die Grundsätze wurden sehr allgemein formuliert und sind daher auf jede Art von Modellierung anwendbar. Daher sind sie auch auf die Energiesystemmodellierung übertragbar. Im Folgenden werden die sechs Grundsätze und deren Bedeutung vorgestellt [87]:

- **Grundsatz der Richtigkeit:** Hierbei wird zwischen syntaktischer und semantischer Richtigkeit unterschieden. Unter syntaktischer Richtigkeit wird ein konsistent zum Metamodell erstelltes und damit formal korrektes Modell verstanden. Andererseits muss das Modell auch hinsichtlich inhaltlicher Güte und danach, ob die dargestellten Inhalte den Vorstellungen des Modellierers entsprechen, bewertet werden. Jedes Modell muss allerdings immer zweckgebunden hinsichtlich Güte der Informationen und Qualität bewertet werden.
- **Grundsatz der Relevanz:** Nach diesem Grundsatz sollte immer sichergestellt werden, dass bei der Modellierung nur die Sachverhalte dargestellt werden, die für den Modellierungszweck wesentlich sind. Entsprechend ist immer auch auf einen geeigneten Abstraktionsgrad zur Darstellung der gewünschten Sachverhalte zu achten. Aus diesem Grundsatz ergibt sich, dass zu Beginn der Modellierung das Ziel und damit der Zweck der Modellierung definiert werden muss.
- **Grundsatz der Wirtschaftlichkeit:** Da mit jeder Modellierung Aufwand einhergeht, sollte eine Modellierung immer unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten betrachtet werden und demzufolge das Modellierungsziel nach Möglichkeit mit minimalem Aufwand erreicht werden. In dieser Hinsicht spielt auch das eingesetzte Modellierungswerkzeug eine Rolle, da dies Auswirkung auf den benötigten Aufwand haben kann. Die Zielgruppe der Anwender und deren Budget ist bei der Modellierung und der Wahl des Modellierungswerkzeugs ebenfalls zu berücksichtigen.
- **Grundsatz der Klarheit:** Modelle sollten möglichst leserlich, verständlich und anschaulich entwickelt werden. Ein wesentlicher Aspekt ist hierbei die Hierarchisierung, mit der die Komplexität reduziert und die Übersicht verbessert werden kann. Speziell Prozesse, die aufeinander aufbauen, oder Systemkomponenten und ihnen zugehörige Bauelemente sind zu hierarchisieren, wodurch eine einfachere Navigation durch die Modelle erreicht wird. Auch die Layoutgestaltung sollte berücksichtigt werden, wobei hiermit vor allem die Anordnung der Modellelemente gemeint ist. Hierzu sollten be-

stimmte Konventionen wie bspw. die Vermeidung von Kantenüberschneidungen eingehalten werden. Mit der Filterung von Informationen wird darüber hinaus eine Wahrnehmung von Inhalten aus verschiedenen Sichten ermöglicht. So können nicht für jeden Modellbetrachter relevante Informationen ausgeblendet werden und damit der Fokus geschärft werden.

- **Grundsatz der Vergleichbarkeit:** Bei der Erstellung gleicher Sachverhalte mit derselben Modellierungssprache und Methode müssen die Modelle vergleichbar, also weitestgehend identisch sein. Werden dagegen gleiche Sachverhalte mit unterschiedlichen Modellierungssprachen dargestellt, sollten nach diesem Grundsatz die Modelle ineinander überführbar sein.
- **Grundsatz des systematischen Aufbaus:** Bei diesem Grundsatz liegt der Fokus auf ein in sich konsistentes Gesamtmodell, in dem alle Modellelemente einem einheitlichen Aufbau folgen. Da häufig ein Sachverhalt aus unterschiedlichen Gesichtspunkten beschrieben wird (z.B. Prozesssicht, Datensicht, Organisationssicht), müssen die referenzierten Modellelemente der einen Darstellung dem identischen Modellelement der anderen Darstellung entsprechen.

3.2.3 Modellierungswerkzeuge und Softwaretools

Im Bereich der Energiesystemmodellierung finden sich bereits eine Vielzahl verschiedener Modellierungswerkzeuge und Softwaretools. Auf Grundlage dieses Abschnitts wird eine Bewertung verschiedener in Betracht kommender Softwaretools anhand festgelegter Anforderungen aus dem Abschnitt 2.7 vorgenommen. Anschließend werden wesentliche Softwaretools mit ihren Vor- und Nachteilen beschrieben. Die Softwaretools werden anhand folgender neun Anforderungen unter der Bewertungsskala „nicht erfüllt“, „teilweise erfüllt“ und „voll erfüllt“ bewertet: Ganzheitlich, Realitätsnah, Sektorübergreifend, Zeitlich aussagekräftig, Räumlich aussagekräftig, Vielseitig, Variabel einsetzbar, Dimensionierbar, Steuerbar. Die abschließende Bewertung erfolgt in Abschnitt 3.7.

3.2.3.1 Simulations- und Programmierumgebungen

MATLAB/Simulink

MATLAB [88] ist ein numerisches Berechnungs- und Simulationswerkzeug, welches über eine benutzerfreundliche Bedienoberfläche verfügt [89]. Ursprünglich kannte MATLAB nur eine Datenstruktur, ein numerisches Feld, also mit anderen Worten eine Matrix. Daher rührt auch der Name MATLAB, was die Abkürzung für **MA**Trix **LAB**oratory ist. Im Laufe der Zeit entwickelte sie sich aber hin zu einer universellen objektorientierten Programmiersprache. Die Handhabung dieses Softwarewerkzeugs wird durch die anwenderfreundliche konzipierte Benutzeroberfläche und die einfache Integration eigener Funktionen, Programme und Bibliotheken erleichtert [89]. MATLAB bietet mit der direkt eingebundenen Toolbox **Simulink** [86] ein

mächtiges Simulationswerkzeug. Bei Simulink handelt es sich um ein Werkzeug, mit dem Simulationsprogramme auf der Grundlage einer grafischen Oberfläche nach Art von Blockschaltbildern konstruiert werden können [89].

Simulink bietet vielfältige weitere Tools wie Stateflow, Simscape, Simscape Multibody, Simscape Electrical, Simscape Fluids, Simulink Real-Time usw. an [90]. Darüber hinaus ergänzen viele optionale Toolboxen wie z. B. Control System, Signal Processing, Symbolic Math die Entwicklungsplattform [90]. Außerdem werden Möglichkeiten zur grafischen Ausgabe von Daten sowie deren Animation geboten. Gerade die Kopplung von Simulink mit MATLAB als Programmierumgebung und für mathematische Berechnungen macht dieses Softwaretool vielseitig einsetzbar und erlaubt flexible Analysen. Unter anderem lassen sich die Simulationsergebnisse einfach nach MATLAB exportieren, um dort eine anschließende Analyse und Verarbeitung vorzunehmen [86]. Auch Schnittstellen zu anderer Software wie z.B. zum Tabellenkalkulationsprogramm Excel sind gegeben und einfach anwendbar.

Simulink [86] bietet in seinem Portfolio verschiedene **Solver** (deutsch.: Gleichungslöser) an, die grundlegend in solche mit festen Zeitschritten und solche mit variablen Zeitschritten unterteilt werden können. Ein Zeitschritt stellt dabei die Schrittweite zwischen der Lösung eines Modells zu einer bestimmten Zeit und einer weiteren Lösung nach einer Zeitspanne Δt dar. Die Solver mit variablen Zeitschritten bieten sich dann an, wenn das Modell in bestimmten Zeitschritten aufwendige, dynamische Berechnungen durchführen muss, die eine feine Auflösung erfordern und zu anderen Zeitpunkten eher abstrakte Berechnungen durchführen muss, die zugunsten der Laufzeit eine geringere erforderliche Auflösung zulassen. Im Hinblick auf eine spätere Datenverarbeitung in MATLAB, bei der zeitabhängige Datenreihen ausgewertet werden sollen, bietet es sich jedoch an, Solver mit festen Zeitschritten zu wählen, um die Schrittweite einheitlich zu halten und eine einfachere Auswertung zuzulassen. Die Verwendung eines Solvers mit variablen Zeitschritten führt im Gegenzug zu einer an manchen Stellen höher aufgelösten Datenreihe, die ggf. die Aussagekraft steigern kann. [91]

Modelica

Bei Modelica [92] handelt es sich um eine gleichungsbasierte, objektorientierte Modellierungssprache für physikalische Modelle und komplexe technische Systeme, die speziell für die Entwicklung mechatronischer Systeme entwickelt wurde [93; 94]. Kern dieses Modellierungswerkzeugs ist die Analyse und Beschreibung von dynamischen Systemen in Form von differential-algebraischen Gleichungen (Filter, Konstanten, Abtastsysteme, Frequenzgang, Eigenwerte etc.) [93; 95]. Modelica erlaubt es, zusätzliche Bibliotheken für bestimmte Anwendungen zu entwerfen und einzubinden. Von der Universität der Künste in Berlin wurde bspw. die Modellbibliothek BuildingSystems [96] für die energetische Gebäude- und Anlagensimulation entwickelt. Eine weitere Bibliothek wurde speziell für die Modellierung von Wasserstoffsystemen entworfen [95]. Modelica ließ sich zunächst nur für Anwendungsfälle zu technischen und physikalischen Systemen anwenden, ist jedoch mittlerweile bspw. auch für mechanische, thermische, elektrische Systeme bis hin zu ökonomischen, biologischen und chemischen Modellen nutzbar [93].

3.2.3.2 Simulations- und -Optimierungsumgebungen für Energiesysteme

HOMER Pro

HOMER Pro (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) [77] zählt zu einer der am weitesten verbreiteten und am einfachsten zu bedienenden Software für die Modellierung von Energiesystemen [97]. Es wurde speziell zur Simulation von hybriden, auf erneuerbaren Energien basierenden Microgrids für einzelne Häuser aber auch Dörfer entwickelt und sieht das öffentliche Stromnetz als optionale Komponente an [77]. Die Software führt gleichzeitig eine Vielzahl von Simulationen des erstellten Energiesystems durch und ordnet diese dann von den kosteneffektivsten bis zu den am wenigsten effizienten Lösung [98]. Anschließend lassen sich verschiedene Konfigurationen vergleichen und nach ihren wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Vorteilen bewerten. Die erstellte Systemkonfiguration wird dabei auf der Grundlage der folgenden Randbedingungen optimiert [99]:

- Jährliche Kapazitätsengpässe
- Lebensdauer des Projekts
- Inflation und Diskontsatz
- Anteil der erneuerbaren Energien
- Durchdringung mit erneuerbaren Energien

HOMER Pro versucht, für die gewählte Systemkonfiguration unter Einhaltung der Energiebedarfsdeckung eine möglichst kostengünstige Systemauslegung zu finden und gibt daher eigene Vorschläge für gute Auslegungen, die aber nicht zwingend den eigens eingestellten Systemparametern entsprechen. Dies hat zur Folge, dass keine individuell definierten Parameterstudien möglich sind. Darüber hinaus ist die Systemkonfiguration auf die Modellierungsmöglichkeiten von HOMER Pro begrenzt und nicht um neue Elemente erweiterbar. Nicht möglich ist bspw. die Abwärmenutzung von der FC und vom ELY sowie die Kopplung der FC an den Wasserstoffspeicher.

TIMES

Bei TIMES [100] handelt es sich um ein Bottom-up Energiesystemmodell. Als Optimierungsziel wird die kostengünstigste Energiesystemlösung, optimiert nach einer Reihe von festgelegten Nebenbedingungen über mittel- bis langfristige Zeithorizonte definiert. Das Optimierungsproblem kann dabei als lineares Optimierungsproblem oder als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem festgelegt werden [101]. Bei TIMES wird bei der Energieversorgung Elektrizität, Wärme und Gas berücksichtigt und der Energiebedarf in die Sektoren Wohnung, Handel, Landwirtschaft, Industrie und Transport unterteilt. Im Modell werden Faktoren wie Bevölkerungswachstum, Urbanisierung und wirtschaftliche Bedingungen berücksichtigt. Mit TIMES können ebenfalls auf 100 % EE ausgelegte Energiesysteme mit PtX-Anwendungen modelliert und simuliert werden, wobei die begrenzte zeitliche Auflösung einige Ergebnisse in bestimmten Aspekten beeinflusst [102]. Ausgehend vom Ursprungsmodell TIMES-PanEU, welches das gesamte Energiesystem Europas zuzüglich Norwegen und Schweiz abbildet, wurden weitere Modelle entwickelt, welche eine abweichende Untergliederung der Modellregionen vornehmen

[101]. Für die Auflösung der Eingangsdaten wurde jeweils eine Woche pro Jahreszeit festgelegt, die in einer Auflösung von 1–3 Stunden für jeden Typtag angegeben werden. Als Zeithorizont wird 2010 bis 2050 vorgegeben.

TRNSYS

Laut Degens [103] gehört TRNSYS [104] zu den am meisten verbreiteten und wissenschaftlich anerkannten Gebäudesimulationsprogrammen. Es kann als Werkzeug zur Simulation von energietechnischen Anlagen und Gebäuden verwendet werden und verfügt über eine blockschaltbildorientierte Simulationsumgebung, die beliebig flexibel und offen ist [105]. Es ist modular aufgebaut und ermöglicht dadurch die Lösung einer Vielzahl von Problemen. Darüber hinaus sind die Rechenzeiten sehr kurz und ermöglichen dadurch umfangreiche Simulationsstudien [105]. Die Simulation kann entweder nach der Standard-Methode (sukzessive Substitution) oder mit der Methode nach Powell erfolgen [106–108]. Bei der Standard-Methode werden die Komponenten in jedem Zeitschritt in einer festgelegten Reihenfolge aufgerufen und deren Quellcode nacheinander abgearbeitet und die Ausgangsgrößen werden anschließend als Eingangsgrößen an die nachfolgenden Blöcke übergeben. Die TRNSYS-Bibliothek enthält viele üblicherweise in thermischen und elektrischen Energiesystemen auf Gebäudeebene zu findende Komponenten und wird hauptsächlich für Anwendungen wie bspw. Solarsysteme (thermische und photovoltaische Solarsysteme), Niedrigenergiegebäude, Heizung, Lüftung, Klimatechnik, Systeme für EE, Kraft-Wärme-Kopplung, aber auch FCs genutzt. Hierbei gilt es allerdings zu bedenken, dass zunächst nur die in der Bibliothek fest verankerten Elemente mit deren hinterlegten Technologietyp nutzbar sind. Bei Bedarf zusätzlicher nicht aufgeführter Komponenten müssen diese über Programmierung eines Quellcodes eigenhändig hinzugefügt werden. Der Fokus dieses Simulationswerkzeugs liegt eher in der Modellierung thermischer Systeme [109]. Hierzu ist es auch möglich, Daten eines 3D-Gebäudemodells zu importieren und automatisch ein neues 3D-Mehrzonen-Gebäudeprojekt zu erstellen [103]. Hierin lassen sich sowohl die Geometrie, das Fenster-zu-Wand-Verhältnis, Grenzbedingungen der Hüllenteile zu angrenzenden Zonen oder zur Außenseite (Wärmeübertragung), aber auch Verschattungen durch benachbarte Gebäude hinterlegen. Auch eine individuelle Steuerung der Systemkomponenten lässt sich realisieren. Laut Ammari et al. [110] kann TRNSYS nicht alle Generatoren ohne jegliche Optimierung dimensionieren und auch hinsichtlich einzubindender Eingangsdaten ist die Software beschränkt. Ein Optimierungsziel ist nicht vorgesehen [110] und eine beliebige Integration von Untersuchungsschwerpunkten wie eine Lebensdauer- und Wirtschaftlichkeitsanalyse lassen sich auch nicht realisieren.

3.2.3.3 Simulationsumgebungen für PV-Ertragsanalysen

PV*SOL

PV*SOL [111] ist eine Planungs- und Simulationssoftware für PV-Systeme und bezeichnet sich als Branchenstandard für die PV-Anlagenplanung mit 3D-Visualisierung und detaillierter Verschattungsanalyse. Hiermit lassen sich alle Arten von PV-Anlagen von kleineren Aufdach-Anlagen bis hin zu Solarparks planen und simulieren. PV*SOL bietet neben der Planung und

Berechnung von PV-Anlagen ebenfalls die Möglichkeit, verschiedene Verbraucher wie thermische Systeme, Elektro-Fahrzeuge oder Haushaltsstrombedarfe bei der Berechnung zu berücksichtigen. Auch Batteriespeicher lassen sich in verschiedenen Auslegungsarten in das Energiesystem integrieren. Neben einer Energiebilanzanalyse und Eigenverbrauchsrechnung wird ebenfalls eine detaillierte und aussagekräftige wirtschaftliche Analyse der Anlage über 20 Jahre angeboten. [111]

Eine Berücksichtigung von Wasserstoffsystem-Komponenten ist in dieser Software nicht vorgesehen. Ebenfalls können die elektrischen Verbraucher nur mit begrenzter Individualisierbarkeit eingebunden werden. Ein vollumfängliches EMS lässt sich dabei nicht entwerfen. PV*SOL hat seine Stärken in der PV-Anlagen-Berechnung und bietet durch die 3D-Visualisierung ein exzellentes Tool zur Berechnung von Verschattungseinflüssen. Für ein gekoppeltes System bestehend aus PV-Anlage und Batteriespeicher ist es ebenfalls gut geeignet. Für die in dieser Arbeit vorgesehene Modellierung eines Wasserstoffhauses kann es dagegen nicht eingesetzt werden.

3.2.4 Datenanalysewerkzeuge

Um Daten zu analysieren und auf programmiertechnischer Weise zu bearbeiten, verarbeiten und visualisieren sind im besonderen Maße zwei Datenanalysewerkzeuge hervorzuheben. **MATLAB** [88] bietet mit den softwareeigenen Funktionen zur Bearbeitung, Generierung und Transformation von Daten umfangreiche und vollumfängliche Möglichkeiten. Gerade mathematische Aufgaben lassen sich durch die leichte Anlegung von Vektoren, Matrizen und Datensätzen einfach lösen. In diesen Bereichen ist MATLAB Excel überlegen. Auch die Erstellung von Diagrammen ist mit einem breiten Angebot an vordefinierten Programmcodes sehr umfassend ausgestattet. Allerdings lassen sich viele verschiedene Daten (gemischt mit Diagrammen und Textpassagen) nicht sehr übersichtlich in einer einzelnen Darstellungsform vorstellen. Daher sollten finale Daten eher nach Excel übertragen werden, sofern es rein um die Darstellung der Daten geht. **Excel** [112] bietet im Vergleich zu MATLAB bessere Möglichkeiten zur tabellarischen Visualisierung von Informationen. Gerade die Möglichkeit der Vermischung verschiedener Zellenformate in einem Tabellenblatt und die grafische Formatierung machen die darzustellenden Inhalte schneller greifbar und verständlicher. So können viele Informationen übersichtlich in einem Dokument dargestellt werden. Zudem bietet Excel mit der integrierten Programmierumgebung **Visual Basic** (VBA) [113] ein gutes Werkzeug zur Analyse und Bearbeitung von Tabelleninformationen, die händisch ansonsten sehr aufwendig oder gar nicht erst realisierbar wären.

3.3 Komponenten eines auf Wasserstoff basierenden Energiesystems

In den folgenden Abschnitten werden die Kernelemente eines auf H₂ basierenden Energiesystems mit ihren technischen Eigenschaften und ihren mathematischen, chemischen und physikalischen Grundlagen beschrieben. Des Weiteren wird auf die Funktionsweise und das Betriebsverhalten eingegangen.

3.3.1 Brennstoffzelle

Bei einer FC handelt es sich um einen elektrochemischen Reaktor [114], der chemische Energie in einem Brennstoff in elektrische Energie umwandelt [115; 116]. Der Reaktor verfügt dabei über zwei Elektroden. An einer Elektrode, Anode genannt, erfolgt die Oxidation des Brennstoffs, und an der anderen, Kathode genannt, erfolgt die Reduktion des Oxidationsmittels [114]. In einer FC lassen sich theoretisch verschiedene Brennstoffe verwenden, sofern diese oxidierbar sind [114]. Mögliche Brennstoffe sind unter anderem Kohlenstoff, H_2 , Hydrazin, Alkohole, Kohlenwasserstoffe, und Metallhydride [114]. Als Oxidationsmittel kann wiederum jeder beliebige Stoff genutzt werden, sofern dieser reduzierbar ist. Hierzu kämen unter anderem O_2 , Ozon, Chlor, Brom, Jod und Schwefel in Frage [114]. Allerdings reagieren viele Brennstoffe und Oxidationsmittel nur schwer auf einer Elektrodenoberfläche oder sind sehr korrosiv oder giftig [114]. Der beste Brennstoff ist daher H_2 , gefolgt von Methanol und Ameisensäure [114]. Als Oxidationsmittel kann aus der Luft entnommener O_2 verwendet werden [114]. Im Falle von Wasserstoff-FCs fällt bei der elektrochemischen Umwandlung neben Elektrizität nur Wasser an, was sie während des Betriebs zu einem umweltfreundlichen, kohlendioxidemissions- und luftschadstofffreien Gerät macht [116]. In Abhängigkeit des Elektrolyts und des verwendeten Brennstoffs wird folgende Klassifizierung vorgenommen [114–118]:

- **PEMFC** (Protonenaustauschmembran- oder Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle): Bei dieser FC-Art wird eine saure Polymerelektrolytmembran auf Wasserbasis als Elektrolyt und platin-katalysierte Elektroden verwendet. Sie wird mit reinem H_2 betrieben, funktioniert aber auch mit reformiertem Erdgas, wobei hier Kohlenmonoxid entfernt wird.
- **HT-PEMFC** (Hochtemperatur-PEMFC): Hierbei wird im Gegensatz zur PEMFC das Elektrolyt von Wasser auf eine Substanz auf Mineralsäurebasis umgestellt, wodurch die FC nicht mehr nur bei maximal 100°C , sondern bei maximal 200°C betrieben werden kann.
- **DMFC** (Direkt-Methanol-Brennstoffzelle): Verwendet wird hierbei eine Polymerelektrolytmembran als Elektrolyt. Der H_2 aus flüssigem Methanol wird direkt vom Platin-Ruthenium-Katalysator an der Anode genutzt.
- **MCFC** (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle): Als Elektrolyt wird hier ein geschmolzenes Karbonatsalz, das in einer porösen Keramikmatrix suspendiert ist, verwendet. Als Brennstoff wird hier Kohle aus gewonnenem Brenngas, Methan oder Erdgas genutzt und die FC arbeitet bei Temperaturen von etwa 650°C .
- **PAFC** (Phosphorsaure-Brennstoffzelle): Diese FC-Art besteht aus einer Anode und einer Kathode aus fein verteiltem Platin.
- **SOFC** (Solid-Oxid-Brennstoffzelle): Hierbei wird ein fester keramischer Elektrolyt verwendet.
- **AFC** (Alkalische Brennstoffzelle): Sie wird mit reinem H_2 und O_2 betrieben und verwendet einen alkalischen Elektrolyten.

In *Tabelle 3.1* sind die verschiedenen Charakteristika der FC-Arten gegenübergestellt. Aufgrund ihrer einfachen Bauweise und der Fähigkeit, schnell an- und ausgeschaltet zu werden, hat sich die PEMFC als die am weitesten verbreitete Art entwickelt [115]. Bis vor wenigen Jahren wurde die AFC noch ausschließlich für Anwendungen im Weltraum eingesetzt, da das Elektrolyt Kaliumhydroxid (KOH) bei Kontakt mit dem Kohlendioxid (CO₂) aus der Erdatmosphäre zu K₂CO₃ reagieren kann und damit zu einer Verringerung der KOH-Konzentration und zur Verstopfung einer porösen Elektrode führen kann [114]. In *Bild 3.3* sind die Marktanteile der im Jahr 2020 abgesetzten FCs aufgeteilt nach FC-Technologie aufgeführt. Demnach dominiert die PEMFC mit 78 % der installierten Gesamtleistung mit deutlichem Abstand vor der SOFC (11 %) und der PAFC (10 %).

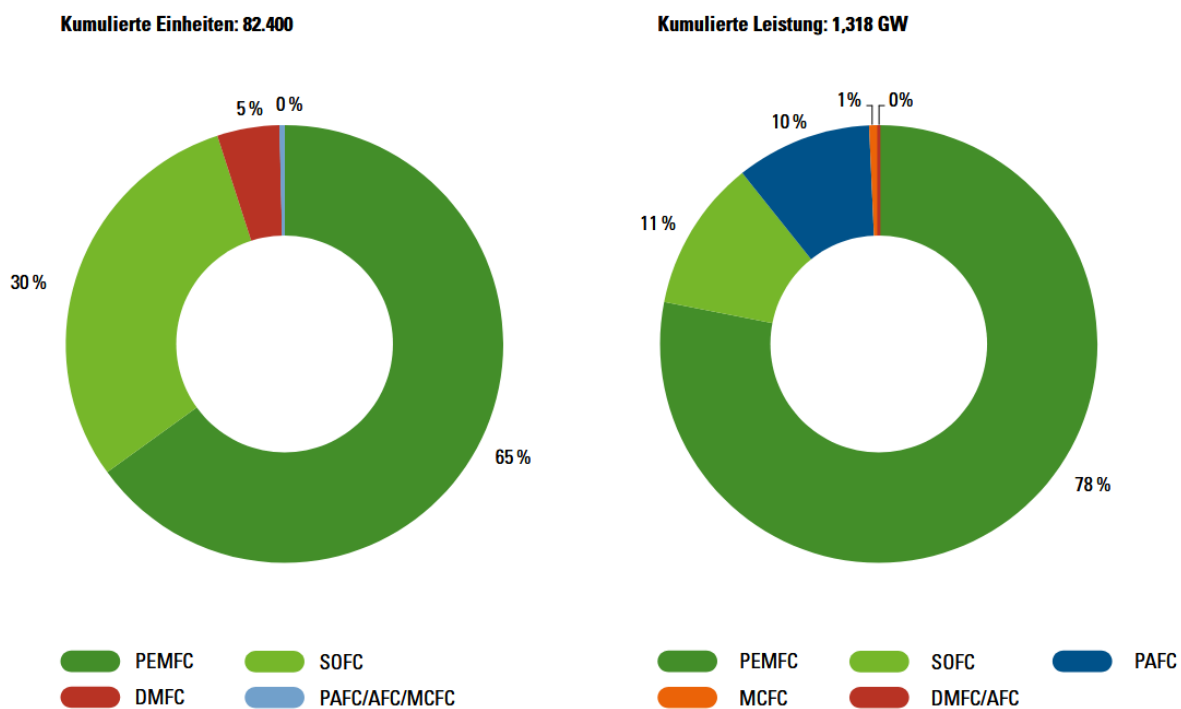


Bild 3.3: Marktanteile der im Jahr 2020 abgesetzten Brennstoffzellen nach FC-Technologie [119].

Bei einer **PEMFC** wird während der chemischen Reaktion an der Anode das einströmende Wasserstoffgas ionisiert, wodurch Elektronen freigelassen werden und H⁺ Ionen entstehen [57]:



An der Kathode reagiert wiederum O₂ mit den Elektronen von der Anodenseite und den H⁺ Ionen aus dem Elektrolyt, wodurch Wasser entsteht [57]:



Hierbei müssen die an der Anode produzierten Elektronen durch einen Stromkreis auf die Kathodenseite gelangen, während die H⁺ Ionen durch das Elektrolyt auf die Kathodenseite gelangen müssen [57].

Tabelle 3.1: Technische Spezifikationen typischer FC-Technologien.

Typ	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Anodengas [118]	H ₂	H ₂	Methanol	H ₂ , Erd- bzw. Biogas	Erd-, Kohle-, Biogas	Erd-, Kohle-, Biogas
Kathodengas [118]	Sauerstoff	Luftsauerstoff	Luftsauerstoff	Luftsauerstoff	Luftsauerstoff	Luftsauerstoff
Elektrolyt [118]	Kalilauge	Polymer-Membran	Polymer-Membran	Phosphorsäure	Alkalicarbonat-schmelzen	Yttriumstabilisiertes Zirkonoxid
Arbeitstemperatur	20–90°C [118]	10–100°C [118; 120]	60–130°C [120]	110–280°C [120]	550–700°C [120]	750–1.000°C [114; 118]
Leistungsbe- reich [118; 121]	bis 100 kW	bis 500 kW	bis 100 kW	bis 10 MW	bis 100 MW	bis 100 MW
Elektrischer Wirkungs- grad	50–60 % [120; 122]	50 % [122; 123]	20–40 % [120; 124; 125]	40 % [120]	50–70 % [120]	45–72 % [114; 120; 121; 126]
Erwartete Lebensdauer in h	5k–8k [127] [128]	60k–80k [121]	20k [129]	80k–130k [121]	20k [121]	20k–90k [121]
Aktivierungsver- luste [114]	Höher	Hoch	Gering	Höher	Geringer	Am geringsten
Wasserma- nagement [114]	Unproble- matisch	Entschei- dend	Entschei- dend	Unproble- matisch	Unproble- matisch	Unproble- matisch
Anwen- dungsge- biete [114]	Weltraum	Backup, Stationär, Transport	Kleine (portable) Systeme	Stationär, Transport, Kraftwerke	Kraftwerke	Portabel, Kraftwerke
Spezifische Kosten	–	4.000– 7.000 €/kW (~1–5 kW) [130]	3.772– 9.701 \$/kW (~1–5 kW) [131]	2.000– 4.250 \$/kW (~0,2 MW) [132]	1.250– 4.200 \$/kW (~1 MW) [132; 133]	11.000 \$/kW (~1 kW) [134]

Die Spannung einer einzelnen Zelle ist mit ca. 0,7 V im Nennbetrieb sehr gering, weswegen in der Praxis üblicherweise mehrere Zellen in Reihe geschaltet werden. Diese Reihenschaltung von Zellen wird **Stack** genannt. Die einfachste Möglichkeit hierbei wäre, die Zellen einfach an ihren Ecken mit einem Kabel zu verbinden, was allerdings zu geringfügigen Spannungsabfällen kommen kann und daher für Zuverlässigkeit fordernde Anwendungen nicht genutzt werden

könnte. Vielmehr werden hierzu sogenannte „Bipolarplatten“ eingesetzt, die zwischen die Zellen gesetzt werden und damit die komplette Oberfläche der Anodenseite einer Zelle mit der Oberfläche der Kathodenseite der nächsten Zelle verbinden. [57]

Ein Vorteil dieses FC-Typs ist der Betrieb bei niedrigen Temperaturen, wodurch diese FC schnell den Betrieb aufnehmen kann. Außerdem kann die Membran-Elektroden-Einheit (MEA, engl.: Membrane electrode assemblies) sehr dünn produziert werden, wodurch die PEMFC in sehr kompakten Ausführungen gebaut werden können. Außerdem bestehen keine Gefahren durch ätzende Flüssigkeiten. Zudem kann Luft verwendet werden, um den notwendigen O_2 zuzuführen. Allerdings muss sie meist angefeuchtet werden, da eine Luftfeuchtigkeit von 80–100 % notwendig ist. Ab einer Betriebstemperatur von 60°C ist zwangsläufig eine Anfeuchtung der Reaktionsgase notwendig, wobei die Befeuchtung ab 80°C und einem Druck von über 2 bar kompliziert wird. Als Nachteil einer PEMFC ist die zwangsläufige Nutzung von sehr reinem H_2 zu nennen. Sie bedarf ebenfalls eines aufwendigen und zuverlässigen Wassermanagements. Die Temperatur bei einer PEMFC sollte zwischen 10 und 100°C liegen (siehe *Tabelle 3.1*), wobei die Verluste mit geringerer Temperatur etwas zunehmen. Mit steigender Temperatur steigt allerdings die Geschwindigkeit der Degradation etwas, weswegen ein Mittelmaß bei der Temperatur gefunden werden sollte oder aber entsprechend des vorgesehenen Anwendungsfalls entschieden werden sollte. [57]

Im Betrieb weist eine FC einen el. Wirkungsgrad von ca. 50 % auf (siehe *Tabelle 3.1*), während das komplette FC-System einen el. Wirkungsgrad von ca. 40 % bezogen auf den Energieinhalt von H_2 hat [135; 136]. Dies bedeutet im Gegenzug, dass die restliche Energie in Form von Wärme im FC-Stack anfällt. Bis zu einer Leistung von 0,1 kW ist die Kühlung durch einfache Luftdurchströmung und Konvektion möglich. Bei Leistungen von 0,1–1 kW werden zumeist Luftkanäle in den FC-Stack eingearbeitet, durch die Luft durchgeblasen wird, was in dieser Leistungsgröße noch ausreichend ist. Bei höheren Leistungen ab 1 kW wird im Regelfall Wasserkühlung bevorzugt eingesetzt. Die Art der Kühlung ist auch von der angestrebten Nutzung der Wärme abhängig. Gerade wenn die Wärme anderweitig wie beispielsweise in einem System mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nutzbar gemacht werden soll, ist Wasserkühlung attraktiver, da hieraus deutlich einfacher die Wärme daraus abzuführen ist. [57]

Kleine PEMFCs werden meist unter Umgebungsdruck betrieben, während FCs ab einer Größenordnung von ca. 10 kW häufig mit höherem Druck betrieben werden [57]. Ein höherer Druck wird eingesetzt, um die spezifische Leistung zu erhöhen und damit mehr Leistung aus einer gleichbleibend großen FC zu bekommen [57]. Der Aufbau eines FC-Stacks ist mit allen wichtigen Bauteilen in *Bild 3.4* dargestellt. Ein Stack besteht demnach aus Bipolarplatten, MEA, Gasdiffusionsschicht, sowie Schlitzten für die Zufuhr von H_2 und O_2 (bzw. Luft) [137; 138].

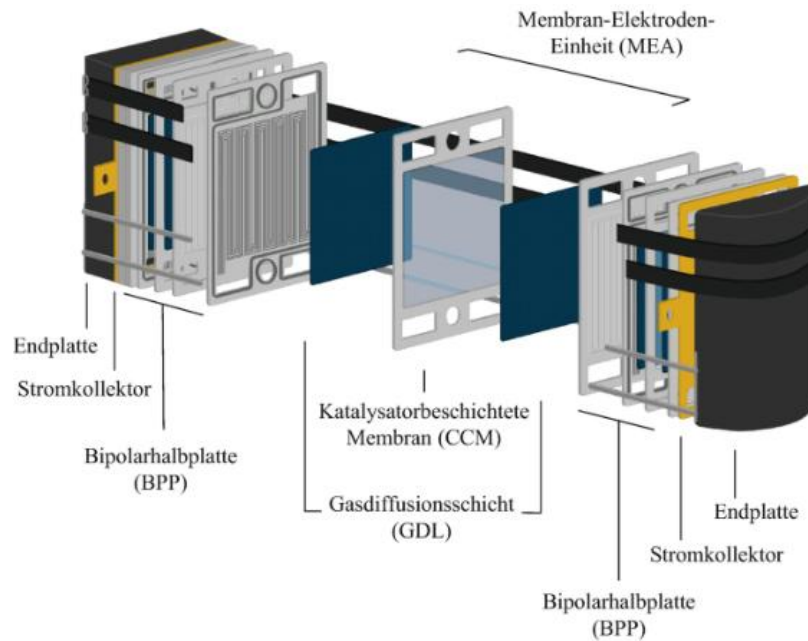


Bild 3.4: Aufbau eines PEMFC-Stacks [137].

In Bild 3.5 ist eine typische Polarisationskurve einer FC-Zelle abgebildet. Hierin zu erkennen ist der ohmsche Bereich, in dem die FC üblicherweise betrieben werden sollte und die Zellspannung und die Stromdichte einem linearen Zusammenhang unterliegen. In diesem Bereich ist die Degradation besonders niedrig. Weitere Bereiche sind der elektrokinetische Bereich bei einer Spannung zwischen etwa 0,9 und 1,1 V. In diesem Bereich überwiegen kinetische Verluste, welche durch die Reaktion der Gase mit dem Katalysator hervorgerufen werden [139]. Der diffusionskontrollierte Bereich beginnt ab ca. 0,6 V und wird durch einen zu langsamen An- und Abtransport der Eduktgase und des Produktwassers verursacht [139]. Die Polarisationskurve ist temperaturabhängig und verändert sich daher mit der Temperatur (siehe Bild 3.6) [140].

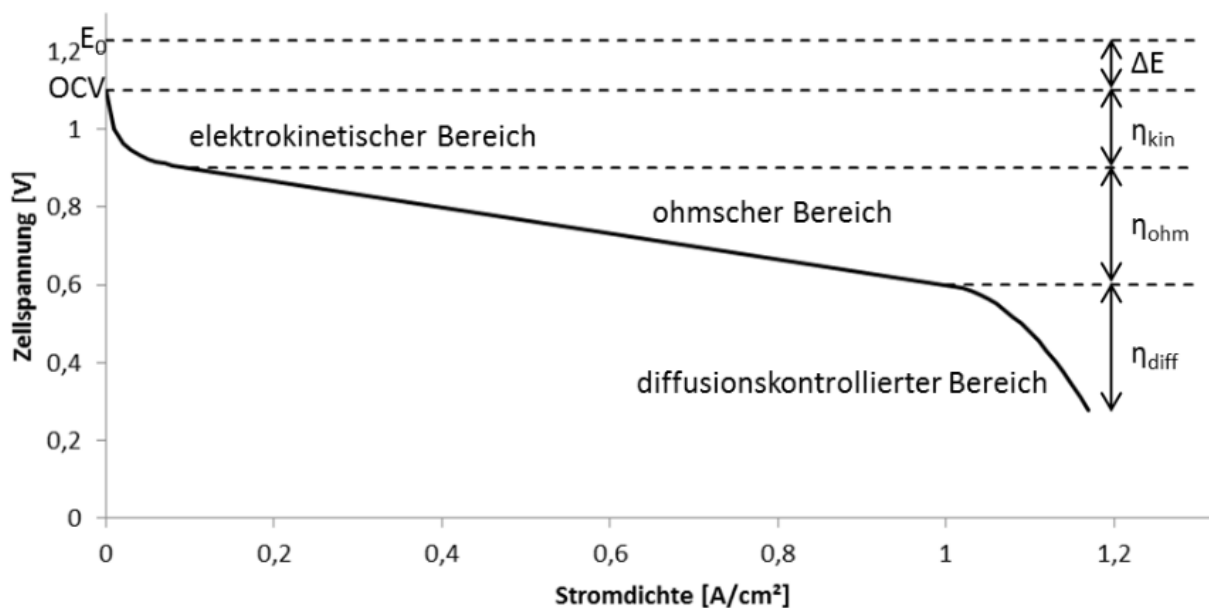


Bild 3.5: Polarisationskurve einer PEMFC-Zelle [139] (OCV steht für die Nernstspannung und E_0 steht für das Standard-Zellpotential).

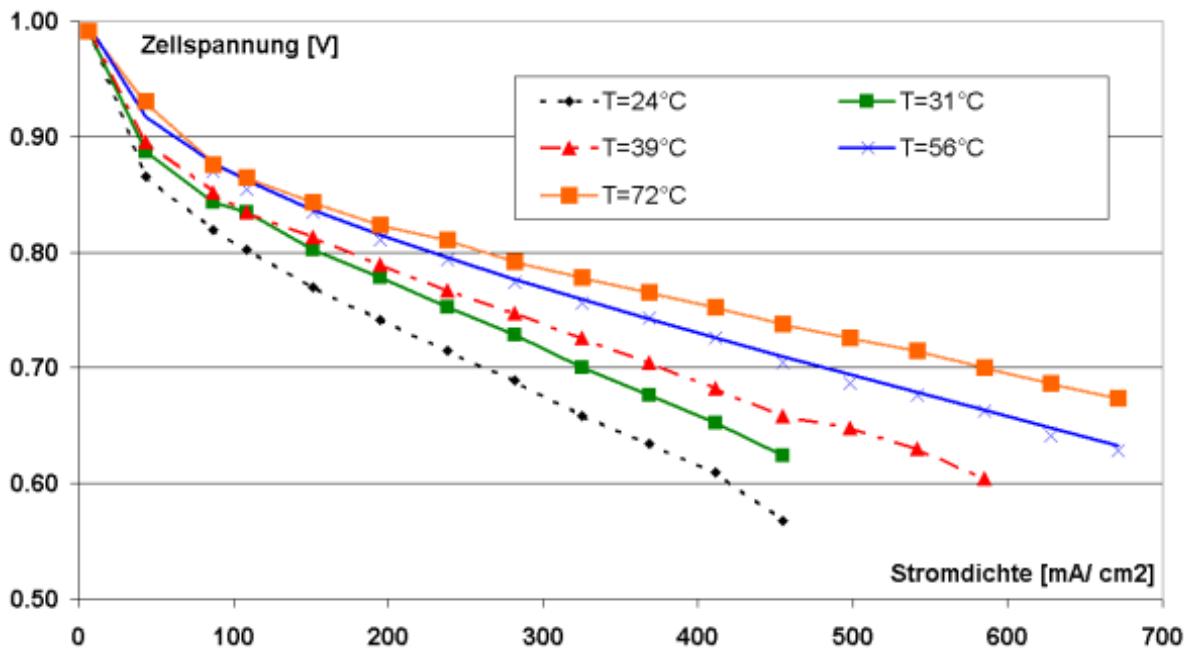


Bild 3.6: Polarisationkurve einer PEMFC in Abhängigkeit der Temperatur (anhand gemessener Punkte) [140].

Bei Hausenergieversorgungen wird aktuell ein starker Fokus auf die PEMFC gelegt und die Entwicklung darin forciert [135]. Eine FC ist in ihrem Betriebsverhalten sehr viel statischer als ein Batteriespeicher, weswegen damit keine stark schwankenden Lasten versorgt werden können [73; 74]. Laut Huang et al. [141] benötigen Wasserstoff-Luft-PEMFCs etwa 2–20 s, um auf Lastwechsel zu reagieren. FCs werden daher häufig in Kombination mit elektrischen Energiespeichersystemen eingesetzt, um das volle Betriebsfenster der FC nutzen und einen lebensdaueroptimierten Betrieb ermöglichen zu können [73]. Dadurch werden hohe Dynamik-Anforderungen an die FC vermieden und das schlechte Kaltstartverhalten umgangen [73].

3.3.2 Elektrolyseur

Nach aktuellem Stand wird H_2 nach wie vor überwiegend mittels Erdgasreformierung hergestellt [142]. Da der fossile Energieträger Erdgas in absehbarer Zeit aufgrund der klimaschädlichen Wirkung allerdings nicht mehr in Betracht kommt, müssen neue Wege zur Erzeugung von H_2 etabliert werden. Hier bietet sich bspw. die Elektrolyse an, bei der mittels EE H_2 hergestellt werden kann [142]. Das dazu verwendete Bauteil nennt sich Elektrolyseur (ELY). In einem ELY werden Wassermoleküle mit Hilfe von elektrischem Strom in H_2 und O_2 gespalten [143]. Der ELY wandelt demnach elektrische Energie in chemische Energie um, die in Form von H_2 gespeichert wird [71]. Das Elektrolyse-Verfahren ist bereits sehr lange bekannt und erlangte bereits vor über 80 Jahren Serienreife für industrielle Anwendungen [142]. Damals wurde das Prinzip der sogenannten alkalischen Elektrolyse (AEL) angewendet, welche auch heute noch hauptsächlich Verwendung findet [142]. Heutzutage gibt es neben der AEL auch noch weitere Verfahren wie die PEM-Elektrolyse und die Solid-Oxid-Elektrolyse (SOEC). In Bild 3.7 sind

die Reaktionen und der Aufbau der Zellen der drei ELY-Typen AEL, PEM und SOEC dargestellt. Die ELY-Typen unterscheiden sich wesentlich durch die Art der Membran und des Elektrolyts (siehe *Tabelle 3.2*).

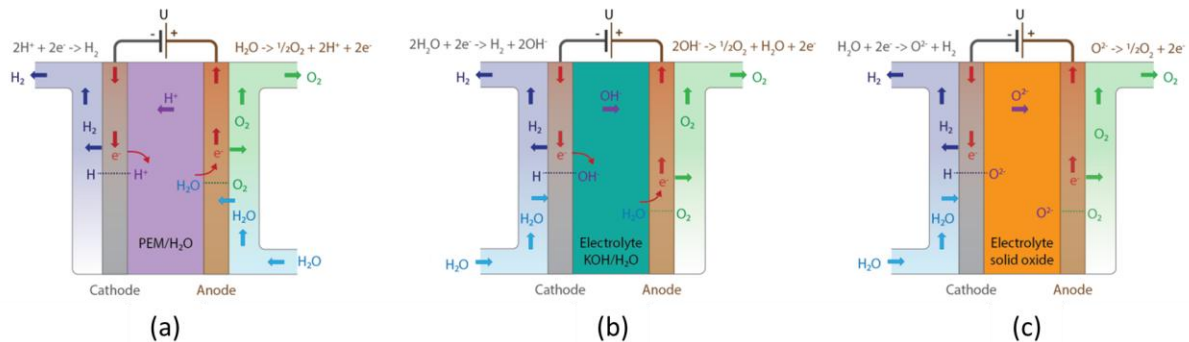


Bild 3.7: Funktionsprinzip einer ELY-Zelle auf Grundlage der (a) PEM-Technologie, (b) AEL-Technologie und (c) SOEC-Technologie [144].

Tabelle 3.2: Technische Spezifikationen typischer Wasserelektrolyseverfahren [145–151].

Spezifikation	Einheit	AEL	PEM	SOEC	AEM
Technologie-Reifegrad (Skala 1 bis 10)		9	6-8	4-6	4-6
Ladungsträger		OH^-	H^+	O_2^-	OH^-
Stromdichte nominal	A/cm^2	0,2–0,8	0,8–2,5	0,3–1	0,2–2
Zellspannungsbereich	V	1,4–3	1,4–2,5	0,95–1,5	1,4–2,2
Zelltemperatur	$^\circ\text{C}$	65–100	50–90	700–1.000	40–70
Zelldruck	bar	25–30	30–80	<30	30
Lastgradient	%/s	1	10	0,05	–
Minimale Teillast	%	5–40	0–15	3	3
Warmstartzeit (Standby – Nennleistung)		1–5 min	<10 sek	15 min	100 sec
Kaltstartzeit (Außer Betrieb – Nennleistung)		5–15 min	10–15 min	>60 min	20 min
Lebensdauer		55.000–120.000 h	60.000–100.000 h	8.000–20.000 h	<2.000 h
Wasserstoffreinheit	vol%	99,3–99,9998	99,9–99,9999	99,9	99,9–99,9999
Effizienz	%	50–78	50–83	89	57–59
Spez. Energieverbrauch des Systems	kWh/Nm^3	4,5–7,5	5,8–7,5	2,5–3,5	4,8–5,2
Wasserstofferzeugungsrate	Nm^3/h	<760	0,265–30	–	0,25–1

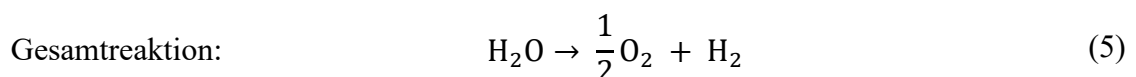
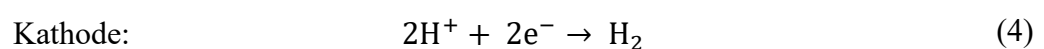
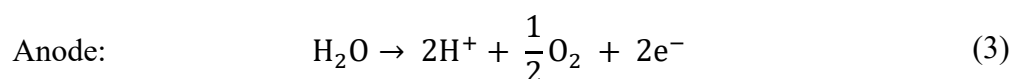
Bei der **SOEC** wird sehr hohen Temperaturen von 650–850 $^\circ\text{C}$ gearbeitet [151] und befindet sich gerade noch im Übergang zwischen Forschung und industrieller Anwendung [151]. Daher wird die SOEC nicht näher betrachtet. Zur Anionenaustauschmembran-Elektrolyse (AEM) existieren mittlerweile erste kommerzielle ELYs. Bspw. befindet sich dieser Elektrolyse-Typ

im Produktportfolio von Enapter [152]. Die **AEM** kombiniert die Vorteile der AEL-Technologie mit ihren niedrigeren Kosten und der PEM-Technologie mit ihrer Flexibilität [152]. Für AEM-ELYs ist allerdings zunächst noch weiterer Forschungsbedarf notwendig [147]. Aktuell bestimmen aber die AEL und die PEM-Elektrolyse das Marktumfeld im kleinskaligen Bereich [153]. Nach aktuellem Stand sind **AEL**-ELYs günstiger als PEM-ELYs [154]. Bei kleineren Größenordnungen werden AEL-ELYs bis 2030 allerdings voraussichtlich nur noch geringfügig günstiger sein [154]. Hinsichtlich der Spannungseffizienz wird die PEM-Elektrolyse zur AEL bis 2030 voraussichtlich aufgeschlossen haben und bei ca. 87 % liegen [154]. PEM-ELYs werden zunehmend kommerzialisiert und haben in der Zukunft ein größeres Potenzial für Kostensenkungen, Haltbarkeit und Effizienzverbesserungen [155]. Die **PEM**-Elektrolyse bietet verschiedene Vorteile gegenüber der AEL, was diese sehr attraktiv macht. PEM-ELYs verfügen beispielsweise mit 10 %/s im Vergleich zu unter 1 %/s bei AEL einen erheblich höheren Lastgradienten und sind damit besonders vielversprechend einsetzbar bei fluktuierender Energiebereitstellung wie typischerweise bei EE [142]. Außerdem steigt bei der AEL der Verunreinigungsgehalt des erzeugten H₂, je länger der Stack im Teillastbereich betrieben wird [147]. Daher eignet sie sich im Vergleich zu PEM-ELYs nicht so gut für Anwendungen mit stark schwankender Eingangsleistung [147]. Weitere Vorteile der PEM-ELYs sind eine schnelle Warm- und Kaltstartzeit (siehe *Tabelle 3.2*) [136; 156] und ein vorübergehend möglicher Betrieb bei Überlast [136] von bis zu 160 % der Nennleistung [147]. Darüber hinaus bietet dieses Verfahren einen hohen Reinheitsgrad der Gase [157]. Insgesamt eignet sie die PEM-Elektrolyse deutlich besser für den Einsatz in Kombination mit EE, weswegen der Fokus in dieser Arbeit darauf gelegt wird.

PEM-Elektrolyse

Diese Art der Elektrolyse wird auch als „saure Elektrolyse“ bezeichnet, da hier im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse ein saures (statt alkalisches) Elektrolyt verwendet wird, um die H⁺ Ionen durch die Membran zu transportieren [158]. Um dabei Korrosion zu vermeiden, werden für die Elektroden Edelmetalle verwendet [159].

Bei der PEM-Elektrolyse wird das Elektrolysewasser ohne Laugenbeimischung auf der Anodenseite zugeführt und zunächst auf der Anoden-Seite O₂ erzeugt (siehe *Bild 3.8*). Dadurch entstehen H⁺ Ionen, die durch die Ionen-leitfähige Membran auf die Kathodenseite transportiert werden [158]. Auf der Kathodenseite wird daraus Wasserstoffgas erzeugt, wobei es an der Kathodenseite praktisch kein flüssiges Wasser gibt [158]. Im Folgenden sind die stattfindenden Reaktionen aufgeführt [160]:



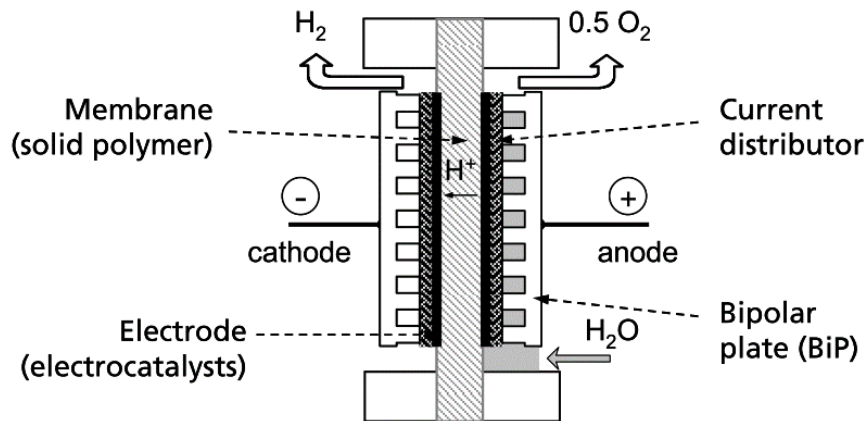


Bild 3.8: Aufbau und Funktionsweise einer PEM-ELY-Zelle [161].

Die notwendige Eingangsenergie kann in zwei Bestandteile separiert werden, Wärme und Elektrizität. Die elektrochemische Spaltung von flüssigem Wasser erfordert unter Standardbedingungen eine reversible Zellspannung von $U_{\text{rev}} = 1,229 \text{ V}$ (niedrigste erforderliche Spannung [162]) und $48,6 \text{ kJ/mol}$ Wärme, was einem zusätzlichen Elektrodenpotential von $0,252 \text{ V}$ entspricht. Diese addieren sich zur sogenannten thermoneutralen Zellspannung $U_{\text{th}} = 1,481 \text{ V}$. Bei Zellspannungen unterhalb dieses Wertes muss Wärme aus der Umgebung zugeführt werden, während oberhalb dieses Wertes überschüssige Wärme erzeugt wird (siehe Bild 3.9) [163]. Daher ist der Nettowärmestrom bei $1,481 \text{ V}$ gleich null [164; 165]. Die Effizienz ist zwar bei einem Betrieb zwischen reversibler und thermoneutraler Spannung am höchsten, allerdings ist die H_2 -Erzeugungsrate in diesem Bereich relativ niedrig. Aufgrund der hohen Investitionskosten und des hohen Ressourceneinsatzes wird daher meist zulasten der Effizienz auf eine höhere H_2 -Erzeugungsrate gesetzt. Aktuelle PEM-ELYs werden mit Stromdichten von ca. $1\text{--}3 \text{ A/cm}^2$ betrieben, wobei in Laborversuchen schon Stromdichten von bis zu 20 A/cm^2 demonstriert wurden [54; 166].

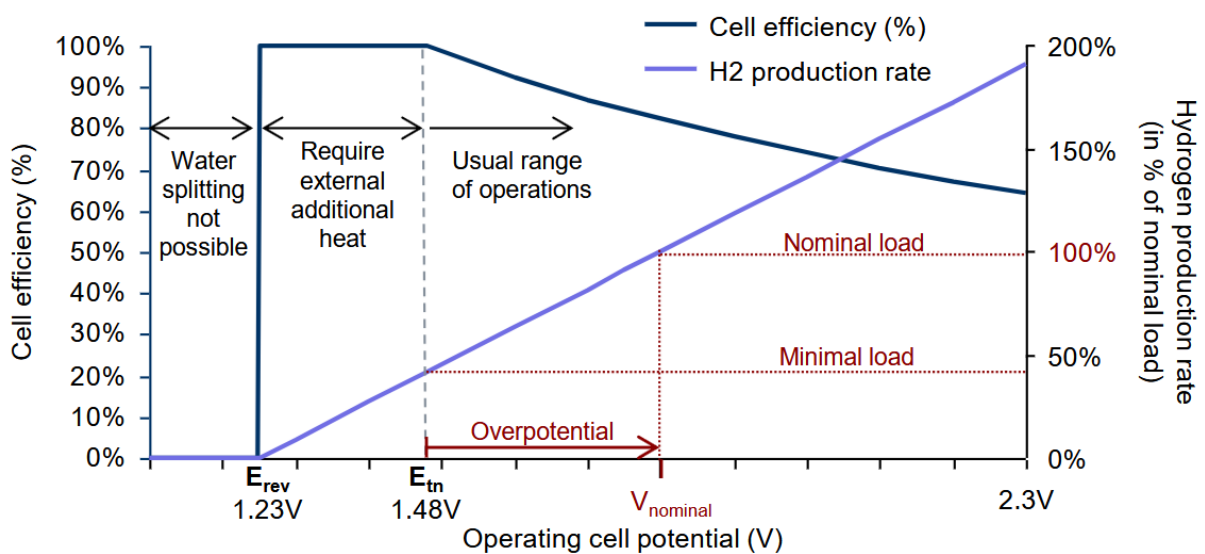


Bild 3.9: Zell-Effizienz und Wasserstoffherstellungsrates eines PEM-ELY in Abhängigkeit der Zellspannung [163].

Die reversible Zellspannung bzw. die theoretische Zersetzungsspannung U_{rev} kann mithilfe der Änderung der Gibbs-Energie $\Delta G = 237,13 \text{ kJ/mol}$ berechnet werden [54; 167]:

$$U_{\text{rev}} = \frac{\Delta G}{z_{\text{E}}F} \approx 1,23 \text{ V} \quad (6)$$

Die thermoneutrale Spannung U_{th} betrachtet dagegen die Reaktionswärme ΔH anstelle der Nutzenergie ΔG und berechnet sich wie folgt [167]:

$$U_{\text{th}} = \frac{\Delta H}{z_{\text{E}}F} \approx 1,48 \text{ V} \quad (7)$$

mit der Reaktionsenthalpie $\Delta H = 285,83 \text{ kJ/mol}$, z_{E} als Anzahl an Elektronen des betrachteten Moleküls (bei H_2 ist $z_{\text{E}} = 2$) und mit der Faraday Konstante $F = 96.485 \text{ C/mol}$.

In *Bild 3.10* ist eine Polarisationskurve einer typischen kommerziellen Elektrolysezelle dem aktuellen nach dem Stand der Technik möglichen Polarisationskurven-Bereich (grau) gegenübergestellt. Kommerzielle PEM-Elektrolysezellen werden demnach am oberen Rand des aktuellen Leistungsbereichs betrieben, was sich mit wirtschaftlichen Aspekten wie mögliche H_2 -Erzeugung in Relation zur Lebensdauer begründen lässt. Anhand einer Polarisationskurve wird der Betriebsbereich des ELYs festgelegt. Jeder Stromdichte wird dabei eine entsprechende Leistungsdichte zugeordnet. Um die Zelleffizienz bei einem bestimmten Betriebspunkt zu erhöhen, muss die Forschung es schaffen, den Anstieg der Polarisationskurven für steigende Stromdichten zu reduzieren und damit die reale Zellspannung bei gleichbleibender Stromdichte zu reduzieren. [54]

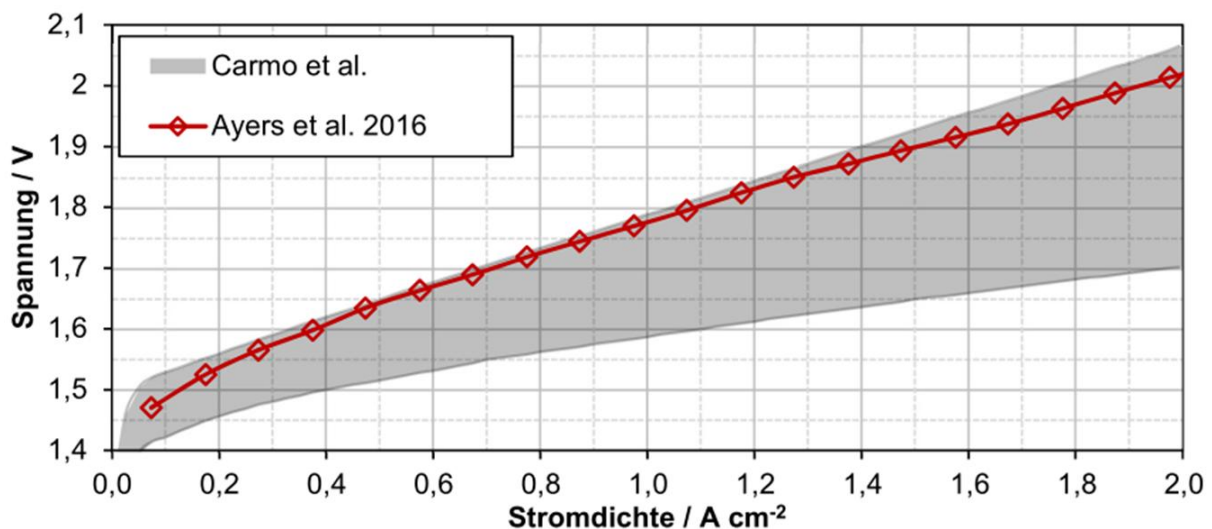


Bild 3.10: Aktueller Polarisationskurven-Bereich von PEM-ELYs mit eingezeichneter Polarisationskurve einer kommerziellen PEM-Zelle [54].

Je nach technischen Vorgaben ergibt sich eine Begrenzung des Betriebsbereichs. Restriktionen im Betriebsbereich kommen bspw. aufgrund von Vorgaben im Wirkungsgradbereich, der geforderten Lebensdauer oder einer einzuhaltenden Gasreinheit zustande. Hohe Stromdichten reduzieren bspw. die zu erwartende Lebensdauer und den Wirkungsgrad (aufgrund steigender

Verluste). Bei steigender Stromdichte steigt die Spannung an, was in einer erhöhten Korrosionsgefahr und damit einer reduzierten Lebensdauer resultiert. Daraus ergibt sich eine Begrenzung der Spannung, die üblicherweise auf 2–2,2 V limitiert wird, was mit einer Stromdichte von etwa 3 A/cm² einhergeht. [54]

Die untere Grenze des Betriebsbereichs ist abhängig von den Ansprüchen in der Gasreinheit, welche sicherheitstechnischen Überlegungen unterliegen. Durch die Permeation von H₂ auf die Sauerstoffseite oberhalb von 4 Volumenprozent stellt sich nämlich ein explosionsfähiges Gemisch ein. Da die H₂-Erzeugungsrate betriebspunktabhängig ist, ergibt sich für die Gasreinheit ebenfalls eine Abhängigkeit vom Betriebspunkt. *Bild 3.11* zeigt die H₂-in-O₂-Konzentration in Abhängigkeit der Stromdichte bei einem Druck von 6 bar und 30 bar. Unter Annahme einer Grenzkonzentration von 2 % ergibt sich bei 6 bar eine minimale Stromdichte von etwa 0,27 A/cm², wohingegen die minimale Stromdichte bei 30 bar bei 1,4 A/cm² liegt. [54]

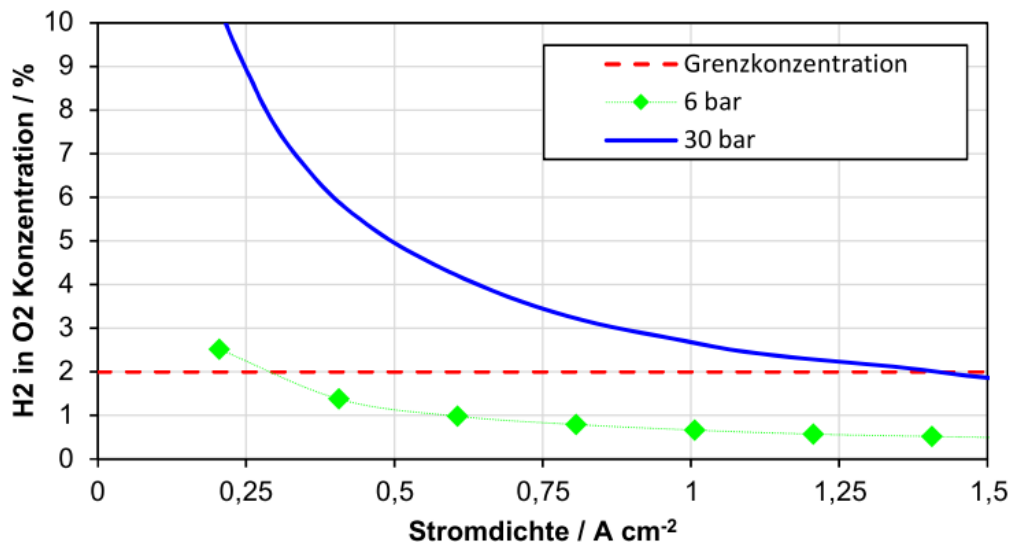


Bild 3.11: Gemessene H₂-in-O₂-Konzentration bei verschiedenen Druckniveaus mit eingezeichnete technischer Grenzkonzentration von 2 % zur Bestimmung der minimalen Stromdichte [54].

3.3.3 Wasserstoffspeicher

Insgesamt gibt es vier Hauptoptionen für die Wasserstoffspeicherung, welche unterschiedliche Vor- und Nachteile haben [168]:

- Druckwasserstoff
- Flüssigwasserstoff
- Flüssiger organischer Wasserstoffträger (LOHC)
- Metallhydrid-Wasserstoffspeicher

In *Bild 3.12* sind die Unterschiede verschiedener Speicherformen hinsichtlich der volumetrischen und gravimetrischen Energiedichte aufgeführt. **Metallhydridspeicher** haben den Vorteil, dass sie eine hohe Energiedichte und eine hohe Sicherheit aufgrund der Speicherung bei

nahezu Umgebungsdruck aufweisen [169; 170]. Nachteilig sind hingegen die hohen Materialkosten [170]. Metallhydridspeicher funktionieren nach dem Prinzip, dass die Wasserstoffmoleküle bei Kontakt mit der Feststoffoberfläche der Speichermaterialien in atomaren H_2 zerfallen und in das Material eindringen [171]. Metallhydridspeicher werden meist nur für Spezialanwendungen wie Kleinstspeicher und U-Boote verwendet [171]. Pro 100 kg Metallhydrid können nur etwa 2 kg H_2 gespeichert werden [171].

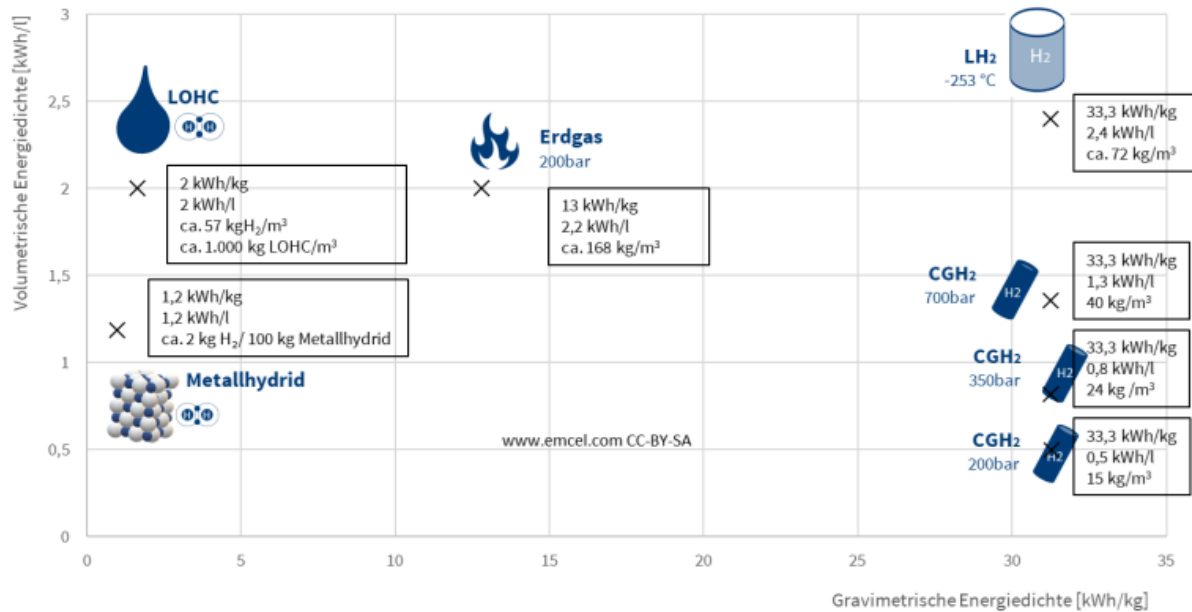


Bild 3.12: Vergleich verschiedener Wasserstoffspeicher-Formen in Abhängigkeit der volumetrischen und gravimetrischen Dichte [171].

Bei der **LOHC** wird der H_2 chemisch durch eine katalytische Reaktion bei Kontakt mit dem flüssigen Thermal-Öl gebunden [171]. Vorteilhaft hierbei ist, dass der H_2 dann ähnlich wie Dieseltreibstoff gehandhabt und damit theoretisch die gleiche Transportinfrastruktur genutzt werden kann, was eine einfache Substitution erlaubt [171]. Zur Nutzung der Energiespeicherung in Form von LOHC ist allerdings ebenfalls eine hohe Temperatur zur Freisetzung des gebundenen H_2 notwendig und daher für den saisonalen Einsatz ebenfalls ungeeignet [172]. Diese Speicherform wird überwiegend für die Speicherung und den Transport großer H_2 -Mengen vorgesehen [171].

Der Speicherung in Form von **Flüssigwasserstoff** ist typischerweise bei Anwendungen mit begrenztem Platzangebot sinnvoll. Bei der Flüssigwasserstoffspeicherung muss der H_2 zunächst auf 20,4 K abgekühlt werden [173], was etwa 12 kWh pro kg H_2 (ca. 36 % des gesamten H_2 -Energiegehalts) erfordert [168]. Verflüssigter H_2 besitzt im Vergleich zu allen anderen Wasserstoffspeicherformen eine wesentlich höhere Dichte von 72 kg/m³, muss allerdings im flüssigen Zustand bei -253°C gespeichert werden [171].

Druckwasserstoff zeichnet sich dagegen durch einen geringeren Energiebedarf als andere Optionen bei Ein- und Ausspeicherung aus. Bei der Komprimierung von 10 bar auf 500 bar werden ca. 4 kWh pro kg H_2 benötigt, was etwa 10 % des H_2 -Energiegehalts entspricht und damit deutlich unter dem Energiebedarf für die Speicherung als Flüssigwasserstoff liegt [168]. Nach Feng et al. [174] soll eine Kompression von H_2 auf 253 bar einen Strombedarf von 1,5 kWh

haben. Allerdings hat Druckwasserstoff im Gegensatz zur Speicherung in Form von Flüssigwasserstoff einen höheren Platzbedarf. Druckwasserstoff hat bei einem Druck von 700 bar eine Dichte von ca. 40 kg/m^3 , bei 350 bar eine Dichte von 24 kg/m^3 und bei 200 bar eine Dichte von 15 kg/m^3 [171]. Für stationäre Anwendungen in kleiner Ausführung wird zumeist die Hochdruck-Wasserstoffspeicherung eingesetzt. Hierzu gibt es bspw. Gaszylinder (bzw. Druckbehälter) in verschiedenen Ausführungen, die nach Bedarf in Flaschenbündeln miteinander verbunden werden können und eine beliebige Skalierung zulassen (siehe *Bild 3.13a*).




Bild 3.13: (a) 300 bar Wasserstoff-Flaschenbündel bestehend aus 50l-Flaschen [175]. (b) Zwei Arten von Druckwasserstoff-Tanks der nach den Wasserstoffspeicherbündeln nächstgrößeren Stufe.

Wasserstoff-Gasflaschen werden mittlerweile häufig mit einem Maximaldruck von 350 oder 700 bar angeboten. Je höher das Druckniveau ist, desto geringer ist der anteilige Stahlbedarf pro Nm^3 [176]. Bei Hochdruckbehältern wird in vier verschiedene Typen unterschieden [177; 178]:

- **Typ I:** Druckbehälter aus Metall
- **Typ II:** Druckbehälter aus einem dicken metallischen Auskleidungsring, umwickelt mit einem Faser-Harz-Verbundwerkstoff
- **Typ III:** Druckbehälter aus einem metallischen Liner, der vollständig mit einem Faser-Harz-Verbundstoff ummantelt ist
- **Typ IV:** Druckbehälter aus einem Polymer-Liner, der vollständig mit einem Faser-Harz-Verbundstoff ummantelt ist

Die vier Typen sind in *Tabelle 3.3* gegenübergestellt.

Tabelle 3.3: Vergleich verschiedener Typen von Druckwasserstoff-Flaschen.

	Typ I	Typ II	Typ III	Typ IV
Äußeres Aussehen [177; 179]				
Struktur des Tanks [180]	 <p>Type 1 Metallic</p>	 <p>Type 2 Metallic liner Circumferential composite winding</p>	 <p>Type 3 Metallic liner Fully wound in composite</p>	 <p>Type 4 Polymer liner Fully wound in composite with metal base</p>
Max. Druck [181]	Bis zu 200 bar	Bis zu 250 bar	350 und 700 bar	Bis zu 700 bar
Gewicht [182]	40–90 kg	30–70 kg	25–55 kg	20–45 kg

3.3.4 PV-Anlage

Neben dem funktionellen Aufbau einer PV-Anlage wird in diesem Abschnitt ein genereller Überblick über die Energieressource Solar gegeben. Ein PV-Modul stellt hier nur die technische Anlage dar, mit der die eintreffende Solarenergie in elektrische Energie umgewandelt wird. Für die Energiegewinnung entscheidend ist hierbei folglich die eintreffende Solarenergie, welche von vielen Faktoren abhängt. Daher wird im ersten Schritt ein Blick auf Solarenergie im Allgemeinen geworfen. Eine wichtige Größe ist hierbei die durch die Sonne verursachte Bestrahlungsstärke auf eine Oberfläche. Neben allgemeinen tageszeitlichen Schwankungen unterliegt diese hierzulande auch wesentlichen saisonalen Schwankungen. In *Bild 3.14* ist die Bestrahlungsstärke in W/m^2 bezogen auf den Standort Berlin für fünf exemplarische Tage dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass sich die Bestrahlungsstärke in der Höhe deutlich unterscheidet, aber auch aufgrund der verkürzten Tage Richtung Winter im kürzeren Zeitraum vorliegt. Bei klarem Himmel liegt der Verlauf der Bestrahlungsstärke annähernd in Form einer Glockenkurve vor, wie beispielsweise am Verlauf für den 05. Juni 2013 zu sehen ist. Bei bewölktem Himmel verhält sich die Bestrahlungsstärke dagegen verstärkt volatil, wie in *Bild 3.14* beispielhaft für den 02. April 2013 dargestellt. Die maximale Sonnenhöhe γ_s variiert im Jahresverlauf erheblich und wird umso geringer, je weiter der Standort in Richtung Norden gelegen ist. In Berlin wird im Sommer beispielsweise eine maximale Sonnenhöhe von $\gamma_s = 60,8^\circ$ erreicht, während sie den tiefsten Stand mit $\gamma_s = 14,1^\circ$ am 22.12. mittags erreicht [183].

Ein weiterer Grund für die geringere Bestrahlungsstärke durch flacheren Neigungswinkel der PV-Anlage Richtung Winter sind die zunehmenden Verluste auch bei Durchquerung der Atmosphäre [183]. Bei niedrigeren Sonnenhöhen γ_s nimmt der Weg der Sonnenstrahlung durch

die Atmosphäre zu, was anhand der Luftmasse AM (engl.: Air Mass) beschrieben und wie folgt definiert ist [183]:

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s} \quad (8)$$

In *Bild 3.15* ist das langjährige Mittel der jährlichen globalen horizontalen Bestrahlung für Europa dargestellt. Demnach liegt die Bestrahlung in Deutschland zwischen 900 und 1.200 kWh/m² pro Jahr.

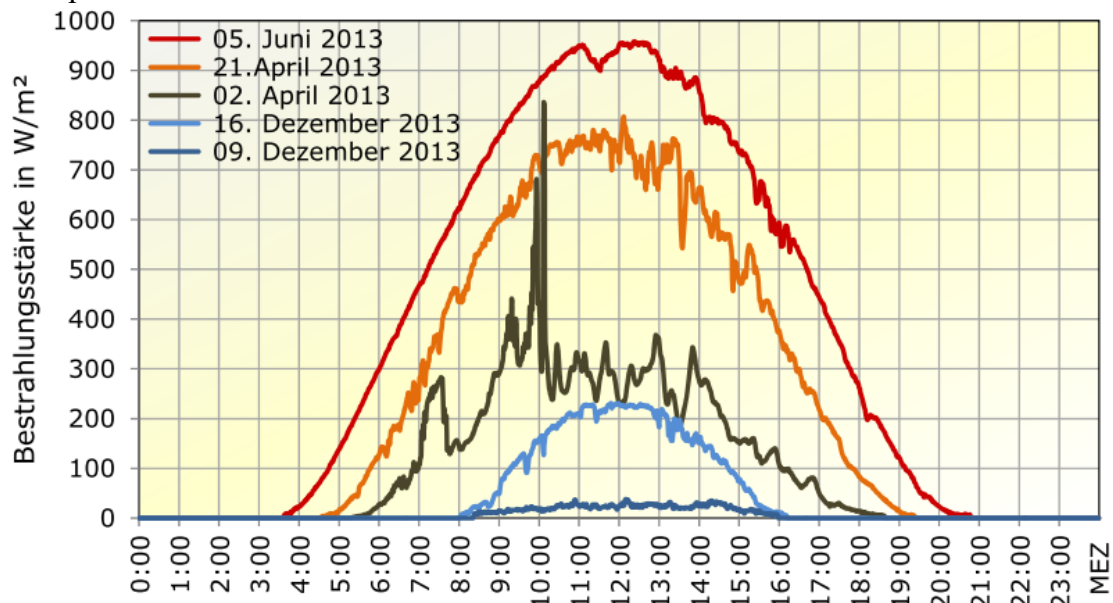


Bild 3.14: Tageszeitliche Einstrahlungsverläufe der globalen Bestrahlungsstärke für verschiedene Tage in Berlin [183].

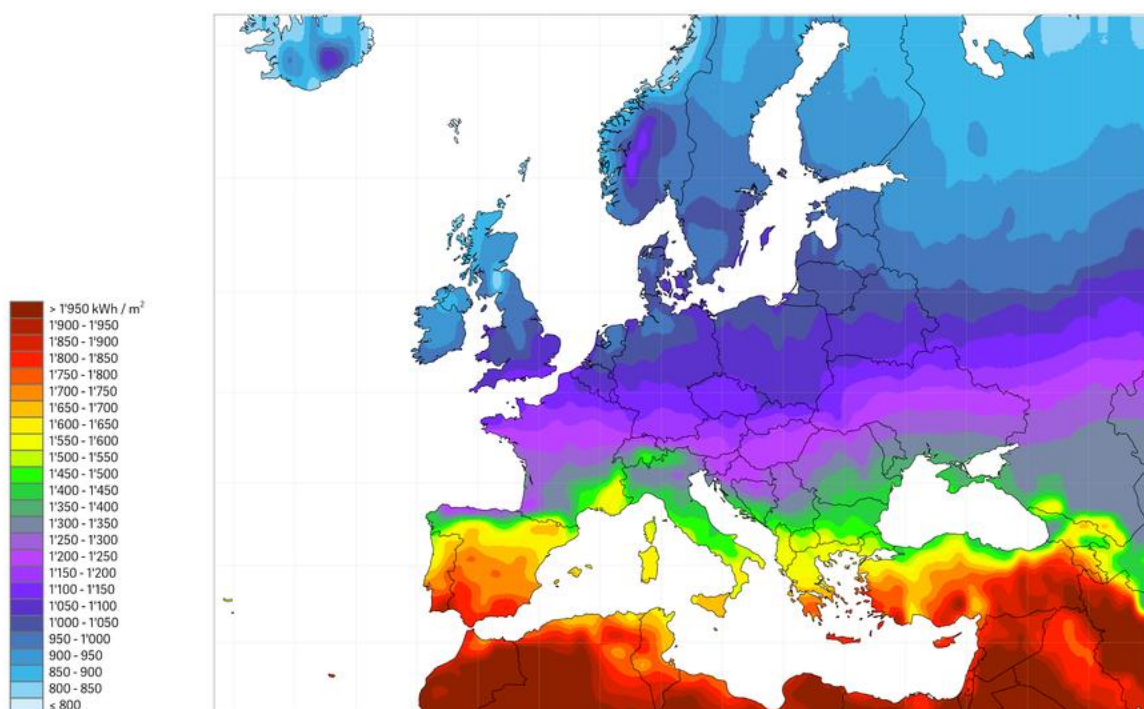


Bild 3.15: Mittlere jährliche globale horizontale Sonneneinstrahlung in Europa für den Zeitraum 1996–2015, basierend auf Wetterdaten von Meteonorm [184].

Die globale Bestrahlungsstärke E_G setzt sich aus der direkten Bestrahlungsstärke E_{dir} und der diffusen Bestrahlungsstärke E_{diff} zusammen [183]. Zu kleinen Anteilen kommt auch der Albedo-Effekt E_{albedo} hinzu, der als Maß für das Rückstrahlvermögen von diffus reflektierenden Oberflächen verstanden werden kann [5]:

$$E_G = E_{dir} + E_{diff} + E_{albedo} \tag{9}$$

In *Tabelle 3.4* sind die monatlichen Mittelwerte des Zeitraums 1998–2010 der direkten und diffusen Einstrahlung in Berlin, und in *Tabelle 3.5* sind jährliche Einstrahlungen für verschiedene Standorte aufgeführt.

Tabelle 3.4: Monatsmittel in kWh/m² über die Jahre 1998 bis 2010 der direkten und diffusen Einstrahlung in Berlin [183].

	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Direkt	5	12	31	69	81	81	71	67	41	19	10	4	487
Diffus	14	22	44	59	78	85	87	67	53	32	17	11	572

Tabelle 3.5: Jahresmittel in kWh/m² über die Jahre 1998 bis 2010 der direkten und diffusen Einstrahlung verschiedener Standorte [183].

	Bergen	Stockholm	Berlin	London	Wien	Nizza	Rom	Antalya	Almeria
Direkt	305	450	487	486	599	1.037	1.065	1.337	1.418
Diffus	498	488	572	594	599	588	574	546	524

Von wesentlicher Relevanz für zahlreiche Berechnungen ist die Kenntnis des zeitabhängigen Sonnenstandes. Um diesen für jeden beliebigen Ort der Erde und für jeden Zeitpunkt berechnen zu können, sind die zwei Winkel Sonnenhöhe γ_s und Sonnenazimut α_s erforderlich (siehe *Bild 3.16a*). Der Sonnenazimut ist dabei bezogen auf die geografischen Nordrichtung definiert [183]. Zur Berechnung dieser beiden Größen existieren weltweit verschiedene Ansätze, die sich etwas in den Ergebnissen unterscheiden. Neben der in der DIN-Norm DIN 5034 [185] beschriebenen Definition existieren auch die EN ISO 9488 [186] und die NREL, wobei sich in dieser Arbeit auf die DIN 5034 berufen wird [183].

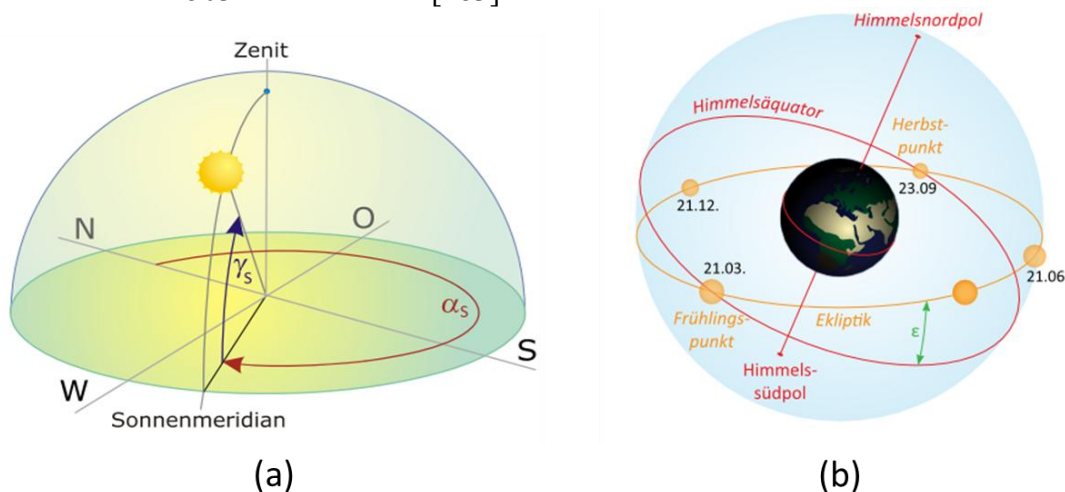


Bild 3.16: (a) Bildliche Beschreibung der Sonnenhöhe γ_s und des Sonnenazimut α_s [183] und (b) Deklinationwinkel ϵ im Jahresverlauf [187].

Zunächst muss zur Berechnung des Sonnenstandes der Sonnendeklinationwinkel δ berechnet werden, der sich im Jahresverlauf zwischen $-23,45^\circ$ und $+23,45^\circ$ bewegt (siehe *Bild 3.16b*) [188]. Diese Größe ist dabei vom betrachteten Tag innerhalb eines Jahres abhängig und wird unter Verwendung des Parameters J' mit

$$J' = 360^\circ \cdot \frac{\text{Tag des Jahres}}{\text{Anzahl der Tage im Jahr}} \quad (10)$$

anhand folgender Formel berechnet [183]:

$$\delta(J') = \{0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(J' + 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2 \cdot J' + 5,4^\circ) - 0,1764 \cdot \cos(3 \cdot J' + 26^\circ)\}^\circ \quad (11)$$

Außerdem ist eine Zeitgleichung (Zgl) zur anschließenden Berechnung der Wahren Ortszeit (WOZ) erforderlich, die wie folgt berechnet wird [183]:

$$\text{Zgl}(J') = \{0,0066 + 7,3525 \cdot \cos(J' + 85,9^\circ) - 9,9359 \cdot \cos(2 \cdot J' + 108,9^\circ) - 0,3387 \cdot \cos(3 \cdot J' + 105,2^\circ)\} \text{ min} \quad (12)$$

Die Zeitgleichung ist einer von mehreren Korrekturfaktoren, um den die auf Zeitzonen basierende lokale Uhrzeit korrigiert werden muss, um auf die sonnenstandabhängige WOZ zu schließen. Die maximale durch die Zeitgleichung berechnete Minutenabweichung liegt zwischen etwa -14min und $+16\text{min}30\text{s}$ [189; 190]. Die lokale Uhrzeit muss zudem um einen vom Längengrad abhängigen Faktor korrigiert werden. Hierzu muss pro Grad Abweichung zwischen dem lokalen Meridian L_{Lokal} (Längengrad des betrachteten Standorts) und dem Standardzeit-Meridian L_{Zone} eine Längengradkorrektur von 4 min vorgenommen werden [191]. L_{Zone} ist dabei abhängig von der Zeitzone, in der sich der betrachtete Standort befindet und liegt in der mitteleuropäischen Zeitzone bei 15° östlicher Länge ($L_{\text{Zone}} = 15^\circ$) [191]. Damit ergibt sich die Längengradkorrektur L_K zu [191]:

$$L_K = 4 \cdot (L_{\text{Zone}} - L_{\text{Lokal}}) \text{ min} \quad (13)$$

Die WOZ steht damit in folgendem Zusammenhang zur mitteleuropäischen Zeit (MEZ) [191]:

$$\text{WOZ} = \text{MEZ} - L_K + \text{Zgl} \quad (14)$$

Während der mitteleuropäischen Sommerzeit (MEZ_S) gilt es zu beachten, dass zur Berechnung der WOZ noch eine Stunde abzuziehen ist [191]:

$$\text{WOZ} = \text{MEZ}_S - 1\text{h} - L_K + \text{Zgl} \quad (15)$$

Anhand der WOZ lässt sich nun der Stundenwinkel ω berechnen [191]:

$$\omega = (12,00 \text{ h} - \text{WOZ}) \cdot 15^\circ/\text{h} \quad (16)$$

Und damit lässt sich abschließend unter Verwendung des Breitengrads ϕ_i des Standorts die Sonnenhöhe γ_s und der Sonnenazimut α_s berechnen [183]:

$$\gamma_s = \arcsin(\cos(\omega) \cdot \cos(\phi_i) \cdot \cos(\delta(J')) + \sin(\phi_i) \cdot \sin(\delta(J'))) \quad (17)$$

$$\alpha_S = \begin{cases} 180^\circ - \arccos\left(\frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \phi_i - \sin \delta}{\cos \gamma_S \cdot \cos \phi_i}\right) & \text{für WOZ} \leq 12:00 \text{ h} \\ 180^\circ + \arccos\left(\frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \phi_i - \sin \delta}{\cos \gamma_S \cdot \cos \phi_i}\right) & \text{für WOZ} > 12:00 \text{ h} \end{cases} \quad (18)$$

Diese Formeln sind für die Nord- als auch für die Südhalbkugel gleichermaßen anwendbar.

Wetterstationen messen in aller Regel die Sonneneinstrahlung bezogen auf einer horizontalen Ebene (tangential zur Erdoberfläche). Um die auf eine PV-Anlage auftreffende Sonneneinstrahlung zu berechnen, muss daher zunächst ausgehend von der Bestrahlungsstärke auf einer horizontalen die Bestrahlungsstärke auf einer geneigten Ebene berechnet werden. Hierzu muss in direkten und diffusen Einstrahlungsanteil separiert werden, da sich diese bei Neigung des PV-Moduls unterschiedlich verhalten. Für den direkten Einstrahlungsanteil $E_{\text{dir,gen}}$ gilt folgender Zusammenhang [183]:

$$E_{\text{dir,gen}} = E_{\text{dir,hor}} \cdot \frac{\cos(\theta_{\text{gen}})}{\sin(\gamma_S)} \quad (19)$$

mit $E_{\text{dir,hor}}$ für die direkte Bestrahlungsstärke auf eine horizontale Ebene und dem Zenitwinkel θ_{gen} [183]:

$$\theta_{\text{gen}} = \arccos(\sin(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma_E) - \cos(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma_E) \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_E)) \quad (20)$$

Hierbei ist γ_E der Neigungswinkel des PV-Moduls und α_E der Modul-Azimutwinkel (Ausrichtung). Zur Berechnung des diffusen Anteils auf eine geneigte Ebene existieren mehrere Berechnungsformeln, die sich in isotrope oder anisotrope Ansätze untergliedern. Die diffuse Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Ebene $E_{\text{diff,gen}}$ lässt sich anhand des isotropen Ansatzes wie folgt berechnen [183]:

$$E_{\text{diff,gen}} = E_{\text{diff,hor}} \cdot (1 + \cos(\gamma_E)) \quad (21)$$

mit $E_{\text{diff,hor}}$ für die diffuse Bestrahlungsstärke auf eine horizontale Ebene. Allerdings ist diese nur für grobe Abschätzungen oder bei bedecktem Himmel aussagekräftig [183]. Daher sollte besser auf anisotrope Ansätze zurückgegriffen werden. Unter den anisotropen Ansätzen kursieren mehrere Alternativen, wobei das Modell von Klucher [192] mit den relevantesten und in der Regel vorliegenden Parametern auskommt und in der Genauigkeit aussagekräftig genug ist. Daher findet in dieser Arbeit dieser Ansatz Anwendung. Hierfür wird der Parameter F mit [183]:

$$F = 1 - \left(\frac{E_{\text{diff,hor}}}{E_{\text{G,hor}}}\right)^2 \quad (22)$$

eingeführt, und für die Berechnung von $E_{\text{diff,gen}}$ herangezogen [183]:

$$E_{\text{diff,gen}} = E_{\text{diff,hor}} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos \gamma_E) \cdot \left(1 + F \cdot \sin^3 \frac{\gamma_E}{2}\right) \cdot (1 + F \cdot \cos^2 \theta_{\text{gen}} \cdot \cos^3 \gamma_S) \quad (23)$$

Elektrotechnische Modellierung

Das elektrotechnische Ersatzschaltbild-Modell eines PV-Moduls ist von Bedeutung, da dieses als Grundlage für die Modellierung dient. Aus diesem Grund wird im Folgenden darauf eingegangen. Hierbei haben sich drei Schaltbilder mit verschiedener Detailgenauigkeit etabliert, angefangen mit dem einfachen Ersatzschaltbild über das Eindiodenmodell hin zum Zweidiodenmodell mit der höchsten Realitätsnähe (siehe *Bild 3.17*). Beim einfachen Ersatzschaltbild liegen die Abweichungen zwischen der berechneten Kennlinie und realen Werten auch schon bei nur wenigen Prozent. Das Eindiodenmodell ist dennoch aufgrund des zusätzlichen Serienwiderstands und Parallelwiderstands etwas genauer. Der Serienwiderstand beschreibt hierbei den in der Realität auftretenden Spannungsabfall auf dem Weg der Ladungsträger vom Halbleiter zu den externen Kontakten. Der Parallelwiderstand beschreibt wiederum die Leckströme, welche längs der Kanten der Solarzelle auftreten. Die Diode in den Ersatzschaltbildern ist zur Beschreibung der Solarzelle vorhanden, da eine Solarzelle physikalisch den gleichen Aufbau wie eine Diode hat, da sie ebenfalls über einen n- und einen p-dotierten Halbleiter mit einer sich ausbildenden Raumladungszone verfügt. Die unbestrahlte Solarzelle verhält sich demnach wie eine Diode und lässt sich im einfachsten Fall, dem einfachen Ersatzschaltbild, ausschließlich durch eine Diode beschreiben (siehe *Bild 3.17a*). Bei Zweidiodenmodell sind zwei Dioden enthalten, die jeweils unterschiedliche Sättigungsströme und Diodenfaktoren aufweisen. Dadurch lassen sich großflächige kristalline Silizium-Solarzellen nahezu optimal beschreiben, wobei es für Dünnschicht-Solarzellen nicht die gleiche Genauigkeit hat. [183]

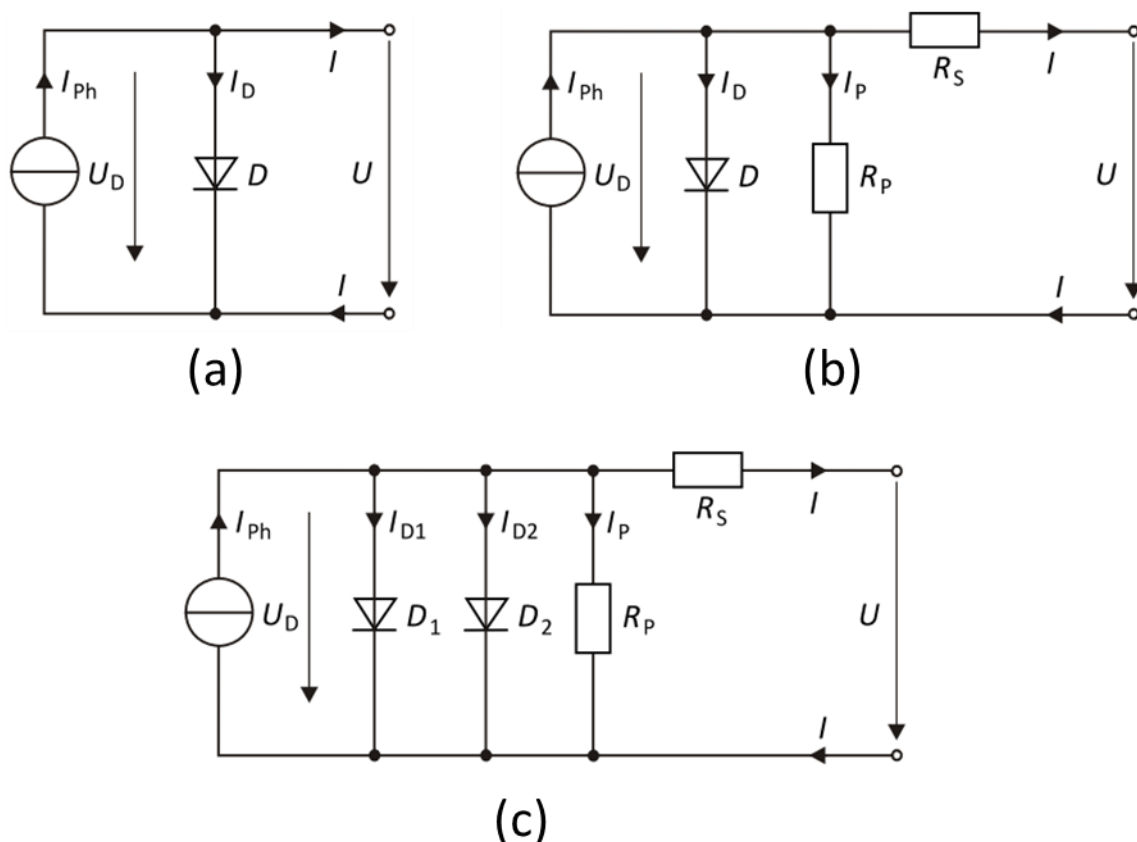


Bild 3.17: Einfaches Ersatzschaltbild (a), Eindiodenmodell (b) und Zweidiodenmodell (c) eines PV-Moduls nach [183].

Aus der I-U-Kennlinie einer Solarzelle kann auch die Leistung der Solarzelle bestimmt werden. Entlang der Kennlinie existiert ein Punkt, an dem das Produkt aus Spannung und Strom maximal wird. Dieser Punkt wird allgemein „Punkt maximaler Leistung“ MPP (engl.: Maximum Power Point) genannt. Die P-U-Kennlinie steigt dabei wie in *Bild 3.18c* dargestellt relativ konstant an bis zum MPP und fällt dann steil ab. Der MPP wird in realen Anwendungen üblicherweise durch einen sogenannten „Maximum-Power-Point-Tracker“ (MPPT) gefunden. Der MPPT ist in der Regel ein zentraler Bestandteil einer jeden PV-Anlage, um die Leistungsabgabe zu maximieren [193]. Bei den Trackern existieren verschiedene Algorithmen, die sich unter anderem in der Geschwindigkeit, wie schnell der Punkt gefunden wird, unterscheiden. In *Tabelle 3.6* sind die gängigsten Algorithmen mit ihren jeweiligen Tracking-Wirkungsgraden und Antwortzeiten aufgelistet. Demnach liegt die Geschwindigkeit, in der nach Schwankungen in der Witterung ein neuer MPP gefunden wird, bei unter 3 Sekunden, während das Finden des MPP ohne MPPT über 20 Sekunden brauchen kann [193]. Die MPP-Leistung trägt dabei die Einheit W_p (Watt-peak) für Spitzenleistung [183].

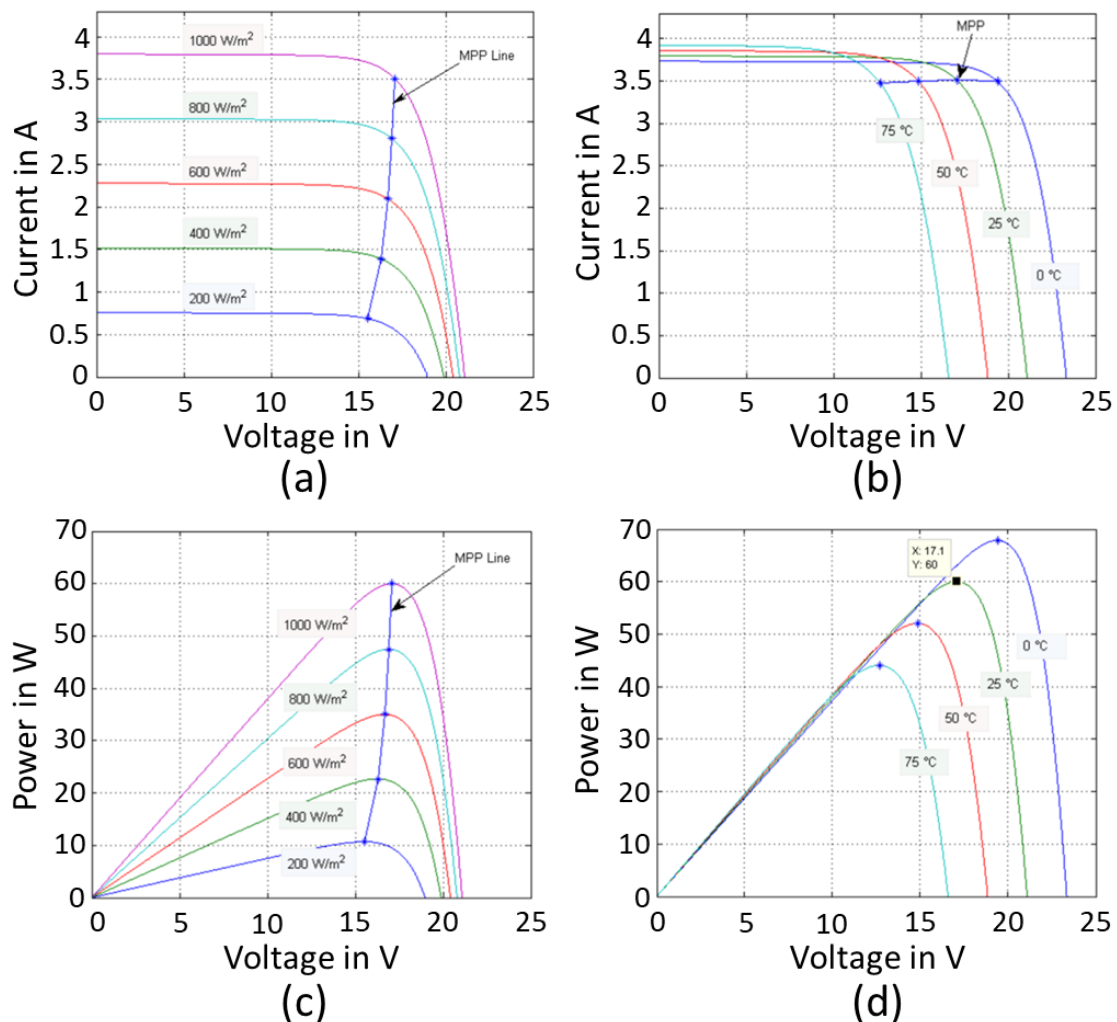


Bild 3.18: I-U-Kennlinien eines PV-Arrays für (a) verschiedene Bestrahlungsstärken bei einer Temperatur von 25°C (STC) und (b) verschiedene Zelltemperaturen bei einer Bestrahlungsstärke von 1.000 W/m² (STC); P-U-Kennlinien eines PV-Arrays für (c) verschiedene Bestrahlungsstärken bei einer Temperatur von 25°C (STC) und (d) verschiedene Zelltemperaturen bei einer Bestrahlungsstärke von 1.000 W/m² (STC) nach [193].

Tabelle 3.6: Vergleich verschiedener MPPT-Algorithmen anhand der Tracking-Effizienz und der Reaktionszeit nach [193].

Algorithmus	Tracking-Effizienz in %	Reaktionszeit in s
Fuzzy-Logik	99,22	0,80
Methode der Lastsprünge	96,98	2,95
Verbesserte Methode der Lastsprünge	96,07	2,93
Methode der steigenden Konduktanz	97,00	2,97
Verbesserte Methode der steigenden Konduktanz	96,95	3,00
Ohne MPPT	66,15	>20

Der Füllfaktor (FF) stellt ein Qualitätskriterium der Solarzelle dar und beschreibt, wie gut das vom MPP aufgespannte Rechteck dem Rechteck aus Leerlaufspannung U_L und Kurzschlussstrom I_K angenähert ist [183]. Der FF ist wie folgt definiert [183]:

$$FF = \frac{P_{MPP}}{U_L \cdot I_K} = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_L \cdot I_K} \quad (24)$$

Ein hoher FF kann unter anderem dann erreicht werden, wenn der Serienwiderstand möglichst gering und der Parallelwiderstand möglichst hoch ist [194]. Allerdings besteht auch bei idealen Widerständen ein materialabhängiges Limit, welches primär von der Bandlücke und der Temperatur abhängig ist, wodurch selbst perfekte Siliziumsolarzellen bei 27°C einen maximalen Füllfaktor von 0,85 erreichen können [194].

Der Wirkungsgrad η_{PV} einer Solarzelle wird anhand folgender Formel berechnet [183]:

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MPP}}{E_{PV} \cdot A_{PV}} \quad (25)$$

mit A_{PV} für die Fläche der Solarzelle bzw. des PV-Moduls, E_{PV} für die Einstrahlung auf die Solarzelle bzw. das PV-Modul und P_{MPP} für die Leistung im MPP. Neben dem tatsächlichen Wirkungsgrad einer Solarzelle existiert eine weitere Variable zur Bewertung der Effizienz einer PV-Anlage, welche als Performance Ratio (PR) bezeichnet wird. Diese spiegelt das Verhältnis zwischen dem tatsächlichen und dem theoretisch möglichen el. Energieertrag wieder [195]. Der theoretisch mögliche Energieertrag wird dabei unter dauerhaft gleichbleibendem Wirkungsgrad unter Standard-Test-Bedingungen STC (engl.: Standard Test Conditions) berechnet. Diese Variable ist weitgehend unabhängig von der Ausrichtung der PV-Anlage und der darauf einfallenden Sonneneinstrahlung und kann daher gut zum Vergleich verschiedener PV-Anlagen an unterschiedlichen Standorten herangezogen werden [195]. Die PR wird daher auch meist als „Qualitätsfaktor“ oder „Gütefaktor“ einer PV-Anlage bezeichnet [195]. In die PR fließen alle Verlustfaktoren wie bspw. Verluste durch die Leitungen, den Wechselrichter und Teillastbetrieb, aber auch Verschattungen, Verschmutzung und Temperatureinflüsse ein [183; 194]. Nach Kaltschmitt et al. [194] können Hausdachanlagen in der Regel eine PR von 85 % und Freiflächenanlagen eine PR von 90 % erreichen. Die PR ist wie folgt definiert [195; 196]:

$$PR = \frac{\text{Tatsächlicher Energieertrag in kWh im Jahr}}{\text{Voraussichtlicher, errechneter Energieertrag in kWh im Jahr}} = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (26)$$

Der voraussichtliche, errechnete Energieertrag Y_r der PV-Anlage berechnet sich dabei aus der jährlich einfallenden Sonneneinstrahlung auf die Modulfläche der PV-Anlage multipliziert mit dem relativen Wirkungsgrad der PV-Anlagenmodule [195]. Die Formel zur Berechnung von Y_r lautet [197]:

$$Y_r = \frac{\sum_{\text{Tag}} E_{\text{mod}}}{E_{\text{ref}}} \quad (27)$$

E_{mod} ist hierbei die Modulflächen-Einstrahlung in kWh/m² pro Tag und E_{ref} die Referenz-Einstrahlung in kWh/m² pro Tag.

Ein weiterer wichtiger Bestandteil von PV-Anlagen sind Wechselrichter, mit denen der Gleichstrom der PV-Anlage in Wechselstrom umgewandelt wird. Bei Wechselrichtern finden sich verschiedene Typen, die je nach Anwendungsfall unterschiedlich gut geeignet sind. In *Tabelle 3.7* sind verschiedene Wechselrichtertypen mit deren jeweiligen Wirkungsgraden, Kosten und Leistungsbereichen aufgeführt. Ein wesentlicher Unterschied zwischen den Wechselrichtertypen ist die maximale Anzahl und die Verschaltung der PV-Module an den Eingängen. Wechselrichter verfügen teilweise auch über mehrere Eingänge, an denen jeweils ein String angeschlossen werden kann. Jeder Eingang verfügt hierbei in der Regel über einen eigenen MPPT, wobei alle PV-Module innerhalb eines Strings die gleiche Ausrichtung haben sollten. Zentralwechselrichter sind zwar am günstigsten und weisen die höchsten Wirkungsgrade auf [183], werden aber typischerweise nur bei Großanlagen eingesetzt. Modulwechselrichter bieten sich dann an, wenn die PV-Module überwiegend verschieden ausgerichtet sind, die Gegend verschattungsintensiv ist, oder wenn ein genaues Monitoring auf Modulebene erfolgen soll [198]. Im Gebäudebereich bei Privathaushalten werden zumeist Stringwechselrichter eingesetzt, da die Anzahl an PV-Modulen in der Regel nicht sehr groß ist und die Dachfläche in der Regel sehr gleichförmig ist. Aktuell darf die Spannung innerhalb eines Strings die 1.000 V nicht überschreiten [199]. Wechselrichter haben eine Lebensdauer von ca. 15–25 Jahren [200].

Tabelle 3.7: Charakteristika verschiedener Wechselrichtertypen im Jahr 2015 nach [200; 201].

Wechselrichtertyp	Wirkungsgrad in %	Spezifische Kosten in €/kW	Leistungsbereich in kW
Strang-Wechselrichter	<98	115	<100
Zentral-Wechselrichter	<98,5	80	>100
Modul-Wechselrichter	90–95	260	<2,0
DC/DC Optimierer	<98,8	100	<0,6

3.3.5 Batteriespeicher

Im Allgemeinen weisen Batterien hohe Energie- und Leistungsdichten, eine längere Entladezeit, eine schnelle Reaktionszeit und eine hohe Zykluseffizienz auf [62], was sie in Verbindung

mit EE sehr vielversprechend macht. Im Stromversorgungssystem sind sie bspw. für das Energiemanagement hilfreich [62]. Speziell im Bereich der elektrochemischen Energiespeichersysteme sind **Lithium-Ionen-Batterien** (LIB) hervorzuheben. Sie weist im Vergleich zu anderen Technologien dieser Speicherklasse eine höhere Energiedichte und Leistungsdichte und damit verbunden ein geringeres spezifisches Gewicht und geringere spezifische Größe, eine hohe Zykluseffizienz und eine schnelle Reaktionszeit auf (siehe *Tabelle 3.8*) [62]. Des Weiteren verfügen sie über nahezu keinen Memory-Effekt bei Nutzung, haben eine hohe Leerlaufspannung und eine lange Lebensdauer [202]. Unter den LIBs hat das Kathodenaktivmaterial Lithium-Eisenphosphat (LFP) eine hohe Relevanz [203]. LFP kann sich vor allem durch eine hohe Sicherheit, hohe Schnellladbarkeit und Lebensdauer im Vergleich zu anderen Technologien wie Nickel-Mangan-Kobaltoxid (NMC) oder Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid (NCA) abheben [204]. Die tägliche Selbstentladung bei geringen 0,03 bis 0,3 % [62].

Tabelle 3.8: Charakteristika verschiedener Energiespeichertypen [205–210] (Hinweis: unter Reaktionszeit ist zu verstehen, wie schnell auf eine Laständerung reagiert und die notwendige Leistung bereitgestellt werden kann).

	LIB	Blei-Säure-Batterie	Flow-Batterie	Wasserkraft	Wasserstoff
Maximale Nennleistung	~300 MW [211]	~100 MW	~100 MW	~4.000 MW	~840 MW [212]
Entladezeit	1min–8h	1min–8h	h	4h–16h	min–Woche
Lebensdauer in Jahren	5–20	5–15	10–20	30–60	5–30
Lebensdauer in Zyklen	<10.000	500–2.000	12.000–14.000	>10.000	>10.000
Energiedichte	200–350 Wh/kg	50–100 Wh/kg	20–70 Wh/kg	2.000 Wh/m ³	20–45 kWh/kg
Energieeffizienz	80–95 %	75–80 %	60–90 %	70–85 %	25–50 %
Reaktionszeit	3–5 ms	3–5 ms	< 20 ms	min	sek–min
Maximale Entladetiefe	80–90 %	70–80 %	80–100 %	100 %	100 %

Gerade bei Heimspeichern werden LIBs bevorzugt eingesetzt [213]. Daher ist die LIB ebenfalls zentraler Bestandteil des in dieser Arbeit betrachteten Energiesystems. Nach *Bild 3.19* ist die LIB zur Deckung kurzfristiger Strombedarfe im Umfang von 1 h bis 1 Woche und für Anwendungen in der Größenordnung von 0,2 kWh bis 2 MWh vorgesehen [214]. Sie ist dementsprechend im Wasserstoffhaus zur Deckung des kurzfristigen Strombedarfs vorgesehen. An *Bild 3.19* lässt sich ebenfalls der Unterschied zur Energiespeicherung in Form von H₂ erkennen, welcher in dem Bild dem Bereich „Erneuerbares Gas“ zuzuordnen ist. H₂ ist für deutlich längere Speicherzeiträume von 1 Woche bis 1 Jahr vorgesehen und verfügt über einen erheblich höheren Energieinhalt. Allerdings lässt sich die Energiespeicherung hierbei nicht identisch flexibel, mit ähnlich hohen Wirkungsgraden und mit gleicher Direktverfügbarkeit wie mit einer LIB nutzen.

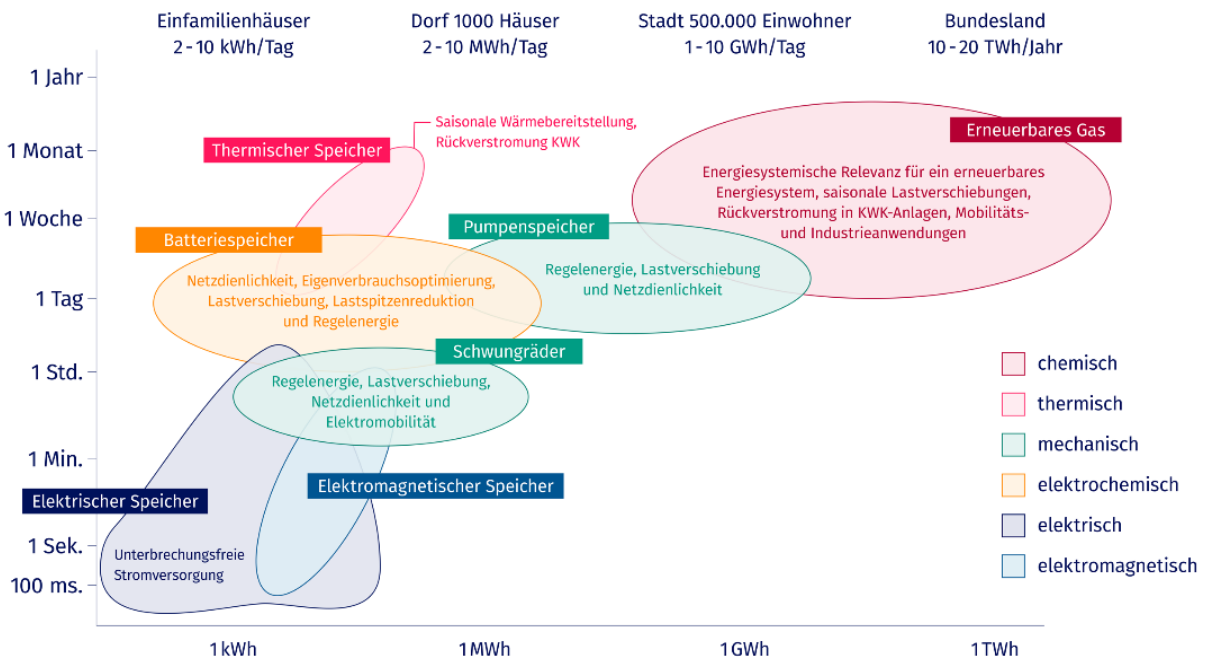


Bild 3.19: Energiespeichertypen nach Energieinhalt und Ausspeicherdauer [214].

Ein Schlüsselparameter der LIB, der bei energieautarken Anwendungen berücksichtigt werden muss, ist die bereitgestellte maximale **Entladeleistung**. Diese steigt in der Regel linear mit der Batteriekapazität an, kann aber auch je nach Hersteller ab bestimmten Kapazitäten durch die Ladeelektronik begrenzt sein [215]. Speziell bei vorgesehener Energieautarkie wie im Anwendungsfall sollte ein LIB mit möglichst hoher maximaler Entladeleistung gewählt werden, die nicht herstellerseitig von der Systemperipherie begrenzt ist.

Ein weiterer wichtiger Parameter ist der **SOC**. Dieser gibt anteilig zur maximal einspeicherbaren Energiemenge die aktuell im Speicher enthaltene Energiemenge prozentual zur maximalen Kapazität an [216]. Ebenfalls relevant ist die Entladetiefe **DOD** (engl. Depth of Discharge), welche ein Maß dafür ist, wie viel der maximalen Energiemenge der LIB prozentual entladen wurde [217]. Die LIB wird in der Regel zwischen 20 % und 95 % SOC verwendet, um eine Überladung im oberen Bereich zu verhindern und die Spannung im unteren Bereich zu kontrollieren [217]. Bei einem Ladezustand von SOC = 20 % liegt die DOD damit bei 80 % und bei einem SOC = 90 % beträgt die DOD 10 %.

Die **C-Rate** beschreibt den Entladestrom eines Batteriespeichers und gibt den Quotient aus Entladestrom und Nennkapazität an [218]. Mit dieser Größe lassen sich verschiedene Batteriespeicher basierend auf ihrer spezifischen Entladezeit vergleichen. Sie ist ein Maß für die Geschwindigkeit, mit der ein Batteriespeicher im Verhältnis zu ihrer maximalen Kapazität entladen wird [219]. Liegt eine C-Rate von 1 vor, so liegt der Entladestrom so hoch, dass innerhalb exakt einer Stunde der gesamte Batteriespeicher entladen ist [219]. Liegt dagegen eine C/2-Rate vor, so werden zum Entladen 2 Stunden benötigt, während ein Batteriespeicher bei einer C-Rate von 4 nur 15 Minuten zum Entladen benötigt [219].

In Kombination mit einer PV-Anlage gibt es mehrere Möglichkeiten, wie ein Wechselrichter an das Hausnetz angeschlossen werden kann (siehe Bild 3.20). **AC-Systeme** (siehe Bild 3.20a) sind darauf ausgelegt, dass die LIB am Wechselstrom-Hausnetz angeschlossen ist und dadurch

eine leichtere Nachrüstung bei bereits installierter PV-Anlage möglich ist. Eine neuere Entwicklung sind **DC/AC-Systeme** (siehe *Bild 3.20b*). Diese sind flexibler einsetzbar, da hier die LIB nicht nur über die DC-Seite, sondern auch über die AC-Seite geladen werden kann. Bei entsprechender Verschaltung bieten diese Systeme auch die Vorteile der DC-Systeme. Bei **DC-Systemen** (siehe *Bild 3.20c* und *Bild 3.20d*) wird die LIB im Zwischenkreis des Wechselrichters angeschlossen, wodurch der Strom, der von der PV-Anlage über die LIB zu den Verbrauchern fließt, nur einmal eine DC/AC-Wandlung durchläuft. Dadurch ist theoretisch ein höherer Wirkungsgrad zu erwarten, was in der Praxis allerdings nicht immer der Fall ist. Zuletzt sind **PV-Generator-gekoppelte-Systeme** zu nennen. Gegenüber DC-Systemen bieten sie den Vorteil, dass diese Systeme auch dann nachgerüstet werden können, wenn der Wechselrichter das nicht vorsieht. Vorteilhaft gegenüber AC-Systemen ist wiederum, dass sie weniger Wandlerstufen benötigen. Allerdings sind solche Systeme vom verbauten Wechselrichter abhängig, der nur eine begrenzte Entladeleistung durch eine maximale Wechselrichter-Leistung erlaubt oder aber eine begrenzte Eingangsspannung vorgesehen ist. Wie bei DC-Systemen ist die Wechselrichterleistung üblicherweise auf die PV-Anlage ausgelegt, was zu niedrigeren Schwachlastwirkungsgraden führen kann. [220]

Der Ladevorgang einer LIB erfolgt typischerweise nach dem Constant-Charge-Constant-Voltage-Verfahren (CCCV, auch I-U-Ladeverfahren genannt) [221], bei dem der Ladevorgang in zwei Phasen unterteilt wird. Der Ladevorgang während der ersten Phase (I-Phase) erfolgt bei konstantem Strom und führt nur zu geringen Spannungsänderungen, weswegen eine nahezu konstant bleibende Ladeleistung P_{konst} auftritt [216]. An einem Ladeumschaltzeitpunkt, der etwa bei 80 % SOC liegt, wechselt die LIB in die zweite Phase (U-Phase), bei der die Spannung konstant gehalten wird. In dieser Phase nimmt dann allerdings der Ladestrom und damit auch die Ladeleistung P_{LIB} exponentiell ab [216]:

$$P_{\text{LIB}} = P_{\text{konst}} \cdot e^{\frac{\text{SOC}_s - \text{SOC}_a}{k_L}} \quad (28)$$

mit

$$k_L = \frac{100 - \text{SOC}_s}{\ln\left(\frac{P_{\text{konst}}}{P_{\text{LS}}}\right)} \quad (29)$$

P_{konst} in W steht hierbei für die Konstantladeleistung während der I-Phase, SOC_s in % steht für den Ladeumschaltzeitpunkt, SOC_a in % steht für den aktuellen Ladezustand, k_L ist der Ladekorrekturfaktor und P_{LS} in W ist die Ladeabschaltleistung. In *Bild 3.21* ist eine exemplarische Kennlinie eines Ladevorgangs abgebildet.

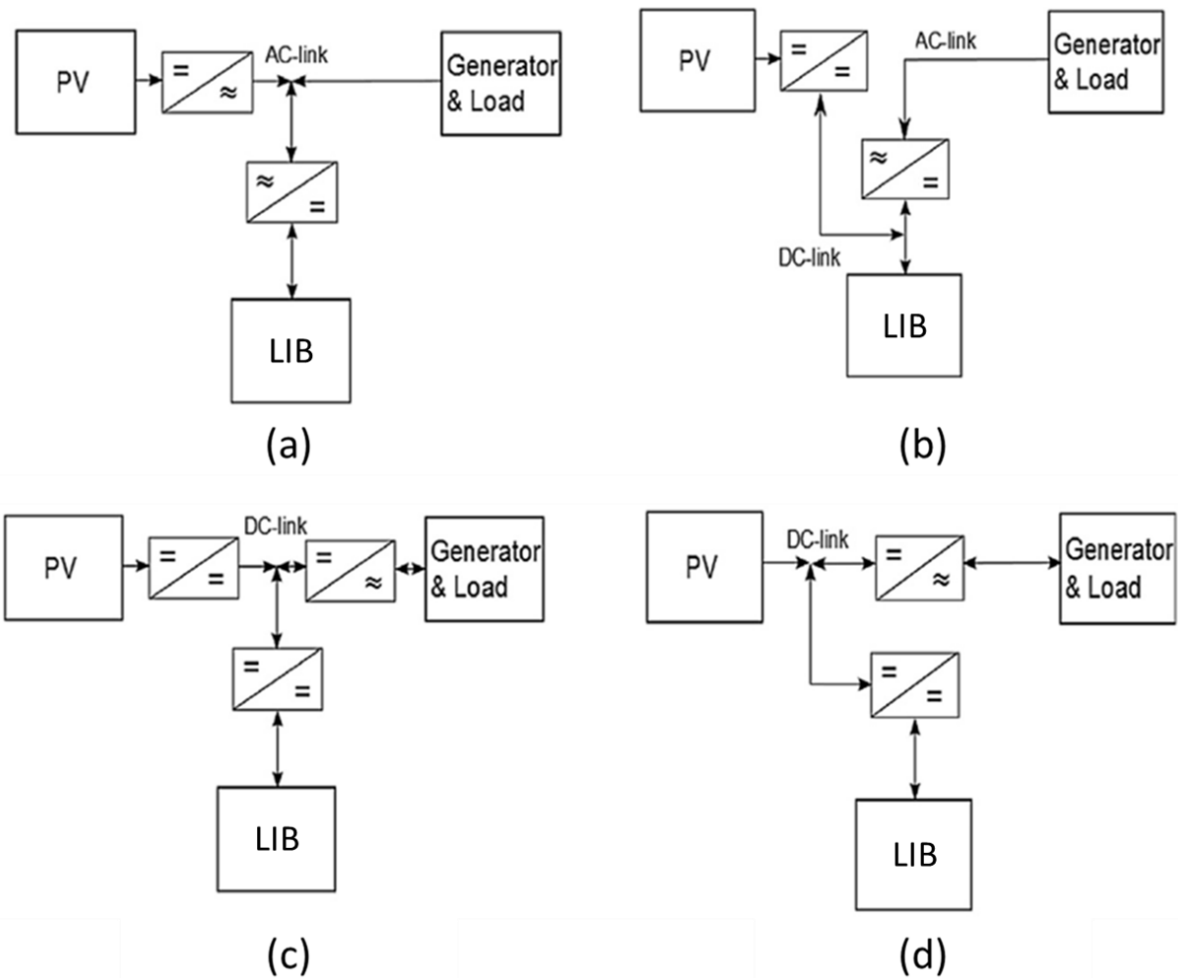


Bild 3.20: Verschiedene Möglichkeiten der Verschaltung einer LIB in Anlehnung [222]: (a) AC-gekoppelt; (b) DC-gekoppelt auf niedriger Spannung; (c) DC-gekoppelt auf hoher Spannung; (d) DC-gekoppelt am PV-Anschluss.

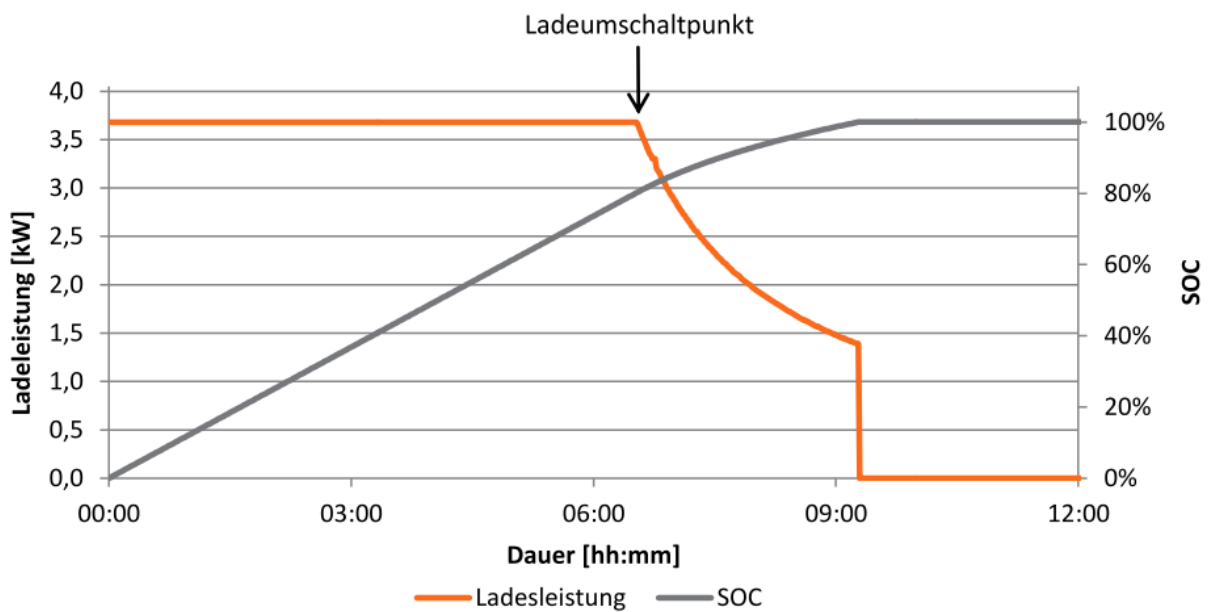


Bild 3.21: Idealtypische Ladekurve einer LIB in Abhängigkeit des SOC [216].

Eine andere Möglichkeit des Ladens ist das Constant-Power-Verfahren. Hierbei ist bei niedriger Spannung der Strom hoch, während der Strom mit steigender Spannung an der Batterie sinkt [223]. Allerdings soll dieses Verfahren bei angestrebtem Schnellladen aufgrund geringer Energieeffizienz ungeeignet sein [223].

3.3.6 Heizsystem

Der Wärmebedarf stellt zumeist die größte im Haus benötigte Energiemenge dar (vgl. Abschnitt 2.2). Das Wärmesystem muss sowohl den Raumwärme- als auch den Warmwasserbedarf decken. Während der Warmwasserbedarf ohne starke saisonale Schwankungen anfällt, besteht der Raumwärmebedarf vor allem im Winter und in den Übergangsmonaten.

In einem Wasserstoffhaus unter Verwendung einer FC zur Rückverstromung und eines ELY zur H₂-Erzeugung fällt **Abwärme** an, die durch Sektorkopplung im Heizsystem nutzbar gemacht werden kann. Die Abwärme kann mit Hilfe von Wärmetauschern entnommen werden, mit denen ein Austausch von Wärme zwischen zwei Flüssigkeiten mit unterschiedlichen Temperaturen möglich ist [224]. Sie haben zwei voneinander entkoppelte Kreisläufe, einen zum entsprechenden Bauteil mit der abzuführenden Wärme und den zweiten zum Kühlsystem bzw. dem Warmwasserspeicher. Die Nutzung der FC korreliert stark mit dem Zeitraum des Raumwärmebedarfs und kann daher sehr gut hierfür nutzbar gemacht werden. Der **anfallende Abwärmeanteil der FC** ist mit ca. 40–50 % des Energieinhalts von H₂ [57] recht hoch und kann daher merklich zur Reduktion des restlichen von dem Heizsystem zu deckenden Raumwärmebedarfs beitragen. Der Raumwärmebedarf besteht im Winter weitestgehend ununterbrochen, wodurch die Abwärme der FC weitestgehend vollständig genutzt werden kann. Der **Abwärmeanteil des ELY** ist dagegen relativ gering und muss daher abgewogen werden. Für die Nutzung der Abwärme des ELY bietet sich die Einbindung in das Warmwasserbereitungssystem an, da der Warmwasserbedarf ganzjährig besteht. Damit besteht der Warmwasserbedarf auch im Sommer, dann wenn auch der ELY überwiegend in Betrieb ist.

Im Hinblick auf die Notwendigkeit der Energiewende rücken im Wärmesektor **Wärmepumpen** (WP) in den Fokus. Diese können stromseitig und damit rein auf Basis von EE den Wärmebedarf hocheffizient bereitstellen. In *Bild 3.22* ist das Prinzip einer WP schematisch dargestellt. Eine WP macht unter Nutzung eines Kältemittels auch die in einem kalten Medium enthaltene Wärme nutzbar [225]. Grundlegend ist hierbei, dass das Wärmeträgermedium, welches Energie aus der kalten Seite aufnehmen soll, kälter sein muss als die Wärmequelle, während das Medium auf der energieabgebenden Seite heißer sein muss als die zu erwärmende Substanz [225]. Hierzu wird eine in Abhängigkeit der Temperaturspreizung zu erbringende elektrische Leistung benötigt.

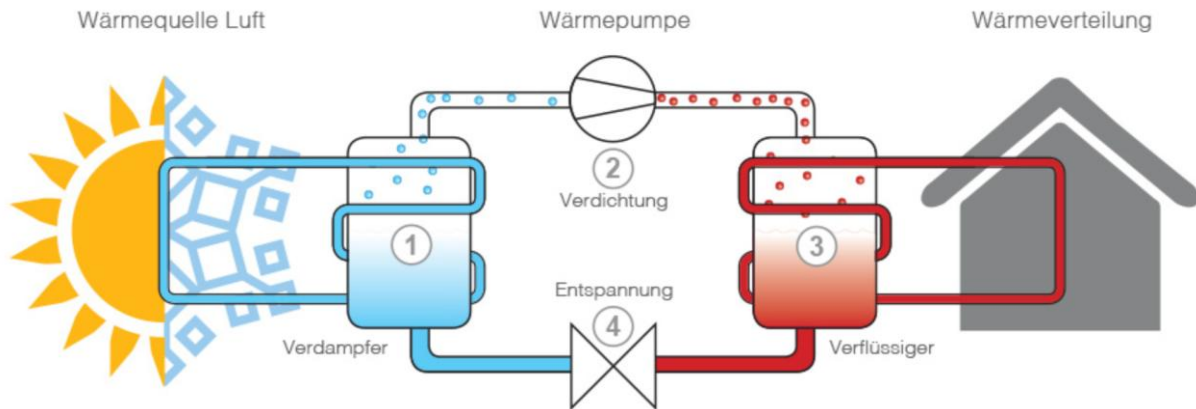


Bild 3.22: Funktionsschema eines Wärmepumpen-Kreislaufs [226].

In einem WP-Kreislauf wird zunächst im Verdampfer Wärme von der Wärmequelle an das flüssige Kühlmittel abgegeben. Durch einen niedrigen Siedepunkt des Kühlmittels geht dieses bei Wärmeaufnahme in den gasförmigen Zustand über. Das Kältemittel wird dabei so gewählt, dass es möglichst den Aggregatzustand ändert, da es so deutlich mehr Energie aufnehmen und wieder abgeben kann. Das gasförmige Wärmeleitmedium (Kühlmittel) wird dann mittels eines Kompressors verdichtet, wodurch der Druck steigt und damit auch faktisch die Temperatur des Mediums ansteigt. Über einen Verflüssiger wird anschließend die so entstandene Wärme an das zu erwärmende Medium abgegeben. Dabei geht das Kühlmittel wieder in den flüssigen Zustand über. Im letzten Schritt wird das Kältemittel wieder in den Ausgangszustand gebracht. Dabei wird das Kältemittel über ein Expansionsventil wieder entspannt, also entsprechend wird der Druck gesenkt. [225]

Je nach Kältemittel und Systemeffizienz kann durch Entzug von Wärmeenergie aus der Umwelt ein deutlicher Energiemehrertrag als die zu erbringende elektrische Energie erreicht werden. Hierzu wurde die Leistungszahl **COP-Wert** (engl. für Coefficient Of Performance) eingeführt, die die Effizienz an einem bestimmten Betriebspunkt widerspiegelt [227]. Mit einem COP-Wert von 3,2 steht bspw. die 3,2-fache der eingesetzten elektrischen Leistung als nutzbare Wärmeleistung zur Verfügung [225]. Eine weitere Kennzahl ist die sogenannte **Jahresarbeitszahl** (JAZ), welche dem Nutzungsgrad entspricht und damit das Verhältnis von Energieabgabe zu Energieverbrauch über ein gesamtes Jahr widerspiegelt. In Bild 3.23 ist der COP-Wert in Abhängigkeit der Temperaturspreizung ΔT zwischen Wärmequelle und erforderlicher Vorlauf-temperatur abgebildet. Demnach ist der COP-Wert bei einer WP mit Wärmequelle Erdreich (GWP) am höchsten zu erwarten, gefolgt von der WP mit Wärmequelle Grundwasser (WWP) und einer WP mit Wärmequelle Luft (LWP) mit der niedrigsten COP-Wert-Kurve. Bei hohen Temperaturspreizungen nimmt der COP-Wert demzufolge deutlich ab.

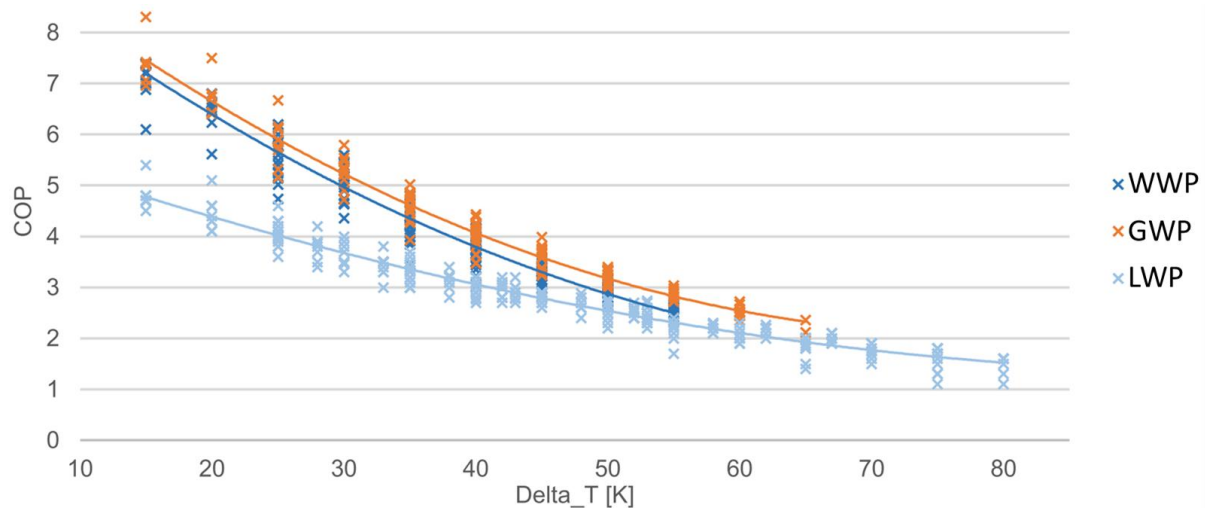


Bild 3.23: Typischer Verlauf des COP-Wertes in Abhängigkeit der Temperaturspreizung für verschiedene Wärmepumpentypen anhand einer quadratischen Regression auf Grundlage von Herstellerangaben in 2019 nach [228].

Für die Leistungszahl einer WP ist die Wärmequellentemperatur aber auch die Vorlauftemperatur im Heizsystem von entscheidender Bedeutung. Gerade durch Reduktion der Vorlauftemperatur kann die Leistungszahl deutlich erhöht werden. Die Vorlauftemperatur hängt allerdings wesentlich von dem vorgesehenen Heizungskonzept ab, also welche Art von Heizkörper (ca. 55°C Vorlauftemperatur bei saniertem Altbau mit Radiatoren [229]) oder ob Fußbodenheizung (ca. 35°C Vorlauftemperatur) eingesetzt wird. Die Vorlauftemperatur zum Einsatz von Niedertemperatur-WPs sollte maximal 55°C betragen, ansonsten sind Hochtemperatur-WPs oder hybride Lösungen einzusetzen [225; 230]. Das Trinkwarmwasser muss dagegen zur Vermeidung von Legionellenbildung periodisch auf über 60°C erwärmt werden, was sowohl im Speicher als auch in den Verbindungsleitungen zu den Verbrauchern gilt [227]. Fußbodenheizungen sind in Verbindung mit WPs besonders attraktiv, da diese nur Vorlauftemperaturen von ca. 35°C benötigen und damit die Leistungszahl der WP deutlich steigern [231]. Für die Umrüstung einer Heizungsanlage in einem Bestandsgebäude hin zu einer WP wird in jeden Fall eine Dämmung empfohlen [231]. Sowohl GWP, als auch WWP und LWP kommen dazu in Frage, wobei letztere am flexibelsten und einfachsten einzubauen ist [231].

Während die Temperatur bei Luft als Wärmequelle im Tages- und Jahresverlauf erheblich schwankt, sind die Temperaturen im Erdreich oder Grundwasser als Wärmequelle erheblich konstanter [227]. Oberflächennahes Grundwasser zur Nutzung in WWP hat eine mittlere Jahrestemperatur von ca. 9–11°C [227]. Die Temperatur schwankt damit nur geringfügig und liegt über der Jahresmitteltemperatur der Außenluft für Deutschland [227]. Die Temperatur bei Nutzung des Erdreiches als Wärmequelle liegt ab ca. 10 m Tiefe das ganze Jahr über annähernd konstant und steigt um ca. 3°C pro 100 m [227]. Bei einer GWP zirkuliert im Rohrsystem eine Sole aus frostsicherer Flüssigkeit, weswegen diese Art der WP als Sole/Wasser-WP geläufig ist [232].

Die WP sollte im Falle eines monovalenten Betriebs, also in dem Fall, dass sie vollständig alleine die Heizleistung zur Verfügung stellt, auf den maximale Wärmeleistungsbedarf des Gebäudes und die maximal notwendige Vorlauftemperatur ausgelegt werden [227]. Bei einem

zusätzlichen Wärmeerzeuger wie bspw. einen Heizstab muss der sogenannte Bivalenzpunkt eingestellt werden, also der Punkt, ab dem der zusätzliche Wärmeerzeuger in Betrieb genommen wird. Zur Lebensdauererlängerung der WP sollte eine genügende thermische Speichermasse vorgesehen sein, um einem möglichst langen Dauerbetrieb zu gewährleisten [227]. Als Mindestlaufzeit pro Start des Verdichters werden rund 20–30 Minuten angegeben [227]. Diesen Zeitraum sollte die WP mindestens in Betrieb sein, da die Lebensdauer ansonsten darunter leidet.

Wärmetauscher (WT) werden eingesetzt, um die Abwärme von FC und ELY im Wärmesystem nutzbar zu machen. Diese gibt es in verschiedenen Ausführungen. Üblich sind hier entweder Gleichstrom- oder Gegenstrom-WTs, wobei die Leistung bei identischer Austauschfläche im Gegenstrom-WT größer ist [233]. Daher wird hier der Fokus in dieser Arbeit auf den Gegenstrom-WT gelegt. Die Wärmeabgabe wird dabei anhand der logarithmischen Temperaturdifferenz $\Delta t_{m,\log}$ berechnet [233]:

$$\Delta t_{m,\log} = \frac{\Delta t_{\max} - \Delta t_{\min}}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\max}}{\Delta t_{\min}}\right)} \quad (30)$$

Die Größen Δt_{\max} und Δt_{\min} stellen die maximale und minimale Temperaturspreizung im Gegenstrom-WT dar und ergeben sich nach *Bild 3.24a*. Der von dem einem Medium auf das andere Medium übertragbare Wärmestrom \dot{Q} ist dabei von dem Wärmedurchgangskoeffizienten k_{WT} , der Austauschfläche A_{WT} und $\Delta t_{m,\log}$ abhängig [233]:

$$\dot{Q} = k_{WT} \cdot A_{WT} \cdot \Delta t_{m,\log} \quad (31)$$

Der Wärmestrom \dot{Q}_w , der dagegen auf der warmen Kreislaufseite abzuführen ist, berechnet sich dabei wie folgt [233]:

$$\dot{Q}_w = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta t_w = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{E,WT} - T_{A,WT}) \quad (32)$$

mit \dot{m} in kg für den Massenstrom, c_p in J/(kg·K) für die spezifische Wärmekapazität und $T_{E,WT}$ und $T_{A,WT}$ für die Eingangs- und Ausgangstemperatur am Wärmetauscher.

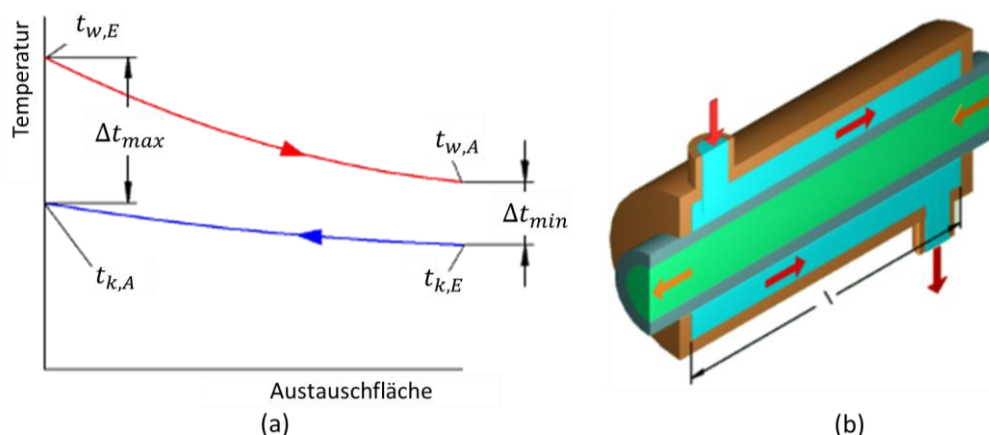


Bild 3.24: (a) Temperaturverlauf vom Eingang (E) zum Ausgang (A) eines Gegenstrom-Wärmetauschers im kälteren (blau (k)) und wärmeren Kreislauf (rot (w)) nach [233]. (b) Skizze eines Gegenstrom-Wärmetauschers [233].

3.4 Lebensdauerprognose

Das Wissen um die realitätsnahe **Lebenserwartung** einer Konstruktion bzw. ihrer Komponenten sowohl für die Durchführung von Lebenszyklusanalysen als auch zur Planung von Instandsetzungsstrategien erlangt in zunehmendem Maße an Bedeutung [234]. Die Lebensdauer lässt sich in zwei Typen unterscheiden: die wirtschaftliche und die technische Lebensdauer [234]:

- Unter der **wirtschaftlichen Lebensdauer** wird der Zeitraum verstanden, in dem es unter den gegebenen Umständen ökonomisch sinnvoll und rentabel ist, ein Bauteil zu nutzen oder zu betreiben. Legislative, wirtschaftliche und gesellschaftliche Einflüsse liegen ihr dabei zugrunde. Des Weiteren ist sie unabhängig von der technischen Lebensdauer, die sie allerdings nicht überschreiten kann.
- Die **technische Lebensdauer** beschreibt den Zeitraum, in dem ein Bauteil oder Material unter Einbeziehung der notwendigen und üblichen Instandhaltungsmaßnahmen und unter Berücksichtigung der Abnutzung seinen Funktionen und seinem bestimmungsgemäßen Gebrauch voll genügen kann.

Im Bereich der Energiespeicher wird unter Lebensdauer die Zeit verstanden, in der die Hauptkomponenten des Speichersystems ohne Versagen genutzt werden können [235]. Die Lebensdauer wird typischerweise in Jahren oder in Betriebsstunden angegeben. Bei Batteriespeichern wird häufig auch die Anzahl möglicher Vollzyklen als Referenz genommen.

Das **Lebensdauerende** (EOL) kann durch die Unwirksamkeit des Produkts bestimmt werden, welche durch Alterung, häufige Ausfälle und erhöhte Reparaturkosten entsteht [236]. Die **Lebensdaueranalyse** wird im Wesentlichen anhand von Untersuchungen realer Bauelemente oder Produkte vorgenommen. Im Rahmen einer Lebensdaueranalyse werden Erfahrungswerte über die Lebensdauer sowie deren Einflussgrößen identifiziert und quantifiziert [234]. Ziel einer Lebensdaueranalyse ist die Identifikation von Indikatoren für Umweltauswirkungen von Produkten, um dadurch den Ressourcenverbrauch zu verringern [237]. Die **Lebensdauerprognose** findet dagegen häufig im Zusammenhang mit einer theoretischen Untersuchung oder Simulation statt [237]. Die Lebensdauerprognose beruht dabei üblicherweise auf Daten, die im Rahmen von Lebensdaueranalysen ermittelt wurden.

Im Zusammenhang mit der Lebensdauer taucht oftmals der Begriff der **Degradation** auf. Aufgrund der Tatsache, dass es in der Realität oftmals schwierig ist, Rückschlüsse auf das EOL bzw. das Versagen eines Objektes selbst unter beschleunigten Bedingungen zu ziehen, da es dem zeitlich vertretbaren Untersuchungszeitrahmen nicht angemessen wäre, wurde der Begriff Degradation eingeführt [238]. Die Degradation beschreibt das Alterungsverhalten bestimmter Materialien, Partialkomponenten oder ähnliches [238]. Anhand dieses Degradationsverhaltens können Rückschlüsse auf das EOL des Produktes gezogen werden. Dazu wurden bei vielen Produkttypen einheitliche Referenzen festgelegt. Ein Ansatz zur Ermittlung der Degradation ist ein gut geplantes Experiment, im Rahmen dessen eine Beobachtung und Berechnung erfolgt, wie sehr sich die Untersuchungsgegenstände über einem festgelegten Zeitraum verschlechtern

haben [238]. Hierbei werden Messungen an einem oder mehreren prägnanten Merkmalen vorgenommen und Verschlechterungen in der Funktion oder in den Eigenschaften verzeichnet [238].

Alterungsmodelle berufen sich auf das per Definition festzulegende EOL. Das EOL wird dabei je nach Modellkategorie entweder anhand messbarer, eine Degradation bewirkender Größen oder aber anhand einer nicht mehr gegebenen Funktionalität des Objektes definiert [73; 236]. Herb [73] nimmt folgende Kategorisierung vor:

- Physikalisch-chemische fundamentale Alterungsmodelle
- Ereignisbasierte Alterungsmodelle
- Gewichtetes Energiedurchsatz- und Zeitalterungsmodell
- Stressfaktor-Alterungsmodelle

Bei **physikalisch-chemischen fundamentalen Alterungsmodellen** liegt der Fokus auf orts aufgelöste Ströme, Temperaturen und Potentialverläufen. Hierbei werden physikalisch-chemische Zusammenhänge präzise beschreiben, wodurch sie eine hohe Genauigkeit erreichen. Allerdings sind sie nicht unbedingt reproduzierbar auf andere Systemmodelle übertragbar. [73]

Ereignisbasierte Alterungsmodelle basieren auf Vorkommnissen (bspw. im Betrieb oder während der Nutzung), die einen festgelegten Einfluss auf die Alterung ausüben und damit ab einer bestimmten Häufung ein EOL bedeuten. Ab einer bestimmten Anzahl an Ereignissen kann die Funktion oder der Einsatzzweck nicht mehr hinreichend erfüllt werden. Die Grenze ist allerdings zunächst per Definition individuell für jedes System bzw. jeden Anwendungsfall festzulegen, wodurch die Übertragbarkeit erschwert wird. Im realen Betrieb ist das Zählen der Ereignisse laut Herb schwierig und führt zu ungenauen Ergebnissen in der Modellierung. [73]

Ein **gewichtetes Energiedurchsatz- und Zeitalterungsmodell** ist dadurch gekennzeichnet, dass die Alterung anhand des Energiedurchsatzes oder rein anhand der Zeit bemessen wird. Entsprechend des jeweiligen Alterungseffektes unterliegt ein unterschiedlicher Gewichtungsfaktor der Alterung in Abhängigkeit zum Energiedurchsatz oder zur Betriebsdauer [73]. Ein Beispiel hierfür ist die bei einem ELY oder einer FC übliche Verwendung der Spannungsdegradation in $\mu\text{V}/\text{h}$ zur Bestimmung der Alterung. Hierzu werden in Abhängigkeit des zugrunde liegenden Anwendungsfalls Grenzen in der maximalen Zellspannung (beim ELY) bzw. minimalen Zellspannung (bei der FC) definiert, bei dessen Überschreitung von einem EOL ausgegangen wird.

Bei **Stressfaktor-Alterungsmodellen** wird nach einer mathematischen Beschreibung gesucht, bei der die zu erfüllenden Kundenwünsche mit der Zeit oder dem Energiedurchsatz und den Alterungsstressfaktoren verknüpft werden. Hierbei handelt es sich um einen einfachen Ansatz, der auf andere Systeme übertragbar ist. Im Vergleich zu allen anderen Ansätzen soll hierbei von Vorteil sein, dass dieser Ansatz nicht nur von der Zeit, sondern auch von den Stressfaktoren abhängt. Durch diesen Ansatz soll laut Herb die Genauigkeit der beiden Ansätze, ereignisbasiertes Alterungsmodell und gewichtetes Energiedurchsatz- und Zeitalterungsmodell, verbessert werden können. [73]

In der *Tabelle 3.9* werden die verschiedenen **Alterungsmodelle** anhand von vier Kriterien einander gegenübergestellt und bewertet. Demzufolge eignen sich Stressfaktor-Alterungsmodelle am besten, wenn es um Übertragbarkeit der Auswertungsergebnisse auf andere Modelle geht. Die Genauigkeit ist davon ebenfalls hoch. [73]

Tabelle 3.9: Bewertung verschiedener Alterungsmodell-Typen anhand von vier Kriterien [73].

Alterungsmodelle	Einfach	Erstellung	Übertragbarkeit	Genauigkeit
Phys.-chemisch, fundamental	--	--	--	++
Ereignisbasiert	+	+	-	-
Gewichteter Energiedurchsatz	++	+	+	--
Stressfaktor	+	+	++	+

3.4.1 Lebensdauer eines Elektrolyseurs

Die Forschung zur Lebensdauer von PEM-ELYs steht noch am Anfang [81]. Erste Forschergruppen widmen sich diesem Thema. Die Forschung dazu ist allerdings sehr kostspielig und zeitaufwendig [205]. Gerade zur Auswirkung volatiler Belastung auf die Degradation von ELYs wurde bisher wenig geforscht [205]. Kostspielig ist sie in dem Sinne, dass die aktuelle Forschung dazu zumeist experimentell stattfindet und der ELY im Rahmen des Experiments meist absichtlich stark beansprucht. Auch die Anzahl der maximal möglichen Start/Stopp-Zyklen und deren Einfluss auf die Degradation steht noch am Anfang der Forschung [205]. Viele Arbeiten, die die Lebensdauer eines ELYs nur als Kennzahl nutzen, geben diese in Form der maximal möglichen Betriebsstunden an. Allerdings ist diese Form der Lebensdauerangabe sehr ungenau, da die Lebensdauer erheblich von der Betriebsweise, der Auslastung und der Nutzungsfrequenz/-häufigkeit abhängt.

Dennoch wurden bereits einige relevante Forschungsarbeiten veröffentlicht, die sich mit dem Degradationsverhalten beschäftigen. Eine einstimmige Erkenntnis ist, dass die Effizienz des ELY mit fortschreitender Degradation abnimmt [239]. Die Degradation des ELY-Stacks führt dabei zu einer irreversiblen Zellspannungs-Erhöhung [81; 205]. Entsprechend steigt mit steigender Degradation die erforderliche Leistung des ELY, um eine gleichbleibende H₂-Erzeugungsrates zu gewährleisten. Eine Zellspannungserhöhung von 10–20 %, die mit einem Effizienzverlust einhergeht, soll dabei dem EOL des ELY-Stacks gleichkommen [81; 239].

Papakonstantinou et al. [240] berichten, dass die Angaben zur **Degradation** in der Literatur sehr stark divergieren und zumeist zwischen 0–200 $\mu\text{V}/\text{h}$ liegen (siehe *Tabelle 3.10*). Die angegebene Degradation hängt dabei vor allem vom Katalysatortyp, der Beladung und den Betriebsbedingungen ab [240]. Edelmetallbeschichtungen sollen die resistive Degradation stark verringern [241]. Nach Papakonstantinou et al. [240] deutet ein Großteil der durch Degradation verursachten Leistungsverluste auf die Zunahme des Kontaktwiderstands der Ti-basierten Komponenten im Laufe der Zeit hin. Die Zellspannung soll logarithmisch im Laufe der Zeit ansteigen, was auf eine stetige Verlangsamung der Abbaugeschwindigkeit schließen lässt [240].

Die Degradation im Betrieb hängt nach wissenschaftlich weitestgehend einheitlicher Auffassung hauptsächlich von der **Stromdichte** ab [242; 243]. Die Degradation steigt nach wissenschaftlichen Erkenntnissen mit steigender Stromdichte an. Die experimentellen Studien werden dabei zumeist über einen Zeitraum von mehreren hundert Stunden (ca. 300–1.000 h) unter konstanten Betriebsbedingungen und konstanter Stromdichte durchgeführt. Die Degradation wird dabei als Zellspannungsanstieg mit der Einheit $\mu\text{V}/\text{h}$ bemessen. In *Tabelle 3.10* sind die Degradationsangaben aus einigen der wichtigsten Arbeiten zu diesem Thema zusammengetragen.

Nach Rakousky et al. [242] und Suermann et al. [243] soll auch die Zelltemperatur Einfluss auf die Degradation haben. Da die Effizienz des ELY-Stacks von der Temperatur abhängt und mit höherer Temperatur steigt [244], sollte die Temperatur zugunsten geringerer Degradation aber auf Kosten der Wirtschaftlichkeit nicht beliebig reduziert werden. Hier gilt es, ein geeignetes Mittelmaß zu finden. Ein PEM-ELY wird in aller Regel meist bei einer Temperatur von ca. 60–80°C betrieben [245].

Tabelle 3.10: Stützstellen zur Zelldegradation unter bestimmten Stromdichten bei einem PEM-ELY.

Stromdichte in A/cm^2	Zelldegradation in $\mu\text{V}/\text{h}$	Quelle
0,1	9,7	[246]
1	15	[247]
1	16,95	[243]
1,2	15,2	[246]
2	22,1	[246]
2	12,4	[248]
2	30	[249]
3	23	[247]
4	14,8	[248]
4	275,7	[243]

Kurz nach erster Inbetriebnahme eines ELYs werden bei Experimenten häufig höhere Degradationsraten beobachtet, die einmalig auftreten. Nach erster stärkerer Degradation in den ersten wenigen Stunden sinkt die Degradation im weiteren Verlauf deutlich und bleibt danach auf relativ konstantem niedrigem Niveau. Dies wurde beispielsweise in Degradationsstudien von Bahr et al. [246] und festgestellt (siehe *Bild 3.25*).

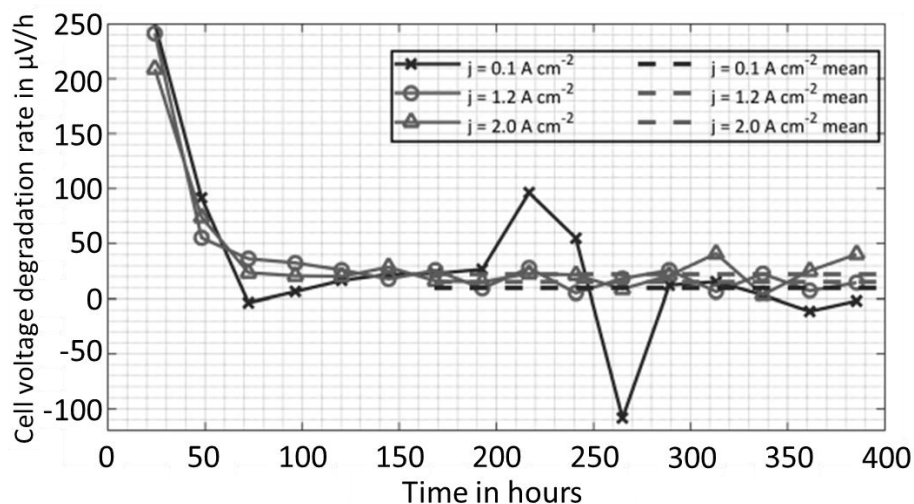


Bild 3.25: (a) Gemessene (durchgezogene Linie) und durchschnittliche (gestrichelte Linie) Degradationsrate eines PEM-ELY unter verschiedenen Stromdichten bei 60°C Zelltemperatur nach [246].

Nach Fateev [250] haben **Ein- und Ausschaltzyklen** bei PEM-ELYs ebenfalls Einfluss auf die Degradation von ELYs. Speziell nach dem Ausschalten wird Wasserstoffperoxid an der Kathode gebildet, was zu einer Membran- und Kohlenstoffträgeroxidation führt [250]. Babic et al. [249] führten eine Versuchsreihe durch, in der eine ELY-Zelle über 300 h bei einer Stromstärke von 2 A/cm² und einer Betriebstemperatur von 60°C in einem Zyklus von 60 s ständig ein- und wieder ausgeschaltet wurde. Der Verlauf der Zellspannung bei ständig an- und abgeschalteter ELY-Zelle (Cell 2) und der Referenzzelle (Cell 1) ist für die Versuchsdauer von 300 h in *Bild 3.26* dargestellt. Hierbei zeigte sich eine deutlich höhere Degradation von 2.900 µV/h in den ersten 40 Betriebsstunden, während sie in Folge bei 100 und 300 Betriebsstunden auf 100 µV/h sank. Die Referenzzelle unter konstantem Betrieb bei gleicher Stromstärke und Betriebstemperatur zeigte dagegen eine Degradation von 30 µV/h. Ausgehend von diesem Experiment ergibt sich eine Degradation von 2,33 µV pro Start/Stop-Zyklus, wenn nur der Betriebszeitraum von 100–300 h angesetzt wird. Die starke Degradation während der ersten 100 h ist nicht explizit den häufigen Ein- und Ausschaltvorgängen zuzuordnen, sondern zeigt sich häufig bei erster Inbetriebnahme (siehe *Bild 3.25*).

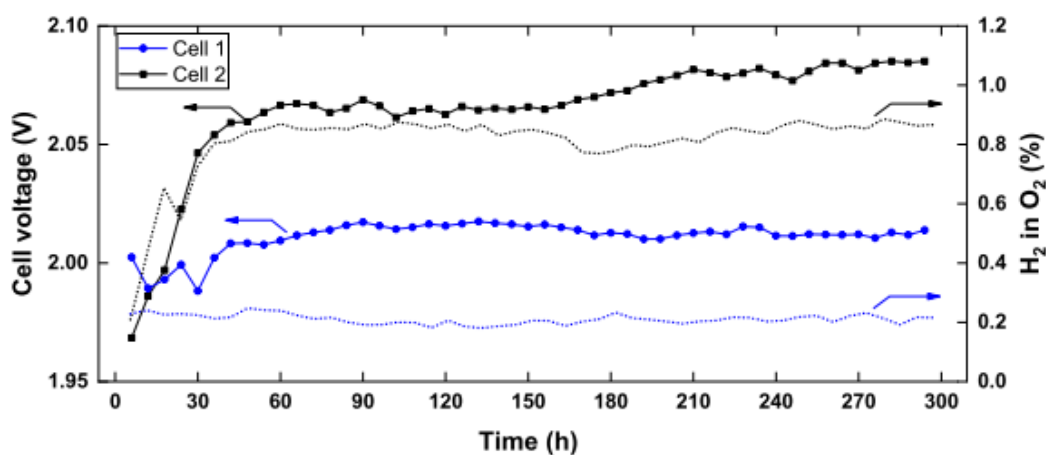


Bild 3.26: Entwicklung der Zellspannung einer PEM-ELY Zelle bei ständigem ein- und wieder ausschalten (Cell 2) und einer konstant betriebenen Zelle (Cell 1) [251].

Nach Noack et al. [159] sollen PEM-ELYs im Vergleich zu AEL-ELYs hinsichtlich der Degradation noch deutlich schlechter abschneiden. Die Degradation bei PEM-ELYs wird häufig mit Werten von 14 $\mu\text{V/h}$ [205] bzw. 15 $\mu\text{V/h}$ [159] angegeben, während die Degradationsrate von AEL-ELYs im Bereich von unter 3 $\mu\text{V/h}$ [205] liegen soll. Kreidelmeyer et al. [252] nennen bei AEL-ELYs eine Degradation von 0,25–1,5 % pro Jahr und bei PEM-ELYs eine Degradation zwischen 0,5 und 2,5 % pro Jahr, während sie bei Hochtemperatur-ELYs bei 0,4–6 % pro 1.000 Betriebsstunden liegen soll.

Laut Pu et al. [81] soll das EOL von PEM-ELYs bei einer Spannungsdegradation von 20 % eintreten. Der Hersteller H-Tec Systems [253] gibt für ihre S30-x Reihe eine maximale Betriebsstundenzahl von 35.000 h an [254]. Schmidt et al. [255] erwarten ausgehend von einer Expertenbefragung eine Lebensdauer von 41.000–60.000 Betriebsstunden für 2020 und für 2030 eine Lebensdauer von 66.000–85.000 Betriebsstunden. VoltaChem [256] gibt eine Lebensdauer aktueller ELYs von über 40.000 h an. Während die Lebensdauer von AEL-ELYs noch höher als die von PEM-ELYs sein soll, soll sich dies spätestens bis 2050 umgekehrt haben [257]. Die Lebensdauer von AEL-ELYs soll sich bis 2050 nur geringfügig erhöhen, während sich die Lebensdauer von PEM-ELYs noch etwa verdoppeln soll [257].

Die Spannungserhöhung durch Degradation im Laufe der Gesamtlebensdauer findet sich auch in Datenblättern von marktreifen Produkten wieder. Laut dem Datenblatt des Herstellers H-Tec Systems zum ELY S30/50 [254] hat der ELY zu Beginn der Nutzung BOL (engl. Beginn of Life) eine Gleichspannung von $U_{\min} = 82,5 \text{ V}$ und bei EOL eine Spannung von $U_{\max} = 125 \text{ V}$. Die Spannung variiert dabei auch geringfügig in Abhängigkeit von der Stromstärke. Laut Datenblatt liegt die Stromstärke bei minimaler Leistung (1,28 kW) bei 15 A, bei Nennleistung (5 kW) bei 52,5 A und bei maximaler Leistung (9,38 kW) bei 75 A. Bei Nennleistung liegt die Stackspannung folglich bei 95,24 V. Unter Verwendung von ELY-Simulationsmodellen (z.B. [71; 76; 164; 258]) würde sich bei eingestelltem maximalem Strom von 75 A eine Spannung von 104 V einstellen. Daraus ergibt sich eine maximale Leistung von 7,8 kW, die zu BOL ohne jegliche Degradation eintreten würde. Die im Datenblatt angegebene Maximalleistung von 9,38 kW tritt folglich nur bei fortgeschrittener Degradation zum EOL auf. Die Differenz zwischen der Spannung von 104 V unter Maximalleistung ohne Degradation bei BOL und der im Datenblatt angegebenen Spannung von 125 V bei EOL stellt damit die Spannungserhöhung durch Degradation im gesamten Nutzungszeitraum dar. Die Spannungserhöhung beträgt damit etwa 20 % bis EOL. Diese 20 % liegen genau am oberen Ende der in der Wissenschaft weitläufigen Definition zur maximalen Degradation bis EOL.

Neben betriebsbedingten Degradationen können auch herstellungsbedingte oder Systemdesign betreffende Mängel zu einer schnelleren Degradation führen. Ein wichtiges Kriterium ist dabei eine geeignete Materialauswahl, da diese einen großen Einfluss auf die Degradation nimmt [259]. Die Membran soll hinsichtlich der Lebensdauer die kritischste Komponente darstellen [161]. Wichtig ist zudem eine Vermeidung lokaler Überhitzung durch ungleichmäßige Verteilung des Stroms über die Elektroden, was aber mittlerweile durch die thermische Betriebsführung gut kontrollierbar ist [161]. Das zugeführte Wasser sollte ebenfalls möglichst rein sein, um eine erhöhte Degradation zu verhindern [260]. Eine Überlastung des ELY sollte durch eine geeignetes EMS vermieden werden [110], PEM-ELYs tolerieren aber kurzzeitige Überlasten

[161]. Daher sollte bei der ELY-Wahl Wert auf einen Hersteller mit langjähriger Expertise, hohen Standards und hoher Produktzuverlässigkeit gelegt werden.

In der Literatur wird sich auch mit Prognosen zur zukünftigen Lebensdauerentwicklung befasst. Hierbei wird vom konkreten Degradationsverhalten abgekehrt hin zu den zu erwartenden maximalen Betriebsstunden bis EOL. Hierbei wird von einer stetigen Verbesserung der Herstellungsprozesse, der Materialeigenschaften und der Allgemeinperformance ausgegangen. Ab 2020 herum wurde großes Augenmerk auf diese Thematik gelegt, was einige Arbeiten zu diesem Thema hervorbrachte. Laut Gerloff [261] lag die Lebensdauer eines PEM-ELYs im Jahr 2021 bei ca. 50.000 h, laut Christensen [262] lag sie 2020 schon bei 60.000 h, was sich mit den Angaben von Bristowe und Smallbone [263] deckt. Laut IRENA [264] lag sie 2020 bei 50.000–80.000 h und laut IEA [46] lag sie 2019 bei 30.000–90.000 h. Die unterschiedlichen Angaben liegen wahrscheinlich in dem verschiedenen Nutzungsverhalten begründet. Laut IEA [46] soll die Lebensdauer im Jahr 2030 bei 60.000–90.000 h liegen und langfristig bei 100.000 bis 150.000 h. Die meisten Arbeiten geben auch eine Prognose für 2050 ab. Viele sprechen hier von einer erwarteten Lebensdauer in 2050 von im Mittel ca. 125.000 h [46; 257; 263]. Laut IRENA [264] ist für 2050 eine Lebensdauer von 100.000–120.000 h zu erwarten.

3.4.2 Lebensdauer einer Brennstoffzelle

Das Degradationsverhalten von FCs wurde im Vergleich zu dem von ELYs schon um einiges tiefergehend erforscht, da FCs schon um einiges länger in größerem Umfang eingesetzt werden und schon einige Jahre zuvor Marktreife erlangt haben. Während bei einem ELY mit fortwährender Degradation eine Zellspannungserhöhung eintritt, führt die Degradation bei einer FC zu einem ständigen Zellspannungsabfall [74]. Das EOL einer FC soll ab einem Spannungsabfall von 10–20 % erreicht sein [74]. Laut Pei et al. [265] ist das EOL auf einem Spannungsabfall von 10 % erreicht. Auch nach Definition des US-Energieministeriums [266] ist das EOL bei einem Spannungsabfall von 10 % anzusetzen. Diese Grenze hängt von den Anforderungen des jeweiligen Anwendungsfalls ab und von der tolerierbaren FC-Effizienz (steigender H₂-Bedarf bei gleichbleibender Stromerzeugung) [74; 266]. Durch die Degradation kommt es zu einer Verschiebung der Polarisationskurve, wie in *Bild 3.27* zusammen mit den relevantesten Ursachen zu sehen ist.

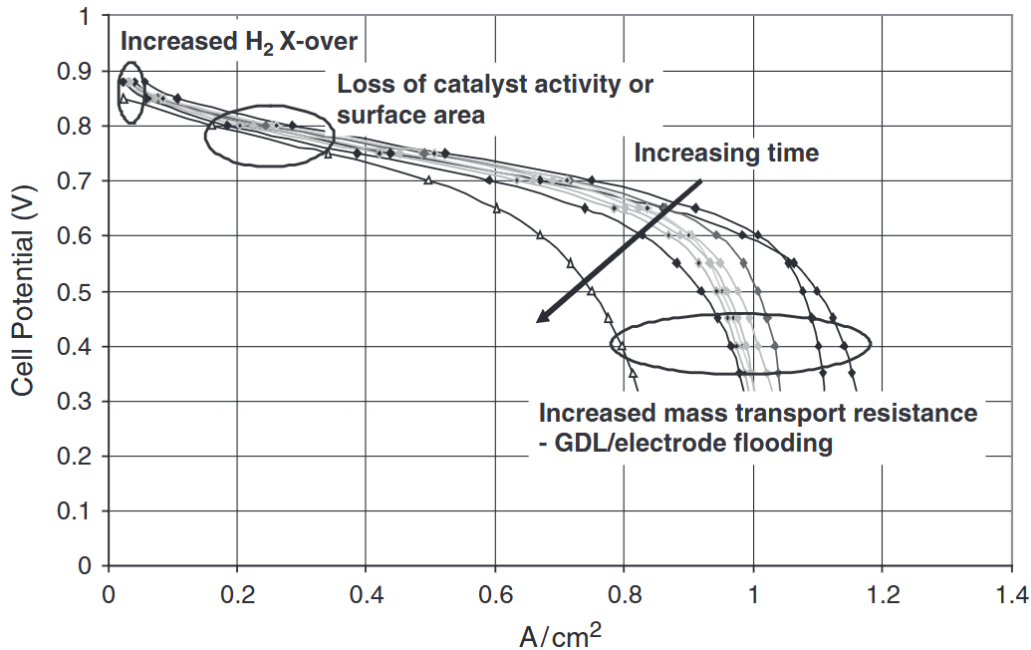


Bild 3.27: Während der Betriebszeit auftretende Einbußen in der Performance der MEA einer PEMFC [267].

Bei einer FC tritt sowohl eine reversible als auch eine irreversible Alterung auf (siehe Bild 3.28) [74]. Die reversible Alterung kann dabei wieder rückgängig gemacht werden und hat nur einen vorübergehenden Einfluss auf die Zellspannung während des Betriebs. Bei Stillstand kann die Membran bspw. wieder rückbefeuchtet werden, wodurch die Spannung bei Inbetriebnahme im Vergleich zur vorangegangenen Betriebsphase wieder ansteigen kann [74]. Eine weitere reversible Degradation kann durch eine vorübergehende Luftunterversorgung vornehmlich an der Anodenseite hervorgerufen werden, wodurch die Spannung im schlimmsten Fall auf 0 V sinken kann [73]. Ist wie Luftversorgung wieder sichergestellt, läuft die FC wieder ordnungsgemäß [73].

Eine ausführliche Untersuchung der Degradation von FCs wurde in der Arbeit von Bonitz [74] vorgenommen. Sie zeigt dabei einen globalen Ansatz zur Degradationsbemessung von FCs auf, der universell auf PEMFCs anwendbar ist. Die Degradation von FCs wird nach Bonitz [74] von vier Hauptfaktoren beeinflusst:

- Degradation durch normalen Betrieb
- Degradation durch Starts und Stopps
- Degradation durch Leerlauf
- Degradation durch schnelle Stromänderungen

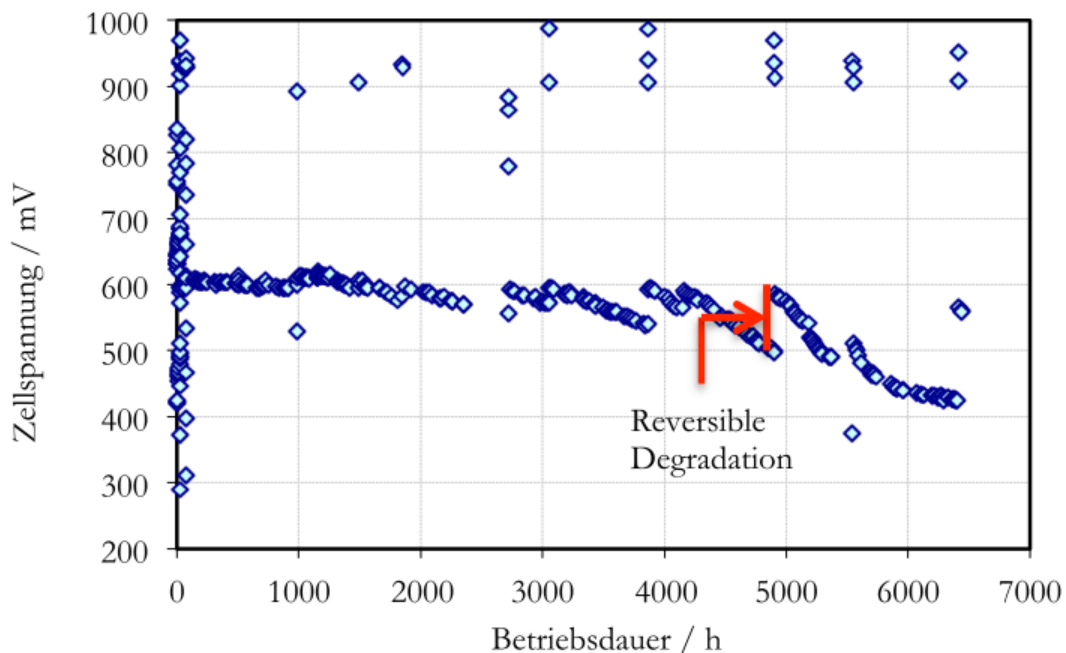


Bild 3.28: Reversible Degradation während des Betriebs einer PEMFC [74].

In Bild 3.29 ist eine prozentuale Verteilung aller von den normalen Betrieb abweichenden Degradationsfaktoren an der Gesamtdegradation nach Chandran et al. [268] abgebildet. Demzufolge dominiert die Degradation durch schnelle Lastwechsel mit 57 % deutlich vor den ebenfalls verstärkt auf die Degradation auswirkenden Start und Stopps mit 33 %.

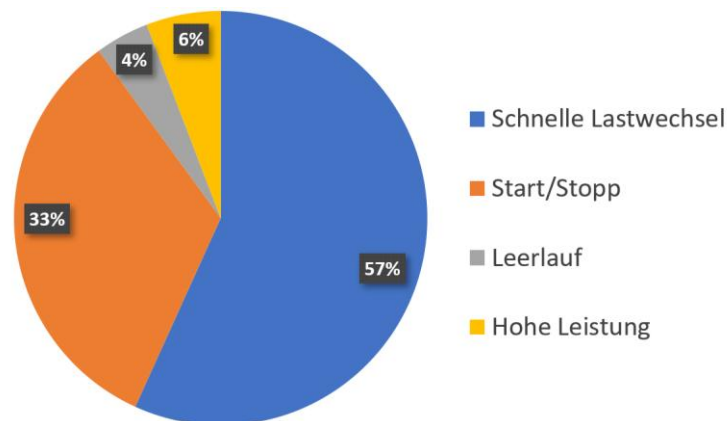


Bild 3.29: Prozentuale Anteile der Degradationsfaktoren auf die Gesamtdegradation unter verschiedenen Betriebsbedingungen einer PEMFC nach [268].

Die Gesamtdegradation der FC wird in der Arbeit von Bonitz [74] durch die Akkumulation aller Teilschädigungen ermittelt. Für die Degradation durch normalen Betrieb und Leerlauf wird dabei ein Momentanwertzählung vorgenommen. Dazu wird aus dem Einzelzellspannungs-Zeit-Verlauf eine Klassifizierung in Form einer Häufigkeitsverteilung vorgenommen und diese dann mit dem Degradationswert des jeweiligen Zustands multipliziert. Die Degradation durch Starts und Stopps und schnelle Stromänderungen wird dagegen durch Häufigkeitzählung ermittelt. [74]

Bonitz [74] legt für ihre Degradationsfunktion die in *Tabelle 3.11* aufgeführten Stützstellen zugrunde. Die meisten Werte entstammen dabei Expertenmeinungen, einige der Literatur. In der dritten Spalte „Degradationsrate Kurvenapproximation“ sind die bei den Stützstellen approximierten Degradationsraten der von Bonitz erstellten Degradationsfunktion aufgeführt. Aus der Tabelle geht hervor, dass die Degradation bei Betrieb in sehr geringen, aber auch sehr hohen Spannungsbereichen zu einer hohen Degradation führt.

Tabelle 3.11: Stützstellen zur Degradationsrate unter bestimmten Spannungsniveaus bei einer PEMFC und Referenzwert ausgehend von der Kurvenapproximation [74].

Spannung in V	Degradationsrate in $\mu\text{V/h}$	Degradationsrate Kurvenapproximation in $\mu\text{V/h}$
0,1	300 [74]	406,4
0,3	20 [74]	12,8
0,45	2 [74]	1,8
0,55	1 [269]	1,1
0,85	1 [269]	1,1
0,95	150 [74]	150

Aus den Stützstellen in *Tabelle 3.11* hat Bonitz [74] eine Degradationsfunktion entwickelt, die in *Bild 3.30* dargestellt ist. Die Funktion setzt sich dabei aus den folgenden drei Teilfunktionen zusammen [74]:

$$F(u(t)) = B \cdot e^{-C \cdot u(t)} + A + D \cdot e^{E \cdot u(t)} \quad (33)$$

Mit

$$F(u(t)) = 2374,4 \cdot e^{-17,677 \cdot u(t)} + 1 + 1,06639^{-28} \cdot e^{73,065 \cdot u(t)} \quad (34)$$

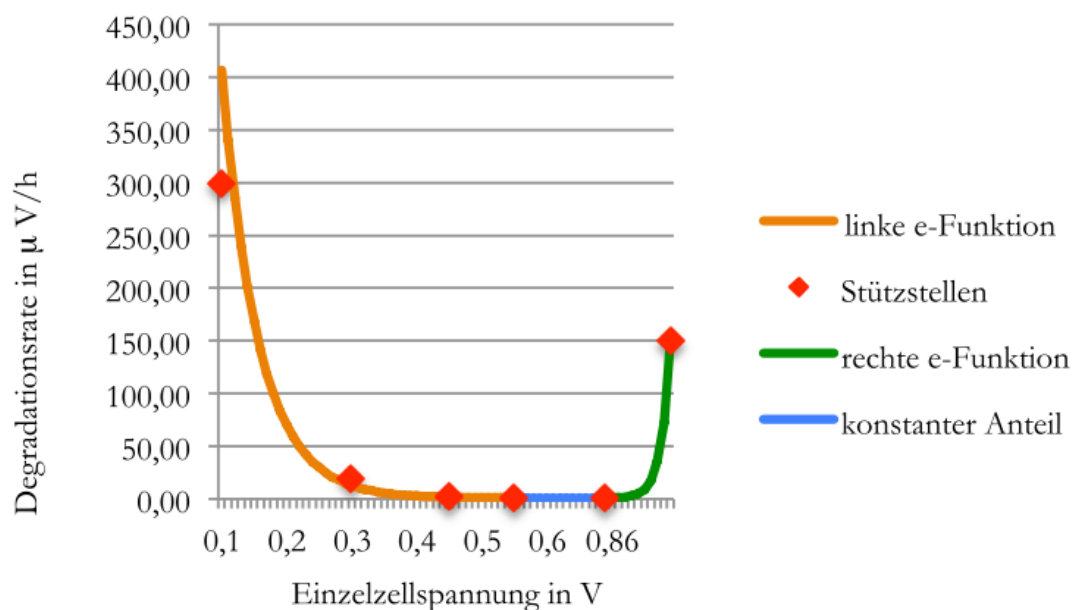


Bild 3.30: Degradationsfunktion einer PEMFC [74].

Nach Borup [269] soll die übliche Degradationsrate von FC zwischen 2 und 10 $\mu\text{V/h}$ liegen. Bei konstantem **Betrieb** kann die Degradation durchaus auch nur bei 1–2 $\mu\text{V/h}$ liegen [270]. Diese Werte decken sich in etwa mit den Angaben von Bonitz [74], sofern die FC in einem ordnungsgemäßen Betriebsbereich gehalten wird. Bei belastungsintensivem Betrieb durch ständige dynamische Lastwechsel und häufige An- und Ausschaltvorgänge sollen nach Pei und Chen [271] auch Degradationsraten von 100 $\mu\text{V/h}$ erreicht werden.

Nach Herb [73] führt der Betrieb einer FC unter sehr geringen Lasten nahe der Leerlaufspannung zu einer verstärkten Degradation und sollte daher möglichst vermieden werden. Hierbei treten maximale Spannungen auf, die zu einem Membranabbau durch Fluorfreisetzung und Katalysatorträgerauflösung führen können [272]. Die Degradation bei Leerlauf soll 11,4 $\mu\text{V/h}$ betragen [271].

Schnelle Stromänderungen haben in mehrfacher Hinsicht negative Auswirkungen auf die Degradation. Unter anderem kann es zu einem Katalysatorträgerabbau durch Wasserstoffunterversorgung kommen, wenn der Strom zu schnell ansteigt [74]. Eine zu schnelle Stromreduktion kann dagegen eine Druckdifferenz in der FC erzeugen, wodurch Löcher in der Membran entstehen können [273].

Ein Katalysatorträgerabbau kann ebenfalls erfolgen, wenn die FC nach längerer Standzeit wieder in Betrieb genommen wird [74]. Hierbei kann es zu einer Wasserstoff-/Luftfront durch die FC kommen [74]. Die Schädigung durch Wiederinbetriebnahme nach längerer Standzeit soll dabei einen linearen Zusammenhang zur Degradation haben [274]. Nach Pei und Chen [271] soll die dadurch verursachte Degradation bei 14 $\mu\text{V/h}$ pro **Start/Stop-Zyklus** liegen.

Auch eine Unterversorgung der FC mit dem Kraftstoff führt zu einer steigenden Degradation [275; 276]. Eine Erhöhung des unerwünschten Wasserstoffdurchtritts durch die Membran kann ebenfalls die Lebensdauer negativ beeinflussen [73]. Ein weiteres Problem kann die unter anderem durch Fertigungstoleranzen hervorgerufene Lochbildung bei der Membran und eine damit verbundene Ausdünnung während des Betriebs darstellen [74]. Auch Druckschwankungen und geringe Feuchte kann diese Lochbildung verstärken [277]. Verunreinigte Luft kann darüber hinaus zur Reduktion der Protonenleitfähigkeit der Membran führen [73]. Druck- und Temperaturschwankungen und Feuchtezyklen können zur Platindelaminierung führen und damit die Membranfunktion reduzieren [278]. Daher sollte wie schon beim ELY auch bei der FC Wert auf einen Hersteller mit langjähriger Expertise, hohen Standards und hoher Produktzuverlässigkeit gelegt werden.

Neben der Untersuchung des Degradationsverhaltens von FCs finden sich in der Literatur auch Abschätzungen zur erwartbaren zukünftigen Lebensdauer. Die Lebensdauer wird dabei üblicherweise in Form der zu erwartenden Betriebsstunden bis EOL angegeben. Die Lebensdauer hängt dabei maßgeblich von der Art der Anwendung ab. Bei stationärer Anwendung ist die Lebensdauer deutlich höher zu erwarten als beispielsweise in mobilen und dynamischen Anwendungen. In den letzten Jahren konnte die Lebensdauer bereits erheblich verbessert werden. In der Literatur werden teils sehr abweichende Lebensdauern zukünftiger, aber auch vergangener Jahre berichtet. Anghel [279] berichtet von einer Lebensdauer von ca. 10.000 h in 2012, laut dem von der EU geförderten Projekt KEEPEMALIVE [280] soll die Lebensdauer 2013 bei

17.000 h gelegen haben. Aktuellere Lebensdauerangaben liegen bei ca. 20.000 h in 2020 [281] bzw. 40.000 h in 2021 für stationäre Anwendungen [130]. Cigolotti und Genovese [130] sprechen von einer zu erwartenden Lebensdauer von ca. 80.000 h im Jahr 2030. Ammermann et al. [282] erwarten eine Lebensdauer von bis zu 80.000 h erst zum Jahr 2050, während Stropnik et al. [283] ein Lebensdauer-Ziel von 60.000–90.000 h für stationäre Anwendungen setzen. Wiederum andere rechnen 2050 sogar mit einer Lebensdauer von rund 100.000 h für stationäre Anwendungen [281].

3.4.3 Lebensdauer einer Lithium-Ionen-Batterie

Das Degradationsverhalten von LIBs ist ein viel erforschtes Thema. Alterungsmodelle sind hier ein fester Bestandteil und werden in vier Modellarten unterteilt [284]:

- Lineare Kostenmodelle
- Quadratische Kostenmodelle
- Zykluszahlungsmodelle
- Gewichtete Kostenmodelle

Unter Kosten werden in diesem Zusammenhang der Verlust oder die Degradation einer bestimmten Bezugsgröße wie bspw. die Kapazität oder anderer interner Größen wie der Innenwiderstand oder Bauteilverschleiß verstanden [284]. Das **lineare Kostenmodell** stellt die einfachste Modellart dar und setzt einen konstanten Kostenfaktor pro geladener kWh an. Hierin finden ebenfalls sowohl heuristische als auch meta-heuristische Modellansätze Anwendung [284]. Bei **quadratischen Modellen** wird ein quadratischer, nichtlinearer Zusammenhang zwischen den Kosten und einer oder mehrerer Bezugsgröße(n) angewendet. Lineare und Quadratische Kostenzusammenhänge werden dabei auch teilweise kombiniert. **Zykluszahlungsmodelle** stellen ereignisorientierte Alterungsmodelle dar. Hierbei werden lebensdauerverkürzende Ereignisse wie bspw. Lade-/Entladezyklen kategorisiert nach dem DOD gezählt, was als Hauptbelastungsfaktor von Batterien gilt [284]. **Gewichtete Kostenmodelle** berücksichtigen sowohl die zyklische wie auch die kalendarische Alterung [284]. Dabei werden beide Alterungsformen je nach Betriebsbedingungen gewichtet. Gerade die gleichzeitige Berücksichtigung beider Alterungsformen ist wichtig, weswegen sich gewichtete Kostenmodelle als sehr genau erwiesen haben [285].

Die Alterung einer LIB resultiert in fortwährender Reduktion der Kapazität und in der Erhöhung des Innenwiderstands [286]. Dabei treten externe und interne Alterungsmechanismen auf. Hierbei wird eine Unterteilung in kalendarische und zyklische Alterung vorgenommen. Mit der kalendarischen Lebensdauer wird eine Alterung ohne Belastung, sprich Nutzung der LIB, verbunden, die unter anderem von der Lagerdauer abhängt [286]. Die **kalendarische Alterung** ist Resultat komplexer Mechanismen wie bspw. die Zersetzung des Elektrolyten und das Wachstum der Passivierungsschicht an der Oberfläche der Elektroden mit der Zeit [287]. Die wichtigsten zwei Einflussfaktoren darauf sind der SOC und die Temperatur [284]. Sowohl ein hoher SOC als auch hohe Temperaturen reduzieren die Lebensdauer irreversibel [284]. Hier gilt die Faustformel, dass mit einer Erhöhung der Temperatur jeweils eine Verdoppelung der Alterungsgeschwindigkeit eintritt, was aus der Tafel-Gleichung hergeleitet werden kann [286; 288].

Sarasketa-Zabala et al. [289] formulierte ein mathematisches Modell zur Berechnung des Kapazitätsverlusts Q_1 durch kalendarische Alterung:

$$Q_1 = A \cdot e^{\alpha \cdot \text{SOC}_L} \cdot e^{-\frac{\beta}{T_L}} \cdot t^\gamma \quad (35)$$

Die Parameter wurden dazu auf $A = 165.400$, $\alpha = 1$, $\beta = 4.148 \text{ K}$ und $\gamma = 0,5$ gesetzt. SOC_L steht für den SOC bei Laderung und T_L für die Temperatur während der Lagerung. In *Tabelle 3.12* ist die Alterung im Zeitraum eines Jahres bei verschiedenen Temperaturen und SOC-Niveaus gegeben. Technologiefortschritte haben in den letzten Jahren dem gegenüber zu einer deutlichen Reduzierung der Degradation geführt.

Es gibt mittlerweile einige wissenschaftliche Publikationen zur kalendarischen Alterung von LIBs, die allerdings trotz gleicher Batterietechnologie teils zu anderen Ergebnissen kommen [284]. Dies verdeutlicht die Komplexität dieses Forschungsbereichs und zeigt auf, dass es nicht eine universelle, allgemeingültige Lösung geben kann. In der Wissenschaft herrscht aber weitgehende Einigkeit, dass eine steigende Temperatur einen exponentiellen Einfluss auf die Alterung hat [289–293].

In *Bild 3.31a* ist die durch ein von Xu et al. [294] entwickeltes Modell ermittelte kalendarische Alterung in Abhängigkeit der Temperatur dargestellt. Eine weitere Arbeit zum kalendarischen Alterungsverhalten stammt von Kairies [286]. Er untersuchte das Alterungsverhalten dazu experimentell. In *Bild 3.31c* ist die Kapazitätsänderung mit zunehmender Lagerzeit unter verschiedenen Temperaturniveaus jeweils unter konstantem SOC von 50 % nach Kairies und Sauer [286] abgebildet. *Bild 3.31b* zeigt sich das Alterungsverhalten durch verschiedene Temperaturniveaus nach Weitzel et al. [284]. Die Diagramme zum Einfluss der Temperatur und des SOC nach Keil [295] sind in *Bild 3.31d* dargestellt. Nach Xiong [296] führt eine Temperatur von 0°C, 25°C, 40°C bzw. 60°C und einer SOC von 40 % zu einer Kapazitätsreduktion auf 98 %, 96 %, 85 % bzw. 75 % der initialen Kapazität im Laufe eines Jahres. Bei einer SOC von 100 % führt eine Temperatur von 0°C, 25°C, 40°C bzw. 60°C zu einer Kapazitätsreduktion auf 94 %, 80 %, 65 % bzw. 60 % der initialen Kapazität im Laufe eines Jahres (ausgenommen 60°C, bei der die Kapazitätsreduktion auf 60 % bereits nach 3 Monaten erreicht wird) [296].

In *Bild 3.32* ist die Kapazitätsänderung mit zunehmender Lagerzeit unter verschiedenen SOCs dargestellt. Hierin ist ersichtlich, dass bei Lagerung gerade hohe SOCs zu einem höheren irreversiblen Kapazitätsverlusten führen. Eine vollgeladene LIB erfährt hier die mit Abstand höchsten Kapazitätsverluste und kann bereits ca. 14 % der Initialkapazität in nur 600 Tagen verlieren [286]. Schmalstieg et al. [297] beschäftigten sich ebenfalls mit der Alterung von LIBs und veröffentlichte die in *Bild 3.32a* dargestellten Untersuchungsergebnisse zum Einfluss des SOC auf die kalendarische Alterung. Schmalstieg et al. [297] zeigten ebenfalls, dass der Innenwiderstand mit zunehmender Alterung steigt. Nach Liu et al. [298] ist ein EOL durch Kapazitätsverlust von 20 % gleichbedeutend mit einem Anstieg des Innenwiderstands um 100 %.

Tabelle 3.12: Relativer Kapazitätsverlust in %/a durch kalendarische Alterung im Zeitraum von einem Jahr in Abhängigkeit der Temperatur und der SOC auf Basis der Formeln von Sarasketa-Zabala et al. [289].

Temperatur	SOC					
	0 %	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
0°C	0,80 %/a	0,98 %/a	1,20 %/a	1,46 %/a	1,79 %/a	2,18 %/a
10°C	1,37 %/a	1,68 %/a	2,05 %/a	2,50 %/a	3,05 %/a	3,73 %/a
20°C	2,26 %/a	2,76 %/a	3,37 %/a	4,12 %/a	5,03 %/a	6,15 %/a
30°C	3,61 %/a	4,41 %/a	5,38 %/a	6,57 %/a	8,03 %/a	9,81 %/a
40°C	5,58 %/a	6,82 %/a	8,33 %/a	10,18 %/a	12,43 %/a	15,18 %/a
50°C	8,41 %/a	10,28 %/a	12,55 %/a	15,33 %/a	18,73 %/a	22,87 %/a
60°C	12,37 %/a	15,11 %/a	18,45 %/a	22,54 %/a	27,53 %/a	33,62 %/a

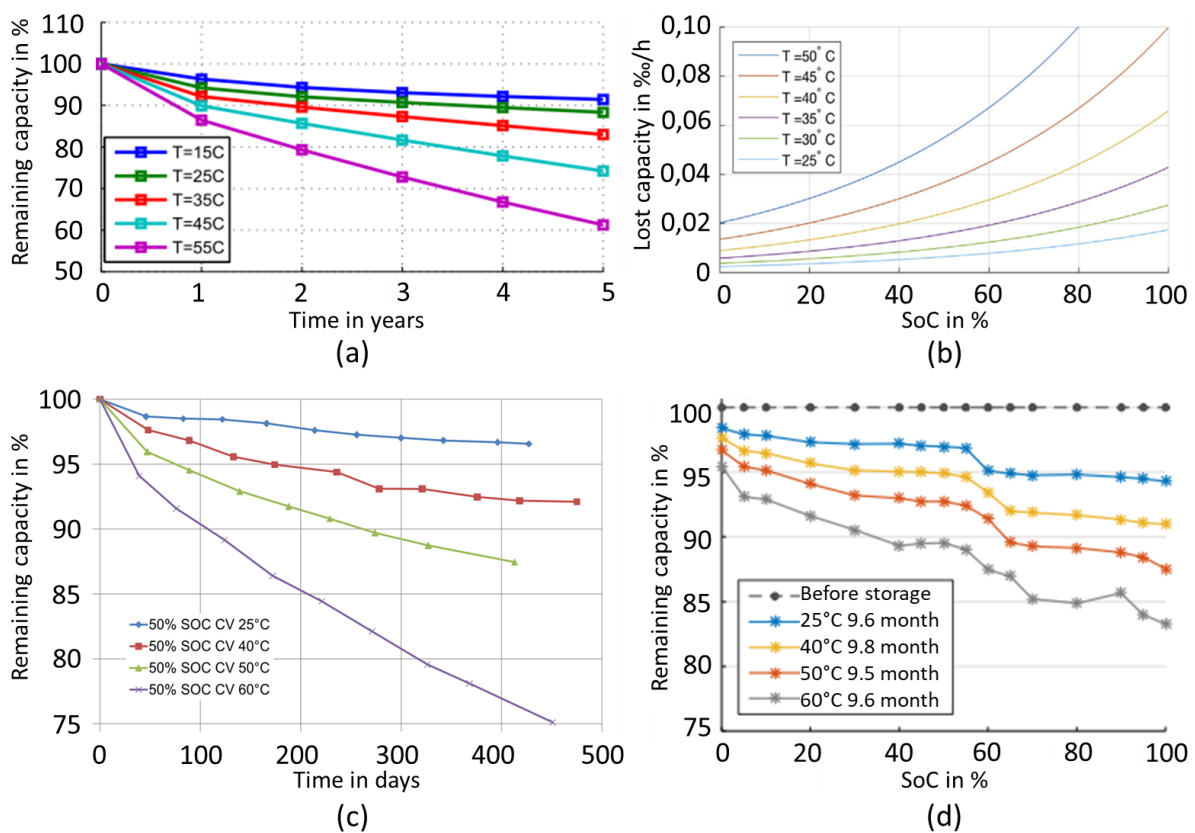


Bild 3.31: (a) Kalendarische Alterung in Abhängigkeit der Temperatur bei 50 % SOC nach [294]. (b) Alterungsverhalten einer LIB in Abhängigkeit verschiedener Temperaturniveaus [284]. (c) Kapazitätsänderung mit zunehmender Lagerzeit unter verschiedenen Temperaturniveaus [286]. (d) Einfluss der Temperatur bei fester Lagerungszeit von ca. 9,6 Monaten in Abhängigkeit des Ladezustandes auf die relative Kapazität des Batteriespeichers [295].

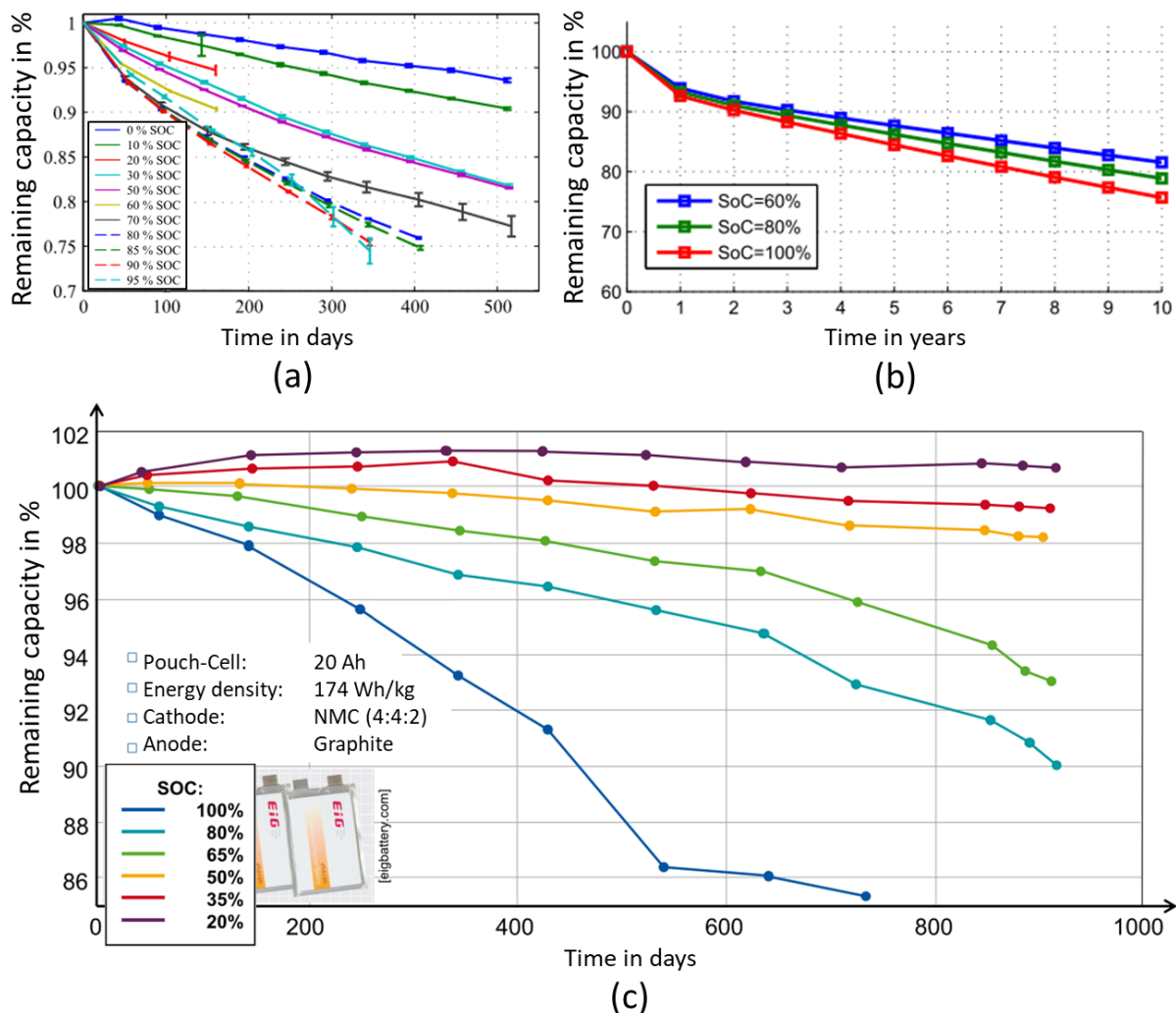


Bild 3.32: (a) Normalisierte Kapazität über die Zeit für Kalenderalterungstests bei 50°C unter Mittelung der Kapazitätsverluste drei parallel getesteter Zellen nach [297]. (b) Kalendarische Alterung in Abhängigkeit des SOC bei einer Temperatur von 25°C nach [294]. (c) Kapazitätsänderung der LIB mit zunehmender Lagerzeit unter verschiedenen SOC's bei einer Temperatur von 35°C nach [286].

Alle Arbeiten zum Einfluss der kalendarischen Alterung zeigen damit weitestgehend einheitliche Einflüsse der Temperatur und des SOC auf. Allgemein steigt die Alterung mit steigender Temperatur stark an. Wie hieran ersichtlich, zeigt der Großteil der auf realen Untersuchungen beruhenden Arbeiten einen exponentiellen Effekt der Temperatur auf die kalendarische Alterung auf. Auch die Ergebnisse zum Einfluss des SOC sind weitestgehend einheitlich. Hier gilt allgemein, dass eine Lagerung bei hohem SOC einen deutlich nachteiligen Einfluss auf die Alterung hat. LIBs sollten daher möglichst in der unteren SOC-Hälfte gelagert werden, sollten durch eine mögliche Selbstentladung aber gelegentlich geprüft und nachgeladen werden.

Je nach Gebrauchsmuster ist die andere Art der Alterung, die **zyklische Alterung**, noch gewichtiger. Wird die LIB häufig beansprucht und erfährt viele Zyklen, so ist die zyklische Alterung der stärker gewichtiger. Eine hohe Auslastung und damit eine hohe Zyklenzahl ist immer wirtschaftlicher als eine durch Materialalterung ohne Nutzung hervorgerufene Degradation [299]. Die zyklische Alterung erfolgt durch elektrische Nutzung der Batterie und

ist unter anderem abhängig vom Energiedurchsatz [286]. Handro [300] benennt chemische und mechanische Abnutzungseffekte wie bspw. thermische Ausdehnung und das Dendritenwachstum als Ursachen. Wesentliche Einflussfaktoren sind hier die **DOD** und die **C-Rate** [284; 286; 289]. Vor allem tiefe Entladungen führen zu einer stärkeren chemischen und mechanischen Beanspruchung des Materials und verkürzen die Maximalzyklen wesentlich [300]. Dieser Effekt ist zudem nichtlinear [300]. Hohe Ladeströme bzw. die C-Rate wirken sich ebenfalls negativ auf die Lebensdauer aus [300]. Hier sind im Besonderen Schnellladeverfahren, bei denen der Ladestrom über ein Vielfaches des im Datenblatt angegebenen Standardladestromes liegt, besonders kritisch [300].

Zum Verständnis über die zyklische Alterung ist zunächst der Begriff eines Zyklus zu klären. Nach Xiong [296] wird unter einem einzelnen Entlade-/Ladezyklus eine vollständige Entladung einer geladenen Batterie mit anschließender Wiederaufladung verstanden. Entsprechend ist hier eine Entladung von ursprünglich 100 % SOC auf 0 % SOC und darauffolgender Aufladung zurück auf 100 % für einen sogenannten Vollzyklus gemeint. Dies dient der besseren Vergleichbarkeit verschiedener Batterien mit unterschiedlichen Entladetiefen [295]. Im normalen Gebrauch können auch Teilzyklen auftreten, in denen die Batterie nicht vollständig entladen wird, oder auch nicht vollständig wieder aufgeladen wird [296]. Zur Berechnung solcher Partialzyklen wurden verschiedene Verfahren entwickelt. Hierzu wird der Begriff Vollzyklenäquivalent (VZÄ) eingeführt. Dieser VZÄ beschreibt den Anteil eines Partialzyklus an einem Vollzyklus.

Motapon et al. [301] beschreiben eine Methode zur Berechnung des VZÄ eines Partialzyklus. Mit dieser Methode lassen sich beliebige Partialzyklen gleich welcher Entladetiefe oder SOC bei Start und Ende des Partialzyklus berechnen. In *Bild 3.33* ist ein exemplarischer Teilzyklus abgebildet, anhand dessen die Methode beschrieben wird. Das VZÄ des Partialzyklus n lässt sich anhand folgender Formel berechnen [301]:

$$\text{VZÄ}(n) = 0,5 \cdot \left(2 - \frac{\text{DOD}_{\text{Start},n} + \text{DOD}_{\text{Ende},n}}{\text{DOD}_{\text{max},n}} \right) \quad (36)$$

mit $\text{DOD}_{\text{Start},n}$ für den DOD bei Start des Partialzyklus, $\text{DOD}_{\text{Ende},n}$ für den DOD bei Ende des Partialzyklus und $\text{DOD}_{\text{max},n}$ für den maximalen DOD des Partialzyklus, sprich an dem Punkt mit geringstem SOC. n steht hier für den Index des Partialzyklus in einem SOC-Verlaufsprofil.

Eine andere Möglichkeit zur Partialzyklus-Bestimmung ist das Rainflowzählverfahren nach Matsuishi und Endo [302]. Dieses Verfahren wurde ursprünglich als Zählverfahren für die Betriebsfestigkeit von Bauteilen entwickelt [303]. Der Schwerpunkt dieses Verfahrens liegt auf periodischen Signalen, bei der der Anfangszustand immer wieder hergestellt wird [303]. Bei nicht-periodischen Signalen können bei diesem Verfahren gelegentlich einzelne Partialzyklen zusammengelegt werden [303]. Daher ist dieses Verfahren für die statische Anwendung wie

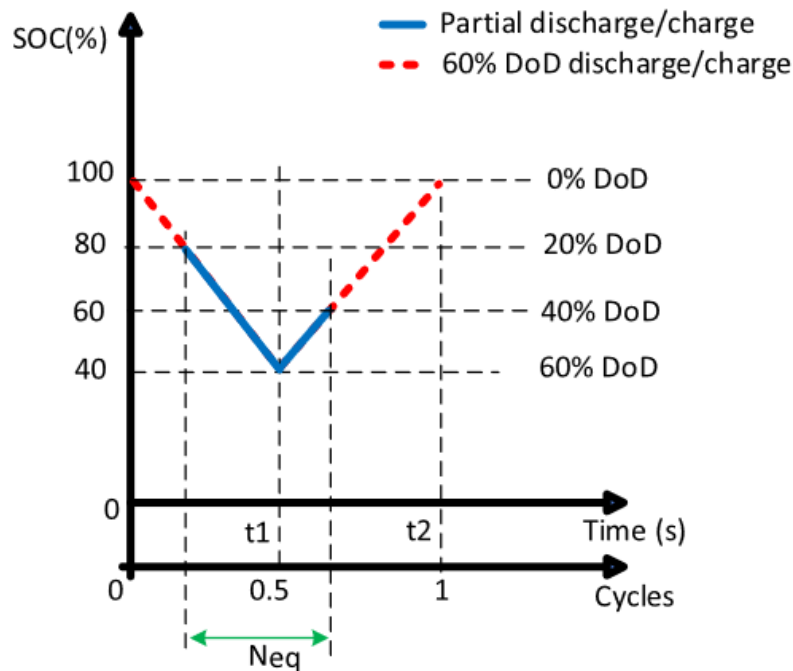


Bild 3.33: Beispiel eines Vorgangs zur Berechnung der äquivalenten Anzahl von Zyklen [301].

bspw. Stresstests in der Forschung, bei der die LIB mit periodischen Zyklen belastet wird, geeignet [284; 303]. Alternativen zum Rainflowzählverfahren sind sogenannte Drei- und Vierpunkt-Algorithmen [303]. Bei einem Vierpunkt-Algorithmus werden Zwischenschleifen gezählt und anschließend gelöscht, bis keine weitere Zwischenschleife mehr aus dem Verlaufprofil gelöscht werden kann [303]. Eine solche Zwischenschleife ist in Bild 3.34a schraffiert dargestellt. Bild 3.34b zeigt exemplarisch einen Zählvorgang beim Rainflowzählverfahren.

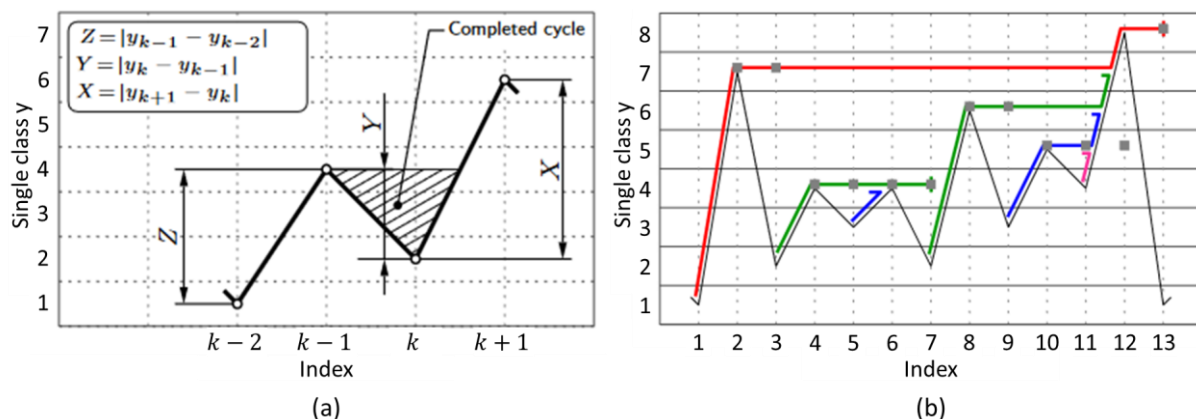


Bild 3.34: (a) Vergleich des 4-Punkt und des 3-Punkt Kriteriums nach [303] und (b) exemplarischer Zählvorgang beim Rainflowzählverfahren nach [303].

Einen wesentlichen Einfluss auf die kalendarische Alterung hat die DOD. Die DOD beschreibt die entladene Energie in Relation zum gesamten Energieinhalt der Batterie bei 100 % SOC und wird prozentual angegeben [304]. Im Allgemeinen wird in der Literatur bei einer LIB ein verbleibende Restkapazität von 80 % in Relation zur ursprünglichen Kapazität als Grenze bis zum EOL angenommen [288; 289; 294; 298; 305–307]. Hierbei wird der Begriff „State of Health“

(SOH) eingeführt, der genau diesen Kapazitätsverlust mit fortschreitender Alterung beschreibt [289; 306].

Die maximale Vollzyklenzahl einer LIB hat sich in den letzten Jahren stark erhöht. Wurden 2015 noch Vollzyklenzahlen von ca. 1.800 berichtet [304], waren es 2018 etwa 2.000 [308], und im Jahr 2022 waren es bereits ca. 4.000 Zyklen bei einem DOD von 80% [309]. Schmidt spricht in 2018 von einer Vollzyklenzahl von 3.500 [310]. Johnston [311] benennt für 2023 wiederum nur 3.000 maximale Vollzyklen und Degen et al. [312] geben ebenfalls in einer Veröffentlichung aus dem Jahr 2023 maximale Zyklen von 1.000 bis 6.000 an. Andere sprechen wiederum von schätzungsweise 7.500 Zyklen im Jahr 2023 [313], was die hohe Divergenz in der Literatur widerspiegelt. Few et al. [314] nehmen in ihrer Arbeit eine Expertenbefragung vor, aus der hervorgeht, dass der Median im Jahr 2030 bei einer DOD von 80 % maximale Zyklen von 6.000 bis 10.000 erwartet.

3.4.4 Lebensdauer eines Wasserstoffspeichers

Der Druckbehälter zur Wasserstoffspeicherung besteht bei Anwendung in Privathaushalten üblicherweise aus einzelnen Gasflaschen, die zu Gasflaschenbündeln mit je 12–15 Gasflaschen zusammengeschlossen sind. Solche Gasflaschen bedürfen einer TÜV-Abnahme [315]. Dabei haben sie eine Prüffrist von 10 Jahren, müssen also alle 10 Jahre vom TÜV geprüft werden [315]. Bei Neuanschaffung müssen sie bei vorhandener TÜV-Plakette also erst wieder in 10 Jahren geprüft werden. El-Sattar et al. [85] wie auch Sultan et al. [316] gehen in ihren Arbeiten von einer zu erwartenden Lebensdauer von 20 Jahren aus. Den Balvert und Smit [78] gehen von einer Lebensdauer des Wasserstoffspeichers von 25 Jahren aus. Laut Wang et al. [173] sollen Wasserstoffgasflaschen bis zu 35.000 Zyklen erreichen. In der Arbeit von Wang et al. [317] wird von einer Lebensdauer zwischen 15 und 25 Jahren bei 5.000–11.000 maximalen Zyklen für Komposit-Druckbehälter ausgegangen. Luxor Cylinders haben eine Vielzahl verschiedener Typ III und Typ IV Wasserstoffdruckbehälter im Sortiment und geben Lebensdauern zwischen 15 und 20 Jahren an [318].

3.4.5 Lebensdauer eines PV-Moduls

Die Entwicklung zu PV hat sich in den letzten Jahren stark beschleunigt. Nicht nur die PV-Zellen haben sich dabei stark verändert, sondern auch die Konstruktion und die Bauweise eines PV-Moduls, wie bspw. die Verkapselung, das Frontglas, die Rückseitenfolie (engl.: Backsheet) und die Verbindungen zwischen Zelle und Modul [319]. Insgesamt zeigte sich dadurch ein positiver Trend in der Lebensdauer von PV-Modulen. Heutige PV-Module werden häufig mit Herstellergarantien von 25–30 Jahren vertrieben [319; 320]. Für diesen Garantie-Zeitraum garantieren Sie einen Leistungsverlust von maximal 20 % [321]. Auch laut Wissenschaft ist eine Lebensdauer von 25–30 Jahren zu erwarten [322–324]. Glas/Glas-Module sind dafür bekannt, dass sie rauen Umweltbedingungen besser standhalten und die Lebensdauer auf über 30 Jahre verlängern können [325]. Die Lebensdauer von PV-Modulen wird durch zwei Faktoren beeinflusst [319]:

- **Degradation** und damit eine allmähliche Verschlechterung der Performance bis zu einem Leistungsverlust von 20 %
- **Ausfälle**, die zu einer plötzlichen Veränderung der Performance führen

Während die Degradation im Laufe des Betriebszeitraums kontinuierlich voranschreitet, treten Ausfälle meist abrupt und unerwartet auf. Die Degradation ist auf verschiedene Umweltbelastungen wie Sonnenlicht, Temperatur (Hitze sowie Kälte), Feuchtigkeit und mechanische Belastungen zurückzuführen [326; 327]. An Standorten, an denen die PV-Module höherem Betriebstemperaturen ausgesetzt sind, zeigt sich eine stärkere Degradation [326].

Laut Stein et al. [328] läuft die Degradation mit einer Rate von oft weniger als 1 % Leistungsverlust pro Jahr sehr langsam ab. Dies hat zur Folge, dass die Degradation unter Beachtung einer Messunsicherheit in den ersten Betriebsjahren kaum nachweisbar ist [328]. Laut jüngsten Studien sollen typische Degradationsraten zwischen 0,6–0,7 % pro Jahr liegen [321; 329]. Deline et al. [330] untersuchten verschiedene PV-Module und bestimmten dabei im Median eine mittlere jährliche Degradationsrate zwischen –0,35 und –0,55 %/Jahr. Der Median der Leistungsverlustquote ganzer Systeme soll laut Jordan et al. bei –0,75 %/Jahr liegen [319], während in der Literatur ein Median von –0,5 % angegeben wird, der sich aber in erster Linie auf die Degradationsraten der PV-Module beziehen soll [331; 332]. Eine im Jahr 2021 durchgeführte Studie über eine große Anzahl von Wohnanlagen in Europa ist im Median auf eine Leistungsverlustquote von –0,74 bis –0,86 %/Jahr gekommen [333].

Die am häufigsten aufgetretenen, die Lebensdauer beeinflussenden Faktoren der letzten 10 Jahre sind laut Kim et al. [323] Hot Spots (33 %), gefolgt von Bandverfärbung (20 %), Glasbruch (12 %), Verfärbung des Verkapselungsmaterials (10 %), Zellbruch (9 %) und potenzialinduzierter Degradation (PID, 8 %). Auch Jordan [334] bestätigt, dass Hot Spots heutzutage eines der häufigsten lebensdauerbeeinflussenden Probleme sind, dessen Ursache in gerissenen Zellen oder Fehlern in den Verbindungen oder Lötverbindungen liegen kann.

Gerade Ausfälle, die in der Anfangsphase auftreten können, gilt es zu rechtzeitig zu erkennen und zu minimieren [319]. Zu frühzeitigen Ausfällen können Schwächen in der Modulkonstruktion, Versand- und Installationsfehler und mangelhafte Qualitätskontrollen bei der Herstellung führen [319]. Auf Konstruktions- oder Fertigungsfehler zurückzuführende frühzeitige Ausfälle sollen durch wirksame Prozesskontrollen oder Screening reduziert werden können [327]. Solche Ausfälle treten bereits in den ersten 1–2 Betriebsjahren in Erscheinung [327]. Ausfälle während der stabilen Lebensdauer sind oft zufällig und lassen sich nicht vorhersehen [327]. Die normale fortschreitende Degradation hängt laut Aghaei et al. [327] meist von mechanischen, physikalischen oder chemischen Phänomenen wie Ermüdung, Elektromigration und Korrosion zusammen, die im Idealfall erst nach Ablauf der Garantiezeit auftreten.

3.5 Kostenanalyse

Zur Einordnung wirtschaftlicher Aspekte sind zunächst einige Begriffe zu erklären. Die Anschaffung einer Anlage geht immer mit einer **Investition** einher, welche eine Verwendung von

Finanzmitteln für unternehmerische Zwecke darstellt [335]. Nach Schlink [336] sind dem Begriff **Kosten** vier Merkmale zuzuschreiben: Existenz eines Mengen- und Wertgerüsts sowie ein Produktions- und Periodenbezug. Demnach kann der Begriff Kosten nur dann verwendet werden, wenn mindestens eine Ressourcenart mengenmäßig verbraucht wird [336]. Darüber hinaus können einem Bezugsobjekt nur die Kostenarten und auch nur die Höhe der Kosten zugerechnet werden, die durch die produzierten Einheiten direkt verursacht werden [336]. Unter dem Begriff **Wirtschaftlichkeit** (Wi) wird laut Gruschka und Schnitzenbaumer [337] im privatwirtschaftlichen Bereich eine günstige Zweck-Mittel-Relation verstanden [337]:

$$Wi = \frac{\text{Leistungen}}{\text{Kosten (€)}} \quad (37)$$

Hierbei werden Leistungen als die durch die Investition erwarteten Produktivitätszuwächse oder Gewinn(-optimierungen) angesehen [337]. Aus Sicht der öffentlichen Verwaltung wird unter Wirtschaftlichkeit jedoch die Aufgabenerfüllung mit möglichst geringem Ressourcenverbrauch gesehen [337]. Entsprechend wird hier die Wirtschaftlichkeit folgendermaßen definiert [337]:

$$Wi = \frac{\text{Nutzen}}{\text{Kosten (€)}} \quad (38)$$

Hierbei stellt der **Nutzen** das Ausmaß der Zielerreichung dar, womit folglich **Ziele** zu definieren sind. Dabei sollte die Wirtschaftlichkeit für alle möglichen Maßnahmenalternativen ermittelt werden. Die zu definierenden Ziele müssen hierbei nicht zwingend materieller oder finanzieller Art sein, sondern hängen vom Standpunkt des Betrachters ab. Demzufolge dienen die Ziele letztlich auch der Beurteilung des Erfolgs oder Misserfolgs nach Abschluss der Maßnahme. [337]

Wirtschaftlichkeit kann dabei entweder nach dem **Maximalprinzip** (Ergiebigkeitsprinzip) oder dem **Minimalprinzip** (Sparsamkeitsprinzip) erreicht werden. Unter dem Maximalprinzip wird verstanden, dass mit einem bestimmten Mitteleinsatz (Ressourcenverbrauch) der maximale Nutzen erzielt wird. Im Gegensatz dazu bedeutet das Minimalprinzip, mit dem geringsten möglichen Mitteleinsatz ein bestimmtes Ziel zu erreichen. Darüber hinaus existiert noch ein weiteres Prinzip, das Optimalprinzip, welches am häufigsten angewendet wird und zumeist als eine Mischform von Minimal- und Maximalprinzip beurteilt. [337]

Der Begriff **Kostenart** beschreibt das Ergebnis der Zerlegung von Kosten nach der Art des Verbrauchs an Gütern und/oder Dienstleistungen, während die **Kostenstruktur** die Zusammensetzung von Kosten nach Kostenart und Kostenhöhe bzw. den relativen Anteil der Kosten je Kostenart widerspiegelt [338].

Speziell im Bereich der Energiesystemmodellierung sind weitere Begriffe relevant. Laut VDI-Richtlinie 2221 [339] stellt ein **technisches System** eine „Gesamtheit von der Umgebung abgrenzbarer (Systemgrenzen), geordneter und verknüpfter Elemente, die mit dieser durch technische Eingangs- und Ausgangsgrößen in Verbindung stehen“, dar [340]. Ein **mechatronisches System** besteht dabei wiederum aus mechanischen und mit ihnen gekoppelten Systemen, elektronischen Systemen und Informationstechnik [341]. Unter einer **Anlage** wird in der Regel ein

Produkt verstanden, welches aus einer Vielzahl von Baugruppen und Elementen besteht und welche während der Nutzungsdauer auf unterschiedliche Weise abgenutzt und zu unterschiedlichen Zeitpunkten ausfallen kann [342].

Nach Schiereck [335] existieren im Rahmen einer Investition folgende Typen von **Entscheidungsproblemen**:

- Vorteilhaftigkeitsproblem (Investitionsdurchführung: Ja/Nein)
- Wahlproblem (Welche Investition soll durchgeführt werden)
- Nutzungsdauerproblem (Optimale Nutzungsdauer)
- Ersatzzeitpunktproblem (Soll eine vorhandene gebrauchstüchtige Maschine vor Ablauf der wirtschaftlichen Nutzungsdauer ersetzt werden?)

Bei der Kaufentscheidung spielen unter anderem folgende Aspekte zur Beurteilung von **Investitionsmaßnahmen** eine Rolle [335]:

- Leistungswirtschaftlicher Aspekt (Kapazität, Schnelligkeit der Herstellung, Personaleinsatz)
- Interdependenzaspekt (Substitutionseffekte für bestehende Produkte)
- Erfolgswirtschaftlicher Aspekt (Kosten, Gewinn)
- Monetäre Aspekte (Ein- & Auszahlungen, Liquidität)
- Risikoaspekt (einzelne Investition, Gesamtrisiko des Unternehmens (Diversifikation, Unabhängigkeit von Lieferanten))
- Sonstige Aspekte (Image, Macht/Prestige, Umwelt)

In diesem Zusammenhang ist der Begriff **Nutzungspotential** zu nennen. Gutenberg [343] versteht darunter, dass bei Anschaffung einer Produktionsanlage ein "Bündel" von Leistungen gebunden ist, "aus dem solange Nutzungen entnommen werden können, als sich seine Leistungsfähigkeit noch nicht erschöpft".

Entsprechend der aktuellen Kostensituation eines in dieser Arbeit betrachteten Wasserstoffhauses muss die Frage nach der Vorteilhaftigkeit ausgeklammert werden, da eine aktuelle Konkurrenzfähigkeit rein hinsichtlich der Kosten noch nicht gegeben ist. Wenn das Ziel allerdings so definiert wird, dass ein autarkes Energiesystem für einen Haushalt im Fokus steht, kann dagegen durchaus eine Vorteilhaftigkeit des Wasserstoffsystems denkbar sein. Nach den Aspekten zur Beurteilung von Investitionsmaßnahmen nach Schiereck [335] bestehen neben den Kosten auch weitere Faktoren, die die Vorteilhaftigkeit einer solchen Anlage rechtfertigen, wie bspw. die Umwelt oder das Gesamtrisiko. Das Entscheidungsproblem kann auch eine rein objektive Entscheidung hinsichtlich der geringsten Kosten darstellen. Wichtig hierbei ist aber auch die Berücksichtigung zuvor definierter Rahmenbedingungen, welche von allen zur Auswahl stehenden Alternativen zu erfüllen sind. Zumeist ist nicht rein die zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung vorliegende Situation entscheidend, sondern auch zukünftige Entwicklungen zu berücksichtigen, die Einfluss auf die Vorteilhaftigkeit nehmen könnten. [335]

Methoden zur Investitionsentscheidung

Im Rahmen der Kostenschätzung zur Entscheidungsfindung zugunsten einer Investition existieren verschiedene Methoden, die in **statische oder dynamische Methoden** unterteilt werden. Im Gegensatz zu den statischen Methoden wird bei den dynamischen Methoden der zeitliche Aspekt der Einzahlungen und Auszahlungen berücksichtigt. Zu den statischen Methoden zählen die Kostenvergleichsrechnung, Gewinnvergleichsrechnung, Rentabilitätsrechnung und Amortisationsrechnung. Zu den dynamischen Methoden gehören die Kapitalwertmethode, die Endwertmethode, die Interner-Zinsfuß-Methode und die Sollzinssatz-Methode. [338]

Bei der Bewertung und dem Vergleich von Energiesystemen stellt die **Kapitalwertmethode** zumeist die favorisierte Methode dar (z.B. [76; 77; 337; 344–346]). Laut Gruschka und Schnitzenbaumer [337] ist sie in unterschiedlicher Ausprägung sowohl für kleinere als auch umfangreichere Maßnahmen und auch für die Beurteilung der günstigsten Finanzierungsart einer Investition anwendbar [337]. Auch das Softwaretool HOMER Pro [77] verwendet den Kapitalwert als wichtigen Parameter zur Bestimmung der wirtschaftlichen Durchführbarkeit von auf EE basierenden Anlagen [76]. Auf EE basierende Anlagen werden hierin basierend auf dem Kapitalwert eingestuft bzw. verglichen. Nach der Kapitalwertmethode gilt eine Maßnahme dann als absolut Vorteilhaft, wenn der dazu ermittelte Kapitalwert gleich oder größer Null ist [347]. Bei Vergleich mehrerer Alternativen ist die Alternative mit dem höchsten Kapitalwert am wirtschaftlichsten [347]. Geht es darum, eine Investition tätigen zu müssen, weisen alle Alternativen allerdings einen negativen Kapitalwert auf, so ist die Alternative mit dem niedrigsten negativen Kapitalwert aus Kostensicht zu bevorzugen [347]. Diese Alternative wird dann auch relativ vorteilhaft genannt [347].

Beim Kapitalwert wird der jährliche Vermögenszuwachs des Projekts auf einen gemeinsamen **Startzeitpunkt** bezogen. Zur Berechnung wird sinnbildlich für zukünftige Einzahlungen heute ($t = 0$) ein Kredit aufgenommen, dessen Zinsen und Tilgungszahlungen durch die späteren Einzahlungen gedeckt werden, während für zukünftige Auszahlungen heute Geld angelegt wird, mit dem die späteren Auszahlungen getätigt werden. [335]

Der Kapitalwert lässt sich damit interpretieren, dass dieser Betrag theoretisch schon zu Beginn des Projekts verwendet werden kann, ohne dass damit die Rückzahlung des Kredits, sprich die anfängliche Investition gefährdet wäre [347]. Ein positiver Kapitalwert bedeutet anders ausgedrückt, dass mit der Investition in dieses Projekt mehr Zinsen generiert werden als bei Anlage des Kapitals zum gleichen Zinssatz am Kapitalmarkt [347]. Der Kapitalwert K_0 wird anhand folgender Formel berechnet [347]:

$$K_0 = \sum_{t=0}^n \frac{e_t - a_t}{(1+z)^t} \quad (39)$$

e_t stellen hier die laufenden Einzahlungen des Jahres t und a_t die laufenden Auszahlungen im Jahr t dar. n die Anzahl der Perioden und $1/(1+z)^t$ der Abzinsungsfaktor. Als Nachteile der Kapitalwertmethode ist zu nennen, dass Guthaben- und Kreditzinsen gleich hoch angesetzt werden, Kredithöhe und Anlagesumme nicht beschränkt sind und dass die Ergebnisse stark vom gewählten Kalkulationszinssatz z abhängen, zu dem keine einheitliche Meinung besteht, wie

dieser zu bekommen ist [347]. Eine Möglichkeit ist die Nutzung des auf der Webseite der Bundesbank bereitgestellten Zinssatzes [348]. Laut Horsch [349] setzen etwa 33 % der Unternehmen gar keinen kalkulatorischen Zinssatz an, während die Streuung bei den Restlichen sehr hoch liegt bei einem Mittelwert von 9,2 %.

Für die Kapitalwertmethode werden verschiedene Kosten und Einzahlungen angesetzt [337; 350]:

- Investitions- und Herstellungskosten
- Installationskosten
- Betriebskosten (Wartungs- und Reparaturkosten, Instandhaltungskosten, Betriebsstoffe, etc.)
- Folgekosten (Entsorgungskosten, etc.)
- Ersatzkosten (zählt das zu Folgekosten?)
- Netzeinspeisevergütung
- Netzbezugskosten

Investitionsausgaben werden üblicherweise unter dem Begriff **CAPEX** (engl.: capital expenditures) zusammengefasst. Nach Ioannou et al. [351] sind in den CAPEX folgende Kosten inkludiert:

- Entwicklung und Genehmigung
- Produktion und Beschaffung (Akquisition)
- Installation und Inbetriebnahme
- Außerbetriebnahme und Entsorgung

Bei einem System bestehend aus mehreren Partialkomponenten entspricht der CAPEX des gesamten Produktes der Summe aller CAPEX jeder Partialkomponente [222]. In den Betriebsausgaben **OPEX** (engl.: operational expenditures) sind unter anderem folgende Kosten enthalten [349; 351; 352]:

- Kosten für Techniker
- Betriebskosten
- Ressourcen für den Betrieb wie bspw. Wasser und Brennstoffe
- Kosten für Instandhaltung und Wartung
- Kosten für Material, Personal und Dienstleistungen
- Mietkosten
- Reparaturkosten

Anfallende Stromkosten bspw. für den Betrieb des ELY zählen allerdings nicht zu den OPEX, sondern sind separat anzusetzen [257]. EE-Anlagen sind beispielsweise sehr CAPEX-lastig, da sie meist nach Anschaffung und Inbetriebnahme kaum laufende Kosten verursachen [353].

Einer der wichtigsten Faktoren zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit und der Investitionsentscheidungsfindung ist die Kenntnis über die **Kostenentwicklung** der Komponenten. Da es sich bei einigen Komponenten um Komponenten handelt, die erst im Zuge der Transformation des Energiesystems hin zu mehr EE an Interesse gewonnen haben, wurde erst vor wenigen

Jahren die Forschung intensiviert. In den nächsten Jahren wird die Voraussicht nach weiter steigen und damit eine Produktverbesserung, erhöhte Zuverlässigkeit, steigende Lebensdauer und sinkende Kosten zu erwarten sein. Die Kosten werden nicht zuletzt auch durch eine steigende Nachfrage sinken, mit der Skaleneffekte bei der Produktion einhergehen, die Produktionsmethoden verbessert werden und eine schnellere und hochwertigere Herstellung zu erwarten ist. Darüber hinaus wird aller Voraussicht nach ein effizienterer Ressourceneinsatz die Kosten weiter senken.

Im Allgemeinen wird im Zusammenhang mit der Kostenentwicklung von einer **Lernrate LR** (engl.: learning rate) gesprochen, bei der die Kosten- und Preisdynamik von Technologien häufig nach dem Erfahrungskurvenansatz quantifiziert wird [354]. Hierbei werden die kumulierten produzierten Mengen eines Produkts und die sinkenden Stückkosten (Produktionskosten) in Beziehung gesetzt [354]. Die Methodik basiert auf der empirischen Beobachtung, „dass sich die Kosten (der Preis) eines bestimmten Produkts jedes Mal, wenn sich die kumulierte Produktionsmenge verdoppelt, um einen bestimmten Prozentsatz (Preiserfahrungsfaktor) ändert (meistens sinkt)“ [354]. Der mathematische Zusammenhang dazu lautet [355]:

$$K(x_t) = K(x_0) \left(\frac{x_t}{x_0} \right)^{-b} \quad (40)$$

mit der kumulierten Produktion x_t und den Kosten (oder dem Preis) $K(x_t)$ zum Zeitpunkt t in Relation zu den entsprechenden Werten x_0 und $K(x_0)$ zu einem beliebigen Startzeitpunkt. Ein wichtiger Faktor in diesem Zusammenhang ist die LR oder das **Fortschrittsverhältnis PRR**, welche in folgendem Zusammenhang stehen [355]:

$$LR = 1 - 2^b = 1 - PRR \quad (41)$$

3.5.1 Kostenentwicklung eines Elektrolyseurs

Der PEM-ELY konkurriert mit anderen ELY-Typen wie bspw. der AEL. Neben unterschiedlicher Funktionalität und Einsatzzwecken unterscheiden sie sich ebenfalls in den Kosten. CAPEX zu ELYs und FCs im kleinen Maßstab lassen sich in der Literatur eher selten finden, da sich die meisten Studien mit Anwendungen im Multi-MW- bis GW-Bereich befassen [58].

Der PEM-ELY ist eine vergleichsweise junge Technologie und weist daher nach aktuellem Stand noch höhere leistungsbezogene Kosten auf als Alternativtechnologien [239; 356]. Allerdings wird dem PEM-ELY ein größeres Potential aufgrund höherer Betriebsflexibilität im Vergleich zu anderen Technologien nachgesagt, was gerade in Verbindung mit fluktuierenden erneuerbaren Energien Vorteile bringt [357]. Daher sollte dieser Typ in den kommenden Jahren ein größeres Marktpotential im Vergleich zu bspw. AEL-ELYs erfahren [357]. Dadurch ist zu erwarten, dass sowohl die Entwicklung darin weiter intensiviert wird als auch die produzierten Stückzahlen steigen und damit auch die Kosten sinken sollten.

Zu den Kosten liegen verschiedene Studien vor, die teilweise etwas variierende Kosten prognostizieren. *Bild 3.35* zeigt die zu erwartende Kostenentwicklung von PEM- und AEL-ELYs bis 2030, wonach die Kosten für die PEM-Technologie voraussichtlich stärker sinken werden

als die der AEL und damit mittelfristig unterboten werden sollte. Aus der Arbeit von Bernt [357] geht eine Kostenaufschlüsselung eines PEM-ELY-Systems hervor. Demnach sind 60 % der Kosten dem Stack zuzuordnen, während jeweils 15 % auf Anlagenperipherie BOP (engl.: Balance of Plant) und Leistungselektronik und weitere 10 % auf Gastrocknung entfallen (siehe *Bild 3.36a*). Die angesetzten Kostenanteile ermöglichen eine vollständige Funktion des ELYs. Weitere Komponenten zur nachfolgenden Verwendung des erzeugten H_2 wie bspw. externe Verdichtung und Reinigung sind hierin nicht enthalten. Unter den Stackkosten machen wiederum die Bipolarplatten den größten Kostenanteil aus (siehe *Bild 3.36b*). [357]

Ein Hindernis für die flächendeckende Nutzung von PEM-ELYs in großem Umfang ist der Bedarf an Iridium, welches zumeist als Katalysator genutzt wird. Wenn weltweit alle Prosumer mit einem Wasserstoffsystem auf Haushaltsebene ausgestattet werden würden, würden etwa 400–1.200 GW_{el} an kombinierter ELY- und FC- Leistung benötigt werden, die überwiegend auf PEM-Technologie basieren. Bei voraussichtlicher Reduktion des Iridiumbedarfs von 0,67 g/kW_{el} auf 0,05 g/kW_{el} würden langfristig etwa 70 GW_{el}/a PEM-ELY-Nennleistung produziert werden können. Bis 2050 können unter Annahme, dass optimistische 50 % der Iridium-Produktionsmenge für PEM-Systeme eingesetzt werden, etwa 1.000 GW_{el} produziert werden. [58]

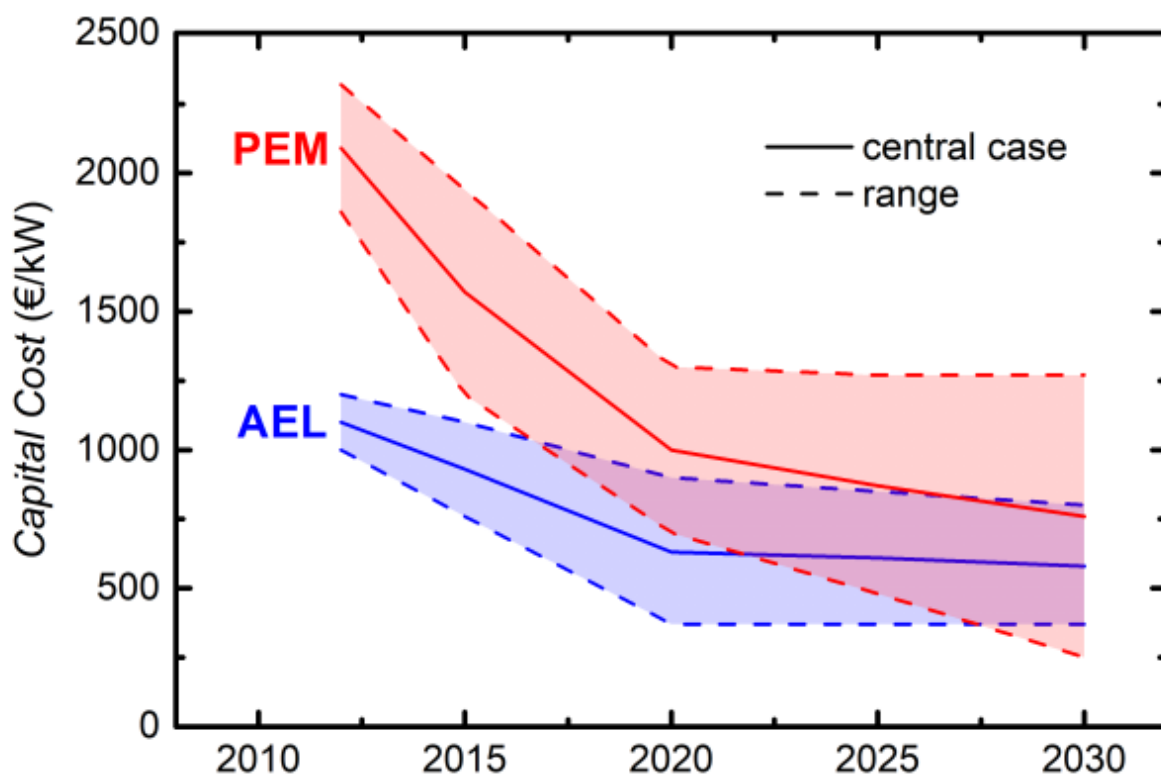


Bild 3.35: Zu erwartende Kostenentwicklung eines ELY-Systems auf Basis der PEM-Technologie und der AEL-Technologie im Vergleich nach [239; 357]. In den Kosten sind die Leistungselektronik, die Systemsteuerung und die Gastrocknung inkludiert. Ausgenommen von den Kosten sind die Netzanbindung, die Kompression, die externe Gasreinigung und der Wasserstoffspeicher.

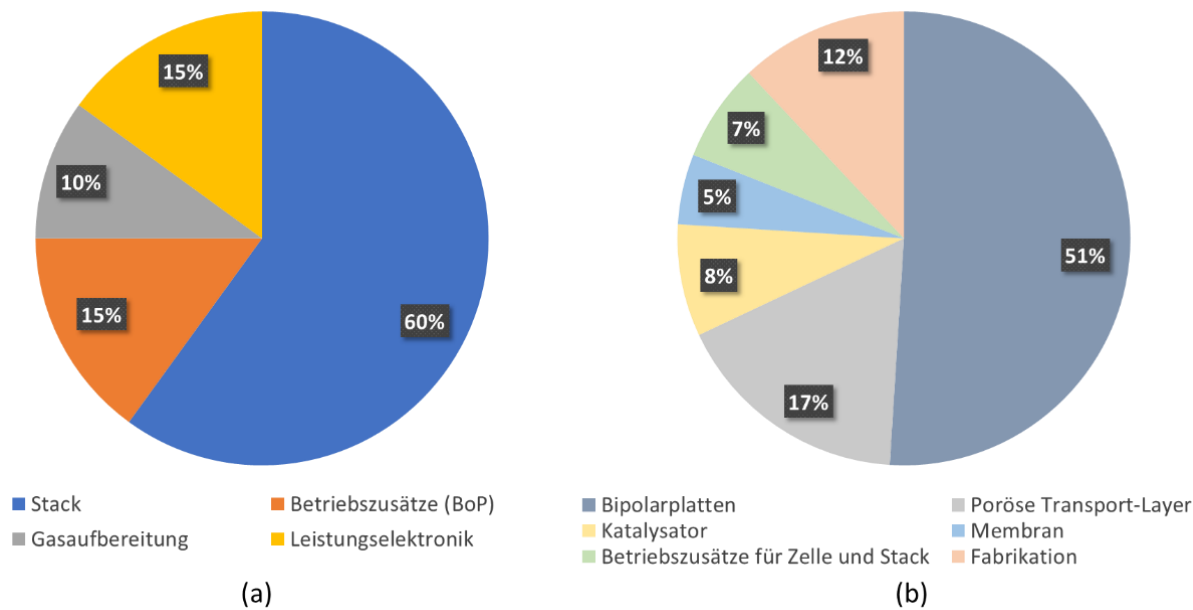


Bild 3.36: *Kostenauflösung eines (a) PEM-Systems und (b) PEM-Stacks in Anlehnung an [239; 251].*

Laut Agora Industry and Umlaut [358] sind wesentliche Kostentreiber die Stromkosten. Weitere verstärkt Einfluss nehmende Kostentreiber sind die Degradation des Stacks, die Effizienzverluste, die Volllaststunden, die Lebensdauer und weitere OPEX [358]. Weniger relevante Kostentreiber sind dagegen die Kompression, die Kühlung, die Gasreinigung und das Wasser [358]. Die H₂-Erzeugungskosten bei niedriger Auslastung der ELYs zwischen 0 % und 40 % sind wesentlich von den CAPEX abhängig, während sie bei höheren Auslastungen wesentlich von den Elektrizitätskosten dominiert werden (siehe Bild 3.37a) [352]. Laut Experten sollen bei 4.000 Betriebsstunden pro Jahr rund 80 % der Kosten auf die Betriebskosten entfallen, was die Stromkosten als entscheidenden Faktor für die Kosten untermauert [359]. Die Wartungskosten sollen sich auf 15 ± 5 €/(kW · a) für eine PEM ELY belaufen [154]. Acakpovi et al. [76] nennen hier 20 € ohne Bezug zu einer Größe. Laut Ubale et al. [360] können verschiedene Systembestandteile eines ELY (bspw. Wasseraufbereitungsanlage, Sensoren, Pumpen, Ventile) ausfallen oder nicht zuverlässig funktionieren, was zu einer schnelleren Degradation und einem vorzeitigem EOL führen kann. Aus diesem Grund ist eine turnusmäßige Wartung sinnvoll.

Das Hydrogen Council [361] geht bis 2030 von einer Lernrate der Wasserelektrolyse von etwa 18 % aus, während die Wachstumsrate in den Jahren danach relativ gleichförmig sinkt auf eine Wachstumsrate von ca. 1–5 % im Jahr 2050 (siehe Bild 3.37b). In Bild 3.37b sind die CAPEX in €/kW_{el} für ein ELY- und ein FC-System in Abhängigkeit der installierten Kapazität aufgeführt. Reksten et al. [362] stellten eine Formel zu den leistungsbezogenen Kosten k_{ELY} in USD/kW eines PEM-ELYs in Abhängigkeit der Größe auf:

$$k_{\text{ELY}} = \left(585,85 + \frac{9458,2}{P} P^{0,622} \right) \left(\frac{t}{t_0} \right)^{-158,9}$$

Mit P für die Nennleistung des ELY und t bzw. $t_0 = 2020$ für das Anschaffungsjahr der Anlage bzw. das Referenzjahr. Aus dieser Formel ergeben sich exemplarisch für einen 3 kW und

einen 6 kW ELY die in *Tabelle 3.13* aufgeführten spezifischen Kosten. Bei der H₂-Batterie von Ostermeier H2hydrogen Solutions [60] werden die Kosten für einen 10 kW ELY mit 80.000 € angegeben. Dies entspricht 8.000 €/kW und liegt etwa in gleicher Größenordnung zu den Kosten laut der Kostenfunktion von Reksten et al. [362]. Dies untermauert den deutlichen Anstieg der Kosten bei kleinen ELYs im einstelligen bis geringen zweistelligen Kilowattbereich. Viele andere Quellen sprechen zwar von aktuellen Kosten zwischen 400 €/kW_{el} und 1.200 €/kW_{el} [154; 357; 363; 364], solche Kosten beziehen sich allerdings in aller Regel auf große ELYs im Megawattbereich. Daher muss bei den Kosten genau differenziert werden, welcher Größenordnung die Kostenangaben zugrunde liegen. Laut Novakovits [365] sollen die Kosten für die Komponenten ausgenommen dem Stack größtenteils durch Skaleneffekte sinken, und bei sehr großen Anlagen auf etwa 25 % der Kosten für kleinere Anlagen fallen [365].

Tabelle 3.13: Kostenentwicklung kleinskaliger Elektrolyseure nach Reksten et al. [362].

ELY	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
3 kW	6.830 €	4.611 €	3.116 €	2.108 €	1.427 €	967 €	656 €
6 kW	5.391 €	3.639 €	2.459 €	1.664 €	1.127 €	763 €	518 €

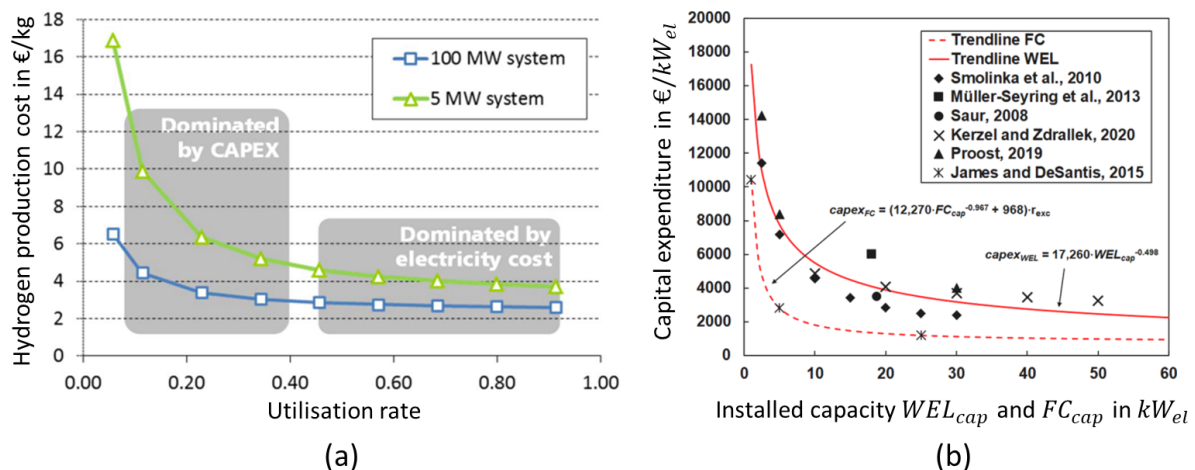


Bild 3.37: (a) Wasserstoffherstellungskosten in Abhängigkeit der Systemauslastung für zwei verschiedene Systemskalierungen (Abwicklungsphase von 20 Jahren und Stromkosten von 50 €/MWh) nach [352]. (b) Systemkosten (CAPEX) in Abhängigkeit der installierten Kapazität ausgehend von verschiedenen Quellen für einen ELY und eine FC nach [58].

3.5.2 Kostenentwicklung einer Brennstoffzelle

Wie schon bei einem ELY hängen die Kosten einer FC von der Größenordnung des Systems ab. Auch hier gibt es unterschiedliche FC-Typen, der Fokus wird hier aber auf die PEMFC gelegt. Einerseits ist zu erwarten, dass die Kosten in den nächsten Jahren sinken werden, aber auch die Effizienz weiter steigen wird. Die Effizienz soll von 32–49 % beziffert für das Jahr 2017 auf voraussichtlich 45–50 % steigen [366]. Marouf-mashat und Fowler [366] beziffert die Kosten einer PEMFC auf noch 3.000–4.000 CAD/kW in 2017 und einer langfristigen Reduktion auf 1.000–2.000 CAD/kW (CAD = Kanadische Dollar mit 1 CAD = 0,68 € am 10.07.2017

[367]). Acakpovi et al. [76] nehmen in ihrer Arbeit CAPEX von 2.000 USD/kW an bei Wartungskosten in Höhe von 10 USD. Den Balvert und Smit [78] bezifferten die Kosten eines 1 kW FC-Systems auf 10.000 € im Jahr 2020 und prognostizieren für 2030 Kosten iHv. 2.000 €. James und DeSantis [368] stellten folgenden Zusammenhang für die $CAPEX_{FC}$ (in €) eines FC-Systems in Abhängigkeit der installierten elektrischen FC-Leistung P_{FC} bei einer jährlich installierten Stückzahl von 50.000 Einheiten an:

$$CAPEX_{FC} = (12.270 \cdot P_{FC}^{-0,967} + 968) \quad (42)$$

Ammermann et al. [282] berücksichtigen bei der Kostenansetzung neben dem FC-System zusätzlich das Wärmesystem zur Abwärmenutzung und zeichnen sich damit durch eine ganzheitlichere Kostenansetzung aus. Außerdem liefern eine ausführliche Kostenaufschlüsselung. Die Kosten werden hier einerseits basierend auf verschiedene Systemgrößen, und zusätzlich basierend auf verschiedene Produktionszahlen angegeben. Die kleinste betrachtete Systemgröße verfügt über eine elektrische Leistung von 1 kW und eine thermische Leistung von 1,45 kW bei einer nach dem Stand der Erhebung 2015 anzunehmenden Effizienz von 36 % elektrisch und 52 % thermisch (Gesamtwirkungsgrad von 88 %) [282]. Von ursprünglichen Stückkosten von 31.150 € im Jahr 2015 werden die Kosten bei einer Produktionszahl von 1.000.000 Stück voraussichtlich auf 5.570 € sinken. Die Kosten für die Installation und die Systemzusätze werden hierbei bei großen Stückzahlen die wesentlichen Kostenanteile ausmachen. Neben den CAPEX liefert diese Studie auch ebenfalls die Wartungskosten und die Kosten für den reinen Stackersatz. Die komplette Kostenanalyse für ein $1 \text{ kW}_e | 1,45 \text{ kW}_{th}$ System ist in *Bild 3.38c* zu sehen. Laut Ammermann et al. [282] machen bei kleinen mKWK-Anlagen die Stackkosten etwa 54 % an den Gesamtkosten aus. In *Bild 3.38d* ist die Kostenentwicklung bis 2030 in Abhängigkeit der Systemgröße nach Cigolotti und Genovese [130] abgebildet. Genauso wie *Bild 3.38d* zeigt auch *Bild 3.38a*, dass die Systemkosten pro kW deutlich steigen, umso kleiner das FC-System ist. *Bild 3.38b* zeigt ein ähnliches Bild und zeigt eine Kostenprognose bis 2030 auf. Link et al. [369] gehen davon aus, dass die Kosten eines FC-Systems, bis 2050 um 65 % bis 85 % sinken werden. Blum [370] beziffert die spezifischen Zielkosten einer mKWK-Anlage (Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage) zur Hausenergieversorgung auf 3.000 €/kW_{el} bei einer Leistungsgröße von 1–5 kW.

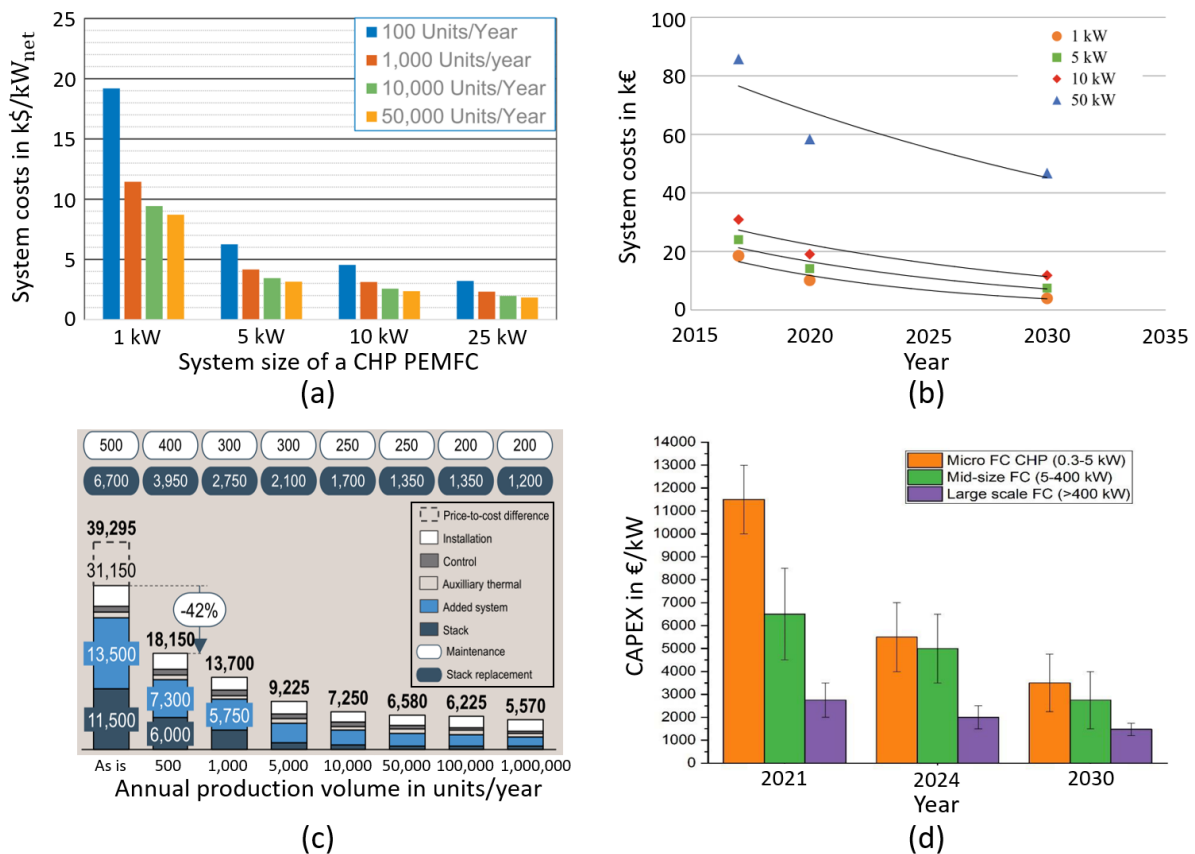


Bild 3.38: (a) Systemkosten einer PEMFC in Abhängigkeit der Systemgröße und der produzierten Stückzahl nach [371]; (b) Entwicklung der FC-Systemkosten in Abhängigkeit der Systemgröße nach [78]; (c) Kostenaufteilung nach Partialkomponenten eines mKWK mit FC mit 1 kW_{el} und $1,45 \text{ kW}_{\text{el}}$ nach [282]; (d) Kostenentwicklung in Abhängigkeit der Systemgröße nach [130].

3.5.3 Kostenentwicklung einer PV-Anlage

Bei Photovoltaik handelt es sich um eine etablierte Technologie, die ihren Durchbruch bereits vor Jahren erreicht hat und mittlerweile bereits zu einer der günstigsten Formen der Stromerzeugung zählt [372]. Die Kosten sind allerdings vom Standort, der Ausrichtung und der Montageart (Dach, Freifläche, Wasser, etc.) abhängig [372]. Installation und Montage sind heute wesentliche Kostentreiber für das System.

Agora Energiewende [373] legte in einer Studie drei Szenarios „Pessimistisch, Referenz und Optimistisch“ fest und rechnet mit im Jahr 2017 prognostizierten Systemkosten in Höhe von 833–981 $\text{€}/\text{kW}_{\text{p}}$ im Jahr 2020, 608–823 $\text{€}/\text{kW}_{\text{p}}$ im Jahr 2030 und 306–667 $\text{€}/\text{kW}_{\text{p}}$ im Jahr 2050. Im Referenzszenario liegen die Kosten hiernach bei 908 $\text{€}/\text{kW}_{\text{p}}$ in 2020, 718 $\text{€}/\text{kW}_{\text{p}}$ in 2030 und 486 $\text{€}/\text{kW}_{\text{p}}$ in 2050 [373]. Unter Berücksichtigung der Planungs-, Montage und Installationskosten stimmen diese Werte mit aktuellen Marktpreisen überein. Auch Vartiainen et al. [364] prognostizierten die Kosten ausgehend von drei Szenarios (langsames Wachstum, Basis und schnelles Wachstum) und setzten für 2020 CAPEX Kosten iHv. 470 $\text{€}/\text{kW}_{\text{p}}$ an mit einer Kostensenkung auf 130–240 $\text{€}/\text{kW}_{\text{p}}$ im Jahr 2050. Im Simulationsprogramm ReMod-D

[374] werden Kosten iHv. 1.254 €/kW_p im Jahr 2013 mit einer Senkung auf 571 €/kW_p bis 2050 angesetzt, welche aus der Agora Energiewende Studie aus 2015 [354] stammen.

Agora Energiewende [354] veröffentlichte 2015 eine weitere Studie speziell zur Kostenentwicklung von PV, wonach die zu dieser Zeit aktuellen Kosten eines PV-Systems mit Wechselrichter bei ca. 1.000 €/kW_p lagen. Hierbei lagen die Kosten der PV-Module bei 550 €/kW_p, die Wechselrichter-Kosten bei 110 €/kW_p und die Kosten für die Systemperipherie BOS (engl.: Balance of System) bei 335 €/kW_p. Die Kosten sollen nach dieser Studie im Jahr 2050 bei minimal 280 €/kW_p (135 €/kW_p Module, 20 €/kW_p Wechselrichter, 117 €/kW_p BOS) und maximal 610 €/kW_p (357 €/kW_p Module, 43 €/kW_p Wechselrichter, 206 €/kW_p BOS) liegen. In dieser Studie wurden ebenfalls verschiedene Szenarien definiert, von denen Szenario 1 am wahrscheinlichsten ist und in *Bild 3.39* dargestellt ist. Die Internationale Erneuerbare Energien Agentur (IRENA) [375] veröffentlichte 2019 eine Studie zur Zukunft der Photovoltaik-Technologie und eine damit etwas aktuellere Studie zu PV Systemkosten. Hiernach lagen die Kosten 2010 noch bei 4.621 \$/kW_p, 2018 lagen sie dann schon nur noch bei 1.210 \$/kW_p, 2030 sollen sie bei 340–834 \$/kW_p liegen und 2050 dann nur noch bei voraussichtlich 165–481 \$/kW_p [375]. Auch die Stromgestehungskosten (vgl. Anhang A2) sinken damit immer weiter von 0,37 \$/kWh in 2010, über 0,085 \$/kWh in 2018 auf 0,02–0,08 \$/kWh in 2030 und schließlich auf 0,01–0,05 \$/kWh in 2050 [375]. Laut Fraunhofer ISE [376] lagen die Kosten für PV-Systeme 2022 bei 833 €/kW_p. Die Kosten für die Module machten dabei nur noch ca. 38 % der Kosten aus.

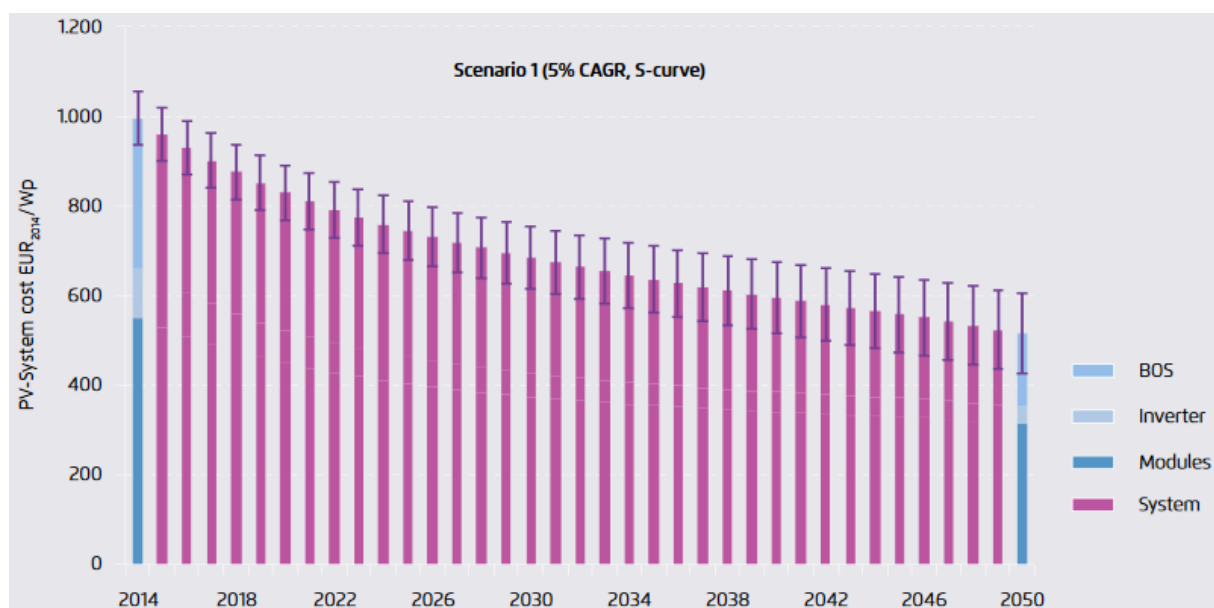


Bild 3.39: Prognostizierte Kosten eines PV-Systems von 2014 bis 2050 [354].

3.5.4 Kostenentwicklung einer Lithium-Ionen-Batterie

LIBs gewinnen in vielen Bereichen an immer größer Bedeutung. Gerade durch das Aufkommen und der Marktablierung von E-Autos, die vornehmlich mit LIBs ausgerüstet werden, hat die Forschung und Entwicklung an Fahrt aufgenommen. Auch als Solarspeicher eingesetzte LIBs werden mit zunehmender Stückzahl installiert. Aufgrund des zunehmenden Marktes für LIBs

und der steigenden Nachfrage wird die Produktion aber auch der Materialeinsatz immer weiter optimiert und die Kosten damit immer weiter gesenkt.

Das Fraunhofer Institut ISE [372] prognostiziert die Kosten anhand eines optimistischen und eines pessimistischen Ansatzes. Die Systemkosten CAPEX für Batteriespeicher für PV-Kleinanlagen ($\leq 30 \text{ kW}_p$) lagen hiernach in 2021 bei 500 €/kWh (Optimistisch) bis 1.200 €/kWh (Pessimistisch). Für 2030 wurden die Kosten auf 300–960 €/kWh geschätzt und für 2040 auf 200–720 €/kWh [372]. Die Prognos AG [377] prognostizierte im Jahr 2016 die CAPEX von LIBs auf 452 €/kWh für 2020, für 2030 auf 301 €/kWh, für 2040 auf 246 €/kWh und für 2050 auf 223 €/kWh.

Reitz [378] unterteilt die Kosten für Batteriespeicher in kapazitätsspezifische Kosten in Abhängigkeit der Kapazität und in leistungsspezifische Kosten in Abhängigkeit der Leistung. Die Kosten für kleinskalige LIB-Systeme als Solarspeicher lagen laut Reitz [378] im Jahr 2015 bei 750–1.250 €/kWh, in 2020 sollten sie bei 430–680 €/kWh liegen und 2025 sind die Kosten auf 250–500 €/kWh prognostiziert. Für 2020 sollten die Kapazitätskosten dabei bei 350 €/kWh liegen und die Leistungskosten bei 110 €/kW [378]. Nach Naumann [379] liegen die variablen Kosten der Leistungselektronik für Batteriespeicher bei 155 €/kW.

Tsiropoulos et al. [380] nehmen eine Unterteilung von Energiespeichersystemen in Leistungsdesignnte Systeme mit einer C-Rate von max. 2 und Energie-designnte Systeme mit einer C-Rate von max. 0,25 vor. Beim Energie-Designnten System sind die Batterie-Packs und das EMS anteilig stärker an den Gesamtkosten verantwortlich, während bei einem Leistungs-Designnten System das Leistungskonvertierungs-System und die Netzverbindung stärker zum Tragen kommen [380]. In *Bild 3.40* ist eine von Tsiropoulos et al. [380] vorgenommene Zusammentragung von Kostenprognosen für stationäre Batteriespeichersysteme für die zwei Größenordnungen „häuslicher Einsatz“ und „Versorger“ aufgeführt, wonach die Kosten in 2030 im häuslichen Bereich bei unter 100 €/kWh bis ca. 600 €/kWh liegen.

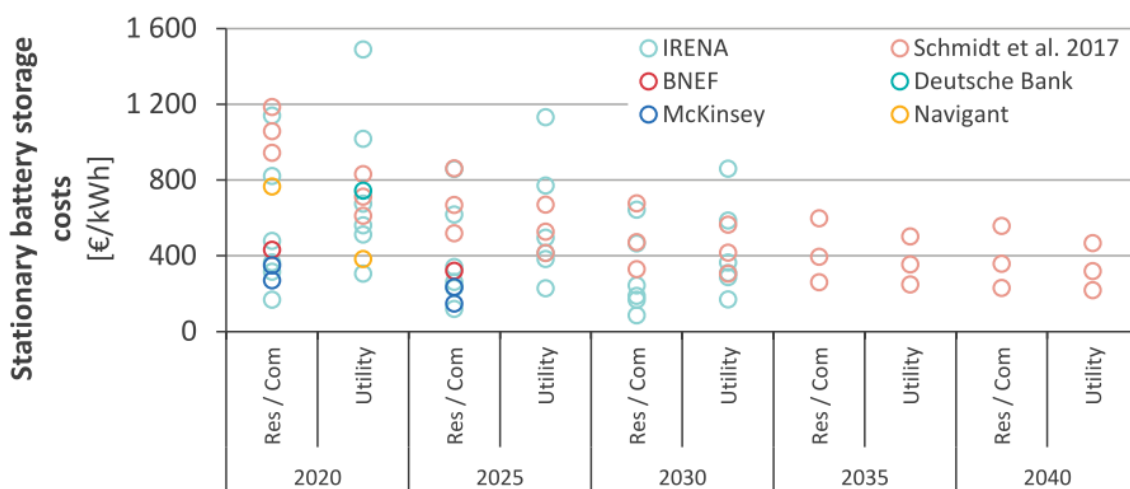


Bild 3.40: Kostenprognose von LIB-Systemen nach [380] basierend auf verschiedenen Literaturquellen: IRENA [381], Schmidt et al. 2017 [382], BNEF [383], Deutsche Bank [384], McKinsey [385], Navigant [386].

Ausgehend von den Prognosedaten verschiedener Quellen haben Tsiropoulos et al. [380] daher drei Szenarien mit unterschiedlicher Verbreitungsrate aufgestellt und damit eine Kostenschätzung bis 2040 vorgenommen. Der Kostenverlauf für Energie-designte Energiespeichersysteme ist in *Bild 3.41a* dargestellt, der für Leistungs-designte Energiespeichersysteme in *Bild 3.41b*. Die Kosten für die beiden Systemvarianten sind für die Jahre 2017, 2030 und 2040 in *Bild 3.41c* für Energie-designte und in *Bild 3.41d* für Leistungs-designte Energiespeichersysteme nach Systembestandteilen aufgeschlüsselt.

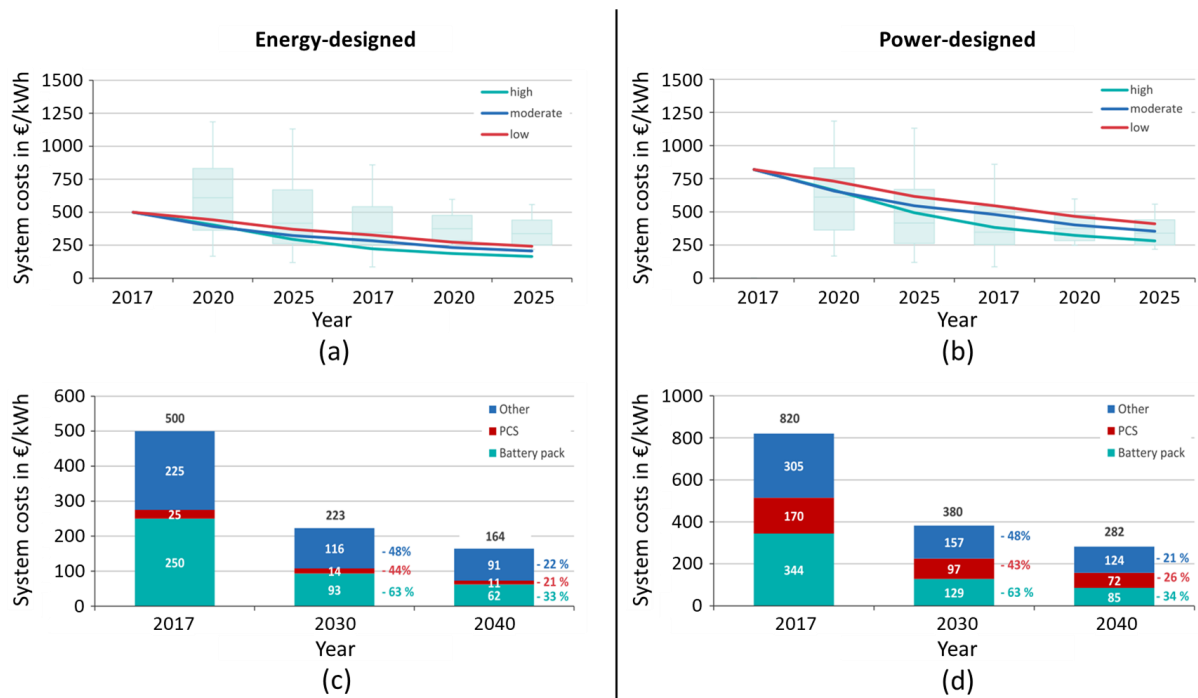


Bild 3.41: Kostenentwicklung auf Basis von drei Kostenentwicklungsszenarien einer (a) energiedesignten und (b) leistungsdessignten LIB für stationäre Anwendungen [380]. Kostenentwicklung und Kostenaufschlüsselung einer (c) energiedesignten und (d) leistungsdessignten LIB [380].

3.5.5 Kostenentwicklung eines Wasserstoffspeichers

Die Kosten eines Wasserstoffspeichers hängen wesentlich von der Art und der Form der Speicherung ab und in welcher Art von Behältnis der H_2 gespeichert wird. In Hausinstallationen ist die Speicherung in Form von Druckwasserstoff am weitesten verbreitet, da in diesem Anwendungsfall typischerweise kein Platzmangel vorliegt (vgl. Abschnitt 3.3.3). Bei Druckwasserstoff hängt der Tankbedarf darüber hinaus von dem maximalen Druck im Tank ab. Übliche Größen für diese Anwendungen liegen bei 200, 300, 350 oder 700 bar [171; 387] und hängt auch von dem Typ des Druckbehälters ab (vgl. *Tabelle 3.3*). Der max. Betriebsdruck hängt dagegen meist vom gewählten Kompressor ab und kann daher von dem Maximaldruck des Tanks divergieren. Bei dem Ganzjahresstromspeicher PICEA 2 von HPS [59] liegt der maximale Betriebsdruck bspw. bei 300 bar. Zumeist werden in kleinskaligen Anwendungsgebieten 50 oder 60 Liter Gasflaschen verwendet. Bei 350 bar Druckbehältern wird von 60 Liter Gasflaschen gesprochen, während es bei 700 bar 45 Liter sind [387]. Neben den Kosten für den Wasserstoffzylinder fallen auch Kosten für den Kompressor an.

Cheng et al. [387] sprechen von 600–1.600 $\$/\text{kg}_{\text{H}_2}$ für Druckbehälter zur Speicherung von komprimiertem Gas. Shin und Ha [178] gibt in einer Veröffentlichung aus 2023 wiederum von Kosten in Höhe von 633 $\$/\text{kg}_{\text{H}_2}$ für Typ IV Wasserstoff-Druckbehälter. In der Arbeit von Shin und Ha [178] wird von minimalen Kosten in Höhe von 266 $\$/\text{kg}_{\text{H}_2}$ bzw. 8 $\$/\text{kWh}$ im Ultimum ausgegangen. In der Arbeit von Li et al. [388] werden in 2023 Kosten in Höhe von 3.085 $\$$ für einen Typ III und 2.865 $\$$ für einen Typ IV Druckbehälter angegeben. Bei einer exemplarischen Kostenrechnung zur H_2 -Batterie von Ostermeier H2hydrogen Solutions [60] und damit einem realen marktreifen System liegen die Kosten für 18 Flaschenbündel à 16 Flaschen (max. 300 bar) bei 180.000 €. Die Wartungskosten wurden dabei mit 1.440 € angesetzt [60]. Für den Kompressor wurden darin wiederum 40.000 € bei 200 € jährlichen Wartungskosten veranschlagt [60].

James et al. [389] erstellten für verschiedene Produktionskapazitäten eine Kostenaufschlüsselung für einen 350 bar Typ IV Wasserstofftank auf. Hiernach liegen die vollständigen Systemkosten bei einem Produktionsvolumen von 10.000 Stück bei ca. 29 $\$/\text{kWh}$ und schließlich bei einem Produktionsvolumen von 500.000 Stück bei ca. 13 $\$/\text{kWh}$ (siehe *Bild 3.42a*) [389]. Die Kosten für einen 350 bar, Typ IV Wasserstofftank mit einer maximalen Füllmenge von 37,8 kg_{H_2} sollen laut Houchins et al. [390] bei ca. 12,2 $\$/\text{kWh}$ und damit bei 406,6 $\$/\text{kg}_{\text{H}_2}$ liegen (siehe *Bild 3.42b*). Nach Houchins et al. [390] soll ein Typ IV Wasserstoff-Druckbehälter mittlerweile etwas günstiger sein als ein Typ III Wasserstoff-Druckbehälter. Diese Aussage deckt sich mit eigenen Expertenbefragungen auf der Hannover Messe 2025. Shin und Ha [178] sprechen von anvisierten Kosten im Jahr 2025 von 300 USD/ kg_{H_2} für einen 350 bar Druckluftspeicher mit 266 USD/ kg_{H_2} im Ultimum. Andere sprechen wiederum von bis zu 1.040 $\$/\text{kg}_{\text{H}_2}$ für einen Druck-Wasserstoffspeicher [391; 392].

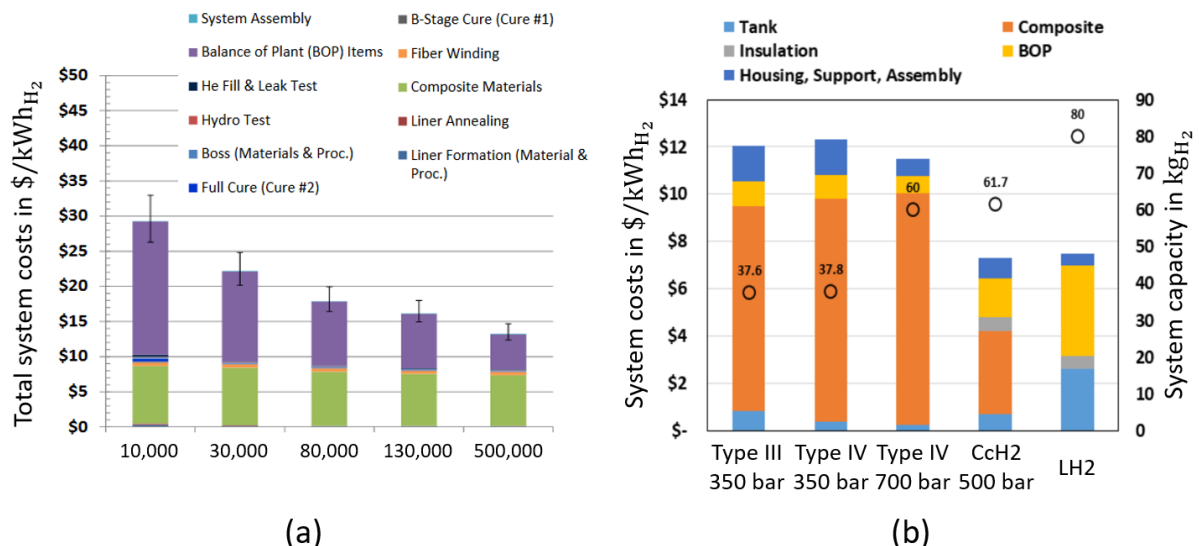


Bild 3.42: (a) Systemkosten und Kostenaufschlüsselung eines 350 bar Wasserstoffspeichers in Abhängigkeit produzierter Stückzahlen nach [389] und (b) Systemkosten und Kostenaufschlüsselung verschiedener Speichertypen nach [390].

In *Bild 3.43* ist eine Kostenaufschlüsselung nach Houchins et al. [390] für einen 700 bar Typ 4 Wasserstofftank mit einem nutzbaren Wasserstoffinhalt von 5,6 kg (5,77 kg insgesamt) für Pro-

duktionszahlen von 100.000 Stück und 500.000 Stück abgebildet. Demzufolge sind die Carbonfaser für über die Hälfte der Kosten verantwortlich. Für einen 700 bar Typ 4 sollen laut Houchins et al. [390] etwa 30–40 % mehr Carbonfaser notwendig sein wie für einen 350 bar Typ 4 Druckbehälter. Gleich welchem Druckniveau sollen deutliche Reduktionen der Tankkosten nur durch die Reduktion der Kosten für Carbonfaser möglich sein [390].

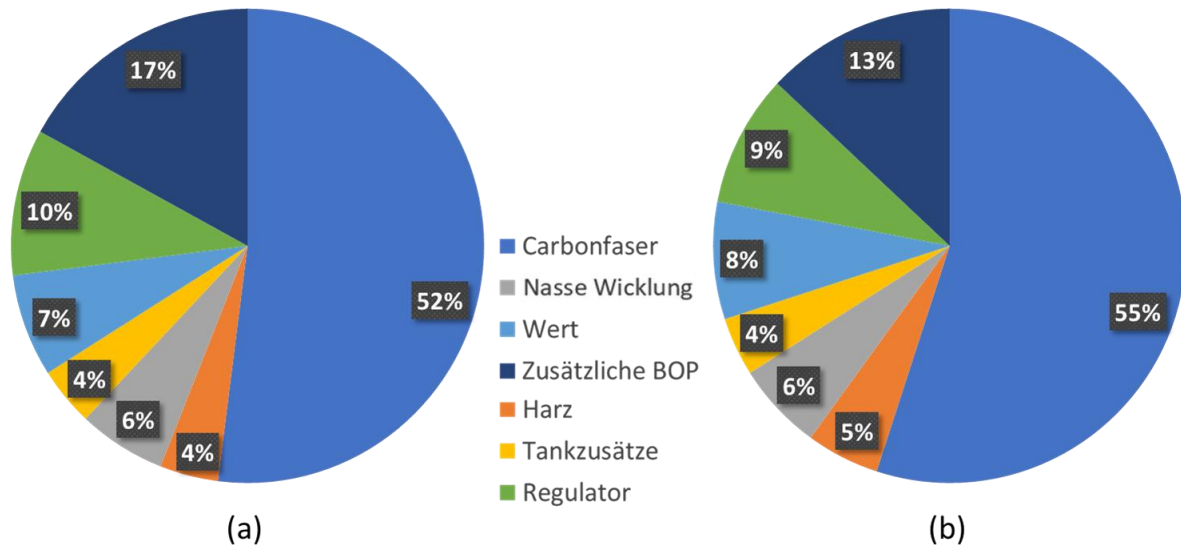


Bild 3.43: Kostenaufschlüsselung eines 700 bar Druckwasserstofftanks mit 5,6 kg nutzbarem Wasserstoff bei produzierten Stückzahlen von (a) 100.000 und (b) 500.000 nach [390].

Auch ein Kompressor wird zwingend zur Speicherung von Druckwasserstoff benötigt. Hier liegen die Kosten laut Maroufmashat und Fowler [366] für einen Kompressor bis 180 bar bei aktuell ca. 3.000 CAD/(kg/h) und werden sich auf lange Sicht nicht wesentlich ändern. Für einen Kompressor bis 700 bar lagen die Kosten im Jahr 2017 bei ca. 8.700–17.000 CAD/(kg/h) und werden sich langfristig voraussichtlich bei ca. 13.000 CAD/(kg/h) einpendeln. Die Wirkungsgrade liegen hier bei 88–95 % für 180 bar Kompressoren und bei 80–91 % bei 700 bar Kompressoren.

3.5.6 Kostenentwicklung eines Heizsystems mit Wärmepumpe

Die Kosten einer WP unterliegen speziell in Deutschland vielen ineinandergreifenden Faktoren. Diese können dazu führen, dass die Kosten sich nicht entsprechend einer Erfahrungskurve verhalten und damit nicht unbedingt eine plausible Prognose der Preisentwicklungen zulassen. Wird die Preisentwicklung der letzten Jahre betrachtet, so zeigt sich, dass der Preis von ca. 25.000 € für eine WP im Jahr 2021 auf einen Preis von ca. 32.000 € im Jahr 2023 gestiegen ist und seitdem wieder auf ca. 29.000 € im Jahr 2025 etwas gesunken ist [393]. Diese Preisentwicklung korreliert überraschenderweise mit dem WP-Absatz. Dies entspricht nicht dem typischen Verlauf nach dem Erfahrungskurvenansatz, nach dem die Kosten mit steigendem Absatzmarkt eher sinken sollen. Dies impliziert, dass die Ursache dafür in anderen Faktoren liegen muss.

Ein Faktor, der die gestiegenen Preise zu Teilen erklären kann, sind die Preissteigerungen für Rohstoffe wie Kupfer und Stahl, die für den Bau und die Installation von WPs erforderlich sind, und damit die Produktionskosten ansteigen lassen. Ein weiterer Faktor ist allgemein die in diesem Zeitraum gestiegene Inflation, was auch den Personaleinsatz durch teils gestiegene Löhne teurer werden ließ. Auch die gestiegenen Energiepreise führen insgesamt zu einer Kostensteigerung. Insgesamt gibt es teils starke Unterschiede in den Preisen verschiedener Anbieter, wodurch sich die Preise nur schwer pauschalisieren lassen. Auch ein Blick in Nachbarländer lohnt sich. In Frankreich liegen die Kosten laut Fischer [393] im Schnitt bei 18.000 € (im Vergleich zu 29.000 € in Deutschland), was Fischer [393] mit geringeren Lohnkosten und weniger strengen bürokratischen Vorgaben erklärt. Probleme in Deutschland führt Fischer [393] auf Handwerkerangel und speziell Altbauten betreffende aufwendige bürokratische Prozesse zurück. Energieeffizienz-Anforderungen führen zu einem erhöhten Aufwand für Planungen und die langwierigen Genehmigungsverfahren verteuern die Projekte. Insgesamt wird aber trotzdem davon ausgegangen, dass die in den nächsten Jahren zu erwartende steigende Nachfrage nach WPs zu Preissenkungen führen wird. [393]

Im Softwaretool ReMOD-D [374] werden die Kosten für eine LWP auf 1.195 €/kW in 2013 mit einer Reduktion auf ca. 956 €/kW in 2050 angesetzt. Für eine GWP liegen sie in ReMOD-D bei 1.541 € in 2013 und werden auf 1.232 €/kW in 2050 prognostiziert [374]. Im BKI 2019 [394] werden die Kosten in 2019 mit 1.235 €/kW für eine LWP und ca. 1.630 €/kW für eine GWP angegeben. Laut Winskel et al. [395] sollen die Kosten einer LWP in 2020 bei ca. 1.350 €/kW und in 2030 bei ca. 1.147 €/kW liegen. Für eine GWP sollen die Kosten dagegen bei ca. 2.000 €/kW in 2020 und bei 1.717 €/kW in 2030 liegen [395]. Keiner et al. sprechen bei einer GWP wiederum von 1.500 €/kW im Jahr 2020 mit einer Reduktion auf 1.200 €/kW bis 2050.

3.6 Optimierungsverfahren

Die Optimierung von Energiesystem-Auslegungen gehört mittlerweile zur gängigen Praxis. Üblicherweise wird hierzu zunächst ein Optimierungsproblem definiert, nach dem die optimale Auslegung gefunden werden soll. Laut Matics [140] lassen sich viele technische Aufgaben durch ein Optimierungsproblem formulieren, deren Ziel die Minimierung bzw. Maximierung einer aufgestellten skalaren Zielfunktion ist. Hierbei werden für gewöhnlich Variationen von Variablen (Stellgrößen) ausgehend von einem festgelegten Startwert durchgerechnet [140]. In direktem Bezug zur Lösung der Zielfunktion stehen zusätzliche Anforderungen an die Lösung und die Gestalt des Lösungsraumes, welche sich über Nebenbedingungen formulieren lassen [140]. Diese werden typischerweise in Form von Gleichungen, Ungleichungen und in Spezialfällen über Straffunktionen in das Optimierungsproblem eingebunden [140]. Sofern mehrere Optimierungs-Ziele vorliegen, besteht die Möglichkeit mehrere verschiedene skalare Zielfunktionen zu gewichten und zu einer wiederum skalaren Gesamt-Zielfunktion zu verknüpfen [140].

Es existieren verschiedene **Optimierungsmethoden**, dessen Eignung von den Charakteristika der Zielfunktion abhängen. Je nach verwendetem Softwaretool stehen dabei verschiedene vorformulierte Optimierungsmethoden zur Verfügung. MATLAB bietet hier bspw. eine ganze

Bandbreite verschiedener Methoden. Darüber hinaus besteht oft auch die Möglichkeit, eine eigene Optimierungsmethode aufzustellen, welche dem zu lösenden Problem besser gerecht wird und Rechenzeit einspart. Es wird hier unter exakten und heuristischen Optimierungsverfahren unterschieden.

Für **exakte Optimierungsverfahren** wird vorausgesetzt, dass die Zielfunktion stetig ist und damit anhand mathematisch exakt beschriebener, allgemein anerkannter analytischer Verfahren gelöst werden kann [396]. Diese erzielen sowohl in der Lösungseffizienz als auch der Genauigkeit der Lösung herausragende Ergebnisse [140]. Zumeist werden sequentiell quadratische Programmierungen basierend auf dem Newton-Verfahren oder einer sequentiellen quadratischen Approximation herangezogen [140]. Das Verfahren der kleinsten Quadrate wird ebenfalls oft verwendet, wie bspw. für Aufgaben der Kurvenangleichung (engl.: curve fitting) [140].

Heuristische Optimierungsverfahren arbeiten dagegen mithilfe aus der Erfahrung gewonnener Regeln oder Algorithmen zur methodischen Lösungssuche einer Optimierungsaufgabe. Diese Verfahren werden oft speziell zur Lösung einer bestimmten Aufgabe entwickelt, weswegen sie meist nur schwer auf abgewandelte Aufgaben angewendet werden können. Eine Abgrenzung davon stellen wiederum Metaheuristiken dar, welche allgemein anwendbar sind und mit geringem Aufwand auf unterschiedlichste Optimierungsprobleme angewendet werden können. [140]

In *Bild 3.44* ist eine Prinzipskizze nach Hagendorf et al. [397] für den simulationsbasierten Aufbau eines Optimierungsverfahrens abgebildet. In *Bild 3.44a* ist eine Alternative zum Optimierungsverfahren aufgeführt. Hier würde der Benutzer nach Prüfung der Simulationsergebnisse manuell die Modellparameterwerte und/oder die Modellstruktur anpassen und anschließend einen neuen Simulationslauf starten. Diese Schritte werden dann so lange wiederholt, bis eine geeignete Lösung gefunden ist. Im Gegensatz dazu werden bei Nutzung eines Optimierungsverfahrens die Werte der Modellparameter automatisiert angepasst und die Simulationen iterativ wiederholt, um das Ergebnis der festgelegten Zielfunktion zu verbessern (siehe *Bild 3.44b*) [397]. Dieser Vorgang wird solange wiederholt, bis ein Stoppkriterium erfüllt ist und keine Verbesserung des Ergebnisses mehr zu erwarten ist [397].

Optimierungsmodellierungstechniken werden schon seit geraumer Zeit als nützliche Instrumente für das Management des Strom- und Versorgungssektors herangezogen [398]. Schon 1988 wurde von De und Musgrove [399] anhand von Optimierungsverfahren der optimale Betriebsplan eines Inselnetzes gesucht. Optimierungsprobleme im Zusammenhang mit Inselnetzen werden typischerweise in drei Problemtypen unterteilt [400; 401]:

- (1) **Designproblem:** Auswahl des Standorts und des Typs und der Anzahl der Komponenten
- (2) **Dimensionierungsproblem:** Auswahl der Größe der Komponenten
- (3) **Planungsproblem:** Planung des Betriebs der Komponenten

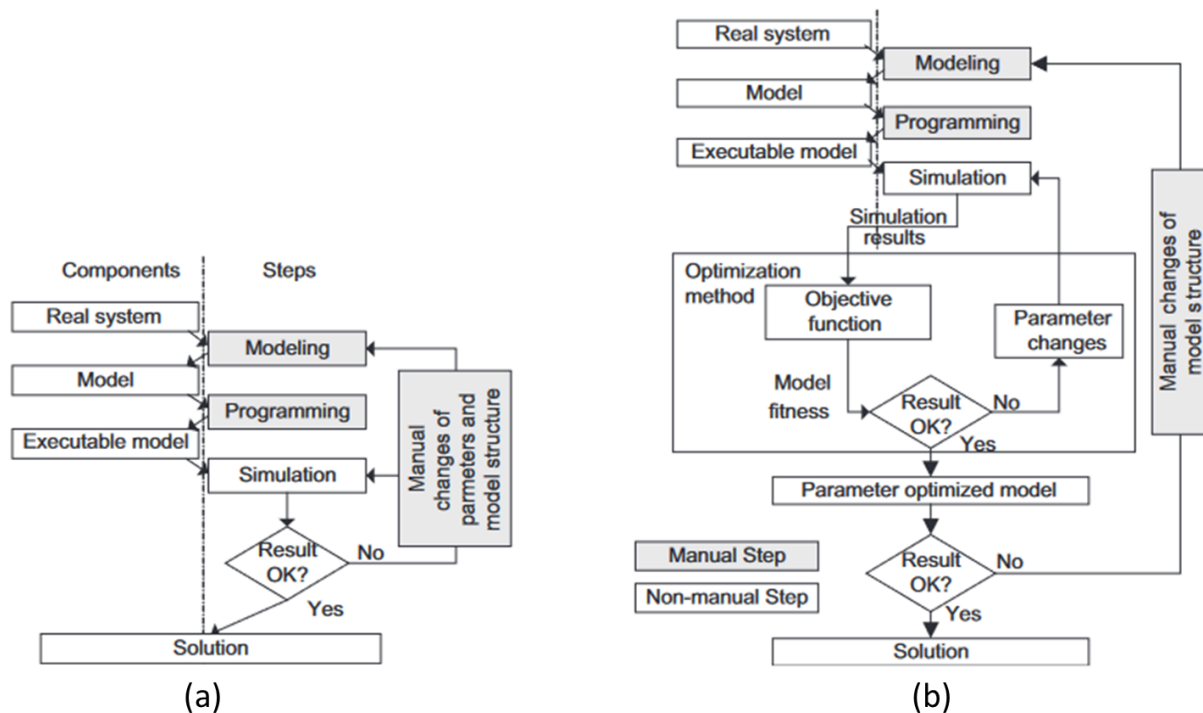


Bild 3.44: Prinzipalskizze einer simulationsbasierten Lösungsfindung in Form eines (a) manuellen Ansatzes und (b) unter Nutzung eines Optimierungsverfahrens nach [397].

Jedes Problem kann wiederum nach wirtschaftlichen, ökologischen und technischen Zielen optimiert werden, wobei die meisten Veröffentlichungen wirtschaftlichen Zielen nachgehen [402; 403]. Auch die Umweltperspektive wurde zuletzt verstärkt in den Fokus genommen, wobei solche Ziele laut Weitzel und Glock [403] in der Regel mit wirtschaftlichen Zielen konkurrieren. Daher wird dazu meist auf eine Mehrziel-Optimierungsmethode zurückgegriffen [403]. Laut Hagendorf et al. [397] ist gerade die MATLAB/Simulink-Umgebung eine bekannte und weit verbreitete Berechnungsumgebung in diesem Anwendungsbereich.

Gerade im Bereich der Technik und Naturwissenschaften werden bei zahlreichen Problemen maximale Ergebnisse oder minimaler Aufwand gesucht, in dessen Rahmen immer von Maximierungs- bzw. Minimierungsproblemen gesprochen wird. Das Optimierungskriterium wird hierbei als Zielfunktion bezeichnet. Diese Zielfunktionen sind zu minimieren oder maximieren. Variablenwerte, für die die **Zielfunktion** ein Optimum (Minimum/Maximum) annimmt, heißen Optimalpunkte (Minimal- bzw. Maximalpunkte). Beschränkungen in den Variablenwerten werden als Nebenbedingungen bezeichnet und werden durch Gleichungen und Ungleichungen beschrieben. In Abhängigkeit der Zielfunktion und Nebenbedingungen ergeben sich verschiedene Theorien und Berechnungsmethoden. Optimierungsprobleme werden typischerweise zunächst mathematisch formuliert, wobei Variablen festgelegt und Zielfunktion und Nebenbedingungen formuliert werden. Anschließend werden sie zumeist in Programmsysteme wie bspw. MATLAB eingebunden und darüber gelöst. [404]

Im Zusammenhang mit Optimierungsproblemen ist das Bewusstsein über lokale (relative) bzw. globale (absolute) Minima/Maxima von fundamentaler Bedeutung [404]. Nach Benker [404] hat eine Funktion $f(x)$ über einem abgeschlossenen Bereich $B \subset \mathbb{R}^n$ im Punkt x^0

- ein lokales Minimum, wenn $f(x) \geq f(x^0)$
- ein lokales Maximum, wenn $f(x) \leq f(x^0)$

für alle Punkte x in einer Umgebung $U(x^0) = U_\varepsilon(x^0) \cap B$ des Punktes x^0 gilt. Eine Funktion $f(x)$ hat dagegen über einem abgeschlossenen Bereich $B \subset \mathbb{R}^n$ im Punkt x^0

- ein globales Minimum, wenn $f(x) \geq f(x^0)$
- ein globales Maximum, wenn $f(x) \leq f(x^0)$

für alle Punkte $x \in B$ gilt, d.h. für alle Punkte des Bereichs B . In *Bild 3.45* ist graphisch die Bedeutung lokaler und globaler Minima/Maxima aufgeführt.

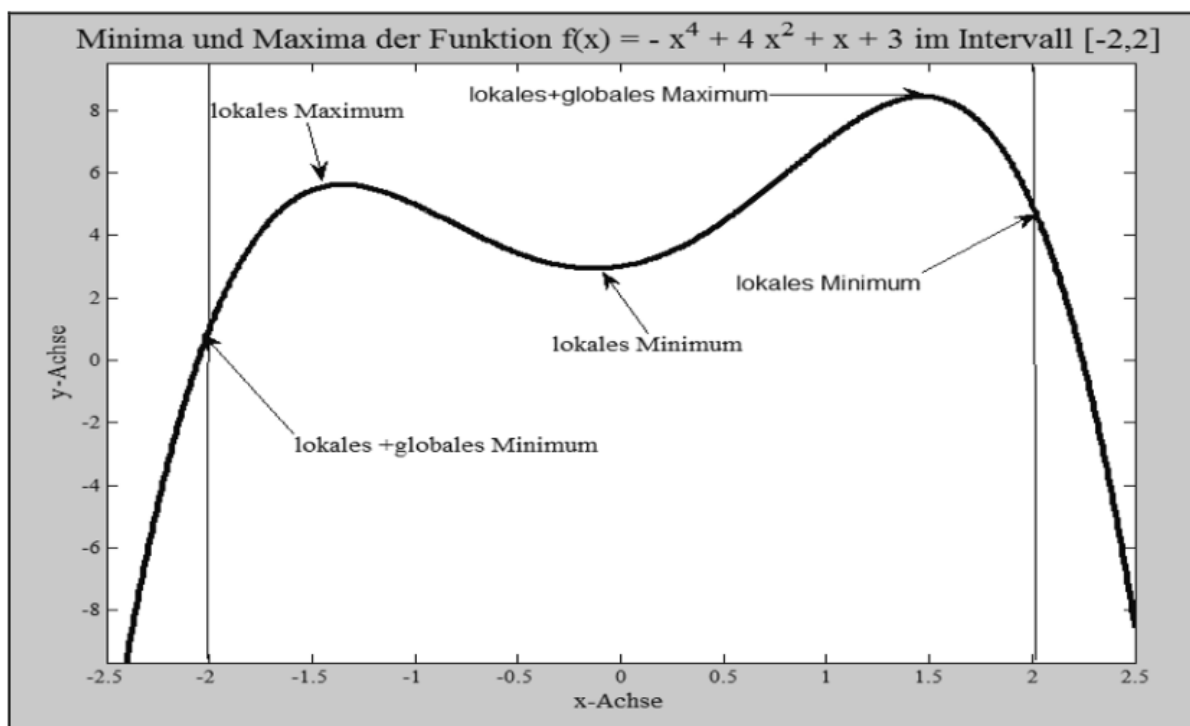


Bild 3.45: Graphische Darstellung lokaler und globaler Minima und Maxima [404].

Die lineare Optimierung zeichnet sich durch **Nebenbedingungen** in Ungleichungsform aus, bei denen globale Minima und Maxima gesucht werden [404]. Hierzu liegt eine lineare Zielfunktion der Form

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) = c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2 + \dots + c_n \cdot x_n \quad (c_1, c_2, \dots, c_n - \text{gegebene Konstanten}) \quad (43)$$

vor, welche bezüglich der Variablen (Unbekannten) x_1, x_2, \dots, x_n zu minimieren oder maximieren ist [404]. Hierbei müssen die Variablen x_1, x_2, \dots, x_n zusätzlich Nebenbedingungen in Form m linearer Ungleichungen (Ungleichungsnebenbedingungen) mit gegebenen Koeffizienten a_{ik} und b_i folgender Form erfüllen [404]:

$$\begin{aligned} a_{11} \cdot x_1 + a_{12} \cdot x_2 + \dots + a_{1n} \cdot x_n &\leq b_1 \\ a_{21} \cdot x_1 + a_{22} \cdot x_2 + \dots + a_{2n} \cdot x_n &\leq b_2 \end{aligned} \quad (44)$$

$$\begin{array}{cccc} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{m1} \cdot x_1 + a_{m2} \cdot x_2 + \cdots + a_{mn} \cdot x_n \leq b_m \end{array}$$

Hierbei gilt der Grundsatz, dass lineare Gleichungen durch zwei lineare Ungleichungen ersetzt werden können und lineare Ungleichungen mit \geq durch Multiplikation mit -1 in die Form mit \leq transformiert werden können [404].

Einen Kontrast dazu bilden **nichtlineare Optimierungsprobleme**. Methoden der nichtlinearen Optimierung sind anzuwenden, sofern eine Funktion der Nebenbedingungen oder die Zielfunktion nichtlinear sind, was in Technik und Naturwissenschaften des Öfteren vorkommt [404]. Hierbei ist eine Zielfunktion $f(x)$ bezüglich der n Variablen $\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ zu minimieren oder maximieren [404]:

$$f(\mathbf{x}) = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \begin{array}{c} \text{Minimum/Maximum} \\ x_1, x_2, \dots, x_n \end{array} \quad (45)$$

Dabei sind von den Variablen zusätzliche Nebenbedingungen in Form von m Ungleichungen mit beliebigen Funktionen g_i zu erfüllen [404]:

$$g_i(\mathbf{x}) = g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m) \quad (46)$$

Auch hier gilt der Grundsatz, dass lineare Gleichungen durch zwei lineare Ungleichungen ersetzt werden können und lineare Ungleichungen mit \geq durch Multiplikation mit -1 in die Form mit \leq transformiert werden können [404].

Bei Verwendung von MATLAB muss im ersten Schritt die Wahl zwischen Problem-basierendem und Solver-basierendem Ansatz getroffen werden [405]. In *Tabelle 3.14* sind die Unterschiede beider Ansätze aufgeführt. Bei einem Solver-basierten Ansatz muss zunächst die Wahl eines entsprechenden Solvers getroffen werden [405]. Diese Solver sind speziell für die Lösung bestimmter Optimierungsprobleme konzipiert. MATLAB bietet hierzu eine Bandbreite verschiedener Solvern an [405; 406].

Tabelle 3.14: Unterschied zwischen Problem-basierenden und einem Solver-basierenden Optimierungsproblem [407].

Problemorientiertes Optimierungsproblem	Solver-basiertes Optimierungsproblem
Leichtere Erstellung und Fehlersuche	Schwieriger zu erstellen und zu debuggen
Bietet eine visuelle Schnittstelle	Bietet eine visuelle Schnittstelle
Stellt das Ziel und die Nebenbedingungen symbolisch dar	Stellt das Ziel und die Nebenbedingungen als Funktionen oder Matrizen dar
Erfordert die Übersetzung von der Problemform in die Matrixform, was zu einer längeren Lösungszeit führen kann	Erfordert keine Übersetzung von der Problemform in die Matrixform, was zu einer kürzeren Lösungszeit führen kann
Berechnet und verwendet in vielen Fällen automatisch die Gradienten von Ziel- und nicht-linearen Nebenbedingungen, berechnet aber keine Hessische Normalform; siehe Automatische Differenzierung	Ermöglicht die direkte Einbeziehung von Gradient oder Hessische Normalform (Hessian), berechnet diese aber nicht automatisch. Ermöglicht die Verwendung einer Hessian-Multiplikationsfunktion oder einer Jacobi-Multiplikationsfunktion, um bei großen Problemen Speicherplatz zu sparen

Jedes Optimierungsverfahren nach dem solver-basierten Ansatz verfügt hierbei über verschiedene Ansatzformen für die Variablen, wobei diese zumeist verschiedene Möglichkeiten der Einbindung von Nebenbedingungen bieten. Im Folgenden werden die relevantesten Ansatzformen benannt [88]: **x0** ist der Startpunkt für die Variablenstellung; **fun** ist die zu optimierende (idR. minimierende) Funktion; **A** und **b** stellen verschiedene Variablen zur Beschreibung von Nebenbedingungen in Form von Ungleichungen dar; **Aeq** und **beq** stellen wiederum das Äquivalent dazu dar, wenn die Nebenbedingungen in Form von Gleichungen gegeben sind; **lb** und **ub** steht für „lower bound“ und „upper bound“ und stellen folglich untere und obere Grenzen für die Variablen x_1, x_2, \dots, x_n dar; mit **nonlcon** lassen sich nicht-lineare Nebenbedingungen anlegen und werden immer mit den Funktionen **c** für Ungleichungen ($c(x) \leq 0$) und **ceq** für Gleichungen ($ceq(x) = 0$) angegeben; mit **intcon** lässt sich die Suche nach dem Optimum der Variablen auf ganzzahlige Integer beschränken und ist im Solver „ga“ und „intlinprog“ möglich; mit **options** lassen sich zusätzliche die Suche betreffende Kriterien wie bspw. Toleranzen oder die maximale Anzahl an Iterationen festlegen. Hierbei muss das zu formulierende Optimierungsproblem nicht zwingend alle dafür verfügbaren Eingabeparameter enthalten, sondern kann auch nur aus einem Auszug der gegebenen Möglichkeiten bestehen. Hierzu bietet MATLAB gekürzte Varianten der Programmbefehle. Beispielsweise wird bei der Funktion **fmincon** [408] das Problem mathematisch wie folgt spezifiziert:

$$\min_x f(x) \text{ so das } \begin{cases} c(x) \leq 0 \\ ceq(x) = 0 \\ A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \quad (47)$$

Wie aus der obigen Beschreibung hervorgeht, bietet MATLAB vielerlei Möglichkeiten zur Optimierung zumeist mathematisch beschriebener Probleme. Allerdings ist hierbei vorgesehen, dass unter alleiniger Nutzung von MATLAB eine Problembeschreibung vorgenommen wird und entsprechend ist keine direkte Einbindung oben genannter Optimierungsansätze für den Einsatz mit Simulink vorgesehen. Hierzu bietet Simulink eigene Toolboxes zur Simulink-internen Optimierung. Folgende Optimierungen lassen sich in Simulink vornehmen:

- **Schätzung von Parametern:** Dieses Tool ermöglicht eine Schätzung von Modellparametern und Anfangszuständen aus Daten. Im Rahmen dessen werden Parameter und Zustände eines Simulink-Modells anhand von Messdaten geschätzt, wobei mehrere Modellparameter gleichzeitig geschätzt und validiert werden können. Für die Parameter können Grenzwerte auch in Form zeitabhängiger Kurvenverläufe angelegt werden. Simulink erstellt automatisiert ein Optimierungsproblem und gibt als Lösungen die geschätzten Parameterwerte aus. [409]
- **Optimierung der Reaktion:** Dieses Tool dient der Optimierung der Modellreaktion zur Erfüllung der Entwurfsanforderungen und Prüfung der Robustheit des Modells. Hierbei werden die Simulink-Modellparameter unter Angabe von Entwurfsanforderungen optimiert. Auch Parameterunsicherheiten können einbezogen werden, um die Robustheit des Entwurfs zu testen. Die Software optimiert die Modellparameter, indem sie die Entwurfsanforderungen als eingeschränktes Minimierungsproblem formuliert und das Problem dann mit Hilfe von Optimierungsverfahren löst. [410]

3.7 Handlungsbedarf

Bild 3.46 zeigt eine zusammenfassende Bewertung der relevantesten Literaturquellen mit Fokus auf die Analyse von auf H_2 basierenden Energiesystemen für Privathaushalte. Des Weiteren ist in *Bild 3.47* eine Bewertung der möglichen Softwaretools ersichtlich. Diese werden hinsichtlich der in Abschnitt 2.7 formulierten Anforderungen an die *Techno-ökonomische Modellierung und Analyse eines auf Wasserstoff- und Batteriespeicher basierenden PV-Energiesystems unter Berücksichtigung des Degradationsverhaltens* bewertet. Der Erfüllungsgrad der jeweiligen Anforderungen lässt sich zusammenfassend wie folgt bewerten:

A1) Ganzheitlich: Es konnten Arbeiten identifiziert werden, in denen die wichtigsten Komponenten für das zu untersuchende Energiesystem enthalten sind. Der Fokus bei diesen Arbeiten wird dann allerdings meist nur auf eine makroskopische Betrachtung des Systems gelegt. Die Analyse von Energie- und Stoffflüssen steht in diesen Arbeiten meist nicht im Fokus. Daher ist die Komplexität und Präzision der Modellbestandteile stark eingeschränkt. Es konnte keine Arbeit gefunden werden, bei denen eine ganzheitliche Betrachtung unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Energiewandlern und spezifischen Komponenteneigenschaften erfolgt. Eine detailliertere Beschreibung von Komponenten ist lediglich für einzelne Komponenten in separaten Arbeiten vorhanden. In diesen Arbeiten können wiederum keine ganzheitlichen Aussagen getroffen werden. Das für die Energiesystemmodellierung erforderliche Wissen ist in keiner Arbeit vollumfänglich und dem geforderten Detaillierungsgrad entsprechend erfasst.

A2) Realitätsnah: Keine Arbeit mit ganzheitlicher Betrachtung eines Wasserstoffsystems auf Haushaltsebene bietet vollumfänglich den geforderten Detaillierungsgrad in der Modellierung aller erforderlichen Komponenten. Die Modelle werden bei vielen Arbeiten zur Systemauslegung abstrakt anhand einiger Formeln abgebildet und erfassen nicht das variable Betriebsverhalten. Eine weitreichende Charakterisierung der Komponenten durch umfangreiche Parametrisierbarkeit ist nur bei wenigen entwickelten Energiesystemmodellen möglich. Keine Arbeit ist in der geforderten Realitätsnähe und entsprechender Detailtiefe entwickelt worden und gleichzeitig für die Analyse eines ganzen Jahres einsetzbar.

A3) Sektorübergreifend: Hinsichtlich der hybriden, sektorübergreifenden Modellierung ist die Anforderung entweder vollständig erfüllt oder gar nicht erfüllt. Einige Arbeiten erfassen in der Energiesystemanalyse auch den Wärmesektor. Zeitlich abhängige Synergieeffekte zwischen Strom- und Wärmesektor wie bspw. Abwärmenutzung werden darunter allerdings nicht immer berücksichtigt. Der Wärmesektor wird in keiner Arbeit vollumfänglich an das typische Verhalten mit Pufferspeicher angenähert, sondern im Regelfall über eingelesene Wärmebedarfsverläufe berücksichtigt.

A4) Zeitlich aussagekräftig: Es liegen nur wenige Arbeiten vor, die in einer geeigneten Auflösung sowohl die saisonale als auch tageszeitliche Änderung in den Eingangsdaten erfassen. In einigen Arbeiten wird die Aussagekraft bspw. durch Typisierung von Tagen, durchschnittlichen Wochenverläufen oder exemplarischen Tagesverläufen des jeweiligen Monats eingeschränkt. Andere Arbeiten untersuchen dagegen nur bestimmte Zeitausschnitte eines Jahres und vernachlässigen dadurch die saisonalen Einflüsse. Die Arbeiten variieren ebenfalls in der Auflösung. Einige Arbeiten wählen zwar eine höhere Auflösung, simulieren dann aber kein ganzes Jahr. Andere wiederum verwenden eine geringere Auflösung und simulieren dafür über längere Zeiträume.

A5) Räumlich aussagekräftig: Nur einige wenige Arbeiten befassen sich mit einem Wasserstoffsystem in Größenordnung eines Privathaushalts. Meist werden größere Systeme in Größenordnung von Quartieren, Stadtbezirken oder Regionen untersucht. Da die Komponenteneigenschaften und -kosten je nach Skalierung divergieren, ist hierdurch keine Vergleichbarkeit möglich. Die gewählte Modellregion variiert ebenfalls sehr stark. Nur einige Arbeiten sehen eine Nutzung in Regionen vor, bei denen Potential durch Einsatz von H_2 als Langzeitenergiespeicherform im Energiesektor besteht. Hierzu zählt die gesamte gemäßigte Klimazone, aber auch weiter nördliche Regionen können dafür interessant sein. Eine Übertragbarkeit auf andere Regionen ist nicht vollumfänglich möglich, da das Verhalten und die Auslegung des Energiesystems sehr wetterabhängig sind.

A6) Vielseitig: Keine Literaturquelle verfolgt einen vielseitigen und flexiblen Modellgrundlage. Vorhandene Modelle wurden zumeist auf ein konkretes Ziel hin entwickelt und sind aufgrund ihres gewählten Modellierungswerkzeugs häufig nur eingeschränkt erweiterbar. Dadurch lassen sie meist keine im Detaillierungsgrad geeignete Lebensdauerprognose und Kostenschätzung zu, die auf dem Betriebsverhalten der Komponenten basiert. Auch ein Energiemanagement erfolgt nur in wenigen Arbeiten. Die meisten Arbeiten vernachlässigen das Degradationsverhalten.

ten der Komponenten und berücksichtigen wenn überhaupt eine feste Lebensdauer ohne Berücksichtigung des Einflusses durch das Betriebs- und Steuerungsverhalten. Einige Arbeiten beschäftigen sich dagegen rein mit der Systemauslegung unter Ziel der Energieautarkie, ohne auf die Systemkosten einzugehen.

A7) Variabel einsetzbar: In keiner Literaturquelle ist eine in vollem Umfang variable Parametrisierung der Komponenten möglich. Meist wird ein festgeschriebenes Optimierungsziel verfolgt, wodurch die Auslegung erst dadurch gefunden wird. Dadurch ist allerdings eine Gegenüberstellung der Ergebnisse bei Durchführung von isolierten Parameter- und Auslegungsvariationen nicht möglich. Entsprechend sind Einflüsse durch Parametervariationen nur eingeschränkt identifizierbar und es lassen sich nur begrenzt allgemeine Auslegungsempfehlungen herleiten. Wiederum andere Arbeiten fokussieren sich lediglich auf die Bestimmung einer hinsichtlich der Versorgungssicherheit geeigneten Auslegung eines konkreten Anwendungsfalls, ohne die Lebensdauer und die Systemkosten zu berücksichtigen.

S1) Dimensionierbar: Das Softwaretool MATLAB/Simulink lässt eine auch in der Tiefe beliebig wählbare System- und Komponentenauslegung zu und ist damit vollumfänglich für die vorgesehene Energiesystemmodellierung geeignet. Darüber hinaus ist MATLAB/Simulink für eine flexible Anpassung auf neue Forschungsstände und neue Systemdesigns geeignet. Auch eine Integration eines Lebensdauerprognose- und Kostenschätzungsverfahrens und eines Optimierungsverfahrens ist in vollem Umfang möglich. Andere Softwaretools bedienen sich dagegen zumeist einem konkreten Werkzeugkasten zur Energiesystemmodellierung und können dadurch nicht in notwendigem Umfang vielseitig und flexibel eingesetzt und erweitert werden. Dadurch kann sich MATLAB/Simulink von anderen Softwaretools abheben.

S2) Steuerbar: MATLAB/Simulink bietet die Möglichkeit, ein zugeschnittenes EMS zu integrieren, welches sowohl eine Steuerung auf Systemebene aber auch auf Komponentenebene zulässt. Dieses EMS kann vollständig flexibel aufgebaut werden und ist in der Auflösung und im Komplexitätsgrad beliebig wählbar. Einige andere Softwaretools erlauben dagegen nur einen eingeschränkt flexiblen Aufbau eines EMS, während manche Softwaretools gar kein EMS vorsehen. Gerade für die Lebensdauerprognose ist eine Integration eines flexiblen EMS allerdings zwingend erforderlich. Daher ist MATLAB/Simulink hierfür gegenüber anderen Softwaretools vorzuziehen.

Bewertungsskala: ○ = nicht erfüllt ◐ = teilweise erfüllt ● = voll erfüllt	Anforderungen						
	Energiesystemmodell						
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
Modelling and Control of a Grid-Connected RES-Hydrogen Hybrid Microgrid [Londono et al., 2021]	◐	●	○	○	◐	○	◐
Modeling and Control of a Renewable Hybrid Energy System With Hydrogen Storage [Trifkovic et al., 2014]	●	●	○	○	●	○	○
Technical feasibility evaluation of a solar PV based off-grid domestic energy system with battery and hydrogen energy storage in northern climates [Puranen et al., 2021]	●	◐	●	◐	●	○	○
Seasonal hydrogen storage for residential on- and off-grid solar photovoltaics prosumer applications [Keiner et al., 2023]	●	●	●	◐	●	◐	○
Grid-independent residential buildings with renewable energy sources [Leonard & Michaelides, 2018]	◐	◐	●	◐	◐	○	○
Optimal sizing for an integrated energy system considering degradation and seasonal hydrogen storage [Pu et al., 2021]	●	◐	●	◐	○	◐	○
Optimal design of Photovoltaic, Biomass, Fuel Cell, Hydrogen Tank units and Electrolyzer hybrid system for a remote area in Egypt [El-Sattar et al., 2022]	◐	◐	○	◐	○	○	○
Optimal Operation of a Hydrogen Storage and Fuel Cell Coupled Integrated Energy System [Utomo et al., 2021]	◐	◐	○	○	○	○	○
Size optimization of a hybrid photovoltaic/fuel cell grid connected power system including hydrogen storage [Okundamiya, 2020]	◐	◐	○	◐	○	○	○
MATLAB/Simulink Modeling and Experimental Results of a PEM Electrolyzer Powered by a Solar Panel [Albarghot et al., 2014]	◐	●	○	○	○	○	◐
Stand-Alone Microgrid with 100% Renewable Energy: A Case Study with Hybrid Solar PV-Battery-Hydrogen [Dawood et al., 2020]	◐	◐	○	◐	○	○	○
Optimal Hybrid Renewable Energy System: A Comparative Study of Wind/Hydrogen/Fuel-Cell and Wind/Battery Storage [Acakpovi et al., 2020]	◐	●	○	●	○	○	○
Determining the Future Business Case for Small-Scale Hydrogen Storage of Renewable Energy for Autonomous Residential Applications [Den Balvert und Smit, 2020]	●	◐	◐	◐	●	○	○

- A1** Ganzheitlich **A3** Sektorübergreifend **A5** Räumlich aussagekräftig **A7** Variabel einsetzbar
- A2** Realitätsnah **A4** Zeitlich aussagekräftig **A6** Vielseitig

Bild 3.46: Bewertung ausgewählter Literaturquellen hinsichtlich der in Abschnitt 2.7 definierten Anforderungen.

Bewertungsskala: ○ = nicht erfüllt ◐ = teilweise erfüllt ● = voll erfüllt	Anforderungen									
	Energiesystemmodell							Tool		
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	S1	S2	
MATLAB/Simulink	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
Modelica	●	●	●	●	●	◐	◐	◐	●	
HOMER	○	◐	◐	◐	●	○	○	◐	○	
TIMES	●	◐	●	◐	○	○	◐	○	○	
TRNSYS	◐	●	◐	●	●	○	◐	●	◐	
PV*SOL	◐	●	◐	●	●	○	◐	◐	◐	

- A1** Ganzheitlich **A3** Sektorübergreifend **A5** Räumlich aussagekräftig **A7** Variabel einsetzbar
- A2** Realitätsnah **A4** Zeitlich aussagekräftig **A6** Vielseitig
- S1** Dimensionierbar **S2** Steuerbar

Bild 3.47: Bewertung ausgewählter Modellierungswerkzeuge und Softwaretools hinsichtlich der in Abschnitt 2.7 definierten Anforderungen.

Fazit:

Wie aus der Analyse bestehender Arbeiten im Kontext der definierten Anforderungen hervorgeht, wurde ein ganzheitliches und sektorenübergreifendes Energiesystem in geforderter Realitätsnähe und detailtiefer Parametrisierbarkeit der Komponenten bisher noch nicht untersucht. Die meisten komponentenübergreifenden Modelle basieren auf abstrakten mathematischen Beschreibungen der Systemkomponenten und vernachlässigen Faktoren wie die Systemsteuerung sowie das Betriebs- und Degradationsverhalten. Häufig wurden Energiesystemmodelle mit Fokus auf einer bestimmten zu optimierenden Größe hin entwickelt, wodurch keine Herleitung von Auslegungsempfehlungen durch Parameterstudien möglich ist.

Eine kombinierte Lebensdauerberücksichtigung aller drei Komponenten ELY, FC und LIB innerhalb eines Energiesystems ist bisher nur bei Pu et al. [81] angerissen worden. Ansonsten ist dieser Ansatz in der aktuellen Forschung weitgehend unberührt. Rückschlüsse auf die interdisziplinären und multifaktoriellen Einflüsse der Komponenten untereinander wurden jedoch auch in der Arbeit von Pu et al. [81] nicht gegeben. In der Arbeit von Pu et al. [81] wurden 12 ausgewählte Typtage für die Optimierung angesetzt, was die zeitliche Aussagekraft reduziert. Die Lebensdauerprognose hat in dessen Arbeit mit 1,48 Jahren Lebensdauer der FC und 1,2 Jahren für den ELY fragliche Ergebnisse ausgegeben. Die Größenordnung des betrachteten Energiesystems lag in ihrer Arbeit bei 200 Einwohnern und die Modellregion ist vom geographischen Breitengrad vergleichbar mit dem Mittelmeerraum. Dadurch ist die räumliche Aussagekraft zur Übertragung auf den in dieser Arbeit vorgesehenen Anwendungsfall ebenfalls nicht gegeben.

Zusammengefasst liegt damit bisher keine ganzheitliche, sektorübergreifende und hinsichtlich der Komplexität und Präzision der Elemente geeignete Modellierung eines auf H_2 basierenden Energiesystems für einen Privathaushalt vor. Keine Arbeit kann alle Anforderungen vollumfänglich erfüllen. Eine wie in dieser Arbeit vorgesehene Vielseitigkeit an Analyseverfahren wurden bisher noch nicht in einem Energiesystemmodell zusammengebracht und unter Vernetzung dieser Verfahren analysiert. Daher können bisher keine multifaktoriellen Handlungsempfehlungen unter Berücksichtigung des Degradationsverhaltens zur Auslegung von auf H_2 basierenden Energiesystemen in Privathaushalten hergeleitet werden. Daraus resultiert ein bestehender Handlungsbedarf für die *Techno-ökonomische Modellierung und Analyse eines auf Wasserstoff- und Batteriespeicher basierenden PV-Energiesystems unter Berücksichtigung des Degradationsverhaltens*.

Aus den gegebenen Anforderungen an das Systemmodell leitet sich der Bedarf zur Entwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells ab (vgl. Abschnitt 3.2.1), da die Untersuchung verschiedener Szenarien ohne festes (Optimierungs-)Ziel, die sich in der Wahl der exogen vorgegebenen Rahmenbedingungen unterscheiden [68], im Fokus der Forschung stehen soll. Das Lebensdauerprognosemodell ist als gewichtetes Energiedurchsatz- und Zeitalterungsmodell zu entwickeln, da damit das dynamische Degradationsverhalten unter variablem Betrieb abgebildet werden kann. Dieses Alterungsmodell ist mit einem ereignisbasierten Alterungsmodell zu kombinieren, um damit auch verschiedene externe Einflüsse und ereignisbasierte Faktoren zu berücksichtigen. In Kombination beider Alterungsmodelle handelt es sich um ein Stressfaktor-Alterungsmodell, welches eine gute Übertragbarkeit auf ein Simulationsmodell gewährleistet und sich durch eine hohe Genauigkeit auszeichnet (siehe Abbildung 3.2.1).

4 Entwicklung eines hybriden Energiesystemmodells

Kapitel 4 bildet den Kern der vorliegenden Arbeit und beschreibt die Bestandteile zur *Techno-ökonomischen Modellierung und Analyse eines auf Wasserstoff- und Batteriespeicher basierenden PV-Energiesystems unter Berücksichtigung des Degradationsverhaltens*. Daraus sollen Handlungsempfehlungen zur Auslegung von auf H₂ basierenden Energiesystemen in Privathaushalten hergeleitet werden. Dies soll eine bessere, anwendungsfallsspezifische Auslegung der Systemkomponenten mithilfe eines auf realen Daten basierenden Simulationsmodells ermöglichen. Der entwickelte Ansatz soll dabei die in Kapitel 2 beschriebenen Herausforderungen überwinden und den in Abschnitt 2.7 beschriebenen Anforderungen gerecht werden.

Bild 4.1 zeigt das Vorgehensmodell zur Entwicklung eines Anwendungsmodells als Phasen-Meilenstein-Diagramm. Das Vorgehensmodell durchläuft fünf Phasen. Im Folgenden werden die einzelnen Phasen des Vorgehensmodells zunächst grundlegend beschrieben und anschließend in den darauffolgenden Abschnitten detailliert erläutert.

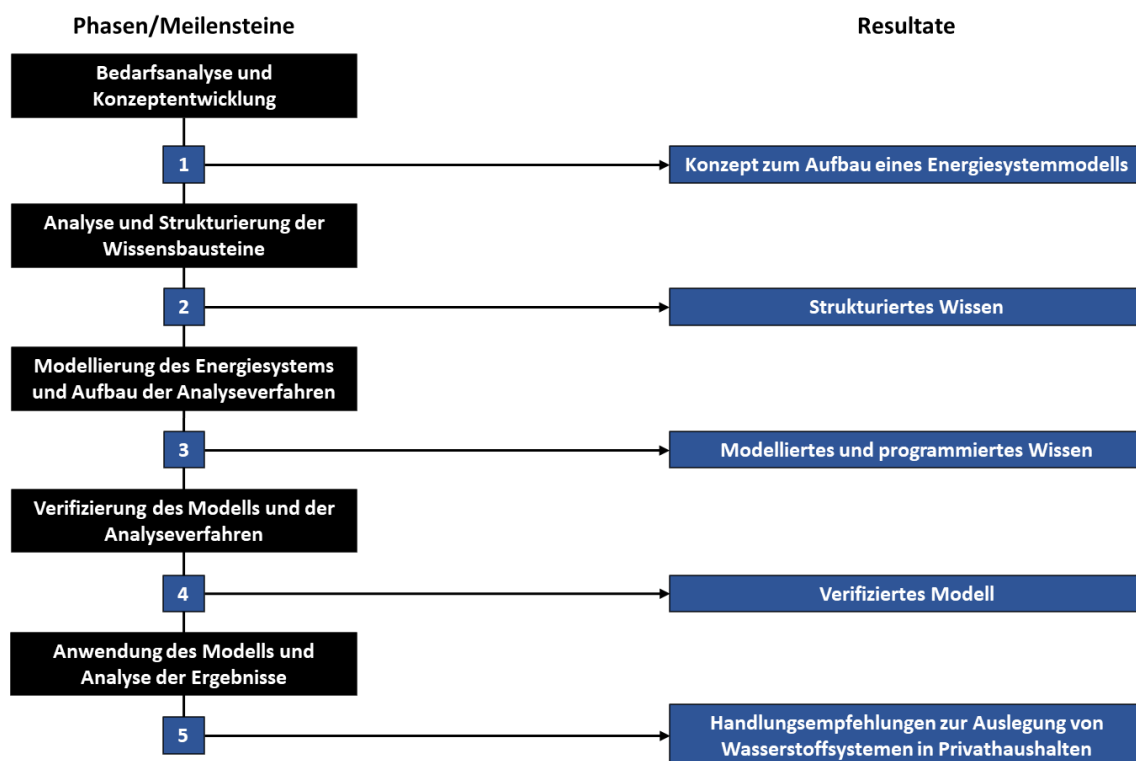


Bild 4.1: Vorgehensmodell zur Entwicklung eines Anwendungsmodells in Form eines Phasen-Meilenstein-Diagramms.

Bedarfsanalyse und Konzeptentwicklung (Phase 1): Zunächst ist eine grundlegende Bedarfsanalyse vorzunehmen, die in Abschnitt 2.6 beschrieben ist. Daraus geht hervor, dass Bedarf an einem Modell zur Analyse eines hybriden, auf PV und H₂ basierenden Energiesystems besteht. Im Anschluss daran erfolgt eine Konzeptentwicklung. Hierbei werden Anforderung an das zu entwickelnde Modell erarbeitet. Dabei wird untersucht, welche Wissensbausteine und Rahmenbedingungen dem Modell zugrunde gelegt werden müssen.

Analyse und Strukturierung der Wissensbausteine (Phase 2): Die in der vorangegangenen Phase identifizierten Wissensbausteine werden nun analysiert und strukturiert. Dabei wird untersucht, welche Grundlagen für die Entwicklung des Modells erforderlich sind. Zunächst wird dazu eine umfassende Literaturrecherche vorgenommen, auf Grundlage dessen das Wissen zusammengetragen, aufbereitet, verifiziert und zuletzt strukturiert wird. Die Analyse und Strukturierung des Wissens werden im Rahmen des Kapitels 3 (Stand der Technik) vorgestellt. Nach Abschluss dieser Phase ist ein Konzept ausgearbeitet und das relevante Wissen liegt in einer strukturierten, dokumentierten Form vor.

Modellierung des Energiesystems und Aufbau der Analyseverfahren (Phase 3): In dieser Phase wird auf Grundlage des zusammengetragenen Wissens die Modellierung des Energiesystems und die Entwicklung der Analyseverfahren vorgenommen. Im Zuge dessen wird zunächst ein Konzept erarbeitet, welches die Struktur und die Zusammenhänge zwischen den Komponenten und den Verfahren verdeutlicht. In den Abschnitten 4.2 und 4.3 wird dieses Konzept vorgestellt. Basierend darauf wird ein Energiesystemmodell in Simulink entwickelt, welches vollumfänglich alle für ein Wasserstoffsystem im Privathaushalt erforderlichen Komponenten beinhaltet. Die Komponenten des Energiesystemmodells werden in Abschnitt 4.5 vorgestellt. Danach werden auf Grundlage des Modells die Verfahren integriert, welche genau auf dieses Modell zugeschnitten sind. Zusätzlich müssen Programmcodes in MATLAB geschrieben werden, mit denen die Analyse und Auswertung erfolgt. Ebenfalls müssen Schnittstellen zu anderen Programmen programmiert werden, durch die eine bessere Visualisierung komplexer Datenmengen erfolgen kann.

Verifikation des Modells und der Analyseverfahren (Phase 4): In dieser Phase erfolgt die umfassende Verifikation der Modellbestandteile. Dabei werden zunächst Systembestandteile einzeln verifiziert. Da die Systembestandteile allesamt sehr teuer in der Anschaffung sind und nur eine komplettes Wasserstoffsystem durch die vielfältigen Interaktionen der Komponenten zielführend wäre, kann keine direkte Verifikation anhand eines realen Systems vorgenommen werden. Daher muss auf indirekte Verifikationen mithilfe anderer Arbeiten zurückgegriffen werden. Zur indirekten Verifikation dienen dabei wissenschaftliche Arbeiten anderer, die eine Analyse einzelner Bestandteile anhand realer Systeme untersuchen und das Betriebsverhalten aufzeigen. Zusätzlich wurden im Rahmen dieser Arbeit einige Modellbestandteile auch anhand marktreifer Produkte verglichen und damit ein Abgleich der Eigenschaften vorgenommen. Neben der Verifikation einzelner Systembestandteile wurde abschließend auch eine Verifikation des Gesamtsystems anhand von Softwaretools durchgeführt. Diese vorhandenen Softwaretools können jedoch nur angenähert und abstrahiert das entwickelte Simulationsmodell widerspiegeln und dienen der Verifikation daher nur als Näherung.

Anwendung des Modells und Analyse der Ergebnisse (Phase 5): In der letzten Phase erfolgt ausgehend vom verifizierten Modell die Anwendung. Dabei werden Untersuchungen und Analysen der über das Modell generierten Daten vorgenommen. Die Analysen umfassen die Energie- und Wasserstoffbilanz, den Autarkiegrad, das Lebensdauerverhalten und die Systemkosten. Mit dem entwickelten Modell kann dabei untersucht werden, welche gegenseitigen Einflüsse der Komponenten untereinander durch verschiedene Auslegungen und Parametrisierungen bestehen. Außerdem können Einflüsse verschiedener EMS-Strategien untersucht werden.

Den Abschluss dieser Phase bildet die Herleitung von Handlungsempfehlungen zur Auslegung von auf H₂ basierenden Energiesystemen in Privathaushalten.

4.1 Modelltechnische Randbedingungen

Ein zentraler Bestandteil ist die Frage, wie ein auf H₂ basierendes Energiesystem idealerweise für eine autarke Anwendung ausgelegt sein sollte. Untersucht werden soll dabei, wie sich die Energieflüsse und der H₂-Bedarf sowie die H₂-Erzeugung in einem Zeitraum von einem Jahr verhalten. Mit dem **Zeitraum** von einem Jahr soll der saisonale Charakter der Wetterdaten berücksichtigt werden. Auch der Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Energie- und Wasserstoffbilanz soll untersucht werden. Dabei soll die Aussagekraft durch Einbeziehung der Komponentenlebensdauer und der Systemkosten gestärkt werden.

Aus dieser Forschungsfrage ergeben sich Anforderungen an den Aufbau des Simulationsmodells, die in Abschnitt 2.7 definiert und beschrieben werden. Konkret ergeben sich für das Simulationsmodell damit die im Folgenden beschriebenen **Rahmenbedingungen**.

Das Modell soll für die Simulation eines ganzen Jahres ausgelegt sein, um damit auch saisonale Charakteristika in den Eingangsdaten wie Wetterdaten und Lastprofile abbilden zu können. Die **Auflösung** ist auf 15 Minuten pro Zeitschritt festgelegt, was ein gutes Mittelmaß an Detailliertheit und Simulationsgeschwindigkeit bietet. Durch eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten und einen Gesamtzeitraum von einem Jahr ist eine detaillierte Analyse der Energieflüsse möglich, die auf realen Daten und nicht auf synthetischen Profilen basiert. Neben der Auflösung hat auch die Komplexität des Modells und der Aufwand bei den Berechnungen einen großen Einfluss auf die Simulationsgeschwindigkeit. Dynamische Einschwingeffekte verlangsamen die Simulationsgeschwindigkeit erheblich. Durch die gewählte 15-min Auflösung pro Zeitschritt ist dieses dynamische Verhalten der Komponenten z.B. bei Ein- und Ausschaltvorgängen eher vernachlässigbar. Diese Effekte werden durch verschiedene Wirkungsgradanpassungen berücksichtigt.

Simulink bietet für solche Anwendungsfälle einen passenden **Solver** an. Durch den sogenannten Phasor-Modus werden solche Kurzzeiteffekte im elektrischen Teil des Systems abstrahiert. Der Vorteil daran ist, dass die Simulation hierdurch viel schneller läuft. Im Phasor-Modus werden Spannungen und Ströme als Zeiger berechnet. Dies können komplexe Zahlen sein, die sinusförmige Spannungen und Ströme mit einer bestimmten Frequenz darstellen. Der Phasor-Modus ist dann sinnvoll, wenn im Modell nicht alle Differentialgleichungen (Zustandsraummodell) zu lösen sind, die sich aus der Interaktion der Elemente R, L und C ergeben. [411]

Da der Fokus im entwickelten Simulationsmodell auf den Energieflüssen liegt und eine 15-min Auflösung ohnehin die zeitvariante Bedeutung des Verhaltens elektrischer Bauteile einschränkt, ist der **Phasor-Modus** aufgrund der viel schnelleren Simulationszeit anzuwenden. Durch den Phasor-Modus können allerdings nicht alle von Simulink bereitgestellten Simulationsblöcke und vorgefertigten Komponentenmodelle verwendet werden. Bspw. funktionieren dynamische Blöcke wie ein PWM-Block, ein RLC-Glied oder auch eine Diode nicht. Daher

wird ein numerischer Modellierungsansatz verfolgt. Dies führt allerdings dazu, dass viele Komponentenmodelle den Anforderungen entsprechend neu entwickelt werden müssen oder starke Anpassungen an bestehenden Modellen vorgenommen werden müssen, um alle Komponenten in einem funktionierenden Systemmodell zusammenfügen zu können. Dabei werden alle Energie- oder Stoffflüsse über eine numerische Verbindung zwischen den Komponenten verteilt. Dieser Ansatz erlaubt eine einfache Integration verschiedener Systembestandteile und Analysemethoden in das Modell. Das energetische System wird dabei durch Ströme, Spannungen, Leistungen und Energieflüsse beschrieben. Ein EMS kann damit übergreifend über verschiedene Systembestandteile integriert werden.

Das Modell wurde speziell für ein Energiesystem auf **Haushaltsgröße** entwickelt. Die Komponenten sollten realitätsnah und in den Parametrisierungsmöglichkeiten möglichst umfassend modelliert werden, damit marktreife Produkte realitätsnah abgebildet werden können. Bei den Parametern muss in konstante und zeitvariante Eingangsdaten unterschieden werden. Konstante Eingangsdaten werden im Simulationsmodell über sogenannte Masken zusammengetragen und dabei den konkreten Komponenten zugeordnet. In den Masken lassen sich die konstanten Eingangsdaten übersichtlich darstellen und flexibel vor Simulationsablauf anpassen. Daneben gibt es zeitvariante Eingangsdaten, welche dem Simulationsmodell über eine Verbindung mit MATLAB übergeben werden. Diese zeitvarianten Eingangsdaten werden in Abhängigkeit des Zeitschrittes der Simulation abgerufen und dem Simulationsmodell übergeben. Diese Eingangsdaten sind durch das Anlegen in MATLAB beliebig variierbar. Mit diesen zeitvarianten Eingangsdaten werden reale Wetterdaten und Lastprofile dem Simulationsmodell übergeben. Diese werden in einer 15-min Auflösung angelegt.

Bei der Simulation werden einige **Festlegungen** getroffen. Das Startdatum der Simulation wird auf den 1. Januar eines Jahres festgelegt, kann aber bei einer ausschnittweisen Analyse auf einen anderen Tag gelegt werden. Außerdem wird angenommen, dass ein Initialfüllstand des Wasserstoffspeichers vorhanden ist, mit dem die ersten kalten Monate überbrückt werden können. Zum Ende des Jahres wird dann untersucht, wie viel H₂-Bedarf im Gesamtjahr vorliegt und wie hoch die H₂-Erzeugung im selben Zeitraum ist. Auch für die LIB wird ein initialer SOC von 35 % angenommen. Damit kann in der ersten Nacht die Last gedeckt werden bis ggf. ein Nachladen über die PV-Anlage möglich ist. Bei der PV-Anlage wird die Annahme getroffen, dass diese immer im MPP betrieben wird. Die Suche nach dem MPP erfolgt in Realität über einen MPPT, der je nach Hersteller und Algorithmus unterschiedlich lang zum Finden des MPP benötigt. Die Dauer liegt dabei zwischen 0,8 und 3 Sekunden (siehe *Tabelle 3.6*), was bei einer 15-min Auflösung zu keinen nennenswerten Abweichungen führt. Auftretende Abweichungen können der allgemeinen PR angerechnet werden.

4.2 Aufbau des Energiesystemmodells

In diesem Abschnitt wird das Konzept zum sektorübergreifenden und auf H₂ basierenden Energiesystemmodell beschrieben (siehe *Bild 4.2*). Die Kernelemente des Energiesystemmodells sind dabei eine FC, ein ELY, eine LIB, ein Wasserstoffspeicher, ein Wasserstoff-Kompressor und eine PV-Anlage sowie das Wärmesystem. Hinzu kommen weitere Bestandteile wie das

EMS, die Eingangsdateneinbindung, verschiedene Spannungswandler, Wärmetauscher, die Komponentenverschaltung und das optionale Stromnetz.

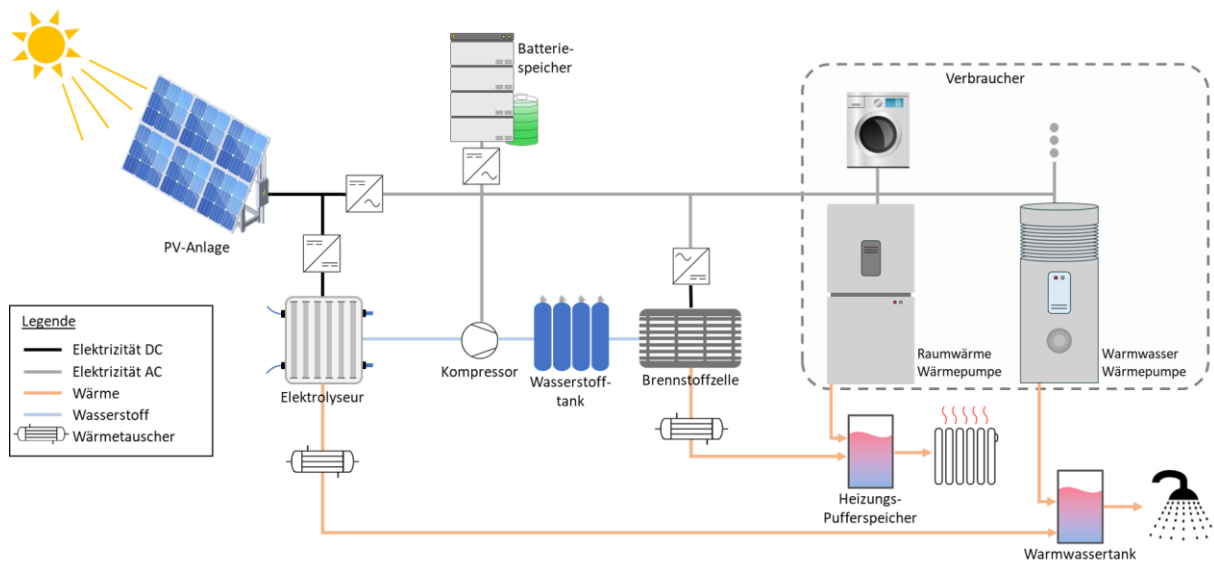


Bild 4.2: Systemarchitektur des auf Wasserstoff basierenden Energiesystems auf Haushaltsebene.

PEM-ELYs eignen sich wie in Abschnitt 3.3.1 beschrieben sehr gut für eine fluktuierende Energiebereitstellung über EE wie Photovoltaik, da sie bspw. einen hohen Lastgradienten aufweisen [235]. Aufgrund weiterer in Abschnitt 3.3.1 beschriebener Vorteile gegenüber anderen ELY-Technologien wird für das in dieser Arbeit betrachtete Energiesystem ein PEM-ELY gewählt. Daher ist ab diesem Abschnitt bei Erwähnung eines ELY stellvertretend ein PEM-ELY gemeint.

PEMFCs stellen nach aktuellem Stand den größten Marktanteil [119; 412]. 2020 wurden laut Führen et al. [119] 2020 etwa 82.000 FCs verkauft. PEMFCs haben sich bewährt (vgl. Abschnitt 3.3.1) und eignen sich gut für das in dieser Arbeit betrachtete Energiesystem. Daher wird für dieses Energiesystem ein PEMFC gewählt. Im nachfolgenden ist bei Erwähnung einer FC entsprechend immer eine PEMFC gemeint.

Die PV-Anlage dient im autarken Fall als ausschließliche Energiequelle. Mit einem Wechselrichter kann der erzeugte Strom direkt für die elektrischen Verbraucher im Haushalt genutzt werden (Direktverbrauch). Ein PV-Überschuss wird zunächst in der LIB gespeichert, der auf der AC-Seite integriert ist. Zwischen der LIB und dem Haushaltsnetz ist ein Lade-/Entladeregler integriert. Die in der LIB gespeicherte Energie wird über einen Wechselrichter an das Haushaltsnetz zurückgegeben, wenn die PV-Stromerzeugung geringer als der Strombedarf ist. Wenn die LIB vollgeladen ist und die PV-Anlage weiterhin überschüssigen Strom erzeugt, wird der ELY eingeschaltet, um mit dem überschüssigen Strom H₂ zu erzeugen. Durch Kompression des H₂ wird dieser im Wasserstoffspeicher eingespeichert. Das Einschalten des ELYs wird über das EMS gesteuert.

Die FC fungiert zur Energiebereitstellung bei Energiedefizit über PV und LIB. Sie wird entsprechend in Abhängigkeit des SOC der LIB gesteuert. Bei hohem Strombedarf in Kombination

mit geringer Stromerzeugung der PV-Anlage und einem niedrigen SOC der LIB wird die FC eingeschaltet. Die LIB sollte beim Einschalten der FC über einen verbleibenden Energiepuffer verfügen, da Lastspitzen durch die LIB abgedeckt werden müssen. Wenn die FC überschüssigen Strom erzeugt, die nicht zur Deckung des Strombedarfs benötigt wird, wird die LIB mit diesem Strom wieder aufgeladen. Entsprechend erfährt die LIB in dem Wasserstoffsystem auch im Winter eine starke Auslastung, da sie als kurzfristiger Zwischenspeicher für den erzeugten Strom von der FC dient. Dies hat den Grund, dass eine LIB im Vergleich zur FC schnelle Lastspitzen gut versorgen kann. Eine FC sollte aufgrund starker Degradation bei schnellen Laständerungen keine volatilen Lasten versorgen (siehe Abschnitt 3.4.2) [73; 74]. Durch die Kombination einer FC mit einer LIB kann ein deutlich größeres Betriebsfenster abgedeckt werden, es ermöglicht eine flexible Regelung im Betrieb und eine stabile Spannung für Nebenverbraucher [73].

Die Leistung der FC wird angepasst, wenn die LIB vordefinierte SOC-Schwellen erreicht, wie sie im Abschnitt 4.5.2 vorgestellt werden. Sofern ein Stromdefizit im Hausnetz vorliegt, könnte das öffentliche Stromnetz als Backup genutzt werden, sofern dieses verfügbar ist. Das öffentliche Stromnetz ist im Modell daher optional und kann je nach Anwendungsfall hinzugeschaltet oder getrennt werden. Sofern kein öffentliches Stromnetz vorhanden ist und der Haushalt dann in ein Stromdefizit gerät, kann für die FC ein Notversorgungsmodus mit einer höheren FC-Leistung als der Nennleistung vorgesehen werden. Die Wirkungsgrade von ELY und FC werden fortlaufend aus dem aktuellen Betriebszustand über die entsprechenden Partialsystemmodelle ermittelt. Zur Steuerung des Energieflusses wird ein Steuerungsalgorithmus mittels Simulink-Chart verwendet.

Im Energiesystem erfolgt eine Sektorkopplung durch Nutzung der Abwärme von FC und ELY im Wärmesystem. Außerdem wird der restliche Wärmebedarf umweltfreundlich über eine WP gedeckt. Die Abwärme der FC und des ELY wird über WTs nutzbar gemacht. Im Modell wird die Annahme getroffen, dass 25 % der Abwärme durch Rohrleitungen, Wärmeübertragung usw. verloren gehen. Die Abwärme der FC wird für den Raumwärmebedarf genutzt, da dieser zu weiten Teilen im Winter anfällt und damit zu den Zeitpunkten, wenn die FC ebenfalls meist in Betrieb ist. Die Abwärme des ELY wird dagegen für die Warmwasserbereitung verwendet, da der ELY überwiegend im Sommer in Betrieb ist und währenddessen meist nur Warmwasserbedarf anfällt. Sowohl im Raumwärme- als auch im Warmwassersystem sind Pufferspeicher vorgesehen. Die Wärmeübertragung der Abwärme vom ELY an das Warmwassersystem wird unterbrochen, wenn der Pufferspeicher keine Wärme mehr aufnehmen kann oder wenn die Temperatur im Pufferspeicher über der Temperatur der Abwärme liegt. In diesem Fall ist die Abwärme des ELY nicht nutzbar.

Der restliche Wärmebedarf wird durch elektrische WPs gedeckt. Hierbei werden zwei Varianten je nach Anwendungsfall vorgesehen, einmal eine WP mit Umgebungsluft als Quelle (LWP), und einmal mit Erdreich als Wärmequelle (GWP). Bei Nutzung der Umgebungstemperatur als Wärmequelle ist ein vergleichsweise hoher Luft-Volumenstrom am Verdampfer aufgrund der geringen Wärmekapazität von Luft erforderlich [227]. Ein weiterer Nachteil ist, dass sich die Wärmequellentemperatur im Jahresverlauf gegenläufig zur benötigten Heizsystemtemperatur verhält [227]. Bei Nutzung des Erdreichs als Wärmequelle können entweder Erdwärmesonden

mit einer Tiefenbohrung oder Erdwärmeregister mit horizontal verlegten Rohrschlangen etwa 1,2–1,5 m unter der Terrainoberfläche zum Einsatz kommen [227]. Erdwärmesonden haben den Vorteil, dass eine über das ganze Jahr annähernd konstante Temperatur bereits etwa 10 m unter der Erdoberfläche vorliegt. Im Regelfall werden hierzu Tiefenbohrungen von 30–100 m vorgenommen [413]. Erdwärmeregister sind dagegen aufgrund der geringen Tiefe stärker von der Witterung beeinflusst und entziehen dem Erdreich überwiegend die Wärme, welche durch Sonneneinstrahlung und Regen eingetragen wird [227]. In *Bild 4.3* ist der Einfluss der Verlegungstiefe auf die Erdbodentemperatur in Abhängigkeit der Jahreszeiten dargestellt.

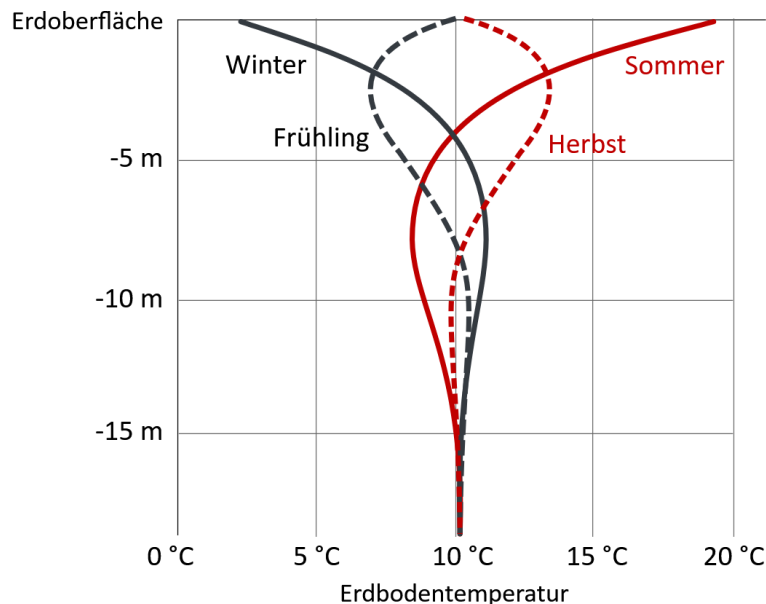


Bild 4.3: Einfluss der Verlegungstiefe von Erdwärmepumpen auf die Erdbodentemperatur in Abhängigkeit der Jahreszeiten [414].

Die Wirkungsgrade des DC/DC-Wandlers und der DC/AC-Wechselrichter werden auf 95 % festgelegt, was im Bereich kommerzieller Produkte liegt [415]. Der Wirkungsgrad bei hochwertigen Wechselrichtern liegt im Bereich von 90–97 % [416]. Da LIBs in der Regel Round-Trip-Effizienzen von mehr als 90 % aufweisen [417], wird in dem entwickelten Energiesystemmodell ein Lade- und Entladewirkungsgrad von jeweils 95 % angenommen.

Bei einer PV-Anlage werden mit der PR die Verluste durch Oberflächenverschmutzung, Leitungsverluste usw. berücksichtigt. Nach einem Test von fast 100 Anlagen durch Reise et al. [418] lag die PR im Durchschnitt bei 84 %. Per Definition fließen in die PR auch die Wirkungsgradverluste durch die Zelltemperatur mit ein [195; 196]. Diese Wirkungsgradverluste werden in dem entwickelten Energiesystemmodell allerdings zeitvariant an anderer Stelle angesetzt und sind in dem Modell daher nicht in der PR inkludiert. In der PR wird aber in dieser Arbeit zusätzlich die Degradation der PV-Anlage über den Betrachtungszeitraum angesetzt (vgl. Abschnitt 4.6.4), wodurch sich die PR reduziert. Die nicht-Inkludierung der Verluste durch die Zelltemperatur gleicht sich in etwa durch die Inkludierung der Degradation aus. Daher ist eine PR von 85 %, wie sie in dieser Arbeit angesetzt wird unter Berücksichtigung aller relevanten Faktoren realistisch.

4.3 Grundkonzept des Modells und der integrierten Verfahren

In *Bild 4.4* ist das ausgearbeitete Grundkonzept des zu entwickelnden Modells mit den zu integrierenden Verfahren abgebildet. Im ersten Schritt erfolgte die Datensammlung und Vorverarbeitung. Bspw. wird ausgehend von einem Solareinstrahlungsprofil auf horizontaler Ebene ein Einstrahlungsprofil auf gewünschter geneigter Ebene und gewählter Ausrichtung generiert. Des Weiteren werden das Lastprofil ausgewählt und Wärmebedarfsprofile generiert. Außerdem erfolgten eine Parametrisierung der Systemkomponenten und die Parametrisierung des EMS. Daten zu den verschiedenen Verfahren (Optimierungsverfahren, Lebensdauerprognoseverfahren und Kostenschätzungsverfahren) werden ebenfalls bereits hier hinterlegt.

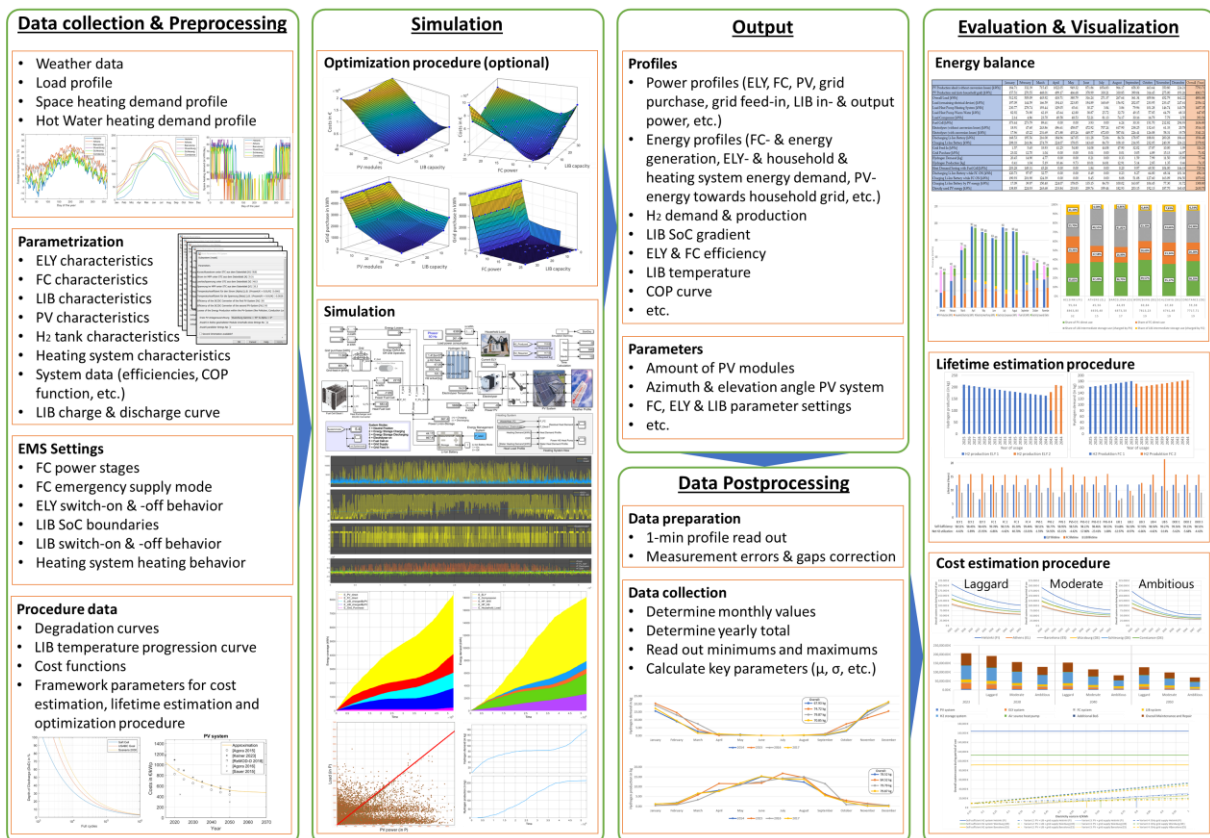


Bild 4.4: Grundkonzept zum Ablauf des im Rahmen dieser Arbeit zu entwickelnden Simulations-Modells und den dazugehörigen, zu integrierenden Analyseverfahren.

Danach erfolgt die Simulation. Hierzu wird optional ein Auslegungs-Optimierungsverfahren mit Ziel der geringsten Kosten bei Vorgabe der Autarkie und positiver H₂-Bilanz (H₂-Überschuss) eingesetzt (siehe Abschnitt 4.8). Ansonsten lässt sich die Simulation auch manuell starten und einzelne Auslegungsvarianten und Eingangsdatenvariationen durchsimulieren. Nach abgeschlossener Simulation werden während der Simulation aufgenommene Daten an MATLAB übergeben. Dazu zählen unter anderem Leistungs- und Energieprofile. Außerdem werden die im Modell verwendeten Parametereinstellungen übergeben, die für die weitere Datenauswertung relevant sind.

Im Anschluss daran erfolgt eine Datennachverarbeitung, bei der die Daten für den weiteren Gebrauch aufbereitet werden. Bspw. werden die Ausgabeprojekte, die viele Daten aus simulierten Zwischenschritten umfassen, zu einem 1-min Profil normiert. Die 1 Minute umfasst im Modell die hinterlegte Standardschrittweite. Insgesamt werden im Modell 525.600 Zeitschritte simuliert, was der Anzahl an Minuten eines Jahres entspricht. Die Standardschrittweite von 1 min ist für das EMS erforderlich, welches in diesem Turnus eine Überprüfung des Systemzustands vornimmt. Für verschiedene zu steuernde Komponenten (z.B. FC und WP) ist dagegen im EMS festgelegt, dass eine Betriebszustandsänderung nur alle 15–30 Minuten erfolgen kann.

Sehr vereinzelt treten in der Simulation übersprungene Zeitschritte auf, die mit der Nachverarbeitung korrigiert werden. Außerdem wird ein variabler Solver verwendet, der je nach Komplexitätsgrad des Zeitschrittes einzelne Zwischenschritte simuliert. Dadurch umfasst das von Simulink an MATLAB ausgegebene Ausgabeprofil weit mehr als die 525.600 Zeitschritte. Diese müssen über einen entsprechend entwickelten Programmcode gefiltert werden.

Im Rahmen der Nachbearbeitung werden Daten aus den Ausgangsdaten ausgelesen, wie bspw. Monats- und Jahreserhebungen von Energiebedarfen und H₂-Verbräuchen. Außerdem werden Minima und Maxima und andere Schlüsselparameter einiger Profile ausgelesen, die im Rahmen der Analyseverfahren erforderlich sind. Zuletzt erfolgten die Evaluation und Visualisierung. Hier wird zunächst eine **Energiebilanzanalyse** vorgenommen und Grafiken semiautomatisiert erstellt.

Eine Auswertung umfasst die **Lebensdauerprognose**, anhand derer die jährliche Degradation und die Gesamtlebensdauer der drei Hauptkomponenten ELY, FC und LIB bestimmt werden. Anhand dieser Daten wird berechnet, wie hoch die jährliche Degradation und die damit verbundene Reduktion der H₂-Erzeugung des ELY und Erhöhung des H₂-Bedarfes der FC während der gesamten Nutzungsdauer ist und wann ein Ersatz dieser Komponenten erforderlich wird. Daraus wird abgeleitet, wie hoch die gesamte H₂-Erzeugung und der H₂-Bedarf innerhalb des gesamten Betrachtungszeitraums inklusive Degradation ist.

Zuletzt wird die **Kostenschätzung** durchgeführt. Diese inkludiert Auswertungsdaten der Lebensdauerprognose und die daraus resultierenden Kosten zu den Ersatzzeitpunkten. Anhand der Kostenschätzung lassen sich die zu erwartenden Systemkosten für den Anwendungsfall mit entsprechend ausgewählten Eingangsdaten und Systemparametrisierungen aufzeigen. Außerdem lässt sich eine Kostenentwicklung bis 2050 und die Kosten gesplittet nach Partialkomponenten ermitteln. Ein Vergleich zu anderen Systemvarianten wie bspw. nur PV-Anlage oder PV&LIB-System jeweils ohne Wasserstoffsystem lässt sich ebenfalls ziehen.

4.4 Datenakquise

Für die anhand des Modells zu simulierenden Anwendungsfälle sind verschiedene Eingangsdaten erforderlich. Diese sind auf die Rahmenbedingungen des Modells auszurichten. Wichtig sind unter anderem Wetterdaten und Lastprofile. Die **Wetterdaten** umfassen solare Einstrahlungsdaten, Temperaturverläufe und Windgeschwindigkeitsprofile. Die solaren Einstrahlungsdaten lassen sich aus verschiedenen Quellen beziehen. Für innerhalb Deutschlands werden die

Daten vom Deutschen Wetterdienst (DWD) [419] genutzt. Nicht alle Standorte verfügen über ein lückenloses Datenrecording mit allen Wetterdaten. Daher muss hier eine Selektion von Standorten vorgenommen werden, zu denen vollumfängliche Wetterdaten verfügbar sind. Die solaren Einstrahlungen werden hier unter verschiedenen Auflösungen von unter anderem 5-min, 10-min und 1-h angeboten. Aus diesen Auflösungen kann jeweils ein Profil mit einer 15-min Auflösung generiert werden. Ein Datensatz umfasst die globale und diffuse Solarstrahlung, woraus die direkte Solarstrahlung hergeleitet werden kann. Auch die Temperatur- und Windgeschwindigkeitsverläufe werden vom DWD [66] in einer Auflösung von einer Stunde angeboten. Aus den 1-h Verläufen werden unter Verwendung von Interpolation 15-min Verläufe abgeleitet.

Für internationale Wetterdaten wird der Service vom NREL [420] genutzt. Dieser bietet aktuell für die Jahre 2017–2019 Wetterdaten in 15-min Auflösung für beliebige Orte auf der ganzen Welt an. Diese Wetterdaten wurden über Geo-Satelliten gemessen. Auch dieser Datensatz umfasst globale und diffuse Solarstrahlung, Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit. In *Bild 4.5* sind die Tagesmitteltemperatur und die Globalstrahlung für verschiedene Standorte in Europa basierend auf den Wetterdaten von NREL dargestellt. In diesem Bild basieren die Wetterdaten für die Standorte Würzburg, Schleswig und Konstanz nicht auf den Wetterdaten von NREL sondern auf den Wetterdaten von DWD.

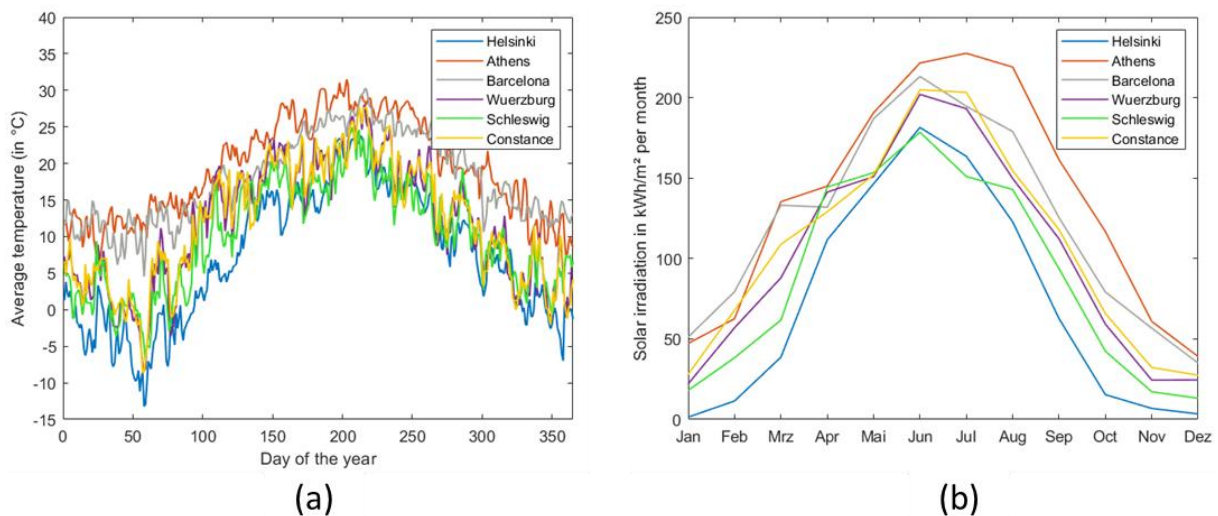


Bild 4.5: (a) Tagesmitteltemperatur im Jahresverlauf für verschiedene Standorte in Europa und (b) Globalstrahlung pro Monat im Jahr 2019 für verschiedene Standorte in Europa.

Auf Grundlage der Formeln aus dem Abschnitt 3.3.4 und der gewählten Neigung und Ausrichtung der PV-Anlage werden die Einstrahlung auf die geneigte Ebene berechnet. Dazu wird die diffuse und direkte Solarstrahlung getrennt betrachtet. Da die Formeln vor Sonnenauf- und nach Sonnenuntergang fehlerhafte Ergebnisse liefern können, wird durch hinzunehmen der Uhrzeit für Sonnenauf- und -untergang eine Korrektur der Daten vorgenommen.

Auch ein **Kellertemperaturprofil** ist für die Simulation erforderlich. Dies wird benötigt, da der Hausanschlussraum mitsamt der Komponenten ELY, FC, LIB und Heizung im Keller an-

genommen wird. Die Umgebungstemperatur hat Einfluss auf alle diese Komponenten. Beispielsweise unterliegen die Pufferspeicher der Heizung in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur Verlusten, die im Modell zeitvariant berechnet werden. Das Degradationsmodell der LIB berücksichtigt ebenfalls die Umgebungstemperatur. Und bei ELY und FC werden im Modell die Stacktemperaturen berechnet, die bei Stillstand im Minimum die Umgebungstemperatur annehmen und nach Abschalten der Komponente wieder auf die Umgebungstemperatur abkühlen. Für den Keller wird dazu die Annahme getroffen, die Temperatur hier nie auf unter 18°C abkühlt. Bei höheren Außentemperaturen nimmt die Kellertemperatur dagegen die mittlere Temperatur der letzten 14 Tage an. Entsprechend würde das Kellertemperaturprofil exemplarisch für Würzburg im Jahr 2019 wie in *Bild 4.6* dargestellt aussehen.

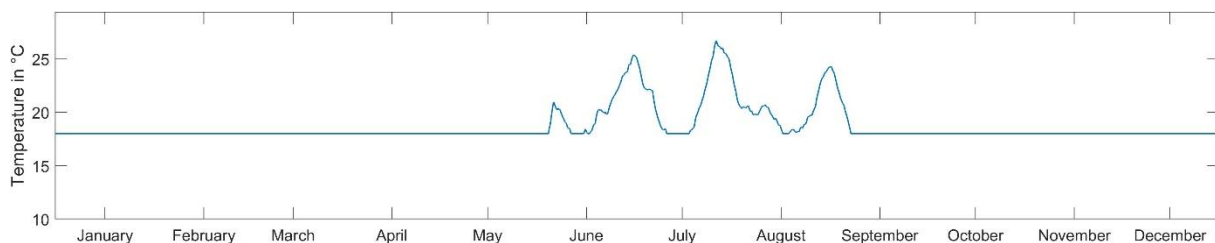


Bild 4.6: Exemplarisches Kellertemperaturprofil für Würzburg in 2019.

Für die **Lastprofile** wird jeweils gesondert ein Profil für den Haushaltsstrom, den Raumwärmebedarf und den Warmwasserbereitungsbedarf eingebunden. Das für die meisten Anwendungsfälle verwendete repräsentative Lastprofil für den Haushaltsstrom wurde real gemessen und stammt aus einem Schweizer Haushalt aus dem Jahr 2012 [421]. Dieses Lastprofil umfasst einen Zeitraum von 6 Monaten. Um ein ganzes Jahr damit abzubilden, wurden Äquivalenzmonate gebildet und daraus die fehlenden Monate hergeleitet. Das Lastprofil hat ursprünglich eine Zeitauflösung von einer Sekunde, die auf eine 15-min Zeitauflösung umgerechnet werden. Dieses Lastprofil weist eine Grundlast von rund 100 W, einen arithmetischen Mittelwert von 269 W und eine Standardabweichung von 120 W auf, was zu einem elektrischen Gesamtenergiebedarf von 2.356 kWh führt. Die Grundlast ergibt sich aus den Nacht-Zeiträumen. Das abschließende modifizierte und aufbereitete Lastprofil ist in *Bild 4.7* dargestellt.

Für bestimmte Studien wurden verschiedene Lastprofile herangezogen, die alle unterschiedliche Lastcharakteristika aufweisen sollten. Hierzu wurde der LoadProfileGenerator (LPG) [422] genutzt, um diese synthetischen Lastprofile zu erzeugen. In *Bild 4.8* sind Heatmaps verschiedener Lastprofile dargestellt.

Die Wärmebedarfsprofile werden synthetisch mithilfe eines öffentlichen Excel-Tools von Heesen [423] erstellt, das auf Grundlage von Referenzlastprofilen aus der VDI-Norm 6455 [424] agiert. Die VDI-Norm 6455 [424] beschreibt Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Die Raumwärme- und Warmwasserbedarfsprofile werden im Tool mit einer zeitlichen Auflösung von 15-min generiert. Als Eingangsdaten werden ein Temperatur- und Bewölkungsgradprofil eines Jahres mit einer Auflösung von 1-h verwendet. Außerdem sind die klimatische Region, der gesamte Jahresenergiebedarf nach Bereich (Haushalt, Raumwärme, Warmwasser) und die Feiertage des gewählten Jahres festzulegen.

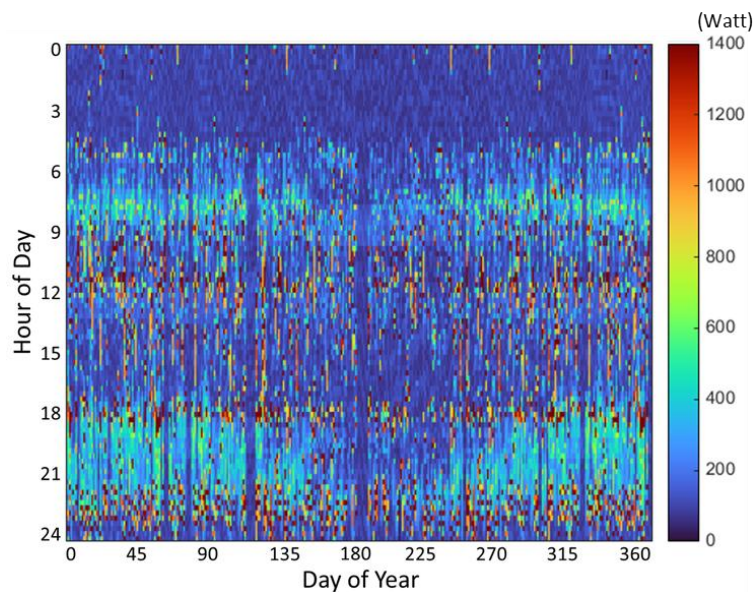


Bild 4.7: Heatmap des in einem Schweizer Haushalt aus dem Jahr 2012 gemessenen, modifizierten und auf ein Jahr aufbereiteten Lastprofils des elektrischen Stromverbrauchs.

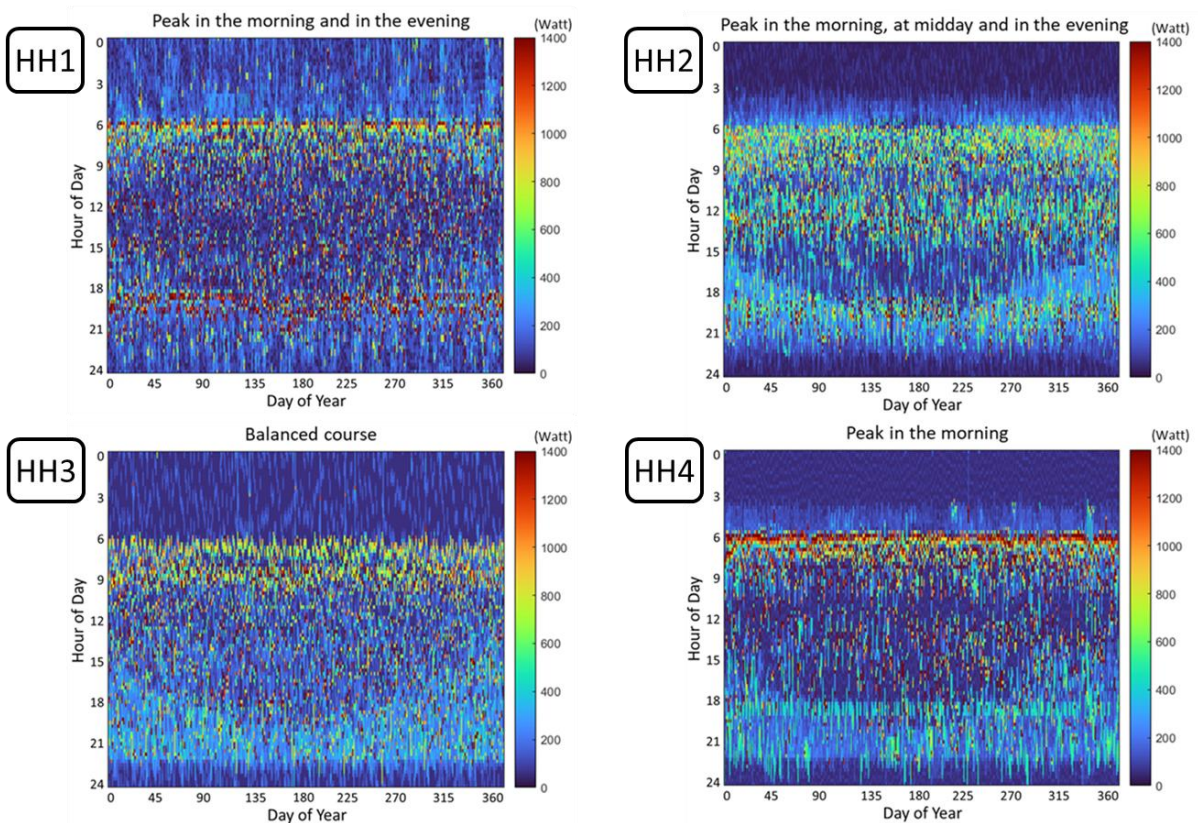


Bild 4.8: Heatmaps generierter synthetischer Lastprofile [425].

In Bild 4.9 sind Wärmebedarfsprofile verschiedener Standorte in Europa auf Basis des durchschnittlichen Wärmebedarfs eines Haushalts am jeweiligen Standort auf Grundlage des Excel-Tools von Heesen [423] dargestellt. Zur Festlegung des Jahresenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser werden Daten von Keiner et al. [426] herangezogen. Hierin ist der Jahresenergiebedarf pro Kopf in Abhängigkeit der Jahresdurchschnittstemperatur auf Basis von 2012

für die Raumwärme bzw. in Abhängigkeit des Bruttoinlandsprodukts pro Kopf für Warmwasser aufgeführt (siehe *Bild 4.10*). Diese Daten lassen eine gute Approximation des Jahresenergiebedarfs basierend auf verschiedene Standorte zu.

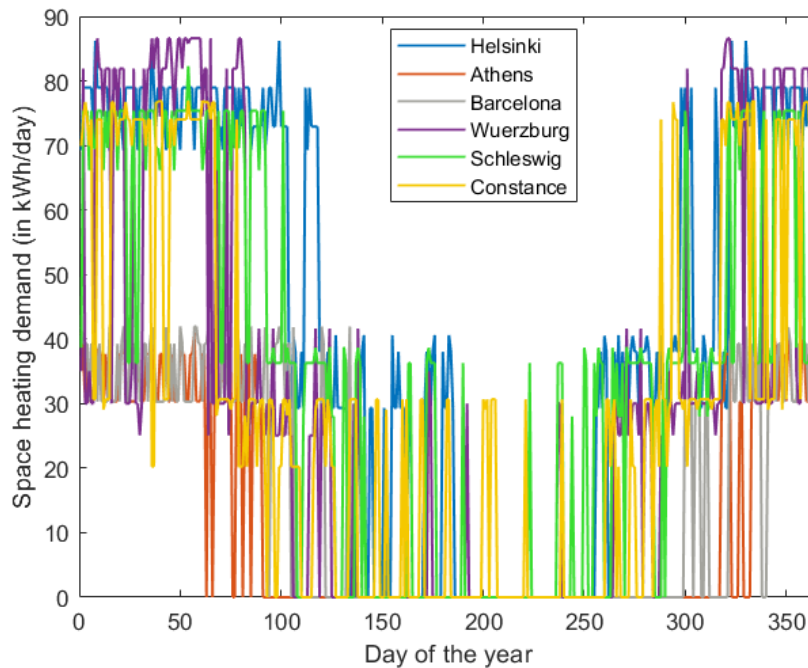


Bild 4.9: Wärmebedarfsprofile für verschiedene Standorte in Europa auf Basis des durchschnittlichen Wärmebedarfs eines Haushalts am jeweiligen Standort.

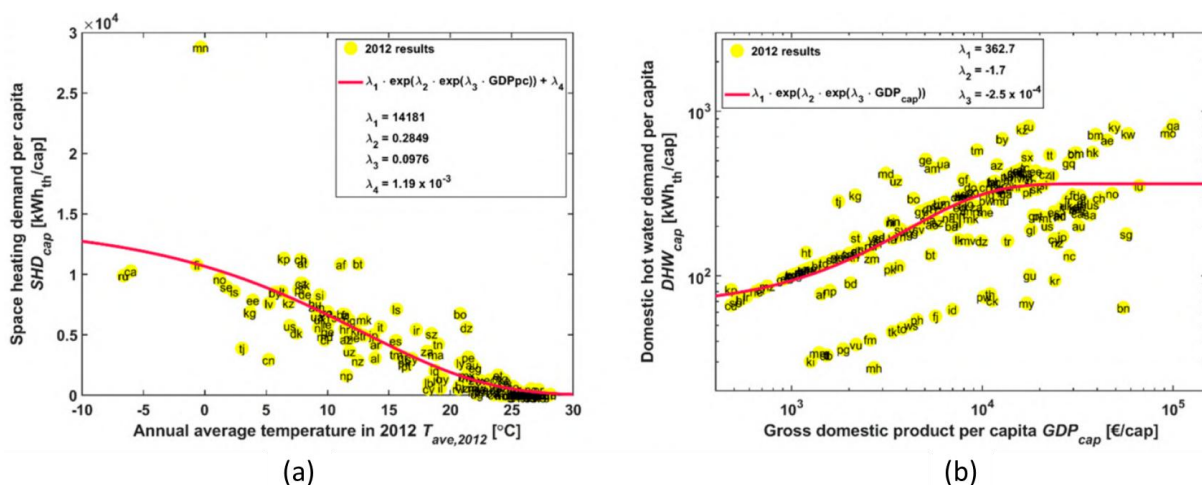


Bild 4.10: (a) Jahres-Raumwärmebedarf pro Kopf in Abhängigkeit der Jahresdurchschnittstemperatur auf Basis von 2012 und (b) Jahres- Warmwasserbereitungsbedarf in Abhängigkeit des Bruttoinlandsprodukts pro Kopf mit eingezeichneter Trendlinie (Die Länder sind entsprechend ihrer Internetdomäne gekennzeichnet) [426].

Für die WP ist der **COP-Wert** ein entscheidender Effizienz-Parameter. Der COP-Wert ist abhängig von der Temperatur des Mediums der Wärmequelle und der geforderten Temperatur im Heizsystem. Damit nimmt er im Jahr einen variierenden Verlauf an. Für den COP-Wert wird

ein Ansatz nach Ruhnau et al. [228] gewählt. Der COP-Wert ist ebenfalls abhängig vom WP-Typ und kann nach Ruhnau et al. [228] wie folgt berechnet werden:

$$COP = \begin{cases} 6,08 - 0,09 \cdot \Delta T + 0,0005 \cdot \Delta T^2 & LWP \\ 10,29 - 0,21 \cdot \Delta T + 0,0012 \cdot \Delta T^2 & GWP \\ 9,97 - 0,20 \cdot \Delta T + 0,0012 \cdot \Delta T^2 & WWP \end{cases} \quad (48)$$

ΔT ist hierbei die Temperaturdifferenz zwischen Quellenmedium und Heizsystemtemperatur und wird wie folgt berechnet [228]:

$$\Delta T = T_{h,s}^{\text{Senke}} - T_{h,s}^{\text{Quelle}} \quad (49)$$

Mit $T_{h,s}^{\text{Senke}}$ für die Wärmesenkentemperatur und $T_{h,s}^{\text{Quelle}}$ für die Wärmequellentemperatur zu einer bestimmten Stunde h und an einem bestimmten Standort s . Für die Warmwasserbereitung ist zur Vermeidung von Legionellenbildung eine Heizsystem-Temperatur von mindestens 55°C und ein periodisches Aufheizen auf über 60°C erforderlich (vgl. Abschnitt 3.3.6) [227]. In diesem Modell wird eine Temperatur von 60°C angenommen, um auch Temperaturspreizungen im Warmwassertank ausgleichen zu können.

Für die Raumwärme ist die Heizsystem-Temperatur abhängig von der Art des Heizsystems. Bei Fußbodenheizung reichen in der Regel meist schon Temperaturen von 35°C aus, was dem COP-Wert zugutekommt [231]. Allerdings eignen sich Fußbodenheizungen aufgrund der geringeren Wärmeabgabe durch geringere Temperaturdifferenz zur gewünschten Raumtemperatur meist nur bei gut gedämmten Häusern [231]. Bei herkömmlichen Radiator-Heizkörpern, die sich in den meisten Häusern finden, müssen die Vorlauftemperaturen dagegen höher sein, da sie im Vergleich zur Fußbodenheizung geringere Fläche zur Wärmeabgabe haben. Hier sollte die Vorlauftemperatur bei ca. $50\text{--}55^\circ\text{C}$ liegen [229].

4.5 Modellentwicklung

In diesem Abschnitt werden die entwickelten Modelle der Komponenten und das entwickelte Energiemanagementsystem vorgestellt. Die Bestandteile des Energiesystems werden dazu in Partialmodelle unterteilt. Jedes Partialmodell beschreibt dabei ein eigenes System, welches in sich selbst ebenfalls funktionsfähig ist.

4.5.1 Partialmodelle der Komponenten

In den nachfolgenden Abschnitten werden die in Simulink erstellten Modelle zu den einzelnen Systemkomponenten vorgestellt. Hierzu wird auf die mathematische Grundlage, auf der die Modelle basieren, eingegangen. Außerdem wird das Betriebsverhalten der Komponenten vorgestellt.

4.5.1.1 Elektrolyseur

In Abschnitt 3.3.1 wird das allgemeine Wirkprinzip eines PEM-ELY beschrieben. Das entwickelte Modell ist an das Modell von Albarghot und Polland [71], Atlam und Kolhe [164] und Beainy et al. [427] angelehnt, welches allerdings nur für eine Zelle entwickelt wurde und daher auf einen ganzen Stack erweitert werden muss. In das entwickelte ELY-Modell hinzugefügt wurde ebenfalls ein Abwärmesystem, woraus die Stacktemperatur zeitvariant hervorgeht. Das Modell wurde ebenfalls um Ausgabewerte erweitert, die für Auswertungen im Zusammenhang mit der Lebensdauerprognose und Kostenschätzung von Relevanz sind. Auch eine Effizienzberechnung wurde hinzugefügt. Im Folgenden wird die mathematische Beschreibung eines ELY vorgestellt, welche als Grundlage für die Modellierung in Simulink dient. Das elektrische Ersatzschaltbild des ELY, welches als Grundlage für die Modellierung dient, ist in *Bild 4.11* dargestellt.

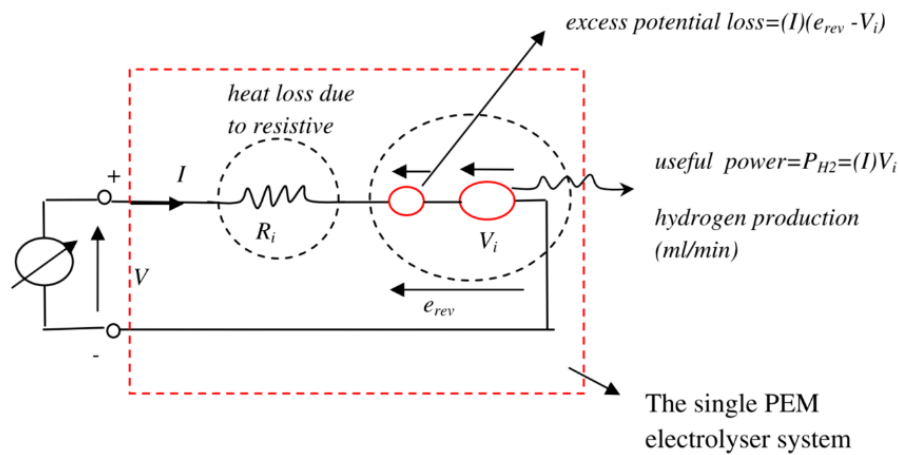


Bild 4.11: Ersatzschaltbild-Modell einer PEM-Elektrolyse-Zelle [428].

Im Folgenden wird das Elektrolyseverhalten einer einzelnen PEM-Elektrolysezelle und eines Stacks in Anlehnung an das Ersatzschaltbild mathematisch beschrieben. Die Zellspannung $U_{\text{Zelle}}(T, p)$ berechnet sich dabei wie folgt [427]:

$$U_{\text{Zelle}}(T, p) = U_{\text{rev}}(T, p) - U_{\text{rev}}(T, p) \cdot e^{\frac{-5 \cdot I_{\text{Zelle}}(T, p)}{0,02 \text{ A}}} + I_{\text{Zelle}}(T, p) \cdot R_i(T, p) \quad (50)$$

mit dem Zellstrom $I_{\text{Zelle}}(T, p)$ [427]:

$$I_{\text{Zelle}}(T, p) = \begin{cases} 0 & U_{\text{Zelle}}(T, p) \leq U_{\text{rev}}(T, p) \\ \frac{1}{R_i(T, p)} (U_{\text{Zelle}}(T, p) - U_{\text{rev}}(T, p)) & U_{\text{Zelle}}(T, p) > U_{\text{rev}}(T, p) \end{cases} \quad (51)$$

$U_{\text{rev}}(T, p)$ ist dabei die reversible Spannung einer Elektrolysezelle, $R_i(T, p)$ ist der Zellwiderstand. Sofern alle Zellen in einem Stack in Reihe geschaltet sind, ist der Strom in einer Zelle gleich dem Strom des Stacks $I_{\text{Stack}}(T, p)$:

$$I_{\text{Stack}}(T, p) = I_{\text{Zelle}}(T, p) \quad \text{wenn} \quad n_p = 1 \quad (52)$$

Die Formel für einen kompletten Stack lautet [164]:

$$U_{\text{Stack}}(T, p) = I_{\text{Stack}}(T, p) \frac{n_{s,\text{ELY}}}{n_{p,\text{ELY}}} R_i(T, p) + n_s U_{\text{rev}}(T, p) \quad (53)$$

mit $n_{s,\text{ELY}}$ für die Anzahl der Zellen in Serie und $n_{p,\text{ELY}}$ für die Anzahl paralleler Stränge. Das reversible Potential $U_{\text{rev}}(T, p)$ und der PEM-Zellenwiderstand $R_i(T, p)$ sind temperatur- und druckabhängig [427]:

$$U_{\text{rev}}(T, p) = U_{\text{rev}_0} + \frac{R_g(273,15 \text{ K} + T_{\text{ELY}}(t))}{2F} \cdot \ln\left(\frac{p_{\text{ELY}}(t)}{p_{\text{ELY},0}(t)}\right) \quad (54)$$

Und

$$R_i(T, p) = R_{i_0} + ka_{\text{ELY}} \cdot \ln\left(\frac{p_{\text{ELY}}(t)}{p_{\text{ELY},0}}\right) + dR_t(T_{\text{ELY}}(t) - T_{\text{ELY},0}) \quad (55)$$

Dabei ist R_g die universelle Gaskonstante, $T_{\text{ELY}}(t)$ ist die Temperatur im ELY-Stack, $T_{\text{ELY},0}$ ist die initiale Temperatur des ELY, $p_{\text{ELY}}(t)$ und $p_{\text{ELY},0}(t)$ sind der Arbeitsdruck bzw. der Umgebungsdruck, R_{i_0} ist die Referenz-Zellspannung (bei 20°C und 1 bar), dR_t ist der Temperaturkoeffizient des Zellwiderstands ($-3,812 \cdot 10^{-3} \Omega/\text{°C}$) und ka_{ELY} ist der abgeleitete Kurvenanpassungs-Parameter ($ka_{\text{ELY}} = 0,0395 \text{ V/A}$). U_{rev_0} ist die initiale reversible Potential und liegt bei 1,48 V.

Die Erzeugungsrate von H_2 kann nach dem Faradayschen Gesetz berechnet werden. Die Erzeugungsrate von H_2 in einer Elektrolysezelle ist direkt proportional zur Übertragungsrate von Elektronen an den Elektroden, was gleichbedeutend mit dem elektrischen Strom im Stromkreis ist [143]. Die Formel für die H_2 -Erzeugungsrate v_{H_2} in mol/s in Abhängigkeit des molaren Volumens v_m (mit der Einheit m^3/mol) lautet [164; 429]:

$$v_{\text{H}_2} = \frac{v_m \cdot N_{\text{ELY,Zellen}} \cdot I_{\text{Zelle}}(T, p)}{2F} \quad (56)$$

mit

$$v_m = \frac{R_g(273,15 \text{ K} + T_{\text{ELY}}(t))}{p_{\text{ELY}}(t)} \quad (57)$$

$N_{\text{ELY,Zellen}}$ ist dabei die Anzahl an Zellen des ELY-Stacks. Der Spannungs-**Wirkungsgrad** der $\eta_{s,\text{ELY}}$ lässt sich wie folgt ausdrücken [430; 431]:

$$\eta_{s,\text{ELY}} = \frac{U_{\text{th}}}{U_{\text{Zelle}}(T, p)} \quad (58)$$

Da die Zellspannung $U_{\text{Zelle}}(T, p)$ stromdichteabhängig ist und sie mit sinkender Stromdichte ebenfalls sinkt, steigt dementsprechend der Wirkungsgrad. Folglich ist der bei der Elektrolyse erzielte Wirkungsgrad bei geringeren Stromdichten höher.

Die Faraday-Effizienz wird wiederum zur quantitativen Analyse herangezogen, anhand derer bestimmt werden kann, wie viele Elektronen im externen Stromkreis zur Oberfläche der Elektrode transportiert werden, um die elektrochemische Reaktion auszuführen [430]. Die Faraday-

Effizienz $\eta_{ELY,F}$ ist definiert als das Verhältnis zwischen dem experimentell gemessenen Gasvolumen (H_2 oder O_2) und dem theoretisch berechneten Gasvolumen [430]:

$$\eta_{ELY,F} = \frac{v_{H_2} (Produziert)}{v_{H_2} (Berechnet)} \tag{59}$$

Der Betrieb des ELY ist wegen der Gasverunreinigung auf ein Minimum von 15 % der Nennleistung begrenzt [432; 433]. Bild 4.12 zeigt das in Simulink implementierte ELY-Modell. Beim ELY ist die Spannung direkt abhängig vom Eingangsstrom, weswegen der Strom hier die Eingangsgröße des Modells darstellt. In Abhängigkeit des Stroms ergibt sich dann die Spannung. Die H_2 -Erzeugungsrate ist dabei direkt proportional vom Eingangsstrom. Für den ELY-Block wurde eine Eingabemaske erstellt, in der die folgenden Parameter beliebig eingestellt werden können:

- Fläche einer Elektrolyse-Zelle in cm^2
- Anzahl Zellen in Serie
- Anzahl paralleler Zweige
- Nennbetriebsspannung in V
- Maximalstrom in A
- Maximalleistung in W
- Nennleistung in W
- Minimalleistung in W
- Nennbetriebsdruck in Pa

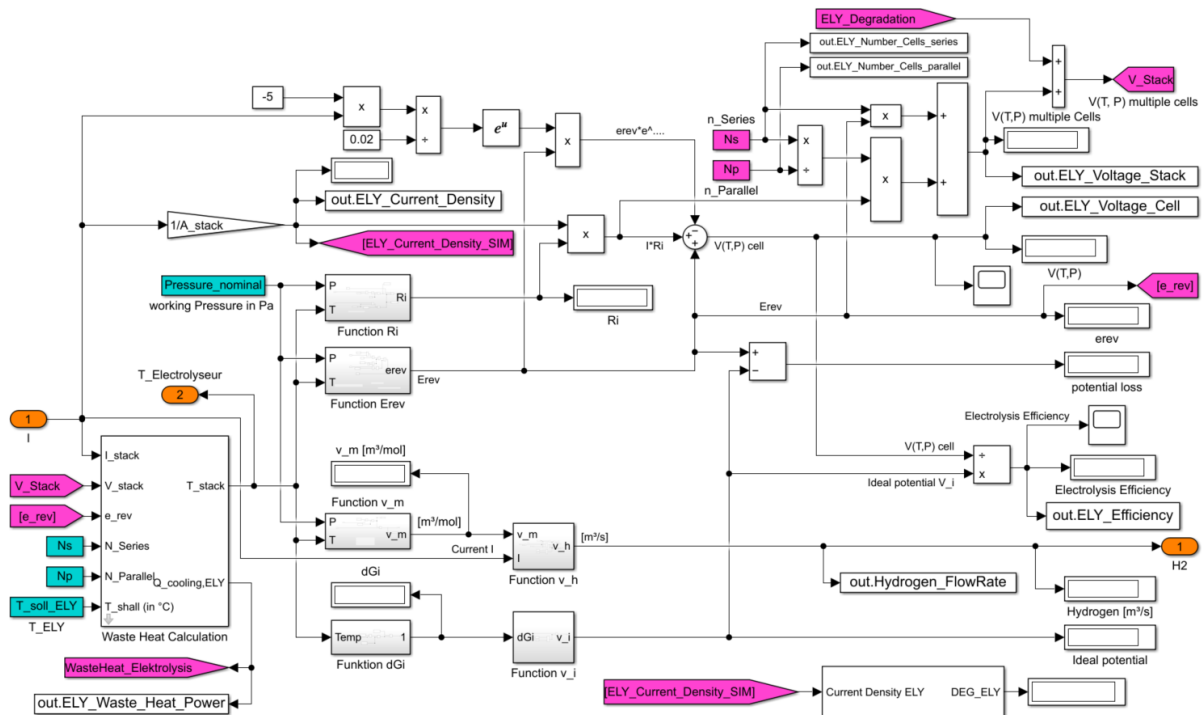


Bild 4.12: Simulink-Modell des ELY mit inkludiertem Wärmetauscher.

Von großer Bedeutung ist ebenfalls das EMS zur Steuerung der an das ELY-System gehenden Leistung. Hierin wird die Leistung, die entweder zum ELY oder zum Haushalt geht, gesteuert

(siehe *Bild 4.13*). Dazu ist für den Strang zum ELY ein DC/DC-Wandler eingebaut, der die Spannung von der PV-Anlage auf die vorgegebene Spannung des ELY bringt. Für den DC/DC-Wandler werden Umwandlungsverluste von 5 % berücksichtigt. In diesem Systemblock wird auch geprüft, ob die PV-Überschussleistung die Minimalleistung des ELY übersteigt, ansonsten kann der Betrieb nicht anlaufen.

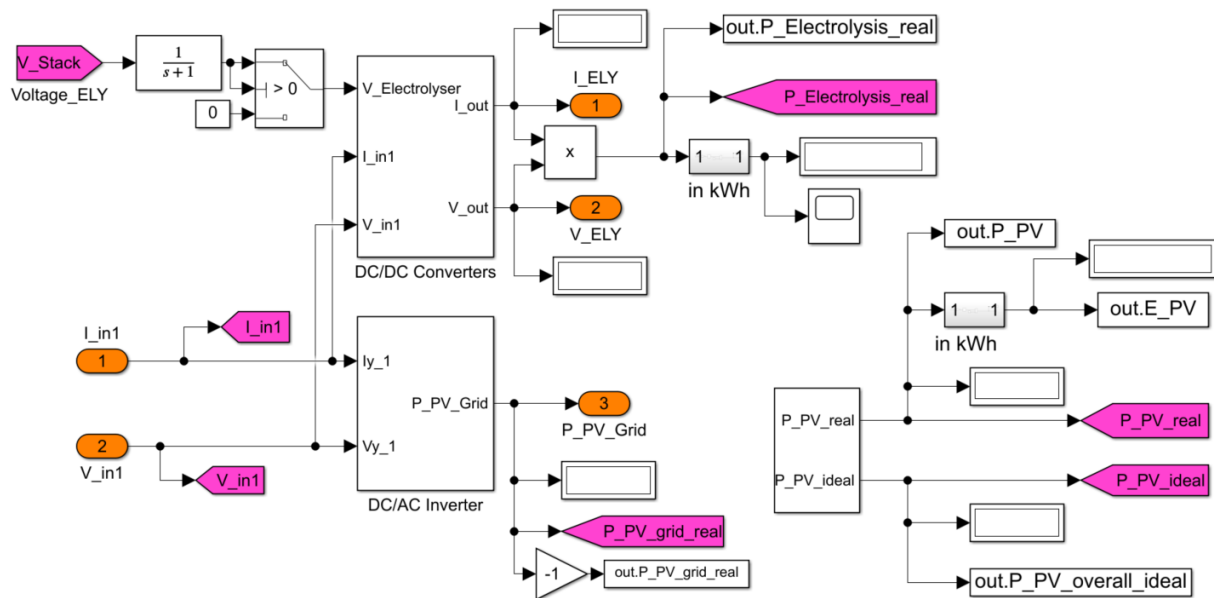


Bild 4.13: Simulink-Modell zur Steuerung des Energieflusses ins Hausnetz und zum ELY mit inkludiertem Gleichspannungswandler (DC/DC) und Wechselrichter (DC/AC).

Um bei einem PEM-ELY einen effizienten Betrieb zu gewährleisten, muss die Systemtemperatur in einem optimalen Bereich von 50–90°C liegen (vgl. *Tabelle 3.2*). Mit steigender Temperatur steigt die Effizienz des ELYs, allerdings auf Kosten der Degradation [151]. Temperaturen im PEM-ELY von über 90°C sind zu vermeiden, da die optimale Leitfähigkeit und Stabilität der Nafionmembranen zwischen 50°C und 90°C liegt [54]. Nafion wird bei PEM-ELYs für die Separator eingesetzt [146] und ist der am häufigsten genutzte Separator [434].

Ein Teil der benötigten Energie zur Spaltung des Wassers kann aus Wärme bereitgestellt werden, was zu einem verringerten Strombedarf führt [163]. Eine Alternative ist die Bereitstellung des thermischen Energiebedarfs elektrisch durch Erhöhung der Elektrolysespannung [235]. Bei der Wasserelektrolyse wird in der Regel Wärme freigesetzt, da das tatsächliche elektrische Potenzial einer Elektrolysezelle $U_{Zelle}(T, p)$ im Betrieb aufgrund der Irreversibilität des Prozesses immer höher als das reversible Potenzial $U_{rev}(T, p)$ ist [435]. Anhand von Flamm et al. [436] vorgenommenen Experimenten wurde festgestellt, dass die Temperatur nach dem Einschalten schnell auf über 50°C ansteigt. Daher wird in aller Regel ein Kühlsystem integriert, welche die thermische Dynamik des ELYs maßgeblich steuert [436]. Um die Temperatur des ELY im Modell optimal im Betriebsbereich zu halten, ist entsprechend ein **Kühlsystem-Modell** mit WT inkludiert. Die produzierte Abwärme $\dot{Q}_{Wärme,Stack,ELY}(t)$ ist proportional zur Differenz zwischen dem tatsächlichen Zellpotential $U_{Zelle}(T, p)$ und der thermoneutralen Spannung $U_{th}(T, p)$ [437]:

$$\dot{Q}_{\text{W\u00e4rme,Stack,ELY}}(t) = (U_{\text{Zelle}}(T, p) - U_{\text{th}}(T, p)) \cdot I_{\text{Zelle}}(T, p) \cdot N_{\text{Zellen}} \quad (60)$$

Die gesamte Leistung des ELY P_{ELY} berechnet sich wie folgt [438]:

$$P_{\text{ELY}} = U_{\text{Zelle}}(T, p) \cdot N_{\text{Zellen}} \cdot I_{\text{Stack}}(T, p) = U_{\text{Stack}}(T, p) \cdot I_{\text{Stack}}(T, p) \quad (61)$$

Neben der vom K\u00fchlsystem abzuf\u00fchrenden W\u00e4rme $\dot{Q}_{\text{K\u00fchlung,ELY}}(t)$ geht auch etwas W\u00e4rme $\dot{Q}_{\text{Verluste,ELY}}$ an die Umgebung bspw. \u00fcber die Au\u00dfenw\u00e4nde des ELY verloren. Das thermische Energiegleichgewicht des ELY berechnet sich dadurch folgenderma\u00dfen (in Anlehnung an [439–442]):

$$C_{\text{th,ELY}} \frac{dT}{dt} = \dot{Q}_{\text{W\u00e4rme,Stack,ELY}}(t) - \dot{Q}_{\text{Verluste,ELY}}(t) - \dot{Q}_{\text{K\u00fchlung,ELY}} \quad (62)$$

Mit

$$\dot{Q}_{\text{Verluste,ELY}}(t) = h_{\text{WK}} \cdot A_{\text{s,ELY}} \cdot (T_{\text{ELY}}(t) - T_{\text{u}}(t)) \quad (63)$$

und

$$\dot{Q}_{\text{K\u00fchlung,ELY}}(t) = \dot{m}_{\text{k,ELY}}(t) \cdot c_p \cdot \frac{T_{\text{e,ELY}}(t) - T_{\text{a,WT}}(t) - (T_{\text{a,ELY}}(t) - T_{\text{e,WT}}(t))}{\ln\left(\frac{T_{\text{e,ELY}}(t) - T_{\text{a,WT}}(t)}{T_{\text{a,ELY}}(t) - T_{\text{e,WT}}(t)}\right)} \quad (64)$$

Hierbei beschreibt $C_{\text{th,ELY}}$ die thermische Kapazit\u00e4t des ELY, $A_{\text{s,ELY}}$ ist die Mantelfl\u00e4che des ELY-Stacks und h_{WK} in $\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$ ist der W\u00e4rme\u00fcbergangskoeffizient zwischen ELY-Stackoberfl\u00e4che und der Umgebungsluft. $T_{\text{a,ELY}}(t)$ und $T_{\text{e,ELY}}(t)$ sind die Auslass- und Eingangstemperatur des Kreislaufes zum ELY und $T_{\text{e,WT}}(t)$ und $T_{\text{a,WT}}(t)$ sind die Temperatur am Eingang bzw. Ausgang des WT am w\u00e4rmeabf\u00fchrenden Kreislauf. $\dot{m}_{\text{k,ELY}}(t)$ ist der Massenstrom des K\u00fchlmittels (Wasser ist hierbei meist ausreichend), c_p ist die spezifische W\u00e4rmekapazit\u00e4t des K\u00fchlmittels in $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ und $\Delta t_{\text{m,log}}(t)$ stellt die beim Gegenstrom-WT geltende mittlere logarithmische Temperaturdifferenz in K dar. Die Formel f\u00fcr die Energie zu K\u00fchlung $\dot{Q}_{\text{K\u00fchlung}}(t)$ entstammt den Grundlagen eines Gegenstrom-W\u00e4rmetauschers (vgl. Abschnitt 3.3.6).

Bei der K\u00fchlung muss darauf geachtet werden, dass die Temperatur des ELY nicht \u00fcber 90°C steigt, da der ELY durch Degradationsprobleme stark beeintr\u00e4chtigt werden kann. Daher wird ein Steuermechanismus verwendet, um den K\u00fchlmitteldurchsatz in Abh\u00e4ngigkeit von der ELY-Leistung zu steuern (siehe *Bild 4.14*). Dabei werden die maximalen und minimalen K\u00fchlmitteldurchflussraten in Abh\u00e4ngigkeit von der maximalen und minimalen Betriebstemperatur des ELY herangezogen, die im Regelfall dem Datenblatt eines ELY entnommen werden k\u00f6nnen. Das Abw\u00e4rme- bzw. K\u00fchlsystem des ELY wird so eingestellt, dass eine Stack-Temperatur von 65°C nicht \u00fcberschritten wird. Im K\u00fchlsystem lassen sich alle Parameter einstellen, die Einfluss auf die Abw\u00e4rmeleistung anhand der im Vorangegangenen genannten Formeln haben.

Um Laufzeitproblemen der Simulation entgegenzutreten, wird ein vereinfachtes, laufzeiteffizientes Simulink-Modell des ELY-W\u00e4rmetauschers in ausgew\u00e4hlten Simulationen verwendet (siehe *Bild 4.15*). Die Funktionalit\u00e4t dieses Modells ist dem komplexeren Modell identisch und

hat nur bei Betriebsstart des ELY geringfügige Abweichungen ($< 2\%$). Diese angepasste Modellvariante wird speziell im Optimierungsverfahren verwendet, in dem eine hohe Anzahl an Simulationen durchzuführen sind.

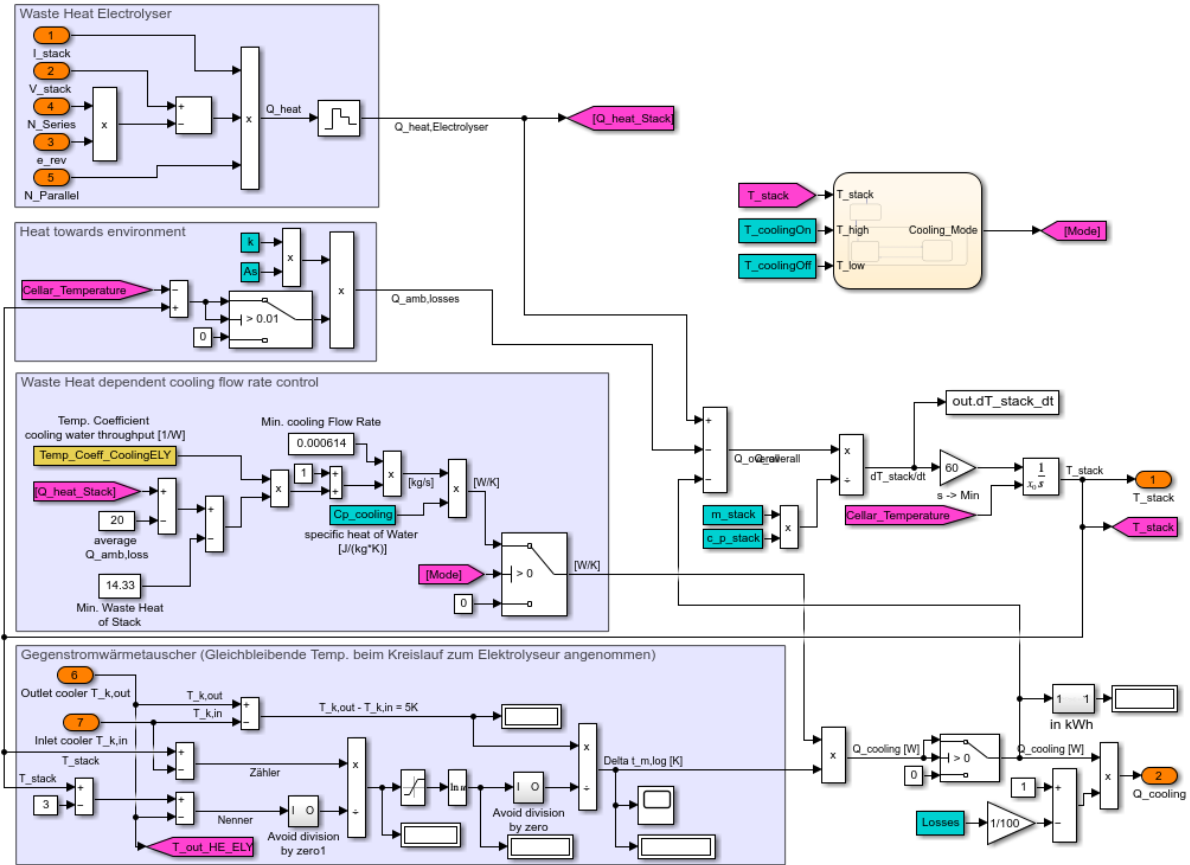


Bild 4.14: Komplexes Simulink-Modell des ELY-Wärmetauschers.

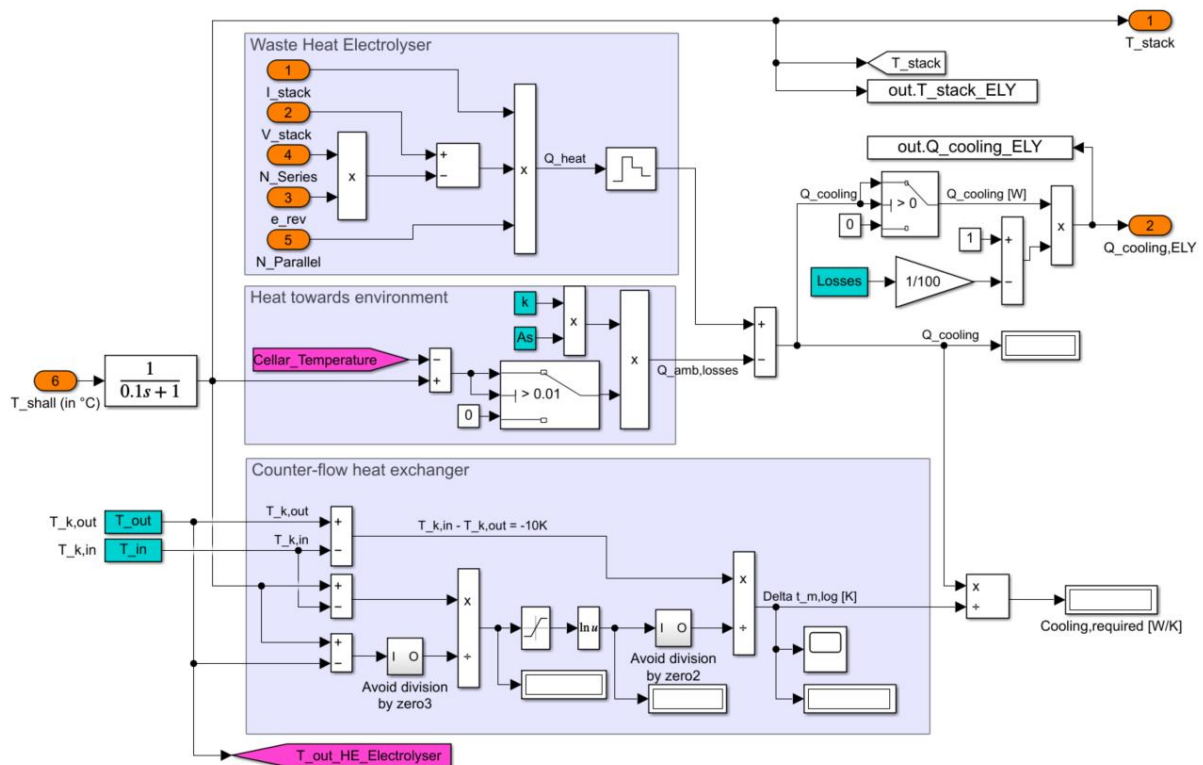


Bild 4.15: Vereinfachtes und laufzeiteffizienteres Simulink-Modell des ELY-Wärmetauschers.

4.5.1.2 Wasserstoffspeicher und Kompressor

Der Wasserstoffspeicher dient dazu, den vom ELY erzeugten H_2 zu speichern, um ihn saisonal aufzubewahren und bei Bedarf in der FC zur Stromerzeugung zu nutzen. Wie in Abschnitt 3.3.3 beschrieben, gibt es verschiedene Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung, die jeweils verschiedene Vor- und Nachteile aufweisen. In dem Anwendungsfall einer Wasserstoffsystemlösung in Haushaltgröße liegt keine grundsätzliche Notwendigkeit vor, eine Option mit möglichst geringem Platzbedarf zu verwenden, da es sich um eine stationäre Anwendung handelt. Daher kann in diesem Fall eine Wasserstoffspeicherung über Druck-Wasserstoffspeicher erfolgen. Dies bietet sich auch aufgrund der höheren Energieeffizienz bei der Speicherung im Vergleich zu den anderen Optionen an und wird für diese Systemgröße am häufigsten genutzt [59; 171]. Typischerweise werden Wasserstoffspeicher-Flaschen mit einem maximalen Druck von 300 oder 350 bar verwendet. Das in Simulink entwickelte Modell ist in Bild 4.16 dargestellt.

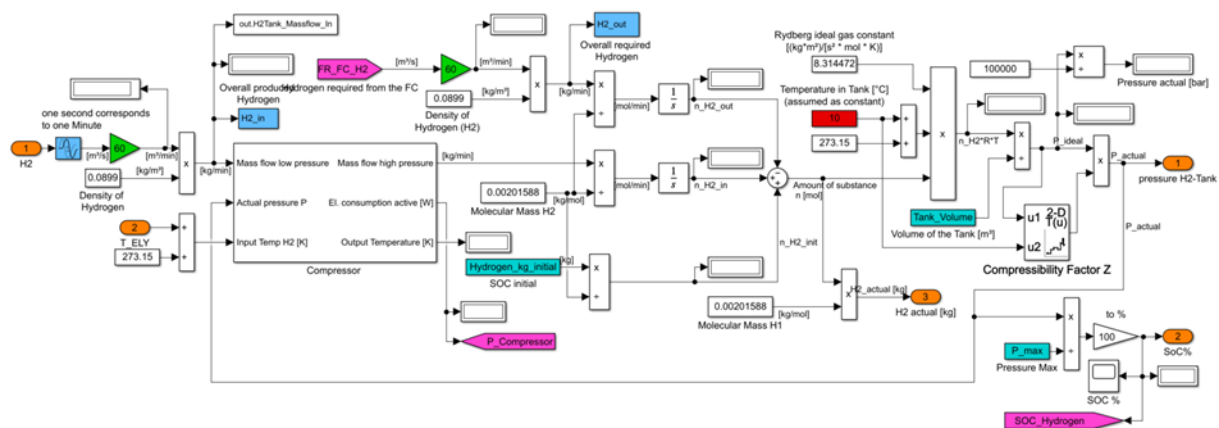


Bild 4.16: Simulink-Modell des Wasserstoffspeichers mit inkludiertem Kompressor.

Vor der Speicherung muss der H₂ von einem ELY-Ausgangsdruck von etwa 1 bis 30 bar auf den aktuellen Tankdruck verdichtet werden, wodurch eine notwendige Volumenreduktion erreicht wird. Der Druck im Wasserstoffspeicher kann durch die folgende Formel beschrieben werden [143]:

$$P_b - P_{b,0} = Z \frac{N_{H_2} R_g T_b}{M_{H_2} V_B} \quad (65)$$

mit P_b in Pa für den tatsächlichen Tankdruck, $P_{b,0}$ in Pa als initialer Tankdruck, T_b in K die Betriebstemperatur, V_B in m³ das Tankvolumen, Z der Kompressibilitätsfaktor, N_{H_2} in kg/s die Durchflussmenge des erzeugten H₂ und M_{H_2} in kg/mol für die molare Masse des H₂. Die Formel wird zur Berechnung des Tankdrucks verwendet [143]. Die im Tank zum Zeitpunkt t vorhandene Wasserstoffmenge m_{H_2} ergibt sich aus dem Initialfüllstand $m_{H_2}^{init}$ zuzüglich des erzeugten H₂ über den ELY, abzüglich des entnommenen H₂ für die FC:

$$m_{H_2}(t) = m_{H_2}^{init} + \rho_{H_2} \cdot \left(\int \dot{V}_{H_2}^{ELY}(t) dt - \int \dot{V}_{H_2}^{FC}(t) dt \right) \quad (66)$$

mit $\dot{V}_{H_2}^{ELY}(t)$ für den Volumenstrom des H₂ in m³/s vom ELY in den Wasserstoffspeicher, $\dot{V}_{H_2}^{FC}(t)$ für den Volumenstrom des H₂ in m³/s aus dem Wasserstoffspeicher zur FC und ρ_{H_2} für die Dichte von H₂. Der Kompressibilitätsfaktor Z ist von einigen tankspezifischen Parametern abhängig und berechnet sich wie folgt [143]:

$$Z = \frac{P_b V_m}{R_g T_b} \quad (67)$$

mit V_m in m³/mol für das molare Volumen von H₂. Dieser Kompressibilitätsfaktor wird dem Modell mittels Wertetabelle (in MATLAB: Lookup-Tabelle) übergeben. Der Kompressionsfaktor Z verhält sich bei H₂ wie in Tabelle 4.1 dargestellt. Der Kurvenverlauf ist in Bild 4.17 dargestellt.

Tabelle 4.1: Kompressibilitätsfaktor Z von Wasserstoff unter verschiedenen Temperaturen und Druckniveaus nach [443].

Temperatur in °C	Druck (bar)							
	0,35	3,45	6,90	34,47	68,95	137,90	344,74	689,48
-156,7	1,0001	1,0008	1,0017	1,0126	1,0373	1,1179	1,4694	2,1011
-128,9	1,0002	1,0019	1,0038	1,0213	1,0485	1,1188	1,3927	1,8892
-101,1	1,0002	1,0022	1,0045	1,0238	1,0508	1,1139	1,3412	1,7493
-73,3	1,0002	1,0023	1,0047	1,0240	1,0499	1,1071	1,3029	1,6493
-45,6	1,0002	1,0023	1,0046	1,0233	1,0477	1,0999	1,2726	1,5739
-23,3	1,0002	1,0022	1,0044	1,0224	1,0457	1,0945	1,2524	1,5255
-17,8	1,0002	1,0022	1,0044	1,0222	1,0451	1,0931	1,2478	1,5147
-12,2	1,0002	1,0022	1,0043	1,0220	1,0446	1,0918	1,2434	1,5043
10	1,0002	1,0021	1,0042	1,0210	1,0425	1,0868	1,2271	1,4667
37,8	1,0002	1,0020	1,0039	1,0198	1,0400	1,0811	1,2095	1,4270
65,6	1,0002	1,0019	1,0037	1,0187	1,0376	1,0759	1,1943	1,3934
93,3	1,0002	1,0018	1,0035	1,0176	1,0354	1,0712	1,1810	1,3647
121,1	1,0002	1,0017	1,0033	1,0166	1,0334	1,0670	1,1693	1,3397

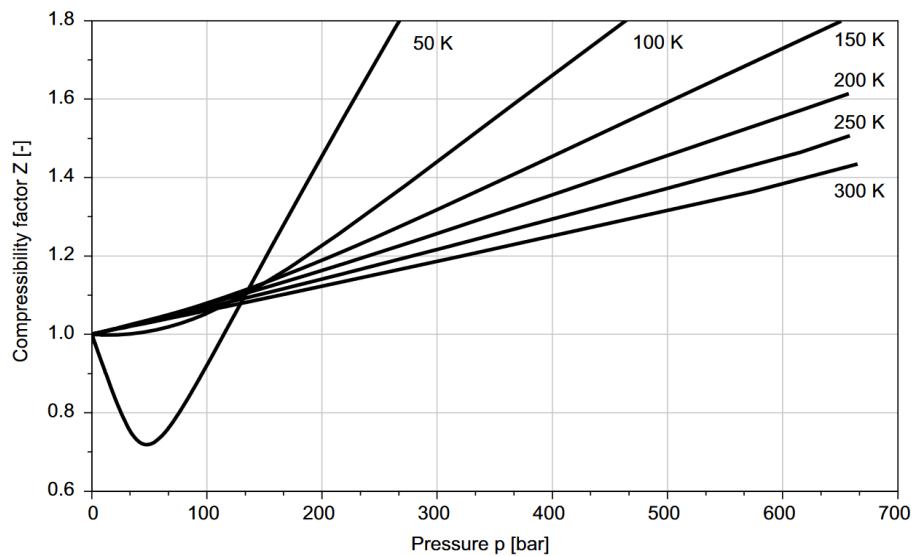


Bild 4.17: Graphische Darstellung des Kompressibilitätsfaktors von Wasserstoff unter verschiedenen Temperaturen und Druckniveaus [444].

Die für die Kompression des H_2 erforderliche Leistung $P_{el,komp}$ wird wie folgt berechnet [445; 446]:

$$P_{el,komp} = \frac{1}{\eta_{el,komp} \cdot \eta_{v,komp}} \cdot \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot \dot{m}_{komp} \cdot R_j \cdot T_{ein,komp} \left(\left(\frac{p_{2,komp}}{p_{1,komp}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right) \quad (68)$$

mit $\eta_{el,komp}$ und $\eta_{v,komp}$ für den elektrischen Wirkungsgrad und den Wirkungsgrad des Kompressors, \dot{m}_{komp} in kg/s für die Durchflussmenge von H_2 zum Kompressor, R_j für die spezifische Gaskonstante (für H_2 : 4.124,2 J/(kg · K)), $T_{ein,komp}$ in K für die Temperatur von H_2 am Eintritt, κ für das Wärmekapazitätsverhältnis (für $H_2 \approx 1,4$) und $p_{1,komp}$ in Pa und $p_{2,komp}$ in Pa für den Druck vor und nach der Verdichtung. Das Modell des Kompressors auf Grundlage dieser Formel ist in *Bild 4.18* dargestellt.

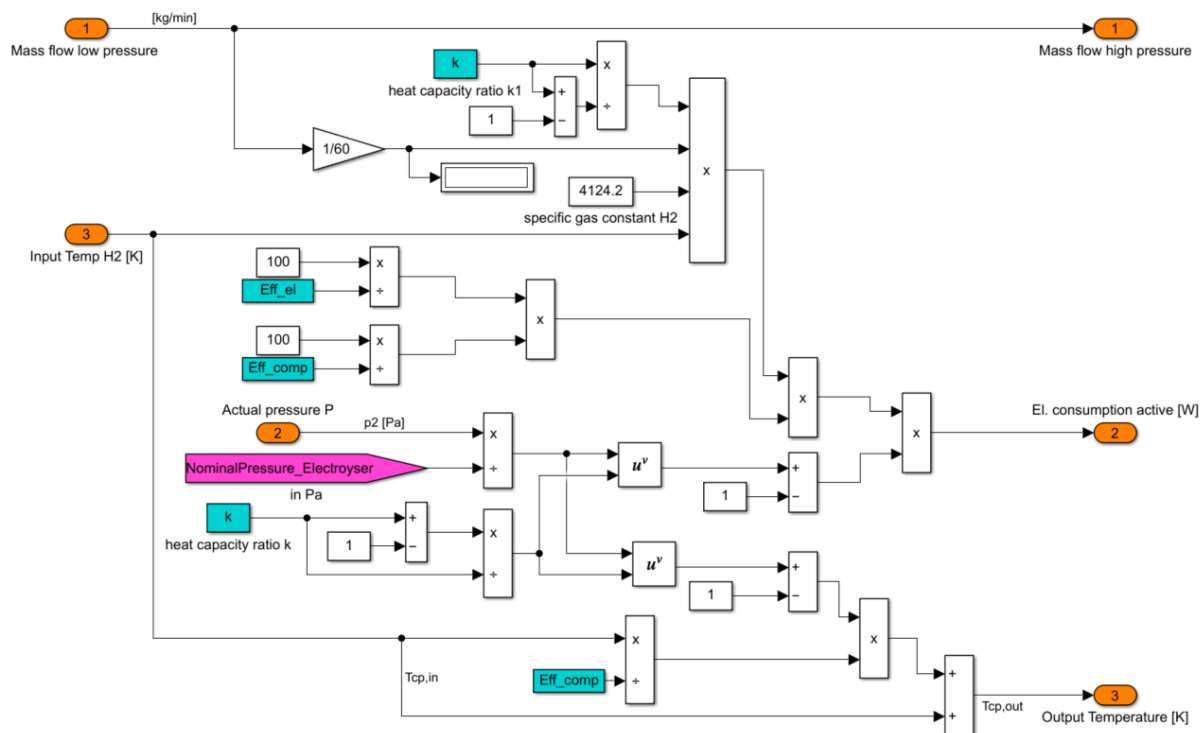


Bild 4.18: Simulink-Modell des Kompressors.

4.5.1.3 Brennstoffzelle

Als Grundlage für das FC-Modell dient ein in Simulink bereits vormodellierter Simulink-FC-Block namens „Fuel Cell Stack“ [447]. Dieser wurde modifiziert, um ihn in dem vorgesehenen Modellkonzept (vgl. Abschnitt 4.1) verwenden zu können. Das FC-Modell berechnet die Ausgangsspannung in Abhängigkeit von einem gegebenen Zellstrom und der H_2 -Durchflussrate, die ihrerseits vom Strom abhängig ist (siehe *Bild 4.19*). Der Ausgang des Blocks ist die jeweilige Spannung, die von der Stromstärke und anderen internen Leistungsfaktoren abhängt. Der el. Wirkungsgrad von PEMFCs liegt nach aktuellem Stand bei ca. 50 % (siehe *Tabelle 3.1*). Nach Barbir [448] ist der el. Wirkungsgrad $\eta_{FC,el}$ wie folgt definiert:

$$\eta_{FC,el} = \frac{P_{FC,el}}{F_{ein}} \quad (69)$$

mit $P_{FC,el}$ für die elektrische Leistungsabgabe und F_{ein} für die Kraftstoffzufuhr. $P_{FC,el}$ ist dabei das Produkt aus Ausgangsspannung ($U_{FC,ausg}$) und -strom ($I_{FC,ausg}$) [448]:

$$P_{FC,el} = U_{FC,ausg} \cdot I_{FC,ausg} \quad (70)$$

Die Kraftstoffzufuhr F_{ein} ergibt sich aus dem Produkt der H_2 -Zufuhr q_{H_2} in g/s und dem Energieinhalt, welcher typischerweise über die Enthalpie (ΔH) oder oberen Heizwert (mit 142.000 J/g) gegeben ist. q_{H_2} ergibt sich nach dem Faradayschen Gesetz durch [448]:

$$q_{\text{H}_2} = \frac{m_{\text{H}_2} I_{\text{FC}}(t)}{z_{\text{E}} F} \quad (71)$$

mit m_{H_2} für die molare Masse einer H_2 -Verbindung (2,016 g/mol) und $I_{\text{FC}}(t)$ für den Strom der FC. Die Kraftstoffzufuhr F_{ein} ergibt sich damit zu [448]:

$$F_{\text{ein}} = q_{\text{H}_2} \cdot \Delta H = \frac{m_{\text{H}_2} \Delta H}{z_{\text{E}} F} I_{\text{FC}}(t) \quad (72)$$

Der Term $m_{\text{H}_2} \Delta H / (z_{\text{E}} F)$ ergibt den Wert 1,482 V, womit sich die FC-Effizienz einfach aus dem Verhältnis der aktuellen Betriebsspannung $U_{\text{FC,ausg}}$ und diesem Wert von 1,482 V ergibt [448]:

$$\eta_{\text{FC,el}} = \frac{U_{\text{FC,ausg}}}{1,482 \text{ V}} \quad (73)$$

Lediglich der in der in der Enthalpie (ΔH) enthaltene Anteil der Freien Gibbs Energie (ΔG) kann durch irreversible Entropieänderungen ($T\Delta S$) in Energie umgewandelt werden [448]:

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (74)$$

Die maximale Spannung basierend auf ΔG liegt bei 25°C und Umgebungsdruck bei 1,229 V, wodurch sich folgender maximaler Wirkungsgrad $\eta_{\text{FC,max}}$ ergibt:

$$\eta_{\text{FC,max}} = \frac{1,229 \text{ V}}{1,482 \text{ V}} = 83 \% \quad (75)$$

Das theoretische bzw. thermodynamische Potential U_{th} liegt allgemein in Abhängigkeit der Temperatur und des Druckes bei [448]:

$$U_{\text{th}} = 1,229 \text{ V} - (T_{\text{B}} - 298,15 \text{ K}) \frac{\Delta S}{z_{\text{E}} F} + \frac{RT}{z_{\text{E}} F} \ln \left(\frac{p_{\text{H}_2}}{p_{\text{O}_2}} \right) \quad (76)$$

mit T_{B} für die Zell-Betriebstemperatur in K, p_{H_2} für den H_2 -Druck und p_{O_2} für den Sauerstoffdruck. Die Zell-Betriebsspannung U_{Zelle} ist dagegen niedriger als U_{th} und ergibt sich zu [448]:

$$U_{\text{Zelle}} = U_{\text{th}} - U_{\text{konz,a}} - U_{\text{konz,k}} - U_{\text{akt,a}} - U_{\text{akt,k}} - U_{\text{ohm}} \quad (77)$$

wobei a hier für die jeweilige Spannung an der Anode und k für die jeweilige Spannung an der Kathode steht. Die Aktivierungsverluste U_{akt} berechnen sich mit [448]:

$$U_{\text{akt}} = \frac{RT}{\alpha_{\text{FC}} z_{\text{E}} F} \ln \left(\frac{i_{\text{FC}}}{i_{0,\text{FC}}} \right) \quad (78)$$

die Konzentrationsverluste U_{konz} mit [448]:

$$U_{\text{konz}} = \frac{R_{\text{g}} T}{z_{\text{E}} F} \ln \left(1 - \frac{i_{\text{FC}}}{i_{\text{L,FC}}} \right) \quad (79)$$

und die ohmschen Verluste U_{ohm} mit [448]:

$$U_{\text{ohm}} = i_{\text{FC}} R_{i,\text{FC}} \quad (80)$$

α_{FC} ist hierbei der Transferkoeffizient, i_{FC} die Stromdichte in A/cm^2 , $i_{0,\text{FC}}$ die Austauschstromdichte in A/cm^2 , $i_{\text{L},\text{FC}}$ die limitierende Stromdichte in A/cm^2 und $R_{i,\text{FC}}$ der Zellwiderstand in Ωcm^2 .

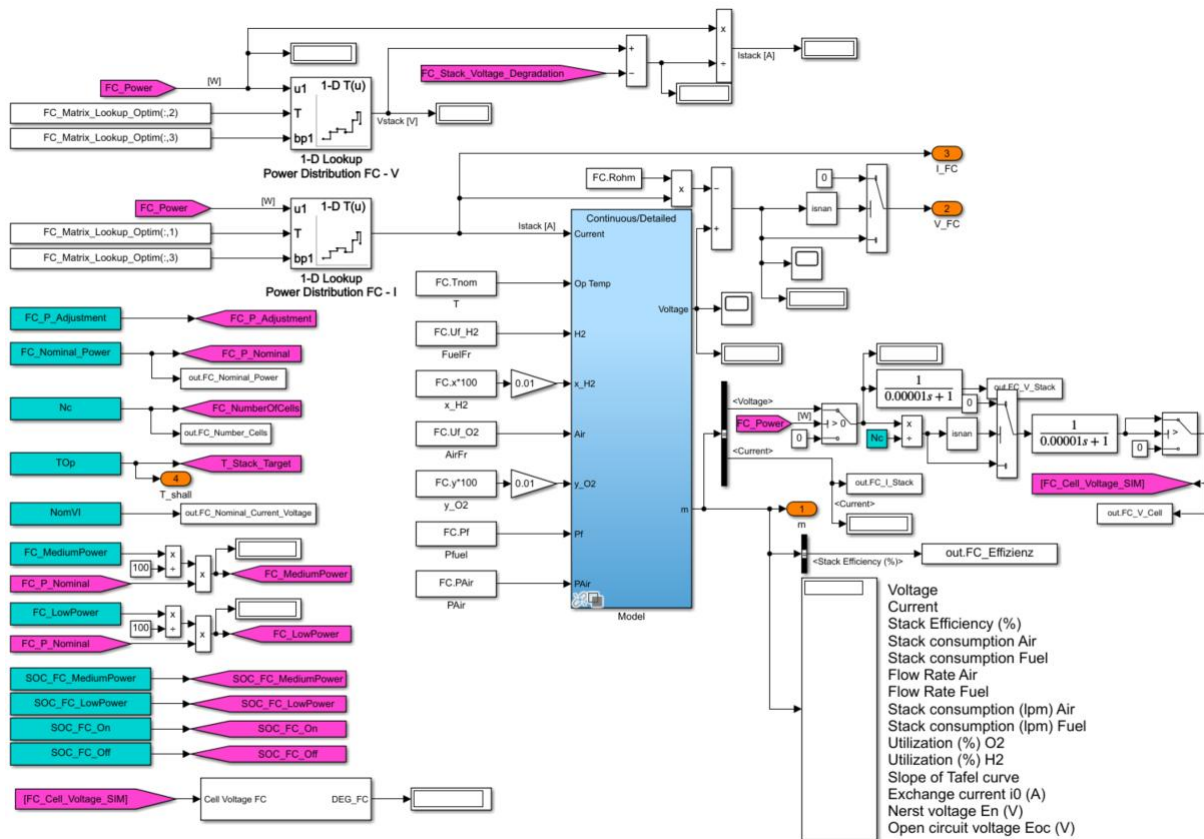


Bild 4.19: Simulink-Modell der FC mit modifiziertem Simulink-Block „Fuel Cell Stack“ [447].

Im Inneren der FC entsteht ein relativ hoher Anteil an Abwärme. Um die Abwärme realitätsnah zu berücksichtigen, wurde dem Modell ein **Kühlsystem** mit WT hinzugefügt (siehe Bild 4.20). Da die Abwärme im Wärmesystem durch KWK nutzbar gemacht werden soll, wird eine Wasserkühlung des FC-Stacks vorgesehen (vgl. Abschnitt 3.3.1). Für das Abwärmesystem gilt es, zunächst die in der FC in Form von Wärme auftretende Verlustleistung $P_{\text{FC,Wärme}}(t)$ zu berechnen. Diese lässt sich wie folgt berechnen [57; 449]:

$$P_{\text{FC,Wärme}}(t) = P_{\text{FC,f}}(t) - P_{\text{FC,el}}(t) \quad (81)$$

mit

$$P_{\text{FC,f}}(t) = I_{\text{FC,Stack}}(t) \cdot N_{\text{FC,Zellen}} \cdot 1,48 \text{ V} \quad (82)$$

und

$$P_{\text{FC,el}}(t) = I_{\text{FC,Stack}}(t) \cdot U_{\text{FC,Stack}}(t) = I_{\text{FC,Stack}}(t) \cdot U_{\text{FC,Stack}}(t) \cdot N_{\text{FC,Zellen}} \quad (83)$$

mit $P_{FC,f}(t)$ für die gesamte in dem Kraftstoff steckende Leistung, $P_{FC,el}(t)$ für die bereitgestellte elektrische Leistung der FC, $I_{FC,Stack}(t)$ für die Stromstärke des FC-Stacks und $N_{FC,Zellen}$ für die Anzahl an Zellen. Darüber hinaus wird mit einem Modell eines WT die Temperatur der FC in Abhängigkeit des Kühlmitteldurchflusses und der Einlass- und Auslasstemperatur bestimmt. In diesem Modell wird die vom FC-Stack an die Umgebung abgegebene Wärme $\dot{Q}_{Umgebung,FC}(t)$ berücksichtigt, welche wie folgt berechnet wird [442]:

$$\dot{Q}_{Umgebung,FC}(t) = k_{FC} \cdot A_{s,FC} \cdot (T_{FC}(t) - T_{Keller}(t)) \quad (84)$$

mit $A_{s,FC}$ in m^2 für die Mantelfläche der FC, k_{FC} in $W/(m^2K)$ für den Wärmedurchgangskoeffizient (Wärmeabgabe von der FC an die Umgebung), $T_{FC}(t)$ für die Stack-Temperatur der FC und $T_{Keller}(t)$ für die Keller-Temperatur.

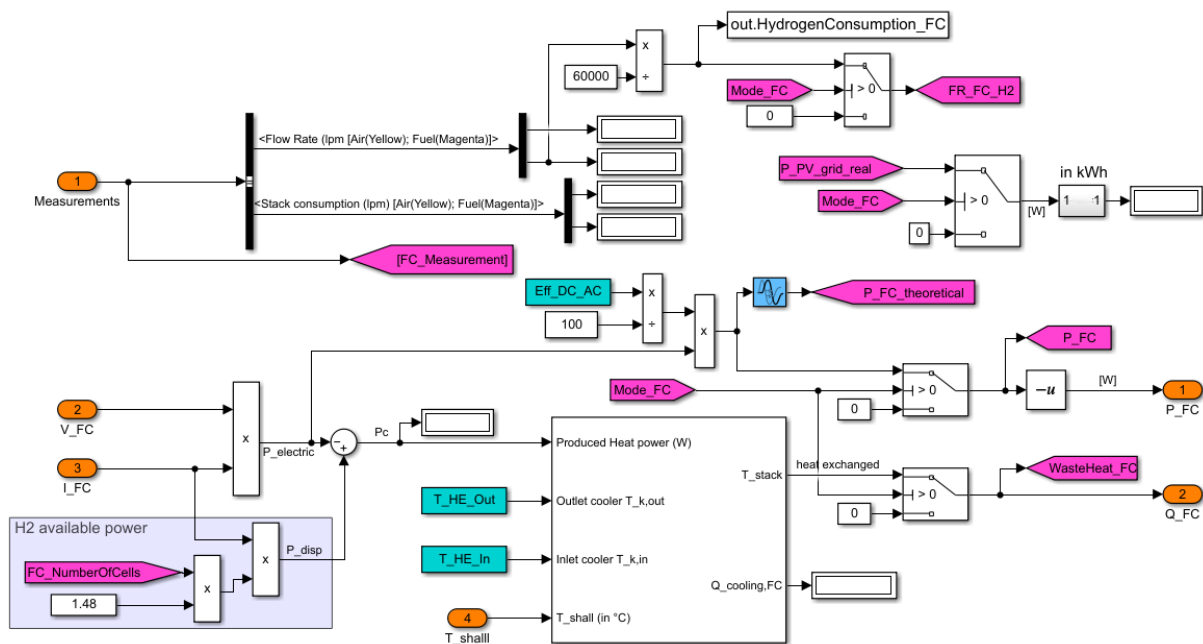


Bild 4.20: Simulink-Modell der Energiefluss-Steuerungseinheit der FC mit Abwärmesystem und Wasserstoffbedarfsmessung.

Der WT ist als Gegenstrom-WT modelliert (siehe Bild 4.21). Hierbei sind $T_{a,FC}(t)$ und $T_{e,FC}(t)$ die Auslass- und Eingangstemperatur des Kreislaufes zur FC und $T_{a,WT}(t)$ und $T_{e,WT}(t)$ sind die Auslass- und Eingangstemperatur des Kühlkreislaufes. Mit diesem Kreislauf wird Wärme abtransportiert, die dann im Heizsystem genutzt werden kann. Der Kühlungsbedarf $\dot{Q}_{Kühlung,FC}(t)$ wird wie folgt berechnet [233; 441]:

$$\dot{Q}_{Kühlung,FC}(t) = \dot{m}_k(t) \cdot c_p \cdot \frac{T_{e,FC}(t) - T_{a,WT}(t) - (T_{a,FC}(t) - T_{e,WT}(t))}{\ln\left(\frac{T_{e,FC}(t) - T_{a,WT}(t)}{T_{a,FC}(t) - T_{e,WT}(t)}\right)} \quad (85)$$

mit \dot{m}_k in kg/s für den Kühlmittelmassenstrom und c_p in $J/(kg \cdot K)$ für die spezifische Wärmekapazität des Kühlmittels. Da die Temperatur der FC bei rund $60-70^\circ C$ liegen sollte, kann als Kühlmittel auch Wasser verwendet werden mit einem c_p von $4.184 J/(kg \cdot K)$. Die Temperaturänderung der FC ergibt sich damit wie folgt [442]:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{\dot{Q}_{\text{Wärme,Stack,FC}}(t) - \dot{Q}_{\text{Umgebung,FC}}(t) - \dot{Q}_{\text{Kühlung,FC}}(t)}{C_{\text{th,Stack,FC}} \cdot m_{\text{FC}}} \quad (86)$$

mit $C_{\text{th,Stack,FC}}$ in $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ für die Wärmekapazität der FC, $\dot{Q}_{\text{Wärme,Stack,FC}}(t)$ für die Abwärmeleistung der FC und m_{FC} in kg für das Gewicht des FC-Stacks.

Da dieses Wärmetauscher-Modell sehr rechenintensiv ist und damit die Simulation erheblich verlangsamt, wurde es für die Simulationen im Rahmen des Optimierungsverfahrens vereinfacht. Das vereinfachte Modell verfügt über weniger Einstellungsmöglichkeiten, und geht von einer Solltemperatur aus, die vom Kühlsystem gehalten werden soll. Die damit berechnete Abwärmeleistung ist beinahe identisch zu dem komplexeren Modell und kann daher in nächster Näherung als Ersatz dienen. Das vereinfachte Wärmetauscher-Modell ist in *Bild 4.22* dargestellt. Die Modell-Teile für die Umgebungsverluste $\dot{Q}_{\text{Umgebung,FC}}(t)$ und für den Gegenstrom-WT bleiben dabei erhalten. Als Eingangsgrößen ändert sich lediglich die Stack-Temperatur von einer zeitvarianten Größe $T_{\text{FC}}(t)$ zu einer konstanten voreingestellten Soll-Temperatur $T_{\text{FC}}^{\text{Soll}}(t)$. Unter Berücksichtigung des Abwärmeleistung der FC $\dot{Q}_{\text{Wärme,Stack,FC}}(t)$ lässt sich daraus die Abwärme des Systems und der erforderliche Kühlmittelmassenstrom berechnen.

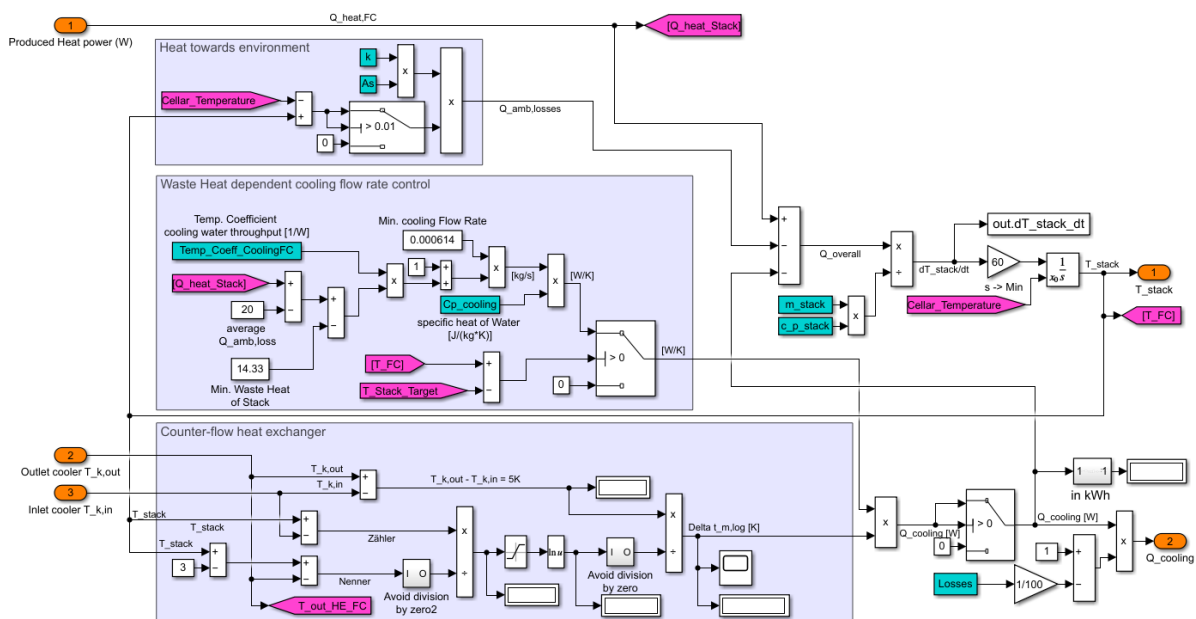


Bild 4.21: Komplexes Simulink-Modell des FC-Wärmetauschers.

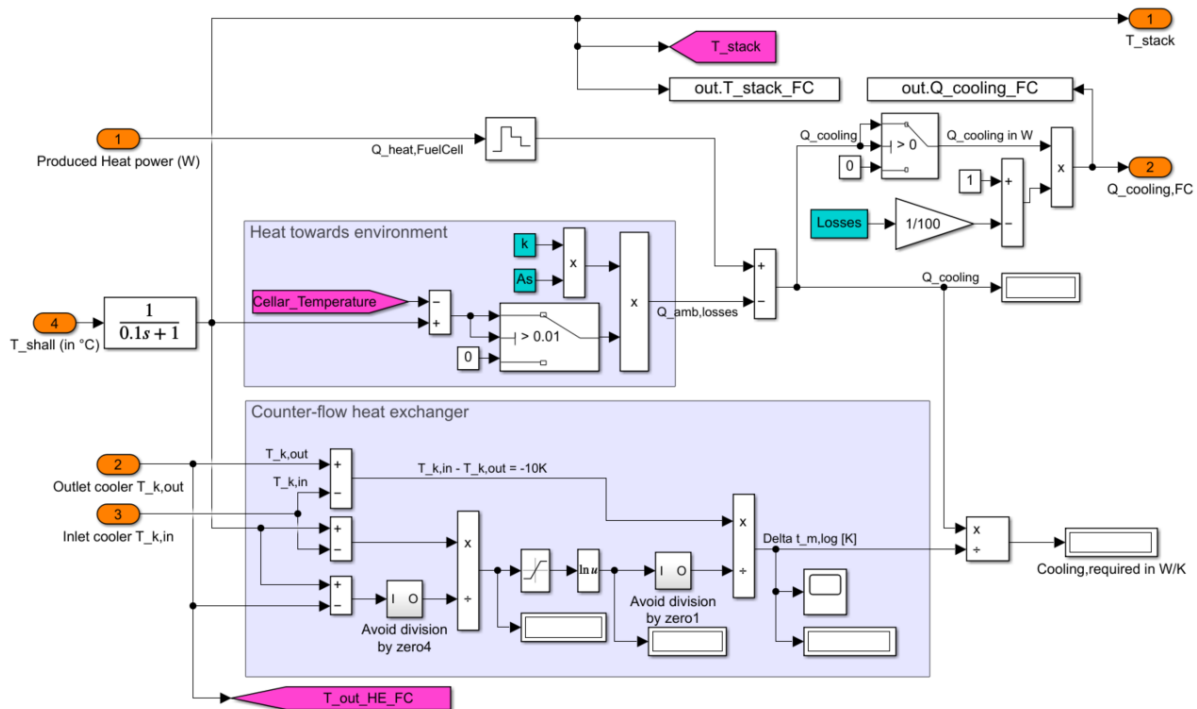


Bild 4.22: Vereinfachtes und lauffzeiteffizienteres Simulink-Modell des FC-Wärmetauschers.

Für den WT und das gesamte System rund um die Abwärmenutzung werden Verluste bspw. durch Rohrleitungen und Konvektion in Höhe von 25 % angenommen. Der FC-Block wurde so modifiziert, dass sich für eine gegebene Sollleistung der bei der entsprechenden Parametrisierung der FC vorliegende Strom und Spannung einstellt. Mit diesem Ansatz lässt sich die FC in einem großen Leistungsspektrum des ohmschen Bereichs (vgl. Abschnitt 3.3.1) betreiben.

4.5.1.4 Lithium-Ionen-Batterie

Die LIB ist zur Deckung des kurzfristigen Strombedarfs vorgesehen. Überschüssig erzeugter PV-Strom wird in erster Linie in der LIB gespeichert, wenn der erzeugte Strom nicht direkt genutzt werden kann. Die im LIB gespeicherte Energie wird verwendet, um Zeiträume mit unzureichender PV-Stromerzeugung zu überbrücken, z. B. während der Nacht, bei starker Bewölkung oder bei sehr hohem Strombedarf. Da die LIB eine viel geringere Speicherkapazität hat als der Wasserstoffspeicher, wird sie für den kurzfristigen Strombedarf verwendet. Der Schlüsselparameter, der bei energieautarken Anwendungen berücksichtigt werden muss, ist die maximale Ausgangsleistung.

LIBs stellen die ideale Ergänzung von FCs dar, da sie den erzeugten FC-Strom zwischenspeichern und damit die Versorgung volatiler Lasten übernehmen [73]. Da FCs möglichst konstant betrieben werden sollten und keine zu schnellen Stromänderung erfolgen sollten (vgl. Abschnitt 3.4.2), wie Lastspitzen im Lastprofil auftreten, wird die LIB aufgrund der schnelleren Reaktionszeit als Leistungspuffer verwendet.

Für das Simulink-Modell muss aufgrund der Auflösung und des Simulationszeitraums der Simulationsmodus auf den "Phasor"-Modus eingestellt werden (vgl. Abschnitt 4.1). Nur dieser

Modus ermöglicht eine Ganzjahressimulation in einer effizienten und hinnehmbaren Rechenzeit. Dies bedeutet jedoch, dass einige Komponenten nicht verwendet werden können, wie zum Beispiel der in der Simulink-Bibliothek verfügbare "Battery"-Block. Daher wurde ein neues LIB-Modell für diesen Simulationsmodus entwickelt. Dieses Modell wurde so entwickelt, dass es das reale Verhalten einer LIB dennoch möglichst realitätsnah widerspiegelt. Dazu werden unter anderem verschiedene Eingangsdatensätze aus Lade- und Entladekurven und Temperaturverhalten verwendet. Das gesamte LIB-Modell ist in *Bild 4.23* dargestellt.

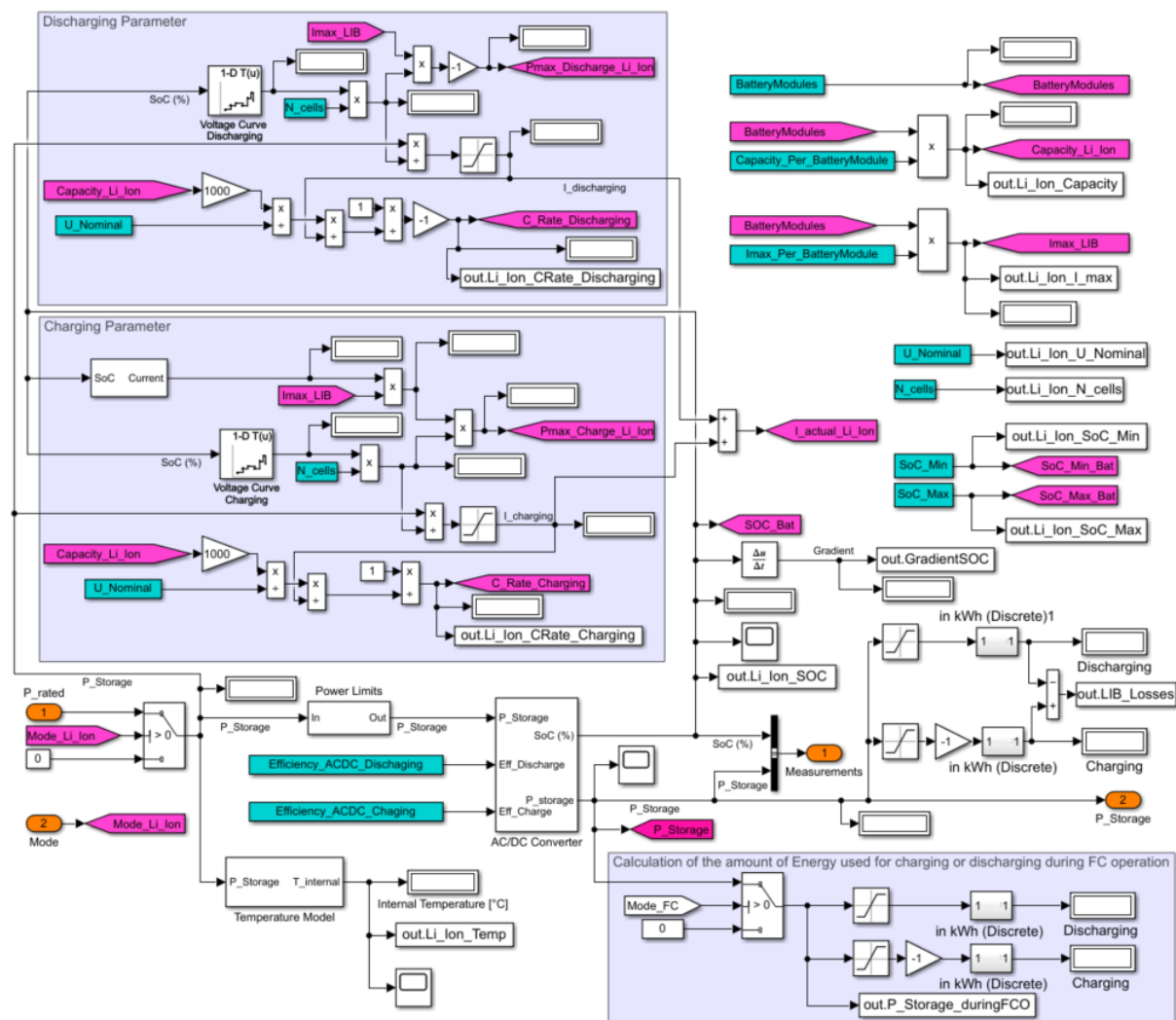


Bild 4.23: Simulink-Modell des LIB-Systems mit inkludierter Temperaturmessung, Laderegler, Wechselrichter (AC/DC), Ladekurvenbestimmung und C-Rate-Berechnung.

Eine wichtige Kenngröße des LIB-Modells ist die zeitvariante Bestimmung des SOC. Die SOC ist dabei abhängig von der abgegebenen und aufgenommenen Energie und muss in festgelegten Grenzen gehalten werden. Die Berechnung des SOC beruht auf einem Modell von LeSage [450] und ist in das Ladereglermodell eingebettet, welches ebenfalls an das Modell von LeSage [450] angelehnt ist. Hierin werden die Effizienten bei Laden und Entladen des Speichers berücksichtigt. Das Ladereglermodell mit integrierter SOC-Berechnung ist in *Bild 4.24* dargestellt.

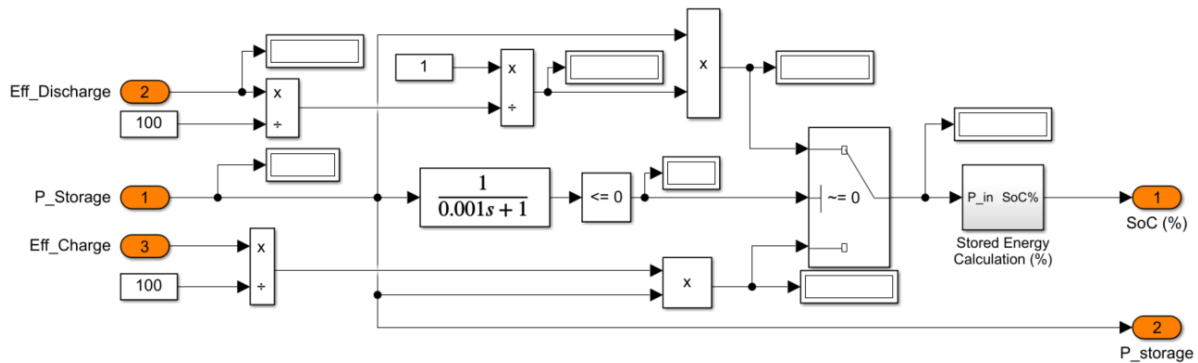


Bild 4.24: Simulink-Modell des LIB-Ladereglers und -Wechselrichters mit integrierter SOC-Berechnung in Anlehnung an [450].

Ein weiterer Modell-Bestandteil ist das Leistungslimit-Modell (siehe Bild 4.25). Hiermit werden die voreingestellten SOC-Grenzen eingehalten. Allerdings sind die SOC-Grenzen auch Teil des EMS und werden darin berücksichtigt. Aufgrund der Abtastzeit des EMS kann es aber ggf. zu einer stärkeren Über- bzw. Unterschreitung der Grenzen kommen, die durch diesen Leistungslimit-Block abgefangen werden.

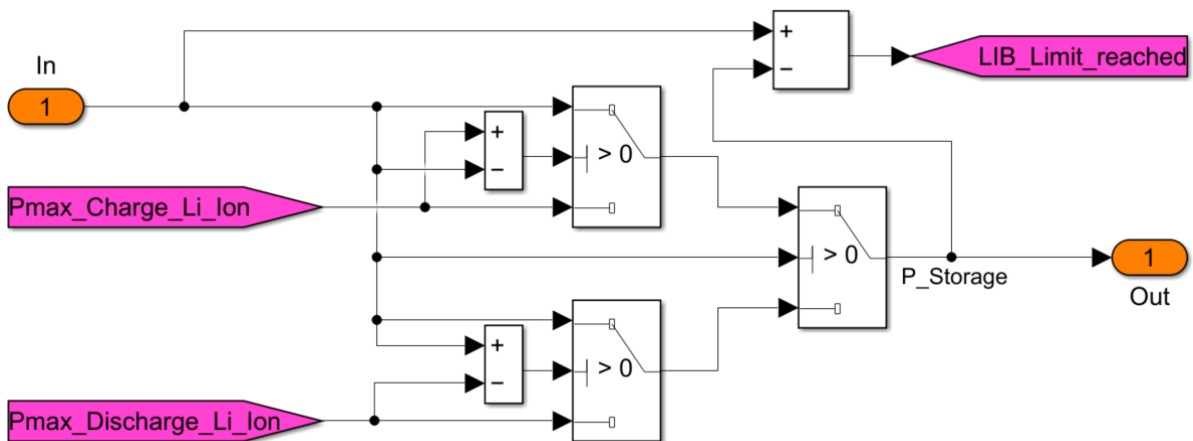


Bild 4.25: Simulink-Modell zur Begrenzung des LIB-Leistungslimits.

Die verwendete Ladekurve zur Spannung (siehe Bild 4.26a) basiert auf einer Kurve von Sosnowski und Kuther [451], die Ladekurve zur Stromstärke (siehe Bild 4.26b) basiert auf der Formel von Sarasketa-Zabala et al. [289] und die Entladekurve für die Spannung (siehe Bild 4.26c) bezieht sich auf eine C-Rate von 0,5 und basiert auf einem Kurvenverlauf nach Kurzweil und Dietlmeier [167]. Diese Kurven wurden in MATLAB als Kurvenverlauf angelegt. Diese Kurvenverläufe wurden als Eingangsdaten über Lookup-Tabellen in das Simulink-Modell integriert. In Bild 4.26 sind die Lade- und Entladekurven, die in diesem Modell verwendet werden, dargestellt. Anhand dieser Kurven können der Lade- und Entladestrom und die daraus resultierenden C-Raten sowie die maximale Lade- und Entladeleistung berechnet werden. Dazu werden folgende Eingabedaten herangezogen:

- Nennkapazität in kWh
- Maximaler Strom in A
- Nennspannung in V

- Anzahl der Zellen in Reihe

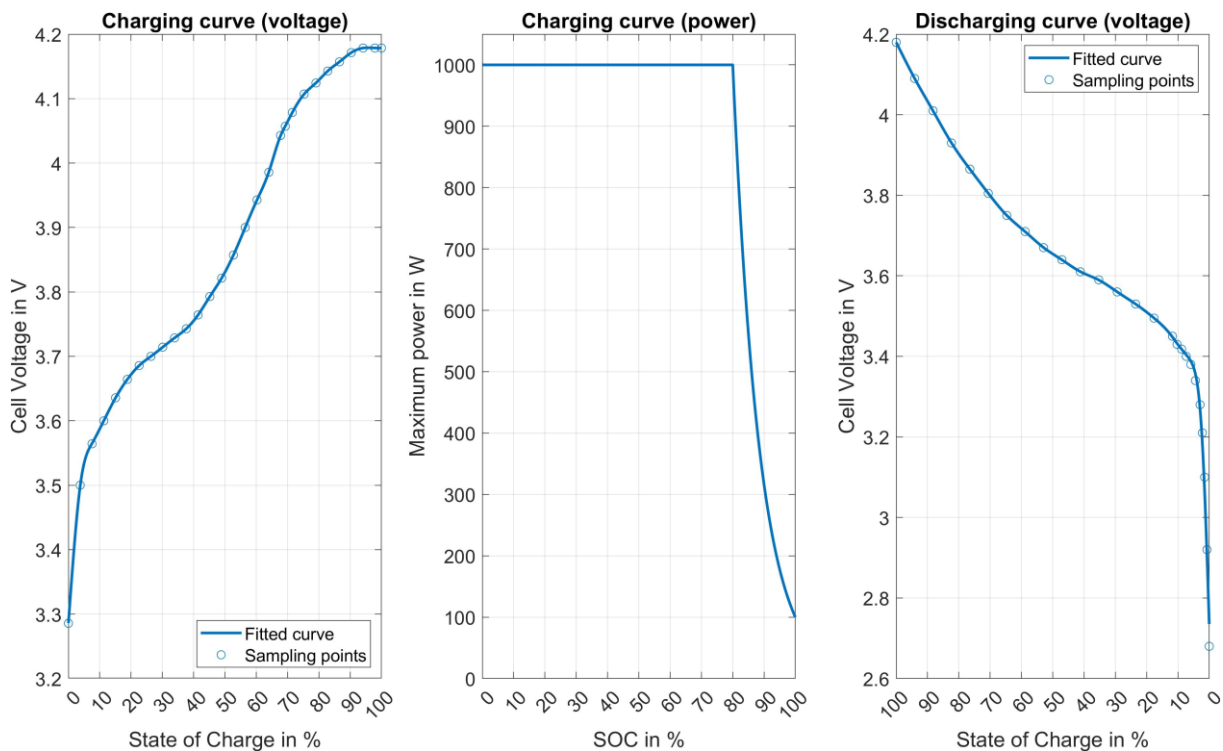


Bild 4.26: Im Simulink-Modell für die LIB verwendete (a) Ladekurve für die Spannung, (b) Ladekurve für die Stromstärke auf Basis der Formel von Sarasketa-Zabala et al. [289] und (c) Entladekurve für die Spannung bei einer C-Rate von 0,5 nach Kurzweil und Dietlmeier [167].

Bei dem Ansatz wird davon ausgegangen, dass jedes Batteriemodul parallelgeschaltet wird. Der maximale Strom der Batteriespeichers ist in Korrelation zur Kapazität gesetzt und steigt mit steigender Kapazität an, während die Spannung konstant bleibt. Die Werte zu Nennspannung und Anzahl an Zellen wurden dem realen Batteriespeicher von [215] nachempfunden. Eine Lithium-Ionen-Zelle auf Basis von Lithium-Eisenphosphat (LFP) hat einen Spannungsbereich von etwa 2,5–4,2 V mit einer Nennspannung von ca. 3,3–3,4 V [167; 452]. Daraus ergeben sich bei einer Nennspannung von 51,2 V für den Batteriespeicher LVS von BYD [215] insgesamt 15 in Serie geschaltete Zellen.

Im LIB-Modell wird die entnommene und eingespeicherte Energie während des Betriebs der FC berechnet. Außerdem werden die Verluste der LIB durch die Round-Trip-Effizienz berechnet. Diese Kennwerte sind für die weitere Datenverarbeitung für die Energiebilanzen und die Kostenschätzung erforderlich. Ebenfalls bestimmt wird der SOC-Gradient $\Delta\text{SOC}/\Delta t$, der für die Lebensdauerberechnung der LIB wichtig ist.

4.5.1.5 PV-Anlage

In Abschnitt 3.3.4 werden verschiedene Ersatzschaltbild-Varianten für ein PV-Modul beschrieben. In dieser Arbeit wird ein Modellierungsansatz nach Ayaz et al. [453] und Xiao et al. [454] verwendet. Für die Verwendung in dieser Arbeit wird eine Teil-Modifikation und eine Erweiterung um einige Bestandteile vorgenommen. Nach dem Modellierungsansatz von Ayaz et al.

[453] und Xiao et al. [454] lässt sich der Strom I_{PV} eines PV-Moduls als Funktion der Spannung U_{PV} wie folgt beschreiben:

$$I_{PV} = I_K \cdot [1 - K_1 \cdot (e^{(U_{PV}/(K_2 \cdot U_L))} - 1)] \quad (87)$$

mit den Koeffizienten

$$K_1 = \left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_K}\right) \cdot e^{\left(-\frac{U_{MPP}}{(K_2 \cdot U_L)}\right)} \quad (88)$$

$$K_2 = \frac{((U_{MPP}/U_L) - 1)}{\ln(1 - (I_{MPP}/I_K))} \quad (89)$$

mit den Modulparametern I_K für den Kurzschlussstrom, U_L für die Leerlaufspannung, U_{MPP} für die Spannung im MPP und I_{MPP} für den Strom im MPP.

Der Kurzschlussstrom ist proportional zur Bestrahlungsstärke E_{act} [183], wie in *Bild 4.27a* zu sehen ist. Die Bestrahlungsstärke hat hingegen kaum einen Einfluss auf die Zellspannung. Auch die Temperatur hat einen direkten Einfluss auf Zellstrom und -spannung (siehe *Bild 4.27b*). Hierzu werden Temperaturkoeffizienten herangezogen, die den Effekt der Temperatur auf Zellstrom und -spannung beschreiben. Anhand folgender Formeln lassen sich folgende Größen ausgehend von den im Datenblatt des PV-Moduls ersichtlichen Parametern unter STC berechnen [455]:

$$\text{Kurzschlussstrom: } I_K(E, T_z) = I_{K,STC} \cdot \frac{E_{act}}{E_{STC}} \cdot [1 + \alpha_{PV} \cdot (T_z - T_{STC})] \quad (90)$$

$$\text{Strom im MPP: } I_{MPP}(E, T_z) = I_{MPP,STC} \cdot \frac{E_{act}}{E_{STC}} \cdot [1 + \alpha_{PV} \cdot (T_z - T_{STC})] \quad (91)$$

$$\text{Leerlaufspannung: } U_L(T_z) = U_{L,STC} \cdot [1 + \beta_{PV} \cdot (T_z - T_{STC})] \quad (92)$$

$$\text{Spannung im MPP: } U_{MPP}(T_z) = U_{MPP,STC} \cdot [1 + \beta_{PV} \cdot (T_z - T_{STC})] \quad (93)$$

mit α_{PV} für den Temperaturkoeffizienten für den Strom und β_{PV} für den Temperaturkoeffizienten für die Spannung, E_{act} für die aktuelle Bestrahlungsstärke, E_{STC} für die Bestrahlungsstärke unter STC in Höhe von 1.000 W/m^2 und T_z für die aktuelle Zelltemperatur. Nach diesem Ansatz wird die Spannung nicht von der Bestrahlungsstärke beeinflusst. Allerdings ist dies nur in Annäherung zutreffend, weswegen Bellini et al. [455] in ihrer Arbeit einen Korrekturfaktor $\Delta U(E)$ eingeführt hat, mit dem die Genauigkeit des Modells verbessert und damit eine Solarzelle sehr realitätsnah abgebildet werden kann. Die modifizierten Ausdrücke für $U_L(T_z)$ und $U_{MPP}(T_z)$ sind wie folgt [455]:

$$U_L(T_z) = U_{L,STC} \cdot [1 + \beta_{PV} \cdot (T_z - T_{STC})] - \Delta U(E) \quad (94)$$

$$U_{MPP}(T_z) = U_{MPP,STC} \cdot [1 + \beta_{PV} \cdot (T_z - T_{STC})] - \Delta U(E) \quad (95)$$

Hierbei wird $\Delta U(E)$ über folgenden Zusammenhang bestimmt [455]:

$$\Delta U(E) = U_{L,STC} - U_{L,m} \quad (96)$$

mit

$$U_{L,m} = K_2 \cdot U_{L,STC} \cdot \ln \left[1 + \frac{\left(1 - \frac{I_K(E)}{I_{K,STC}}\right)}{K_1} \right] \quad (97)$$

Hier ist $I_K(E)$ der Kurzschlussstrom bei Bestrahlungsstärke E [455]:

$$I_K(E) = I_{K,STC} \cdot \frac{E_{act}}{E_{STC}} \quad (98)$$

Die für die Formeln für die Temperaturabhängigkeit erforderliche Zelltemperatur T_Z lässt sich nur schwer im normalen Betrieb ermitteln. T_Z ist aber dennoch ein wichtiger Parameter, von dem wesentlich die Effizienz der PV-Module abhängt. Hierzu gibt es verschiedene Ansätze, die sich in der Komplexität unterscheiden. Krauter [456] entwickelte einen sehr detaillierten, modellbasierten Ansatz, um die Zelltemperatur von PV-Zellen herzuleiten. Hierzu wird unter anderem die Wärmekapazität des Materials, der Wärmestrom im Material, der thermische Widerstand zur Front- und Rückseite und die Temperatur der Front- und Rückseitenoberfläche benötigt [456]. Im Rahmen der Simulation ist es jedoch erforderlich, zu abstrahieren und aufbauend auf verfügbaren Parameteransätzen die Zelltemperatur zu ermitteln. In hinreichend genauer Näherung kann mithilfe der von Kalogirou [457] und Ayaz [453] entwickelten abstrahierten Ansätze das Temperaturverhalten bestimmt werden. Die tatsächliche Zelltemperatur T_Z in K lässt sich hierbei aus der Umgebungstemperatur T_u in K, der Temperatur unter STC T_{STC} in Höhe von 298,15 K, der aktuellen Bestrahlungsstärke E_{act} in $\frac{W}{m^2}$, der Windgeschwindigkeit ω_w in $\frac{m}{s}$ und dem Koeffizienten k_r (ca. $1,542 \frac{K \cdot s}{m}$ für monokristalline Solarzellen [458] mit einer Effizienz von 15–24,4 % [459; 460]) nach folgender Formel berechnen [453; 457]:

$$T_Z = 1,14 \cdot (T_u - T_{STC}) + 0,0175 \frac{m^2 K}{W} \cdot \left(E_{act} - 300 \frac{W}{m^2} \right) - k_r \cdot \omega_w + 30 \text{ K} \quad (99)$$

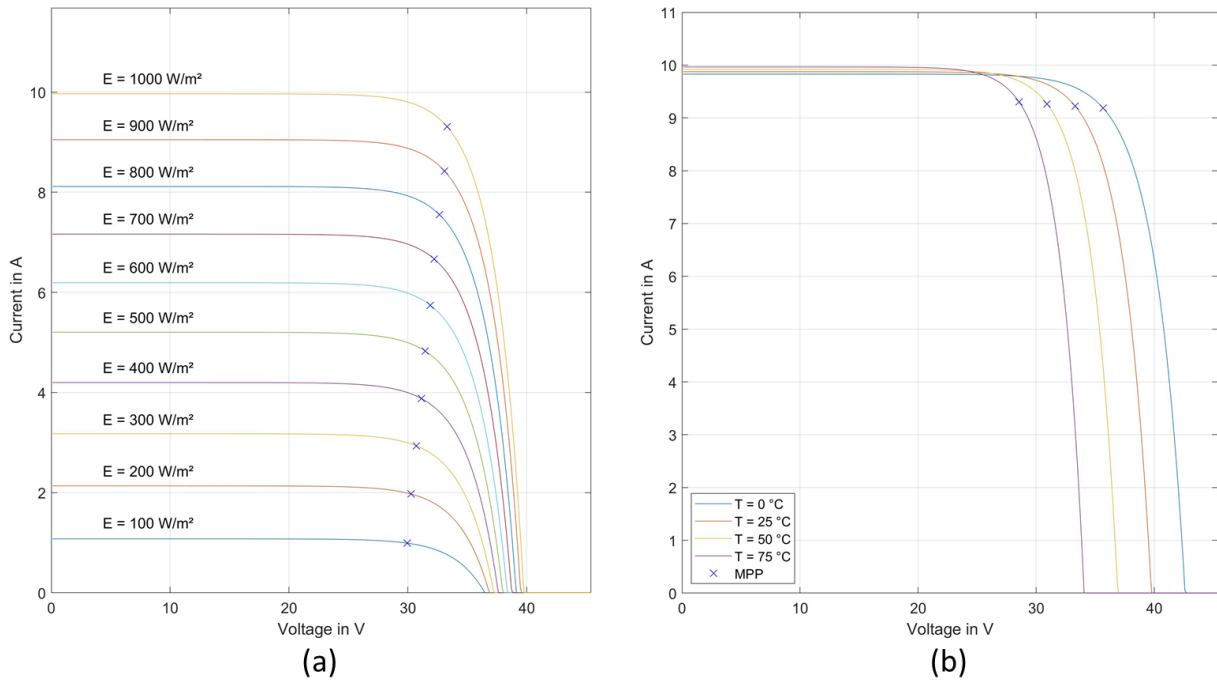


Bild 4.27: (a) Einfluss der Bestrahlungsstärke E auf den Verlauf der I-U-Kennlinie eines Solarmoduls und (b) Einfluss der Temperatur T auf den Verlauf der I-U-Kennlinie eines Solarmoduls.

In dieser Arbeit werden der Strom im MPP $I_{MPP}(E, T_z)$ und die Spannung im MPP $U_{MPP}(T_z)$ als Ausgangsstrom und -spannung für das verwendete PV-System-Modell verwendet (siehe Bild 4.28). Im Zellparameter-Block wird die Anzahl an Modulen in Reihe und Parallel berücksichtigt (siehe Bild 4.29). Dabei wird die Modul-Spannung mit den in Reihe geschalteten Modulen innerhalb eines Strings und der Modul-Strom mit der Anzahl der parallelen Strings multipliziert.

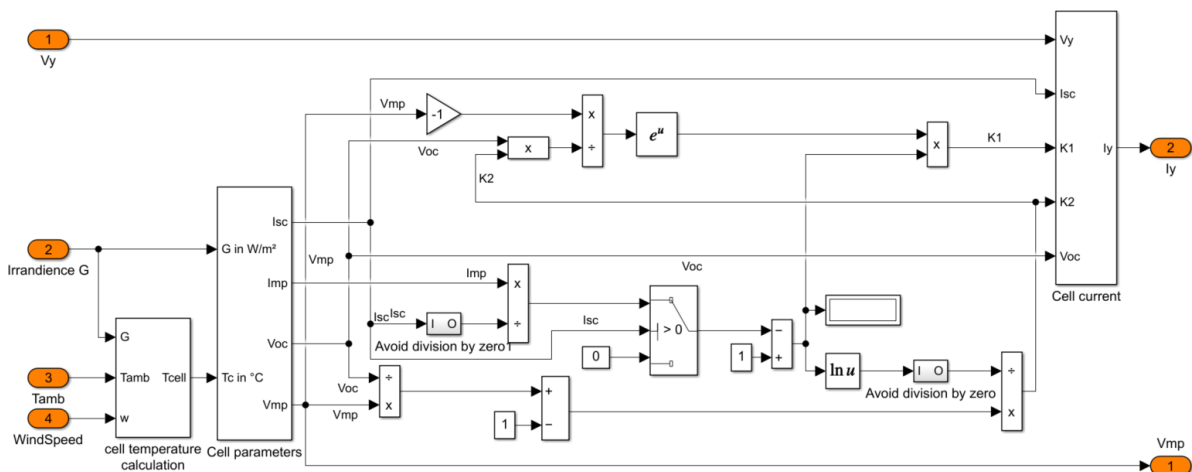


Bild 4.28: Simulink-Modell der PV-Anlage in Anlehnung an [453].

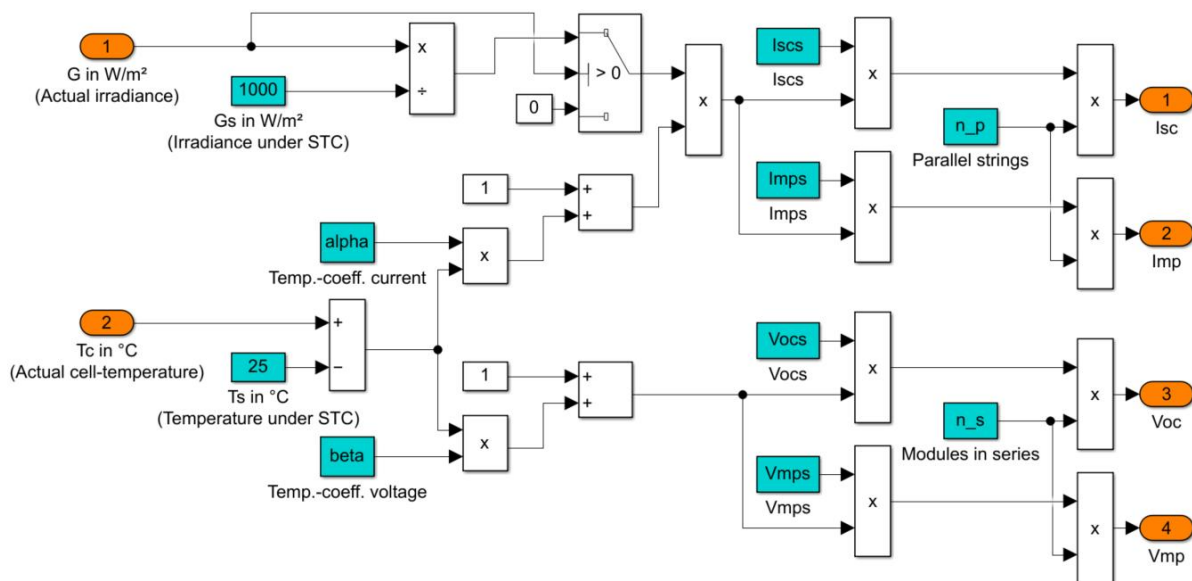


Bild 4.29: Simulink-Modell zur Berechnung der Zell-Parameter der PV-Anlage.

Abschließend wird die PR der PV-Anlage berücksichtigt, die als konstanter Wert eingeht (siehe Bild 4.30). In das Energiesystem wurden zwei PV-Anlagen modelliert, um die Möglichkeit zu bieten, zwei verschiedene Einstrahlungsprofile auf der Grundlage unterschiedlicher Neigungswinkel und Ausrichtungen zu integrieren (siehe Bild 4.30). Dies ermöglicht die Umsetzung einer Ost/West-Ausrichtung innerhalb des Modells. Zusätzlich ist zwischen PV-Anlage und ELY ein Gleichspannungswandler integriert, dessen Modell in Bild 4.31 dargestellt ist.

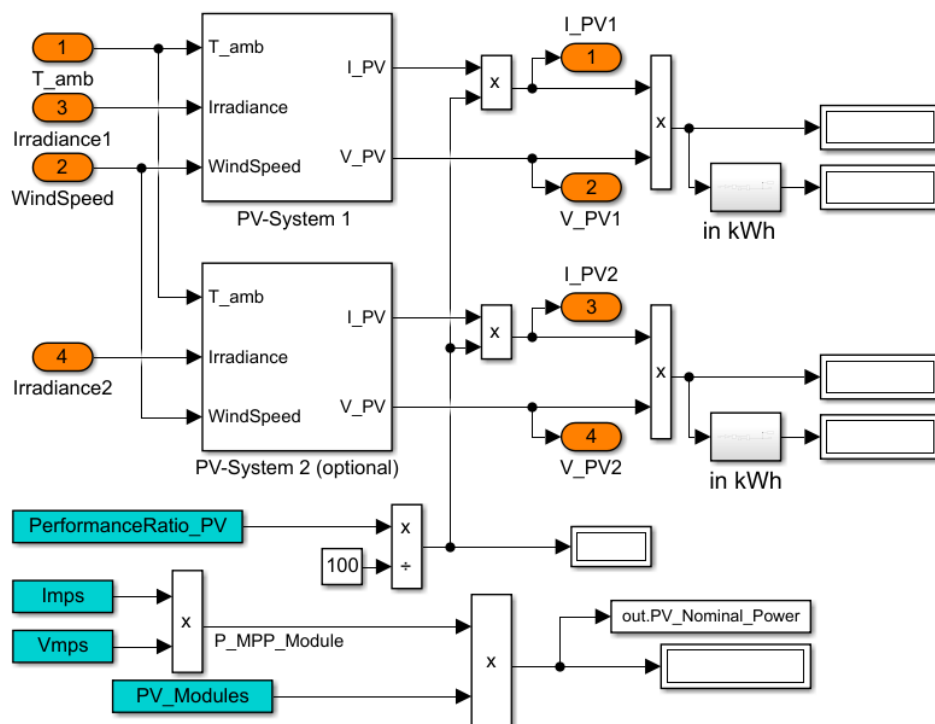


Bild 4.30: Übergeordnetes Simulink-Modell der PV-Anlage zur Einbindung von zwei PV-Anlagen-Ausrichtungen mit inkludierter PR-Ansetzung und Nennleistungsbeurteilung.

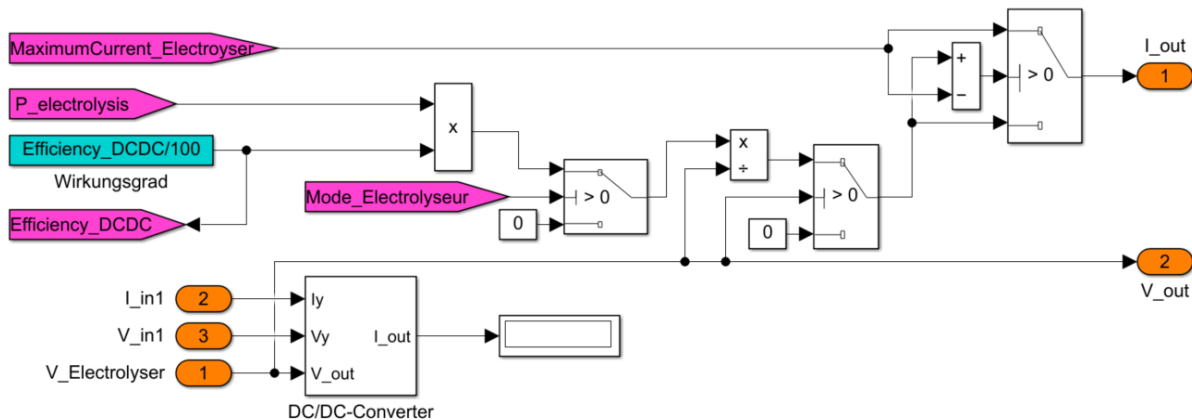


Bild 4.31: Simulink-Modell des Gleichspannungswandlers zwischen PV-Anlage und ELY.

4.5.1.6 Heizsystem

Das Heizsystem wird in diesem Modell in zwei separate Systeme für Raumwärme und Warmwasserbereitung unterteilt. Die Heizungsanlage an sich ist dabei meistens ein Gerät mit zwei verschiedenen Kreisläufen. Da beide Kreisläufe unterschiedliche Solltemperaturen aufweisen, was gerade bei Verwendung einer WP zu verschiedenen COP-Werten führt, wird eine Separierung der zwei Systeme vorgenommen. Im Modell kann hierzu zunächst gewählt werden, wie hoch die Vorlauftemperaturen einmal im Warmwassersystem und einmal im Raumwärmesystem sein sollen. Anhand der Quelltemperatur des Wärmemediums wird daraufhin der COP zeitvariant berechnet und an die zwei separaten Wärmesysteme übergeben.

Für das **Raumwärmesystemmodell** musste ein Weg gefunden werden, in 15-min Auflösung vorliegende Eingangsdaten zu berücksichtigen und ebenfalls die Ausgangsdaten in einer 15-min Auflösung auszugeben. Das integrierte Wärmebedarfsprofil liegt wie in Abschnitt 4.1 beschrieben in 15-min Auflösung vor. Die über die FC erzeugte Abwärme wird im Modell allerdings kontinuierlich berechnet. Das Modell ist auf einen Zeitschritt von 1-min festgelegt, kann durch den variablen Solver aber auch in verschiedenen großen Zeitschritten simuliert werden. Daher ist zunächst aus diesem kontinuierlichen Signal der FC-Abwärme ein Ausgangswert in 15-min Auflösung zu generieren. Dazu wurde der in Bild 4.32 ersichtliche Modell-Block entwickelt.

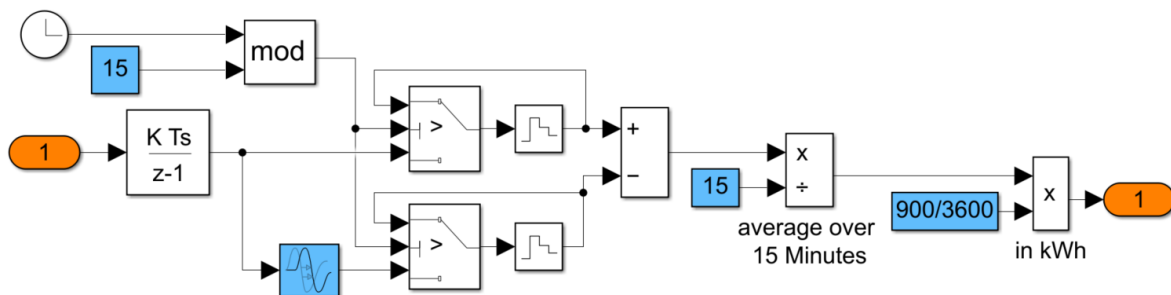


Bild 4.32: Simulink-Modell zur Umrechnung eines kontinuierlichen Signals der FC-Abwärme in einen Ausgangswert in 15-min Auflösung.

Die über die WP zu deckende Wärme $Q_{WP}(t)$ zum Zeitpunkt t berechnet sich wie folgt:

$$Q_{WP}(t) = Q_{RWB}(t) \cdot t - Q_{Abw\u00e4rme,FC}(t) \cdot t \quad (100)$$

mit $Q_{RWB}(t)$ f\u00fcr den Raumw\u00e4rmebedarf (RWB) des Haushalts zum Zeitpunkt t und $Q_{Abw\u00e4rme,FC}(t)$ f\u00fcr die Abw\u00e4rme der FC zum Zeitpunkt t . Der tats\u00e4chliche Strombedarf f\u00fcr die Raumw\u00e4rme-WP $E_{RWWP,el.}(t)$ wird wie folgt berechnet:

$$E_{RWWP,el.}(t) = Q_{WP,t} / (COP_{RWWP}(t) \cdot \eta_{WP}) \quad (101)$$

mit COP_{RWWP} f\u00fcr den COP-Wert der Raumw\u00e4rme-WP (RWWP) und η_{WP} f\u00fcr die Effizienz des W\u00e4rmesystems. Der COP-Wert beschreibt dabei das Verh\u00e4ltnis von abgegebener Nutzw\u00e4rme zu ben\u00f6tigten Strombedarf. η_{WP} ber\u00fccksichtigt Verluste innerhalb des W\u00e4rmesystems bspw. durch Konvektion, Rohrleitungen, Pumpen, etc. und ist auf 90 % festgelegt.

Das Modell f\u00fcr die Raumw\u00e4rme geht von dem Ansatz aus, dass die WP so betrieben wird, dass sie die innerhalb der 15-min Zeitschritte anfallende W\u00e4rme in diesen 15 Minuten kontinuierlich, also ohne Lastschwankung, bereitstellt (siehe *Bild 4.33*). Innerhalb der 15 Minuten wird die WP dabei konstant betrieben, da WPs m\u00f6glichst konstant und ohne viele Starts und Stopps betrieben werden sollten [227]. Kurzzeitige Schwankungen im Bedarf und der Abw\u00e4rme werden durch den 15-min Ansatz gemittelt.

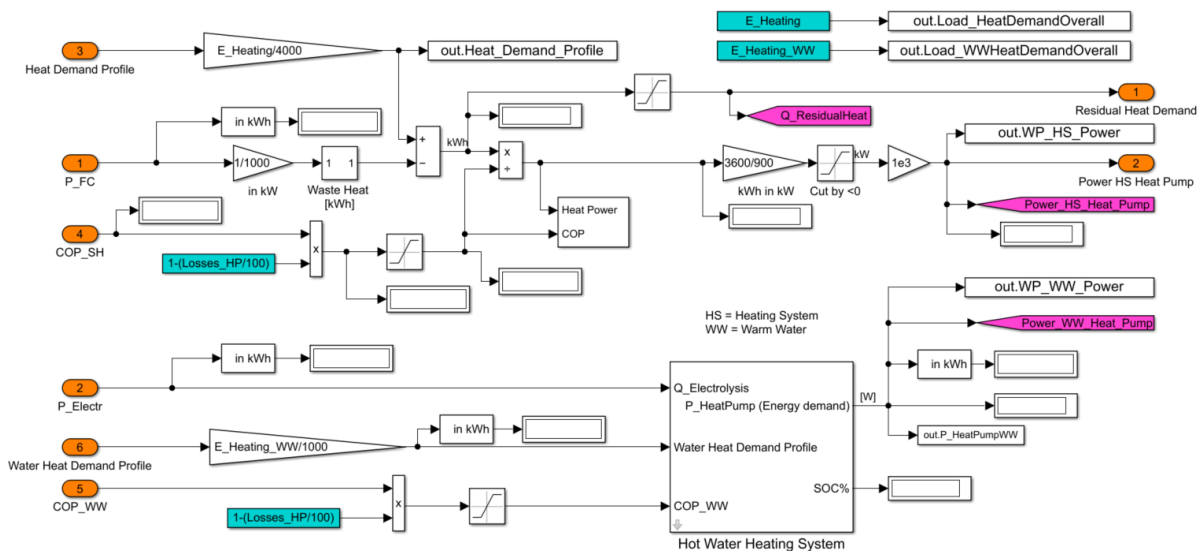


Bild 4.33: Simulink-Modell des W\u00e4rmesystems mit inkludiertem Warmwasserbereitungsmodell und Raumw\u00e4rme-Modell.

F\u00fcr das **Warmwasserbereitungssystem** muss ber\u00fccksichtigt werden, dass der W\u00e4rmebedarf nicht wie bei der Raumw\u00e4rme meist kontinuierlich anf\u00e4llt, sondern nur gelegentlich und mit h\u00f6heren Peaks. Das Warmwasserbereitungsprofil spiegelt hierbei die Zeitpunkte wieder, in denen Warmwasser aus dem Warmwasser-Pufferspeicher entnommen wird. Der Pufferspeicher hat dabei ein Temperaturgef\u00e4lle, welches zur Legionellenvermeidung im Mittel nicht unter 55°C fallen darf. Beim Pufferspeicher und den Rohrleitungen fallen dabei kontinuierlich Verluste durch Konvektion in Abh\u00e4ngigkeit der Umgebungstemperatur (hier Kellertemperatur) an. Sinkt die Temperatur im Pufferspeicher auf eine einstellbare Minimaltemperatur, so wird das Nachheizen aktiviert. Hierzu wird ein Ansatz mit Verwendung des im Tank befindlichen Energieinhalts entwickelt. Der maximale W\u00e4rmeinhalt $Q_{WW,max}$ wird wie folgt berechnet:

$$Q_{\text{WW,max}} = c_{\text{p,Wasser}} \cdot m_{\text{WW,Wasser}} \cdot \Delta T_{\text{WW,max}} \quad (102)$$

mit $c_{\text{p,Wasser}}$ für die spezifische Wärmekapazität des Wassers, $m_{\text{WW,Wasser}}$ für die Masse des Wassers im Pufferspeicher und $\Delta T_{\text{WW,max}}$ für die maximale Temperaturspreizung, welche sich wie folgt ergibt:

$$\Delta T_{\text{WW,max}} = T_{\text{WW,max}} - T_{\text{WW,min}} \quad (103)$$

mit $T_{\text{WW,max}}$ für die maximale Wassertemperatur im Pufferspeicher und $T_{\text{WW,min}}$ für die minimale Wassertemperatur im Pufferspeicher. Sinkt der Energieinhalt auf 20 % von $Q_{\text{WW,max}}$, so wird die WP zum Nachheizen aktiviert. Das Nachheizen wird beendet, sobald 95 % von $Q_{\text{WW,max}}$ erreicht sind. Der aktuelle Wärmeinhalt $Q_{\text{WW,aktuell}}(t)$ des Wassertemperspeichers wird wie folgt berechnet:

$$Q_{\text{WW,aktuell}}(t) = \int (\dot{Q}_{\text{WWWP}}(t) - P_{\text{WWB}}(t) - P_{\text{Verlust}}(t) + P_{\text{nutzbar,ELY}}(t)) dt \quad (104)$$

mit $\dot{Q}_{\text{WWWP}}(t)$ für die erbrachte Wärmeleistung der Warmwasser-Wärmepumpe (WWWP), $P_{\text{WWB}}(t)$ für den Warmwasserbedarf zum Zeitpunkt t , $P_{\text{Verlust}}(t)$ für die Verlustleistung im Wärmesystem zum Zeitpunkt t und $P_{\text{nutzbar,ELY}}(t)$ für die nutzbare ELY-Abwärmeleistung. $P_{\text{nutzbar,ELY}}(t)$ wird wie folgt berechnet:

$$P_{\text{nutzbar,ELY}}(t) = \begin{cases} P_{\text{Abw,ELY}}(t) & R_{\text{ELY,WW}} > 0 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (105)$$

mit

$$R_{\text{ELY,WW}} = c_{\text{p,Wasser}} \cdot m_{\text{WW,Wasser}} \cdot \Delta T_{\text{ELY}}(t) - Q_{\text{WW,aktuell}}(t) \quad (106)$$

und

$$\Delta T_{\text{ELY}}(t) = T_{\text{Abwärme,ELY}}(t) - T_{\text{WW,min}} \quad (107)$$

$T_{\text{Abwärme,ELY}}(t)$ ist dabei die Temperatur der vom WT des ELY stammenden Abwärme und $P_{\text{Abw,ELY}}(t)$ ist die in der Abwärme enthaltene Wärmeleistung. Mit dieser Formel wird ausgedrückt, dass die Wärmeleistung des ELY nur dann genutzt werden kann, wenn die Temperatur des Warmwasserspeichers niedriger ist als die tatsächliche WT-Austrittstemperatur $T_{\text{Abwärme,ELY}}(t)$ des ELY. Die tatsächlich aufzubringende el. Leistung der WP $P_{\text{WWWP,el.}}(t)$ berechnet sich wie folgt:

$$P_{\text{WWWP,el.}}(t) = \frac{\dot{Q}_{\text{WWWP}}(t)}{\text{COP}_{\text{WWWP}}(t)} \quad (108)$$

mit $\text{COP}_{\text{WWWP}}(t)$ für den COP-Wert der WWWP. Das Modell zum Modell der Warmwasserbereitung ist in *Bild 4.34* dargestellt.

Auch die von ELY und FC nutzbare Abwärme muss in dem Heizsystem berücksichtigt werden und reduziert den Netto-Wärmebedarf des jeweiligen Systems. Die elektrischen Wirkungsgrade von PEMFCs liegen bei ca. 30–60 %, die von PEMELYS bei ca. 50–70 % [81]. Der restliche Energieanteil wird weitestgehend in Wärme umgesetzt und kann daher nutzbar gemacht werden [81]. Dies erhöht zum einen den Wirkungsgrad von FC und ELY und damit auch die Wirtschaftlichkeit [461–463]. Allerdings ist die Abwärme aus dem ELY zwar verwertbar, allerdings hat sie synchronisiert mit überschüssiger PV-Stromerzeugung nur minimalen Nutzen [75], da meist sehr volatil und in geringem Umfang Wärmeenergie anfällt. Daher ist die Nutzung der Abwärme des ELY abzuwägen und davon abhängig zu machen, wie viel Abwärme binnen eines Jahres anfällt und nutzbar ist. Dennoch wird in dem Energiesystemmodell eine Vorkehrung zur Einbindung der Abwärme des ELY in die Warmwasserbereitung vorgenommen.

Durch die Wahl einer PEMFC mit einer Betriebstemperatur von ca. 60–80°C und einem PEM-ELY mit einer typischen Betriebstemperatur von 60–70°C kann in allen Kreisläufen der WTs als Kühlmedium Wasser verwendet werden (vgl. Abschnitt 3.3.1 und 3.3.1). Die Temperaturen sowohl der FC als auch des ELY sind geeignet, um im Heizsystem zur Raumwärme bzw. Warmwasserbereitung genutzt werden zu können.

4.5.2 Energiemanagementsystem

Das EMS ist ein zentraler Bestandteil des Energiesystems. Es steuert den Energiefluss zwischen den Komponenten und garantiert die richtige Vernetzung der Komponenten. Auch die Betriebszustände der Komponenten werden hierüber gesteuert. Das EMS hat einen großen Einfluss auf die Lebensdauer der Komponenten, besonders auf den ELY und die FC. Gerade die Nutzung des Modellierungstools Simulink erlaubt eine umfassende Implementation eines EMS, wodurch sich dieses Modell von anderen Energiesystemmodellen abheben kann. Ohne ein EMS lässt sich der Betrieb der Systemkomponenten und deren Vernetzung nur schwer an die Realität angleichen und würde daher zu ungenauen Ergebnissen führen. Daher liegt in dieser Arbeit ein Schwerpunkt auf die Entwicklung eines EMS, der möglichst gut die Steuerung realer Komponenten abbildet. Außerdem werden während der Modellentwicklung Untersuchungen durchgeführt, um ein der Lebensdauer und den Systemkosten dienliches EMS zu finden. Das entwickelte EMS verfügt über eine Vielzahl von Eingangs- und Ausgangsparametern (siehe *Bild 4.35*), die von allen Hauptkomponenten des Systems stammen. Das EMS wird dabei auch dazu genutzt, die Komponenten in ihren Parametergrenzen zu halten und berücksichtigt ebenfalls alle im System auftretenden Verluste.

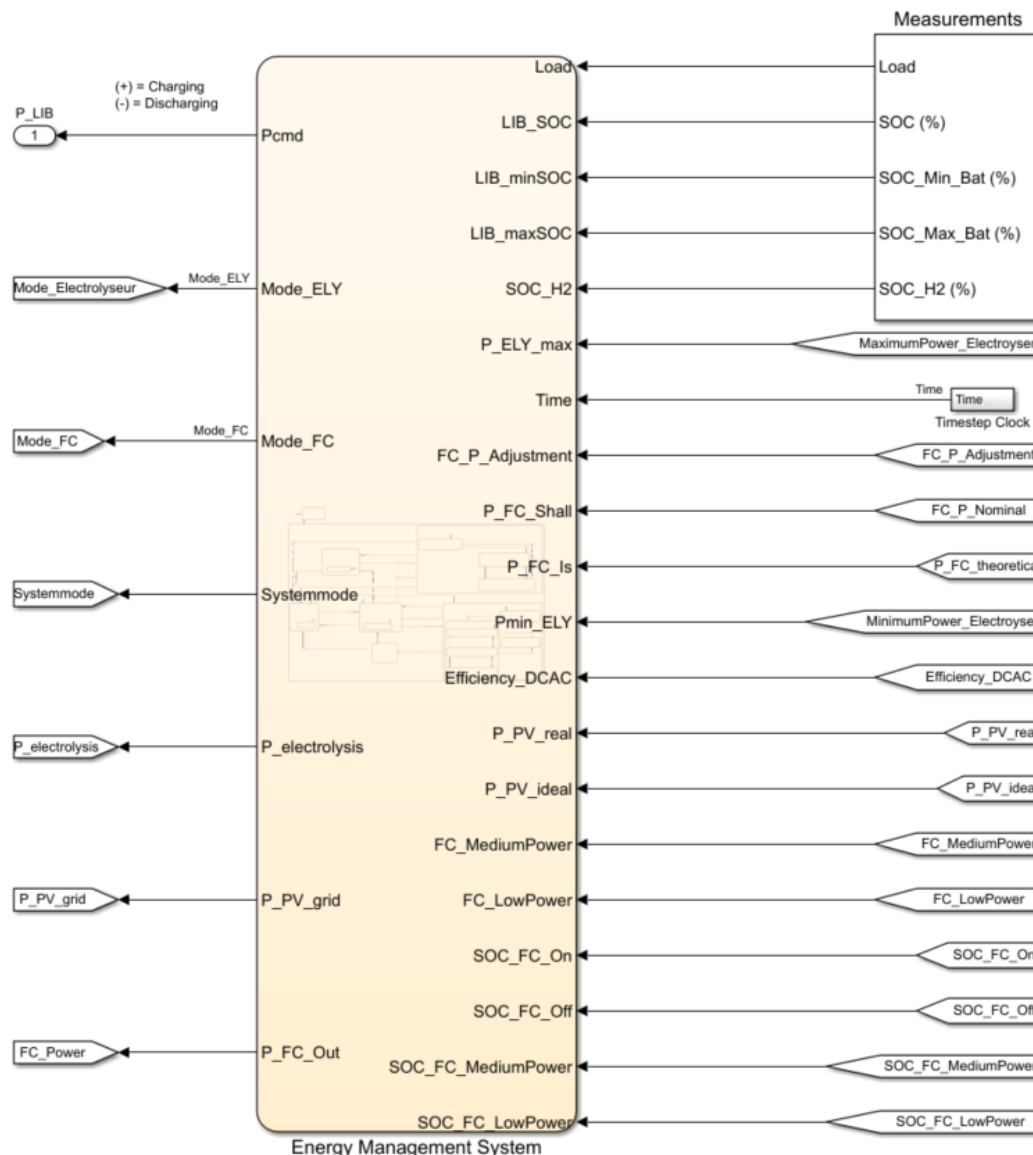


Bild 4.35: Simulink-Modell des EMS mit allen Ein- und Ausgangssignalen.

Im Zentrum des EMS steht die LIB, da dieser hauptverantwortlich für die Sicherstellung der Energieversorgung gerade bei vorgesehener Energieautarkie ist. Die anderen Komponenten können meist nicht alleine die Energiebedarfsdeckung garantieren. Die LIB ist daher im ständigen Betrieb und wird regelmäßig auf- und entladen. Initial befindet sich das EMS im Zustand „LIB entladen“, da die Simulation immer nachts um 0 Uhr startet und die LIB für die ersten Stunden zunächst einen initialen Ladefüllstand aufweist (vgl. Abschnitt 4.1). Wenn in der Zeit danach irgendwann ausreichend PV-Strom erzeugt und damit sowohl die Last gedeckt als auch die LIB nachgeladen werden kann, so geht das EMS in den Zustand „LIB laden“ über. Ist die LIB allerdings entladen, bevor genügend PV-Energie zur Verfügung steht, so wird in den Zustand „AktivateFuelCell“ (siehe Bild 4.39) übergegangen. In diesem Zustand fährt die FC zunächst hoch und anschließend wird in einen dreistufigen FC-Betrieb übergegangen. Die Stufen werden dabei in Abhängigkeit des SOC der LIB gesteuert. Die Stufen für die el. Leistung der FC $P_{FC,el}$ werden in Abhängigkeit der el. Nennleistung $P_{FC,el,nominal}$ der FC wie folgt geschaltet:

- 30 % SOC $\rightarrow P_{\text{FC,el.}} = 1 \cdot P_{\text{FC,el.,nominal}}$
- 45 % SOC $\rightarrow P_{\text{FC,el.}} = 0,6 \cdot P_{\text{FC,el.,nominal}}$
- 55 % SOC $\rightarrow P_{\text{FC,el.}} = 0,3 \cdot P_{\text{FC,el.,nominal}}$
- 70 % SOC \rightarrow FC wird ausgeschaltet

Die FC wird damit eingeschaltet, noch bevor die LIB ihren minimalen SOC erreicht. Mithilfe der FC wird die LIB wieder nachgeladen, während gleichzeitig PV-Energie dafür genutzt werden kann (sofern vorliegend). Die FC schaltet immer erst dann ab, wenn die LIB wieder einen Ladezustand von 70 % erreicht hat und nicht direkt, sobald PV-Überschuss generiert wird. Dadurch wird garantiert, dass die FC nicht auf jeden noch so kleinen PV-Überschuss mit Abschalten reagiert, was die Lebensdauer erheblich verringern würde. Zumeist muss die FC nur im Winter hinzugeschaltet werden, wenn ein ausreichender LIB-SOC möglichst dauerhaft garantiert werden sollte aufgrund hoher Energiebedarfe für Raumwärme. Mit der LIB werden im Winter ggf. auftretende Lastspitzen gedeckt, die nicht über die FC gedeckt werden können. Die FC-Leistungsstufen tragen dazu bei, dass die FC abhängig vom aktuellen Strombedarf und der im LIB gepufferten Energie gesteuert wird. Dadurch muss die FC erheblich seltener an- und abgeschaltet werden. Niedrigere Leistungslevel bei der FC kommen auch dem Wirkungsgrad zugute [464].

Bei der FC ist eine weitere Sicherheitsstufe integriert, für den Fall, dass in einem autarken System eine Energiedefizit vorliegt. Wenn die LIB SOC trotz FC-Betrieb nur noch 5 % über der unteren SOC-Grenze liegt und der Energiebedarf weiterhin über der Erzeugung liegt, dann wird die FC vorübergehend auf $P_{\text{FC,el.}} = 1,2 \cdot P_{\text{FC,el.,nominal}}$ geschaltet. Dies wirkt sich nach den Polarisationskurven (siehe Abschnitt 3.3.1) im Zusammenhang mit der Degradationsfunktion der FC (siehe Abschnitt 3.4.2) nicht nennenswert auf die Lebensdauer aus. Sobald die Stromerzeugung den Strombedarf wieder übersteigt, wird wieder in den normalen FC-Leistungsstufen-Modus mit $P_{\text{FC,el.}} = P_{\text{FC,el.,nominal}}$ gewechselt.

In *Bild 4.36* ist der vom Simulink-Block "Fuel Cell Stack" [447] erzeugte Plot für eine beispielhafte FC mit einer Nennleistung von 720 W (siehe *Bild 4.36a*) in Kombination mit einer typischen I-U-Kennlinie einer FC (siehe *Bild 4.36b*) abgebildet. Hieran ist ersichtlich, dass die FC auch bei einer Leistung von $P_{\text{FC,el.}} = 0,3 \cdot P_{\text{FC,el.,nominal}}$ weiterhin im Betriebsbereich arbeitet. Für die FC ist im EMS festgelegt, dass ein Leistungsstufen-Wechsel nur alle 15 Minuten erfolgen kann. Dadurch wird vermieden, dass sich schnelle Stromänderungen negativ auf die Lebensdauer der FC auswirken.

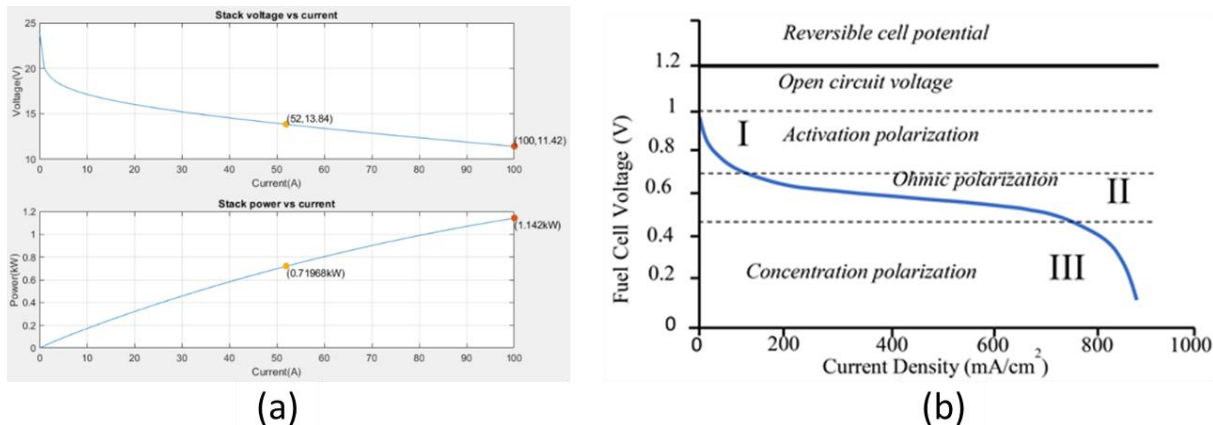


Bild 4.36: (a) Mittels Simulink-Block "Fuel Cell Stack" [447] generierte U-I-Kennlinie und P-I-Kennlinie einer 720 W FC und (b) einer typischen U-I-Kennlinie einer FC [465].

Ein weiterer zentraler Punkt des EMS ist die **ELY-Steuerung** (siehe Bild 4.37). Allgemein wird für den ELY-Betrieb die Steuerung gewählt, mit der der ELY nur mit PV-Überschüssen betrieben wird. In erster Priorität wird zunächst immer vorrangig die LIB nachgeladen, bis diese ein bestimmtes Niveau erreicht hat. Sobald danach noch Energieüberschuss über PV auftritt, wird dann der ELY angeschaltet und die H₂-Erzeugung beginnt. Der ELY bedient sich dann nicht von der in die LIB eingespeicherten Energie, da dies wiederum Energieverluste durch LIB Ein- und Ausspeicherung hervorrufen würde. Um möglichst vollständig die PV-Überschussenergie nutzen zu können, wird ein PEM-ELY gewählt, da dieser gut auf Lastschwankungen wie bei EE üblich reagieren kann (siehe Abschnitt 3.3.1). Außerdem zeichnet den PEM-ELY ein hoher Leistungsbereich mit einer unteren Leistungsgrenze von ca. 0–25 % der Nennleistung aus. Brauns und Turek [432] und Varela et al. [433] geben an, dass aufgrund möglicher Gasverunreinigung die untere Leistungsgrenze bei 15 % liegt. Steinmüller et al. [466] geben eine untere Leistungsgrenze von etwa 0–10 % an, während Töpler et al. von 5 % sprechen. Die S30-Serie des ELY von H-Tec Systems weist die Minimalleistung wiederum mit 13,6 % der Maximalleistung bzw. 25 % der Nennleistung aus [254]. Im EMS wird die untere Leistungsgrenze auf 15 % festgelegt. Liegt der verfügbare PV-Überschuss unter dieser Untergrenze $P_{\text{ELY}}^{\text{min}}$, kann der ELY nicht in Betrieb gehen. Übersteigt der PV-Überschuss hingegen die Obergrenze $P_{\text{ELY}}^{\text{max}}$, wird der ELY nur mit $P_{\text{ELY}}^{\text{max}}$ versorgt und der Rest der Energie geht entweder ins öffentliche Stromnetz oder geht im Falle eines autarken Systems als nicht nutzbarer Strom verloren.

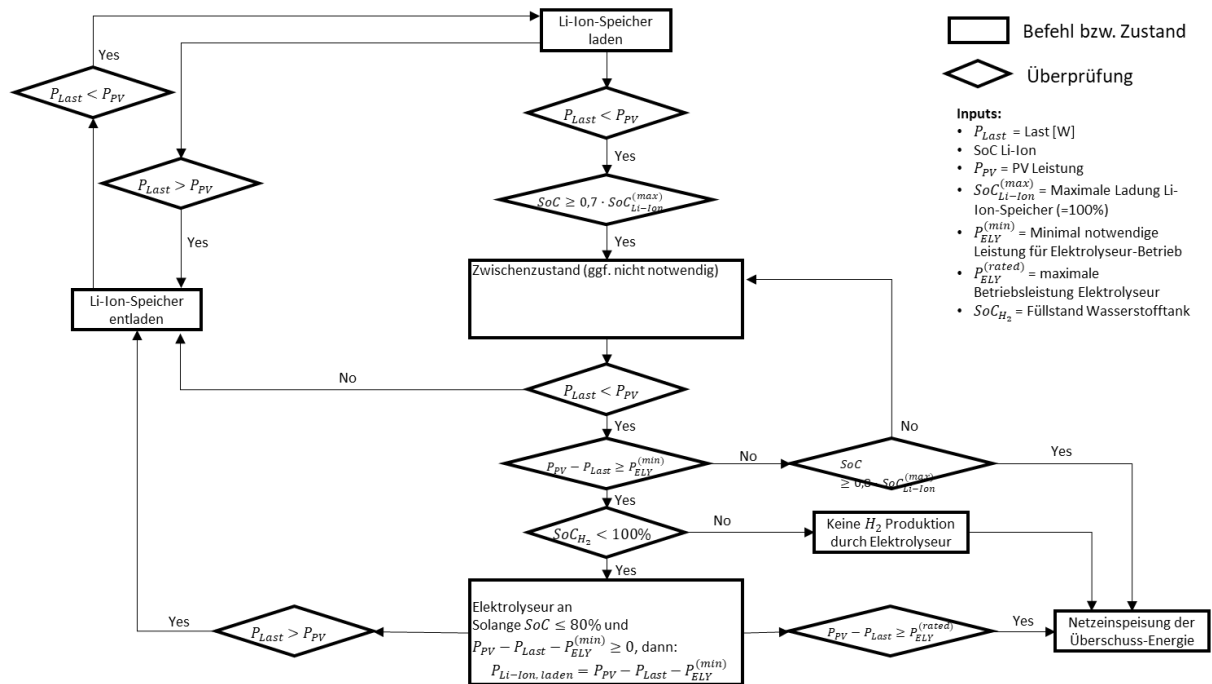


Bild 4.37: Energiemanagementlogik des ELY.

Für die ELY-Steuerung wurde eine zweite Variante ausgetestet. In Bild 4.38 ist die Steuerungslogik schematisiert. Der Ansatz dieser ELY-Steuerung ist, dass der ELY bereits mit $P_{ELY} = P_{ELY}^{min}$ in Betrieb geht, sobald die LIB einen SOC von 70 % erreicht hat. Danach wird der ELY solange weiter mit $P_{ELY} = P_{ELY}^{min}$ betrieben, bis die LIB vollständig geladen ist. Danach steht dem ELY sämtlicher PV-Überschuss zur Verfügung. Der Ansatz dabei ist, dass der ELY bei geringer Leistung einen höheren Wirkungsgrad hat. Außerdem kann schon früher mit der H₂-Erzeugung begonnen werden und damit das Risiko, dass der ELY an seine Leistungsgrenze P_{ELY}^{max} kommt und Energie verloren geht, reduziert werden. Allerdings zeigte sich im Rahmen der Lebensdauerprognose mit anschließender Kostenschätzung, dass sich dieser Ansatz nicht bewährt, weswegen dieser Ansatz wieder verworfen wurde (siehe Abschnitt 5.3.1). Dennoch zeigt dieser alternative Ansatz einmal mehr auf, welches Potential in der Lebensdauerprognose gekoppelt an die Kostenschätzung steckt. Auch verschiedene Betriebsstrategien können damit auf ihren wirtschaftlichen Nutzen getestet werden.

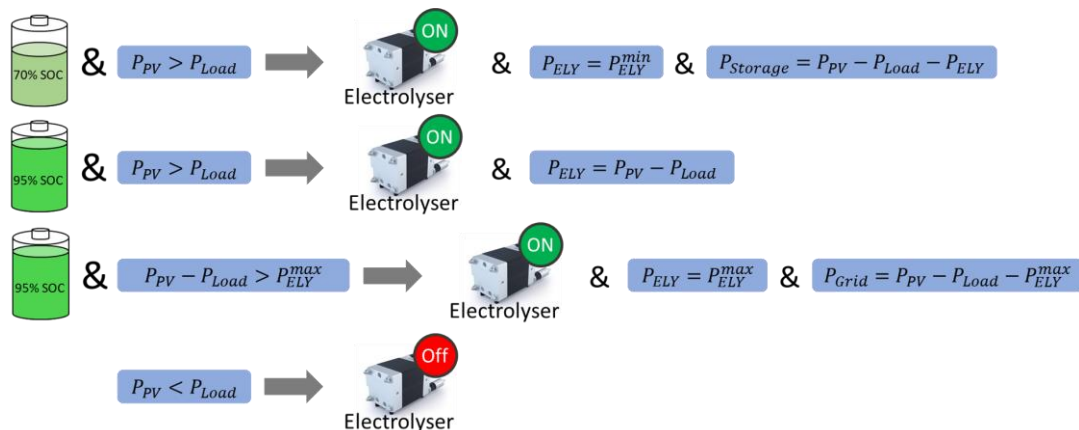


Bild 4.38: Steuerungs- und Betriebsschema des ELY in Abhängigkeit der LIB SOC (ELY-Iconquelle: [467]).

In Bild 4.39 ist das zentrale EMS mit inkludierter Steuerung der FC und des ELY aufgezeigt.

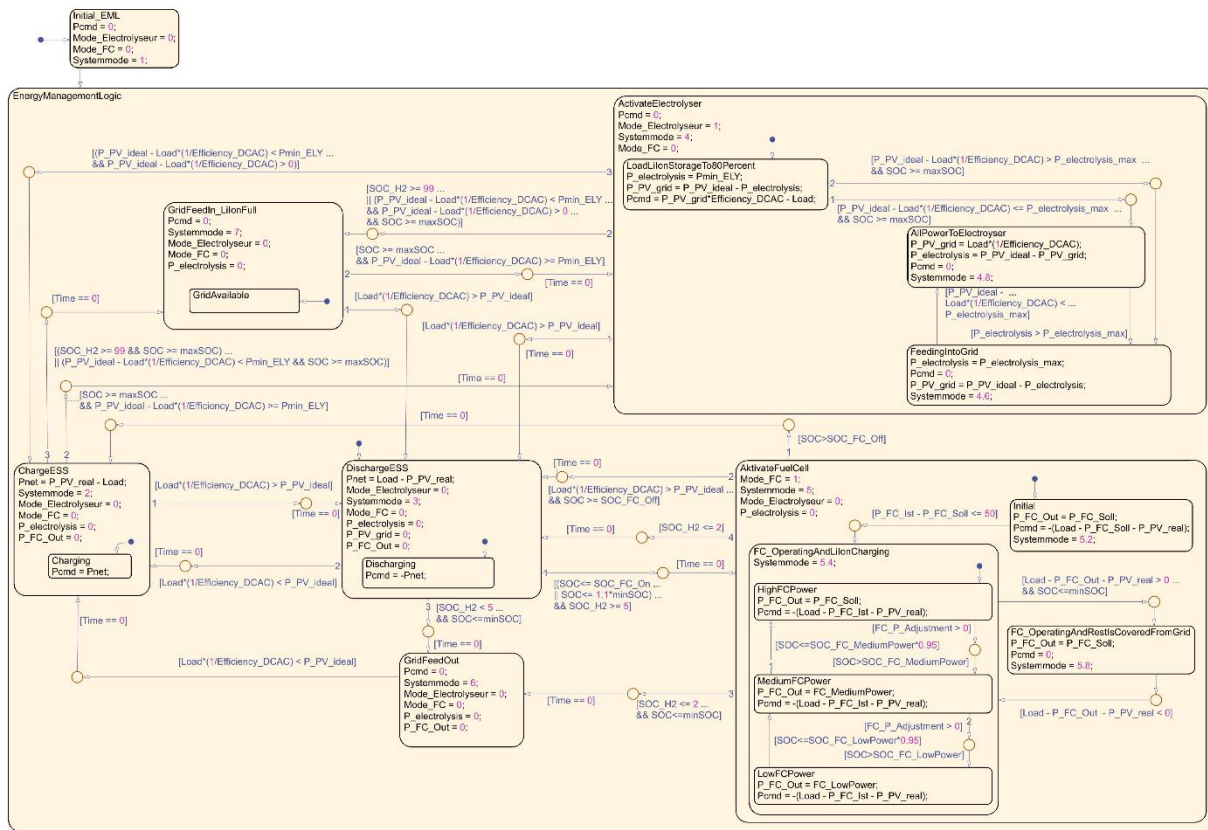


Bild 4.39: Simulink-Flussdiagramm zur Steuerung der gesamten Energieflüsse im System (LIB Lade- und Entladeleistung, FC-Leistung, ELY-Leistung).

Darüber hinaus gibt es vereinzelt **dezentrale Steuerungssysteme** für einzelne Bereiche. Das Heizungssystem für die Warmwasserbereitung verfügt bspw. über eine solche Steuerung (siehe Bild 4.40). In der dafür entwickelten Steuerung wird gesteuert, wann die WP mit dem Nachheizen beginnen muss. Außerdem wird hierin gesteuert, wann die Abwärme über den ELY nutzbar ist, indem geprüft wird, ob die Abwärmtemperatur höher als die aktuelle Wassertemperatur liegt.

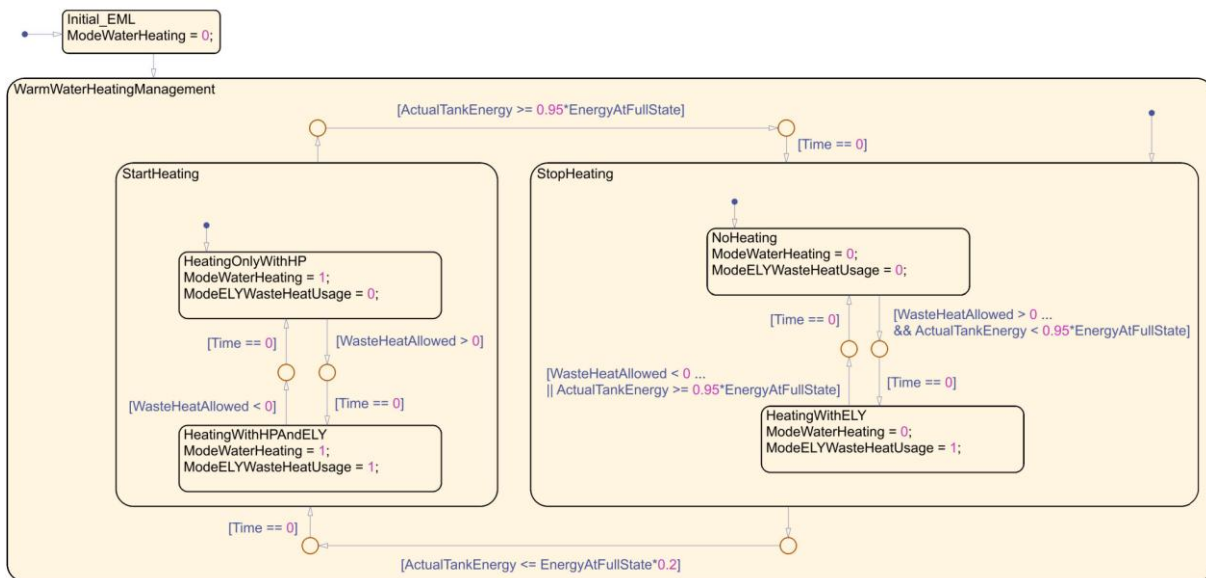


Bild 4.40: Simulink-Flussdiagramm zur Steuerung der Abwärmenutzung des ELY.

Eine weitere dezentrale Steuerung ist im Abwärmesystem des ELY integriert. Hierin wird gesteuert, wann eine Kühlung des ELY erforderlich ist und wann nicht. Das Modell dazu ist in Bild 4.41 dargestellt.

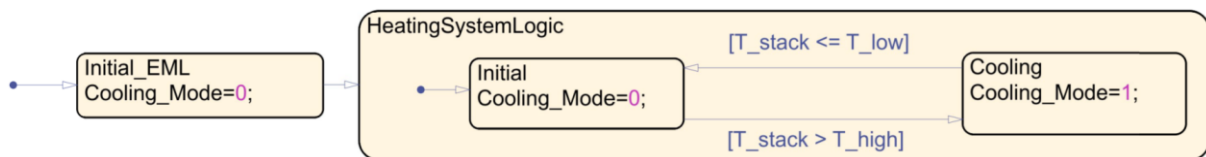


Bild 4.41: Simulink-Flussdiagramm zur Steuerung des Kühlsystems des ELY.

4.5.3 Gesamtsystem

Alle Strombedarfe werden in Simulink-Modell in einem Subsystem zusammengeführt (siehe Bild 4.42). Diese Strombedarfe zusammen ergeben den gesamten Strombedarf des Haushalts. Hierzu zählen der Haushaltsstrombedarf, der Strombedarf für die WP zur Raumwärmeerzeugung, der Strombedarf für die WP zur Warmwassererzeugung und der Strombedarf für den Kompressor zur Kompression von H₂ zur Speicherung im Druckwasserstofftank. In Bild 4.43 ist das gesamte Simulink-Modell mitsamt den Partialmodellen der Systemkomponenten dargestellt. Hierin ist die Verschaltung der Partialkomponenten und deren Zusammenhänge ersichtlich.

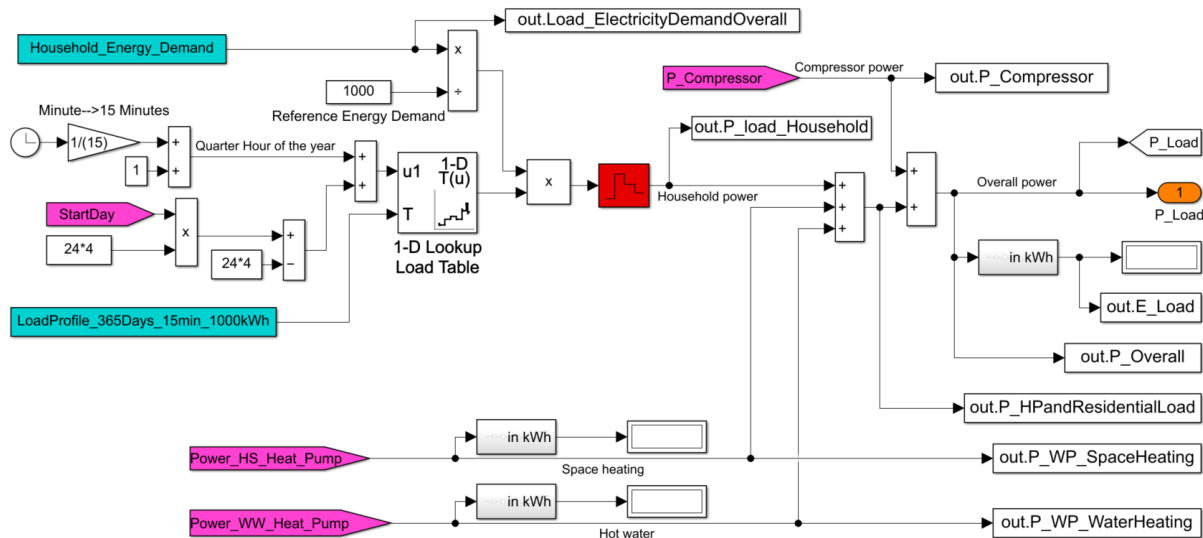


Bild 4.42: Simulink-Modell der gesamten Lasten und Verbraucher.

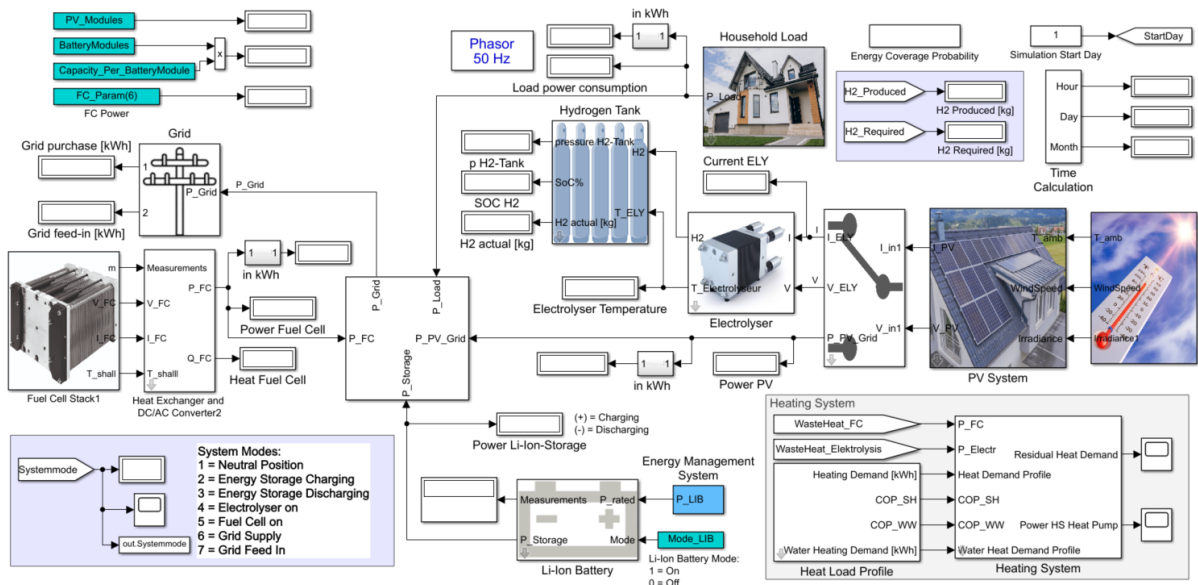


Bild 4.43: Simulink-Modell des hybriden, auf Wasserstoff basierenden Energiesystems.

4.6 Lebensdauerprognoseverfahren

Das im Rahmen dieses Abschnitts beschriebene Lebensdauerprognoseverfahren basiert auf mathematischen Beziehungen, die zum Teil physikalisch begründet sind und zum Teil aus experimentellen Daten durch Näherungsformeln entwickelt worden sind. Das Modell fällt damit unter die Gruppe der quasi- oder halbempirischen Modelle als Untergruppe der empirischen Modelle (vgl. Abschnitt 3.2.1). Die dafür zugrunde liegenden Daten werden in Abschnitt 3.4 beschrieben. Im Rahmen dieses Modellansatzes wird der Begriff Prognose verwendet, da die hierin verwendeten Daten einer experimentell vorgenommenen Lebensdaueranalyse entstammen und zur Prognose der Lebensdauer der Komponenten herangezogen werden. Nach einer ausführlichen Literaturrecherche wurden Modelle zur Lebensdauerprognose für die drei Komponenten

FC, ELY und LIB entwickelt, die in den nachfolgenden Abschnitten genauer beschrieben werden.

Die Degradation von PV-Modulen ist ebenfalls im Modell zu berücksichtigen. Diese ist allerdings im Vergleich zu ELY, FC und LIB eher gering und kaum abhängig vom Betriebsverhalten. Die Degradation der PV-Anlage wird hauptsächlich von den Witterungsbedingungen beeinflusst und ist daher schwer mit einer Simulation zu ermitteln (vgl. Abschnitt 3.4.5). Bei PV-Anlagen wird üblicherweise eine Degradation im Zeitraum eines Jahres angesetzt. Diese liegt meist zwischen 0,5 und 0,75 %/Jahr, wenn keine abrupten und unerwarteten Ausfälle auftreten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass heutige PV-Module speziell bei der Wahl von häufig eingesetzten Glas/Glas-Modulen eine Lebensdauer von über 30 Jahren problemlos erreichen können. Eine Degradation von 0,625 %/Jahr würde eine Lebensdauer der PV-Module von 32 Jahren bedeuten, was realistisch ist. Bei einem Betrachtungshorizont von 20 Jahren liegt die Gesamtdegradation bei 12,5 %. Im Mittel über 20 Jahre bedeutet dies einen Leistungsverlust von 6,25 %. Um diesen Leistungsverlust und damit die Lebensdauer adäquat zu berücksichtigen, wird dieser Wert in der PR der PV-Anlage angesetzt. Die PV-Anlage sollte daher bereits bei der Planung um ca. 5–7,5 % größer ausgelegt werden.

4.6.1 Lebensdauerprognosemodell zur Lithium-Ionen-Batterie

Für eine LIB existieren in der Literatur bereits unzählige Veröffentlichungen zu Lebensdauerprognosemodellen. Einige davon wurden zudem speziell für die Simulink-Umgebung entwickelt. Auch Simulink selbst bietet einen LIB-Block an, dem eine Lebensdauerprognose integriert ist. Das Problem bei den meisten dieser Modelle ist allerdings, dass sie in dem in dieser Arbeit vorgesehenen Simulink-Betriebsmodus „Phasor“ nicht nutzbar sind (vgl. Abschnitt 4.1). Die meisten benötigen aufgrund diverser Transistoren, Dioden oder PWM-Blöcken den „Continuous“-Modus. Aus diesem Grund sind alle diese Modelle nicht einsetzbar. Eine andere Problematik hinter den meisten Modellen ist, dass sie sich Parametern bedienen, die nur durch experimentelle Untersuchungen zu ermitteln sind oder nur für ganz spezielle LIB-Ausführungen gelten. Dadurch sind die universelle Übertragbarkeit und eine einfache Austauschbarkeit der LIB-Ausführung bei verschiedenen Studien nicht gegeben. Daher wird für das Lebensdauerprognosemodell der LIB ein Ansatz gewählt, bei dem die Konzentration auf die wesentlichsten Einflussfaktoren mit möglichst universeller Anwendbarkeit gelegt wird. Dazu wurde dann in der Folge ein neuartiges Lebensdauerprognosemodell für die LIB entwickelt, mit dem verschiedene LIB-Ausführungen und neue Entwicklungsstände leicht integriert werden können. Außerdem wurde darauf geachtet, dass die relevanten Einflussgrößen über eine Simulation in geeigneter Weise erhoben werden können. Im Folgenden wird das entwickelte Lebensdauerprognosemodellen genauer beschrieben. Das Modell wird dabei in die typischen zwei Alterungsarten Zyklusalterung und kalendarische Alterung unterteilt und zum Schluss wieder zusammengeführt.

Die **kalendarische Alterung** stellt den Anteil der Alterung dar, der zeitlich durch die allgemeinen Umgebungsbedingungen entsteht. Diese Alterung führt zu einem fortwährenden Kapazitätsverlust und tritt auch auf, wenn die LIB nicht in Nutzung ist. Die kalendarische Alterung

wird hauptsächlich durch die Temperatur der Batteriezellen beeinflusst und ist damit abhängig von der Umgebungstemperatur und dem Nutzungsverhalten mit Auswirkung auf die Betriebstemperatur. Zunächst muss dafür die Batterietemperatur als dynamische Variable während des Betriebs innerhalb des Modells zur Verfügung stehen. In der Literatur sind einige Temperaturmodelle zu finden, allerdings meist mit sehr komplexen Berechnungen, die auf vielen experimentell zu berechnenden Parametern beruhen oder nur für bestimmte LIB-Typen oder Hersteller zutreffen. Daher wurde ein neuartiges Temperaturmodell entwickelt. In diesem Ansatz haben die Umfeld-Temperatur am Aufstellort der LIB und die C-Rate, mit der die Batterie geladen oder entladen wird, einen entscheidenden Einfluss auf die Temperatur. Hierzu wurde die Arbeit von Ma et al. [468] herangezogen, in der der Temperaturanstieg einer LIB in Abhängigkeit von verschiedenen C-Raten ermittelt wird. *Bild 4.44b* zeigt den in Relation zur C-Rate auftretenden Temperaturanstieg auf.

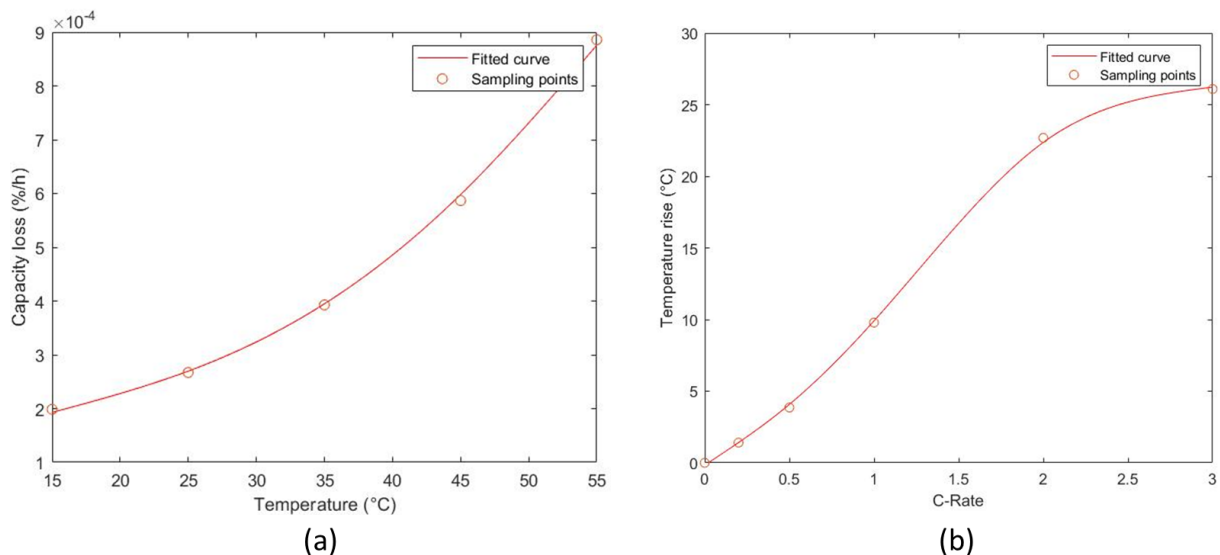


Bild 4.44: (a) Kapazitätsverlust in Abhängigkeit der Temperatur und (b) Temperaturanstieg in Relation zur C-Rate.

Ein weiterer die Temperatur der LIB bedingender Faktor ist die Umgebungstemperatur. Hierzu wird angenommen, dass die LIB im Keller des Hauses steht, womit entsprechend das Kellertemperaturprofil herangezogen wird (vgl. Abschnitt 4.4). Bei Nichtverwendung der LIB kehrt die Temperatur immer wieder auf dieses Temperaturniveau zurück, die Batterietemperatur unterschreitet hierbei zu keinem Zeitpunkt die Kellertemperatur. In *Bild 4.44a* ist die Kapazitätsverlustfunktion in Abhängigkeit zur Umgebungstemperatur dargestellt.

Als zweiten Faktor kann sich auch die SOC, unter der die Batterie gelagert wird, auf ihre Lebensdauer auswirken. Die meisten Studien über die Auswirkung der SOC auf die Lebensdauer als Faktor der kalendarischen Alterung werden durchgeführt, indem die Batterie zunächst auf den zu untersuchenden SOC aufgeladen wird und dann einige Wochen, Monate oder Jahre lang in diesem Zustand belassen wird. Diese Art von Messdaten ist schwer zu implementieren, da die Batterie im vorliegenden Anwendungsfall ständig in Nutzung mit ständigem Wechsel zwischen Ladezyklus und Entladezyklus ist. Dieser Faktor hat in der Regel nur bei langem Verbleib auf bestimmten SOC-Niveaus einen Einfluss auf die Alterung. Daher kann der Faktor SOC bei der kalendarischen Alterung im Rahmen dieser Lebensdauerprognose vernachlässigt werden.

Das Modell zur zeitvarianten Bestimmung der internen LIB-Temperatur ist in *Bild 4.45* dargestellt. Hierin wird abhängig von der C-Rate beim Laden oder Entladen des Speichers und der Kellertemperatur die Temperatur der LIB bestimmt. Das Simulink-Modell verwendet eine Schrittweite, bei der jeder Schritt 1 Minute entspricht. Damit verzögert das PT_1 -Glied in *Bild 4.45* den Temperaturanstieg oder -abfall um 5 Minuten. In *Bild 4.46* ist ein exemplarisches Temperaturverlaufprofil der LIB eines Jahres abgebildet.

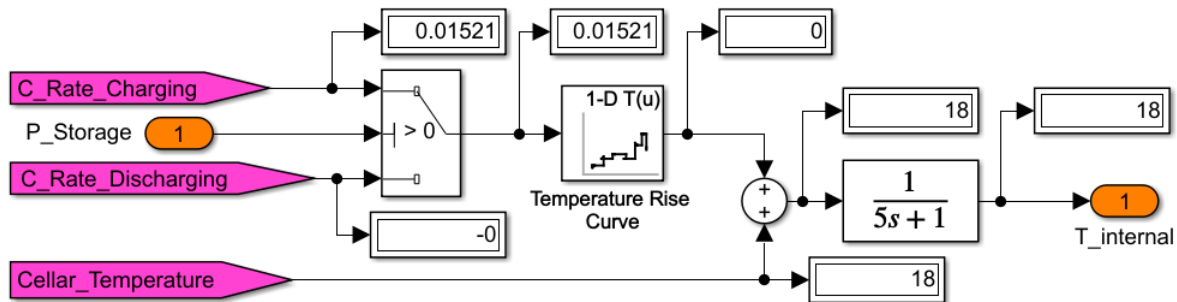


Bild 4.45: Simulink-Modell der LIB-Temperaturmessung.

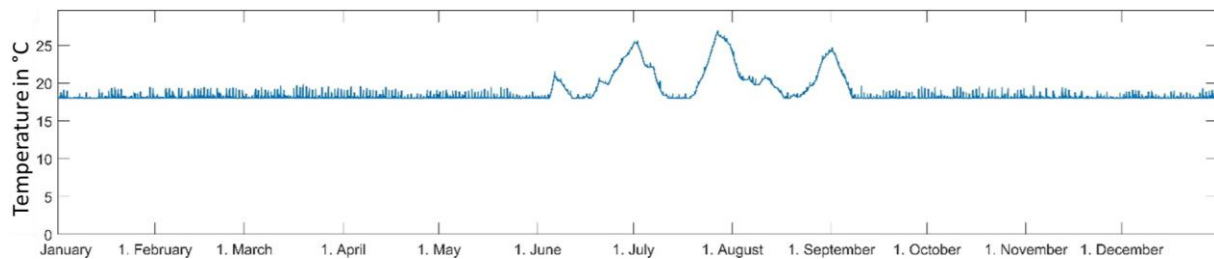


Bild 4.46: Temperaturverlauf der LIB innerhalb eines Jahres.

Schließlich muss für jeden Zeitschritt der Kapazitätsverlust unter Verwendung der in *Bild 4.44a* dargestellten Degradationskurve berechnet werden. Anschließend wird die gesamte kalendarische Alterung $DEG_{\text{kal.Alterung,ges}}$ durch Aufsummierung der Kapazitätsverluste jedes Zeitschritts berechnet:

$$DEG_{\text{kal.Alterung,ges}} = \int f_{\text{DEB,LIB,Temp}}(T_{\text{LIB}}(t)) dt \quad (110)$$

mit $f_{\text{DEB,LIB,Temp}}$ für die Degradationsfunktion zur kalendarischen Alterung in Abhängigkeit der Temperatur (siehe *Bild 4.44a*) und $T_{\text{LIB}}(t)$ für die Temperatur der LIB zum Zeitpunkt t (am Ausgang des Temperaturmodells in *Bild 4.45*).

Im nächsten Teil geht es um die **Zyklusalterung** von LIBs. Darunter wird der Anteil der Alterung verstanden, der durch Nutzung der Batterie (wiederholtes Laden und Entladen) entsteht. Der Hauptfaktor, der die Zyklusalterung beeinflusst, ist die DOD, aber auch die C-Rate kann einen Einfluss haben, insbesondere bei hohen C-Rates. In der Literatur wird die Zyklusalterung durch eine maximale Anzahl von Zyklen definiert, die die Batterie bis zum EOL durchlaufen kann. Häufig wird bei Herstellerangaben nur diese Art der Alterung durch Angabe der maximalen Zyklen bis EOL angegeben.

Ein wichtiger Teil der Zyklusalterung ist die Partialzyklenberechnung. Dadurch lässt sich für jeden Partialzyklus die dadurch verursachte Alterung bestimmen. In der Literatur lassen sich

zwar bereits Verfahren zur Partialzyklenberechnung finden (siehe Abschnitt 3.4.3), diese beruhen aber zumeist auf der Annahme, dass der SOC nach einer Entladephase immer wieder bei Start des Aufladens zum Ursprungsniveau zurückkehrt. Dies ist allerdings in dem hier vorliegenden Anwendungsfall nicht gegeben, da die Batterie nur dann geladen werden kann, wenn ausreichend PV-Überschuss vorhanden ist und damit nicht immer ein vollständiges Laden möglich ist. Daher musste ein neuartiger Ansatz entwickelt werden, mit dem Ziel, diesen gut in die Lebensdauerprognose integrieren zu können.

In diesem neu entwickelten Verfahren zur Partialzyklenberechnung dient ein Vollzyklus als Referenz für alle (Teil-)Zyklen. Ein Vollzyklus entspricht ein Entladen der Batterie von ursprünglich 100 % SOC runter auf 0 % SOC und einer anschließenden Aufladung zurück auf 100 % SOC. Ein solcher Vollzyklus tritt in der Realität nicht auf, da die LIB nicht unter 10–20 % SOC entladen werden sollte (siehe *Tabelle 3.8*). Ein Entladen unter diese Schwelle würde eine erhebliche Degradation hervorrufen. Dennoch dient der Vollzyklus als Referenz und jeder beliebige Zyklus wird für die Lebensdauerprognose zunächst in anteilige Vollzyklen umgerechnet. Da Batterien typischerweise in Anwendungen eingesetzt werden, bei denen verschiedene Zyklen mit unterschiedlichen oberen und unteren SOC stattfinden, muss für jeden dieser Teilzyklen ein Vollzyklusäquivalent (VZÄ) berechnet werden. Bspw. würde ein Zyklus von 100 % SOC zu 30 % SOC und zurück zu 100 % SOC ein VZÄ von 0,7 bedeuten. Ein Beispiel für das Berechnungsverfahren eines exemplarischen Zyklus von 100 % auf 40 % und zurück auf 70 % SOC ist in *Bild 4.47* dargestellt.

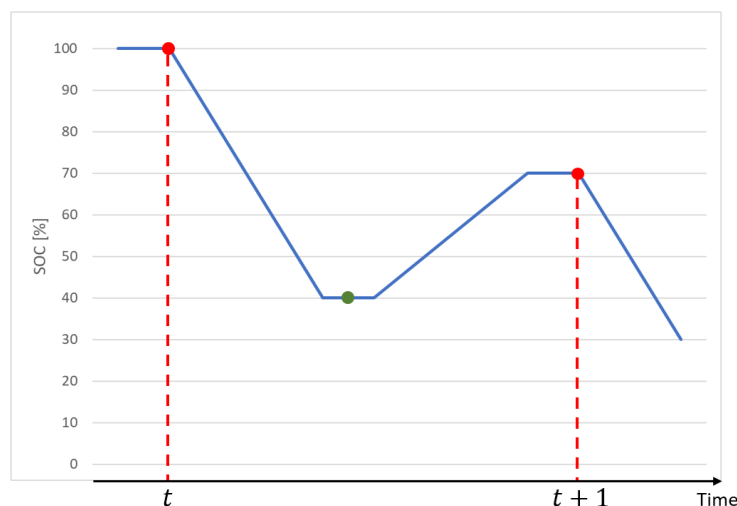


Bild 4.47: Beispiel für das Berechnungsverfahren des Vollzyklusäquivalent eines exemplarischen Zyklus.

Das VZÄ lässt sich anhand der nachfolgenden Formel berechnen und würde für den exemplarischen Fall zu einem VZÄ von 45 % führen:

$$\begin{aligned} \text{VZÄ} &= \frac{(\text{SOC}(t) - \text{SOC}_{\min}) - (\text{SOC}_{\min} - \text{SOC}(t+1))}{2} \\ &= \frac{(100\% - 40\%) - (40\% - 70\%)}{2} = 45\% \end{aligned} \quad (111)$$

mit SOC_{\min} für den Tiefpunkt der SOC des Zyklus und $SOC(t)$ für die SOC zum Zeitpunkt t . Für das entwickelte Verfahren zur Partialzyklenberechnung wurde ebenfalls eine Verifikation vorgenommen. Dazu wurde der Vergleich mit einem Standardverfahren gezogen, bei dem für den gesamten Zeitraum von einem Jahr die aufgetretenen Vollzyklen ermittelt werden. Nach dem Standardverfahren wird die Anzahl an Vollzyklen NZ_{LIB} wie folgt berechnet:

$$NZ_{LIB} = \frac{\int P_{LIB,entladen}(t)dt}{E_{LIB,max}} \quad (112)$$

mit $P_{LIB,entladen}(t)$ für die gesamte entladene Energie aus der LIB und $E_{LIB,max}$ für den maximalen Energieinhalt des Batteriespeichers. Die Differenz bei der Berechnung der Gesamtzyklen unter Verwendung des eigenen Ansatzes mit dem VZÄ im Vergleich zur Berechnung mit dem Standardverfahren betrug in einer großen Parameterstudie (siehe Abschnitt 5.3.1) im Mittel lediglich 0,57 Vollzyklen bei einer durchschnittlichen Vollzyklenzahl von ca. 200 im Zeitraum von einem Jahr. Dies beweist, dass das entwickelte Verfahren in guter Übereinstimmung mit dem Standardverfahren steht und für die Berechnung der Teilzyklusdegradation verwendet werden kann.

Da mit dem entwickelten Verfahren das VZÄ eines Partialzyklus bestimmt werden kann, kann nun die durch jeden Partialzyklus verursachte Degradation bestimmt werden. Dazu sind Degradationskurven erforderlich wie sie in *Bild 4.48* ersichtlich sind. In dieser Abbildung ist für drei verschiedene Entwicklungsstadien ersichtlich, wie viele Vollzyklen bei jeweiligem DOD-Niveau maximal möglich sind. Aus diesen Degradationskurven muss zunächst hergeleitet werden, wie hoch die Degradation für jeweils einen einzelnen Vollzyklus bei gegebener Degradation ist. Aktuelle LIBs folgen etwa der Degradationskurve des U.S. Advanced Battery Consortium (USABC) Ziels [469]. Die für einen Vollzyklus auftretende Degradation $DEG_{Vollzyklus}(DOD)$ ließe sich danach wie folgt bemessen:

$$DEG_{Vollzyklus}(DOD) = \frac{1}{f_{DEB,LIB,Zyklus}(DOD)} \quad (113)$$

$$DEG_{Partial,i} = DEG_{Vollzyklus}(DOD_i) \cdot VZÄ_{Partial,i} \quad (114)$$

mit $f_{DEB,LIB,Zyklus}(DOD)$ für den Degradationswert bei einer bestimmten DOD basierend auf der Degradationsfunktion für die Zyklusalterung (siehe *Bild 4.48*) und $VZÄ_{Partial,i}$ für das VZÄ eines Partialzyklus i . Die Degradation durch Zyklusalterung eines Partialzyklus i ist damit $DEG_{Partial,i}$. Die gesamte Zyklusalterung $DEG_{Zyklusalterung,ges}$ ist dann

$$DEG_{Zyklusalterung,ges} = \sum_{i=1}^{n_{pz}} DEG_{Partial,i} \quad (115)$$

mit n_{pz} für die Anzahl der während des Simulationszeitraums aufgetretenen Partialzyklen. Wenn die Gesamtdegradation durch Zyklusalterung 100 % erreicht, ist die EOL der LIB nach Zyklusalterung erreicht. Für die Berechnung der Partialzyklen und der Gesamtdegradation wird MATLAB verwendet. Die dazu erforderlichen Daten wie bspw. das SOC-Verlaufsprofil zur Partialzyklenberechnung werden nach Abschluss der Simulink-Simulation an MATLAB übergeben.

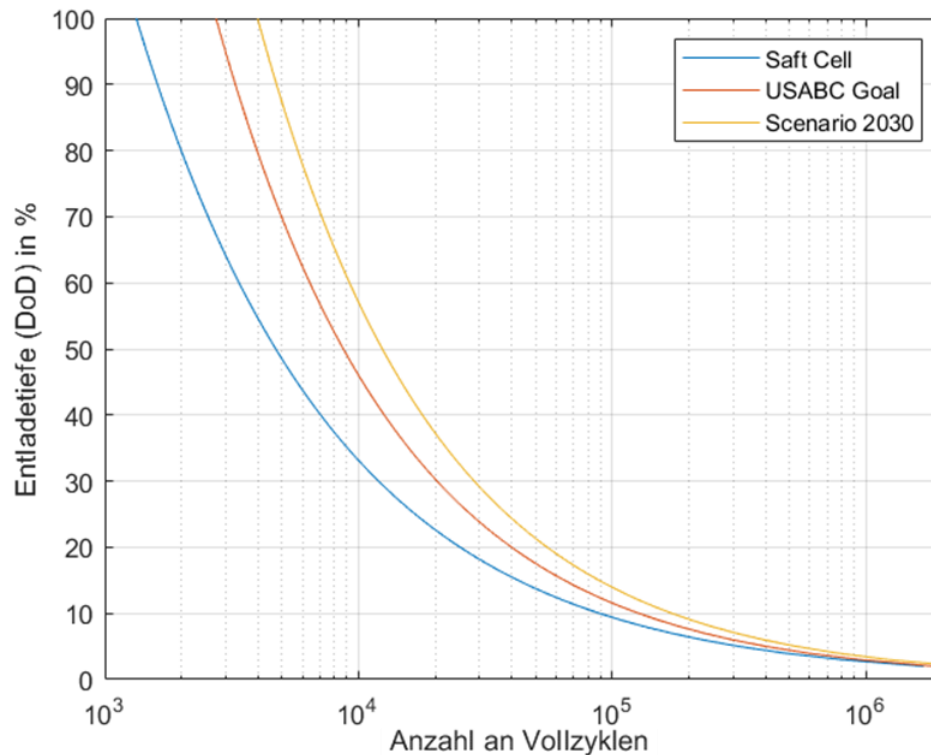


Bild 4.48: Degradationskurven der LIB in Anlehnung an [469]. Saft Cell: Reale Zelle des Unternehmens „Saft“ aus dem Jahr 2013. USABC Goal: Vom U.S. Advanced Battery Consortium (USABC) definiertes Ziel zukünftiger Batteriezellen. Scenario 2030: Von Dallinger et al. [469] als optimistisch eingestuftes Szenario für das Jahr 2030.

Die C-Rate als zweiter Faktor für die Zyklusalterung wird nicht berücksichtigt, da bei einer stationären Anwendung für einen einzelnen Haushalt überwiegend niedrige C-Raten auftreten. Die Parameterstudie mittels Simulation ergab eine maximale durchschnittliche Lade-C-Rate von 0,1 und eine maximale durchschnittliche Entlade-C-Rate von 0,07, was im Vergleich zu anderen Anwendungsfällen, wie z.B. in Elektrofahrzeugen mit Schnellladefunktionen, niedrig ist. Allerdings können die C-Raten mit einer höheren Auflösung der Eingabedaten als der gewählten 15-min Auflösung steigen. Niedrige C-Rate kommen im Energiesystemmodell speziell dadurch zustande, dass ein Kerngedanke ein energieautarkes System ist und dafür eine LIB mit großer Kapazität eingesetzt werden sollte (vgl. Abschnitt 5.2.3 und Abschnitt 5.3.1). Diese große Kapazität ist zwar in den Sommermonaten zu überdimensioniert, ermöglicht es aber lange, rein über PV-Anlage und LIB die Stromversorgung zu decken und die Inbetriebnahme der weniger effizienten FC hinauszuzögern.

Zusammenführung der Alterungstypen

In der Literatur wird häufig der EOL von LIBs in Abhängigkeit des aufgetretenen Kapazitätsverlusts angegeben. Hierzu findet sich weitestgehend einheitlich eine EOL-Grenze bei einem Kapazitätsverlust von 20 % in Relation zur anfänglichen Kapazität der LIB [167; 288]. Das in dieser Arbeit verwendete Verfahren zur Bestimmung der kalendarischen Alterung setzt die Degradation mit ebendiesem Kapazitätsverlust (20 % bis EOL) an, und entspricht damit der Referenz aus der Literatur. Das verwendete Verfahren zur Bestimmung der Zyklusalterung basiert

bis dahin allerdings auf einer anderen Referenz, und zwar einem EOL bei Erreichen der Degradation von 100 %. Um die Gesamtdegradation zu bestimmen, müssen die Partialdegradationen von kalendarischer Alterung und Zyklusalterung aufsummiert werden [289]. Um diese zwei Arten der Alterung zusammenzufügen, muss daher zunächst eine einheitliche Referenz geschaffen werden. Hierzu wird das Verfahren zur kalendarischen Alterung auf die bestehende Referenz des Verfahrens der Zyklusalterung umgewandelt. Hierzu wird der Ansatz gewählt, dass ein Kapazitätsverlust von 20 % durch kalendarische Alterung einer Degradation von 100 % gleichkommt. Die gesamte Degradation $DEG_{LIB,ges}$ wird dann wie folgt berechnet:

$$DEG_{LIB,ges} = DEG_{kal.Alterung,ges} + DEG_{Zyklusalterung,ges} \quad (116)$$

Die gesamte Degradation $DEG_{LIB,ges}$ ist damit die Summe aus kalendarischer Alterung und Zyklusalterung. Die LIB erreicht sein EOL, sobald $DEG_{LIB,ges}$ 100 % erreicht hat, was einem Kapazitätsverlust von 20 % gleichkommt.

4.6.2 Lebensdauerprognosemodell zur Brennstoffzelle

Der Lebensdauer von FCs wurde in der Literatur schon einige Aufmerksamkeit gewidmet. Dennoch steckt hier weiterhin noch viel Potential, um das Degradationsverhalten in Gänze zu verstehen. Eine gute Arbeit zum Degradationsverhalten von FC stammt von Bonitz [74]. Sie verwendet hierzu ein empirisches Verfahren, welches auf experimentellen Ergebnissen beruht. Nach Bonitz [74] sind vier Hauptfaktoren ursächlich für die Degradation von FCs:

- Degradation durch normalen Betrieb
- Degradation durch Starts und Stopps
- Degradation durch Leerlauf
- Degradation durch schnelle Stromänderungen

Die ersten beiden Faktoren sind hierbei von besonderer Bedeutung. Bei normalem Betrieb entsteht eine fortwährende **Degradation in Abhängigkeit des Betriebspunktes**. Das Verhalten hierzu wird in Abschnitt 3.4.2 beschrieben. Das Degradationsverhalten in Abhängigkeit zur Zellspannung lässt sich dabei anhand der in *Tabelle 3.11* aufgeführten Stützstellen beschreiben. Aus der *Tabelle 3.11* geht hervor, dass die Degradation bei Zellspannungen zwischen 0,45 V und 0,85 V weitestgehend konstant auf einem sehr niedrigen Niveau ist. Bonitz [74] entwickelte davon ausgehend eine Degradationsfunktion, die in *Bild 3.30* dargestellt ist (siehe Abschnitt 3.4.2). Allerdings bildet diese Funktion nicht alle Stützstellen genau ab. Daher wurde im Rahmen dieser Arbeit eine den Stützstellen getreue Degradationsfunktion entwickelt. Diese Degradationsfunktion ist in drei Teilbereiche unterteilt (siehe *Tabelle 4.2*). Die Degradationsfunktion ist basierend auf den in *Tabelle 3.11* aufgeführten Stützstellen graphisch in *Bild 4.49* dargestellt.

Tabelle 4.2: Entwickelte Degradationsfunktion der FC unter festgelegten Definitionsbereichen.

Definitionsbereich	Funktion
--------------------	----------

$D = \{x \in \mathbb{Q} \mid 0,4 > x \geq 0\}$	$f(x) = 1 - 3,67 \cdot x + \exp(-13,5 \cdot x + 7,052)$
$D = \{x \in \mathbb{Q} \mid 0,84 > x \geq 0,4\}$	$f(x) = \begin{cases} 1 - 0,065 \cdot x + \exp(-27,75 \cdot x + 12,51) & \text{wenn } \geq 1 \\ 1 & \text{sonst} \end{cases}$
$D = \{x \in \mathbb{Q} \mid x \geq 0,85\}$	$f(x) = 1 + \exp(-91,12 \cdot (x + 0,8915))$

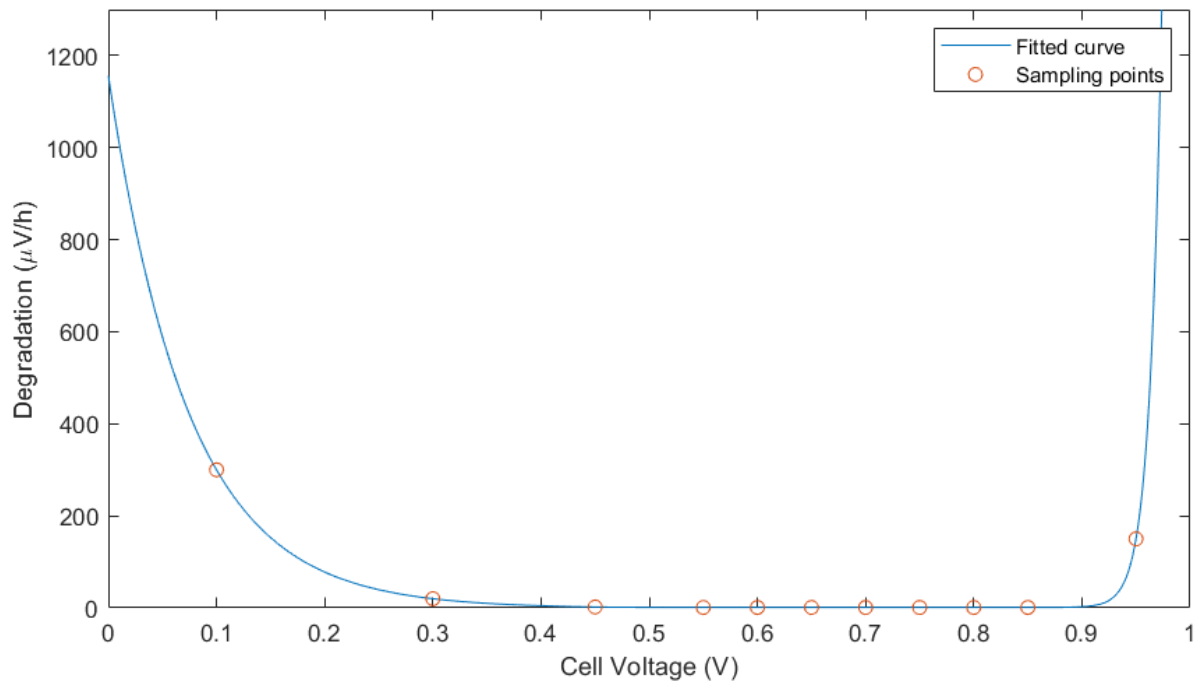


Bild 4.49: Degradationsfunktion der FC auf Basis der Stützstellen aus Tabelle 3.11.

Die Degradation durch normalen Betrieb wird in MATLAB mithilfe des von Simulink übergebenen Zellspannungsprofils berechnet. Dazu wird zunächst ein Histogramm zur Zellspannung im gesamten Simulationszeitraum erstellt (siehe exemplarisch Bild 4.50).

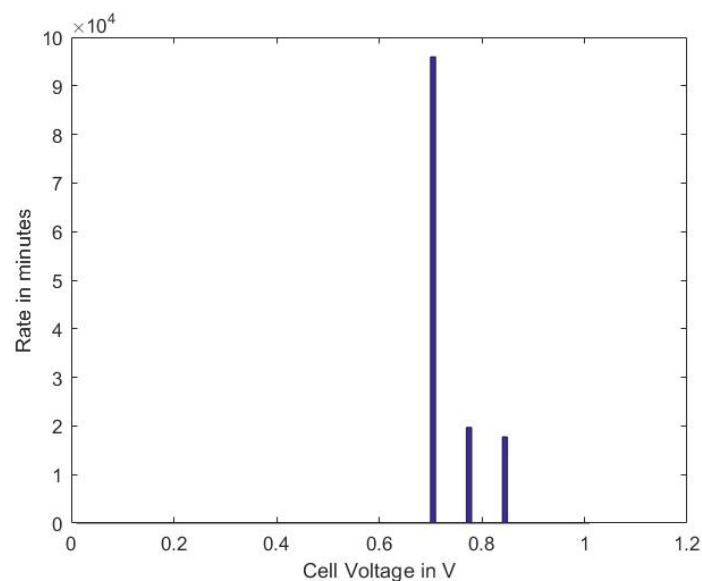


Bild 4.50: Histogramm der FC-Zellspannung über einen Zeitraum von einem Jahr.

Anschließend wird die Zeitspanne jedes Histogramm-Schritts mit der Degradation in $\mu\text{V}/\text{h}$ einer bestimmten Zellspannung $U_{\text{FC,Zelle}}(t)$ auf Basis der Degradationsfunktion $f_{\text{DEF,FC,Betrieb}}$ (siehe *Bild 4.49*) berechnet. Die Gesamtdegradation $\text{DEG}_{\text{FC,Betrieb,ges}}$ unter normalem Betrieb berechnet sich damit wie folgt:

$$\text{DEG}_{\text{FC,Betrieb,ges}} = \int f_{\text{DEF,FC,Betrieb}}(U_{\text{FC,Zelle}}(t))dt \quad (117)$$

Ein zweiter wichtiger Einflussfaktor ist die **Degradation durch An- und Ausschalten** der FC. Jedes Anschalten und Ausschalten soll zu einer Degradation von $\text{DEG}_{\text{FC,Start\&Stopp}} = 14 \mu\text{V}$ führen [265]. Diese Degradation ist im Vergleich zur Degradation bei Nennbetrieb erheblich. Ein häufiges Ein- und Ausschalten gilt es zu vermeiden. Aus diesem Grund ist eine Leistungsstufung der FC in Abhängigkeit des LIB-SOC (siehe Abschnitt 4.5.2) sinnvoll, um damit eine deutliche Reduktion der Ein- und Ausschalthäufigkeit zu bewirken. Die Anzahl an Starts und Stopps werden mit einem MATLAB-Code gezählt. Die gesamte Degradation durch An- und Ausschalten $\text{DEG}_{\text{FC,Start\&Stopp,ges}}$ berechnet sich dann wie folgt:

$$\text{DEG}_{\text{FC,Start\&Stopp,ges}} = \text{DEG}_{\text{FC,Start\&Stopp}} \cdot n_{\text{Starts\&Stopps}} \quad (118)$$

mit $n_{\text{Starts\&Stopps}}$ für die Anzahl an Starts & Stopps der FC. Ebenfalls Einfluss nehmend auf die Degradation sind der **Leerlauf** und **schnelle Stromänderungen**. Allerdings sind diese beiden Faktoren in dem hier betrachteten Anwendungsfall vernachlässigbar. Die FC müsste nur dann im Leerlauf betrieben werden, wenn dieser möglichst schnell wieder einsatzbereit sein soll. Allerdings ist dies durch die Kopplung mit einer LIB und der ausreichend vorzeitigen Aktivierung vor Erreichen des SOC_{min} der LIB nicht notwendig. Ist die FC erstmal aktiviert, wird die LIB auf 70 % SOC geladen. Danach besteht kein Bedarf mehr an FC-Leistung, bis der LIB-SOC wieder unter 30 % fällt. Dies kann sich über einige Stunden hinziehen. Daher ist es für die Degradation vorteilhafter, die FC in diesem Fall auszuschalten. Auch schnelle Stromänderungen sind aufgrund der Kopplung mit einer LIB nicht zu erwarten bzw. vermeidbar. Ein Umschalten der FC-Leistungsstufen wird im Modell langsam und schonend vorgenommen.

Die gesamte Degradation der FC $\text{DEG}_{\text{FC,ges}}$ berechnet sich durch Addition der Degradation durch den Betrieb und die Degradation durch Ein- und Ausschaltvorgänge:

$$\text{DEG}_{\text{FC,ges}} = \text{DEG}_{\text{FC,Betrieb,ges}} + \text{DEG}_{\text{FC,Start\&Stopp,ges}}$$

4.6.3 Lebensdauerprognosemodell zum Elektrolyseur

Die Datenlage zur Degradation bei ELYs ist im Vergleich zur FC eher gering. Im Vergleich zu PEMFCs werden PEM-ELYs noch nicht gleichermaßen lange und umfassend eingesetzt, da H_2 zuvor verstärkt durch andere Prozesse wie der Erdgasreformierung erzeugt wurde [235]. Diese herkömmlichen Verfahren werden allerdings seit dem verstärkten Klimabewusstsein immer mehr in Frage gestellt und es erfolgt eine Abkehr hin zu klimafreundlicheren H_2 -Erzeugungsmöglichkeiten. Daher rücken seit kurzer Zeit immer mehr PEM-ELYs in den Fokus, da diese mit grünem Strom Wasser in H_2 und O_2 aufspalten können (vgl. Abschnitt 3.3.1). Da dieses ausgeprägte Klimabewusstsein noch nicht lange im aktuellen Ausmaß besteht, ist die Forschung zu PEM-ELYs noch nicht weit fortgeschritten. In den nächsten Jahren sind noch einige

Entwicklungssprünge zu erwarten. Daher ist zum Degradationsverhalten von PEM-ELYs bisher keine umfangreiche Datenlage vorhanden. Dennoch ist die Datenlage insoweit ausreichend, dass damit das betriebsbedingte Degradationsverhalten abgeschätzt werden kann.

Was sich in allen Arbeiten, die sich mit der Lebensdauer von ELYs befassen, ähnelt, ist die Tatsache, dass die Degradation von der **Stromdichte** des ELYs beeinflusst wird (vgl. Abschnitt 3.4.1). Eine Untersuchung von Babic et al. [249] ergab, dass sich **Start und Stopps** ebenfalls auf die Degradation auswirken. Ausgehend von dieser Untersuchung liegt die Degradation pro Start/Stop bei ca. 2,33 μV . Die **Temperatur** des ELY wird in dem Energiesystem durch das Kühlsystem weitgehend konstant gehalten. Daher tritt hierbei keine dynamisches Degradationsverhalten auf und ist entsprechend vernachlässigbar. Der Effekt der Degradation durch die Temperatur ist mit dem Degradationsverhalten durch die Stromdichte abgedeckt, da die stromdichteabhängige Degradation immer auch im Zusammenhang zur Temperatur im Betriebspunkt steht und bei den Lebensdauertests mit eingeflossen ist.

Eine umfassende Studie im Rahmen einer Veröffentlichung zur Untersuchung des Degradationsverhaltens von ELYs bei verschiedenen Betriebsbereichen existiert gegenwärtig noch nicht. Stattdessen existieren einige Arbeiten, in denen ein bestimmtes Degradationsverhalten bei einigen Schlüsselstromdichten nachgewiesen wird. Diese sind in *Tabelle 3.10* zusammengefasst. Für niedrige Stromdichten mit bis zu 3 A/cm^2 liegt demzufolge eine annähernd lineare Degradation vor. Über diese Stromdichte hinaus steigt die Degradation nach weitläufiger Meinung exponentiell an. Auf Grundlage dieser Schlüsselstellen aus *Tabelle 3.10*. wurde eine Degradationsfunktion entwickelt (siehe *Bild 4.51*). Darin ist die Degradation in $\mu\text{V}/\text{h}$ in Abhängigkeit der Stromdichte in A/cm^2 abgebildet.

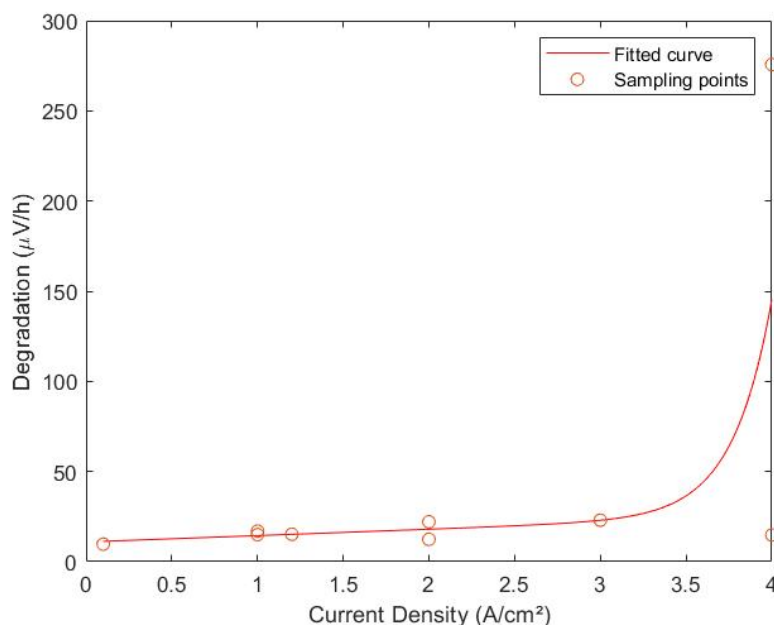


Bild 4.51: Degradationsfunktion des ELY auf Basis der Stützstellen aus Tabelle 3.10.

Die mathematische Formel für die Degradationsfunktion $f_{\text{DEG,ELY,Betrieb}}(J_{\text{ELY,Zelle}}(t))$ in Abhängigkeit der Stromdichte $J_{\text{ELY,Zelle}}(t)$ des ELY lautet:

$$f_{\text{DEG,ELY,Betrieb}}(J_{\text{ELY,Zelle}}(t)) = 10,01 + 5,736 \cdot J_{\text{ELY,Zelle}}(t) + e^{6,228 \cdot J_{\text{ELY,Zelle}}(t) - 19,42} \quad (119)$$

Die gesamte Degradation des ELY $\text{DEG}_{\text{ELY,Betrieb,ges}}$ wird in MATLAB berechnet und basiert dabei auf folgender Formel:

$$\text{DEG}_{\text{ELY,Betrieb,ges}} = \int f_{\text{DEG,ELY,Betrieb}}(J_{\text{ELY,Zelle}}(t)) dt \quad (120)$$

mit $J_{\text{ELY,Zelle}}(t)$ für die Stromdichte des ELY zum Zeitpunkt t . Die gesamte Degradation durch An- und Ausschalten $\text{DEG}_{\text{ELY,Start\&Stopp,ges}}$ berechnet sich dann wie folgt:

$$\text{DEG}_{\text{ELY,Start\&Stopp,ges}} = \text{DEG}_{\text{ELY,Start\&Stopp}} \cdot n_{\text{Starts\&Stops}} \quad (121)$$

Mit $\text{DEG}_{\text{ELY,Start\&Stopp}} = 2,33 \mu\text{V}$ für die Degradation pro Start/Stop und $n_{\text{Starts\&Stops}}$ für die Anzahl an Starts & Stopps des ELY. Die gesamte Degradation $\text{DEG}_{\text{ELY,ges}}$ des ELY ergibt sich abschließend aus Addition der Degradation durch den Betrieb und die Degradation durch die Start&Stopps:

$$\text{DEG}_{\text{ELY,ges}} = \text{DEG}_{\text{ELY,Betrieb,ges}} + \text{DEG}_{\text{ELY,Start\&Stopp,ges}} \quad (122)$$

4.6.4 Methodik zur Einbindung der Lebensdauerprognosemodelle

Die Abschnitte 4.6.1 bis 4.6.3 geben einen Überblick über die Verfahren zur Prognose der Lebensdauer der drei Hauptkomponenten ELY, FC und LIB. Diese Komponenten haben einen großen Einfluss auf die Lebensdauer des gesamten Energiesystems.

In *Bild 4.52* ist ein Ablaufplan für die Programmierung des Lebensdauerprognoseverfahrens dargestellt. Zuerst erfolgt die Vorbereitung mit entsprechender Literaturrecherche. Anschließend muss das Simulink-Modell darauf vorbereitet und erweitert werden. Dazu müssen an den erforderlichen Stellen Modellbausteine zum Generieren der Messgrößen eingebunden werden. Anschließend muss eine Datenausgabe hinzugefügt werden, mit denen die Messgrößen an MATLAB übergeben werden. In MATLAB muss anschließend die Datenverarbeitung programmiert werden, um aus den Messgrößen die resultierende Degradation und damit die Lebensdauer zu berechnen. Dazu werden die Degradationsdaten auf Basis der in den Abschnitten 4.6.1 bis 4.6.3 beschriebenen Degradationsfunktionen und weiteren Hilfsfunktionen hinterlegt. Anschließend wird auf Basis des Konzepts des Lebensdauerprognoseverfahrens der jeweiligen Komponente das Auswertungsverfahren programmiert.

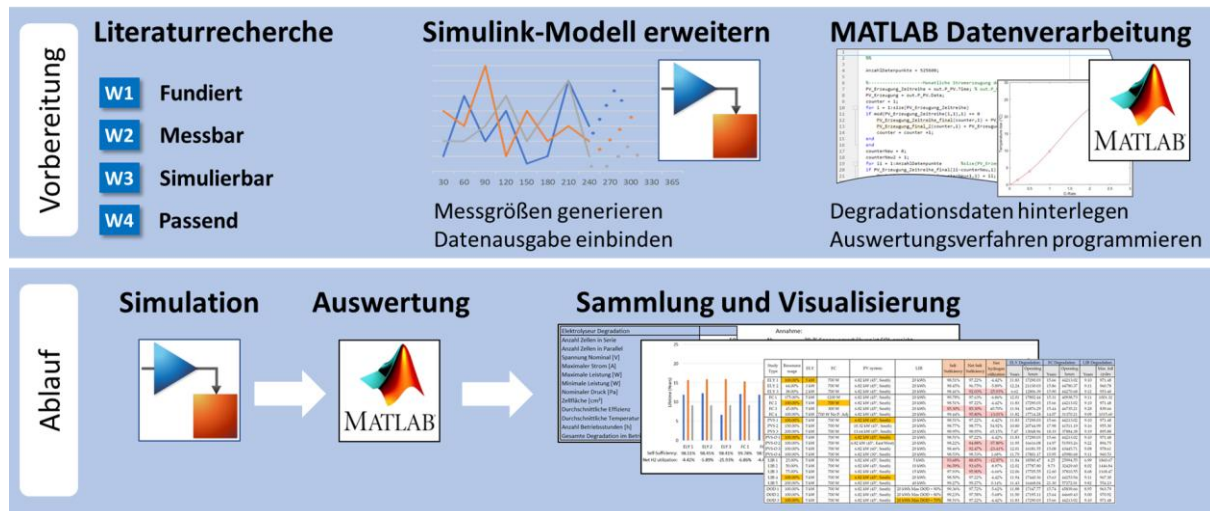


Bild 4.52: Vorgehensmodell für die Vorbereitung und die Programmierung des Lebensdauerprognoseverfahrens.

Der Ablauf (siehe Bild 4.52) des Lebensdauerprognoseverfahrens sieht vor, dass zunächst eine Simulation des Anwendungsfalls erfolgt. Anschließend wird ein Programmcode zur Datenverarbeitung und Nachbearbeitung der simulierten Daten ausgeführt. Anschließend wird für jede Komponente einzeln ein Programmcode zur Lebensdauerprognose ausgeführt. Darin wird die Degradation innerhalb eines Jahres berechnet. Anschließend wird basierend darauf und auf Grundlage der gesetzten Grenze bis EOL die Lebensdauer in Jahren berechnet. Im Rahmen der Kostenschätzung wird auf den Daten der Lebensdauerprognose basierend berechnet, wie viel H₂ über den gesamten Betrachtungszeitraum unter Berücksichtigung der Degradation und des ggf. notwendigen Ersatzes der Komponenten erzeugt oder verbraucht wird.

Nach Beendigung der Simulink-Simulation werden die simulierten Daten in Form von Datenreihen an MATLAB übergeben, wo die Daten zunächst aufbereitet und auf eine 1-min Auflösung umgerechnet werden. Anschließend wird in den Degradationskurven die Degradation in Abhängigkeit von dem im jeweiligen Zeitschritt vorliegenden Parameterwert des Einflussfaktors (Stromdichte, Zellspannung, etc.) ausgelesen. Zusammenfassend sind alle für die Lebensdauerprognose an MATLAB übergebenen Einflussparameter in Tabelle 4.3 aufgeführt. Im letzten Schritt wird die Lebenserwartung (in Jahren) auf Grundlage der in der Wissenschaft angesetzten EOL-Grenze für die jeweilige Komponente ermittelt. Hierbei wurde die Annahme getroffen, dass sich in den Folgejahren keine Änderung in den Rahmenbedingungen des Anwendungsfalls ergibt und sich ein identischer Jahresverlauf der Systemparameter ergibt. [470]

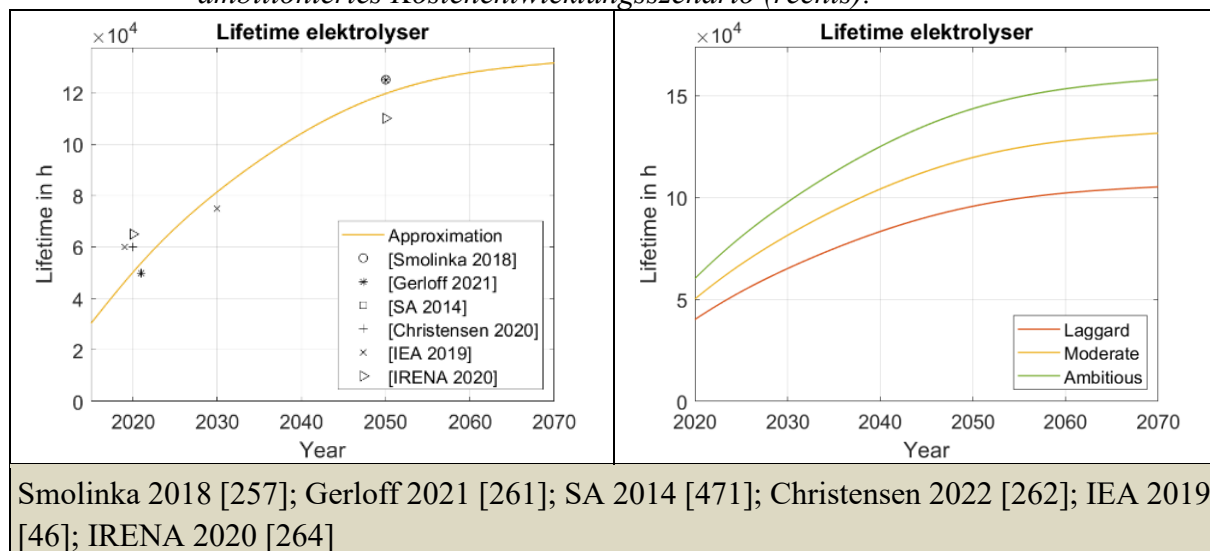
Tabelle 4.3: In die Lebensdauerprognose einfließende Einflussfaktoren.

Komponente	Einflussfaktoren	Einheit
LIB	SOC	%
	C-Rate	
	LIB-Zelltemperatur	°C
	SOC-Gradient	
FC	Zellspannung	V
	FC Betriebszustand	

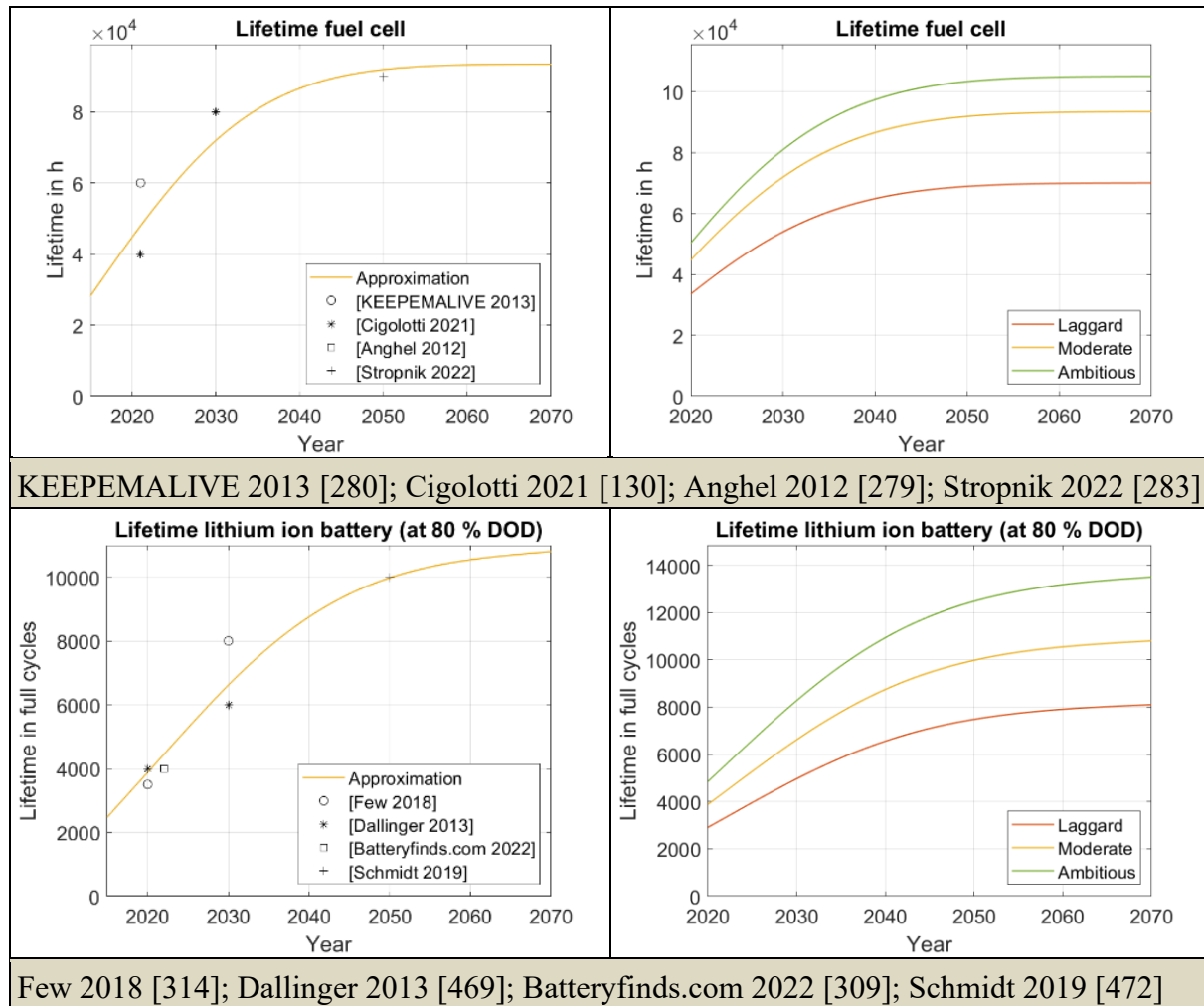
ELY	Stromdichte	A/m ²
-----	-------------	------------------

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse des Energiesystemmodells wird der Kostenentwicklung zur aktuellen Zeit bis zum Jahr 2050 nachgegangen. Dazu ist zum einen die Kostenentwicklung der Komponenten bis 2050 wichtig. Dafür spielt neben der Kostenentwicklung auch die Entwicklung der Lebensdauer eine Rolle. Diese muss in der Wirtschaftlichkeitsanalyse ebenfalls Berücksichtigung finden. Dazu werden Lebensdauerentwicklungsfunktionen auf Basis der in Abschnitt 3.4 zusammengetragenen Literaturangaben zur prognostizierten Lebensdauer aufgestellt. Diese Lebensdauerentwicklungsfunktionen sind in *Tabelle 4.4* (links) dargestellt. Ausgehend von pessimistischen und optimistischen Angaben zur prognostizierten Lebensdauer werden entsprechend der drei Kostenentwicklungsszenarien (langsam, moderat, ambitioniert) (vgl. Abschnitt 4.7.2) werden Lebensdauerentwicklungsfunktionen für drei Szenarien (langsam, moderat, ambitioniert) aufgestellt. Diese Lebensdauerentwicklungsfunktionen der jeweiligen Komponente basierend auf den drei Szenarien sind in *Tabelle 4.4* (rechts) dargestellt.

Tabelle 4.4: Lebensdauerentwicklungsfunktionen für einen Elektrolyseur, eine Brennstoffzelle und eine Lithium-Ionen-Batterie für das moderate Kostenentwicklungsszenario auf Basis verschiedener Literaturquellen (links) und für ein langsames und ambitioniertes Kostenentwicklungsszenario (rechts).



Smolinka 2018 [257]; Gerloff 2021 [261]; SA 2014 [471]; Christensen 2022 [262]; IEA 2019 [46]; IRENA 2020 [264]



4.7 Kostenschätzungsverfahren

Das Ziel der Kostenschätzung ist, die Kosten des Gesamtsystems zu erfassen und für verschiedene Szenarien bewertbar zu machen. Die Eingangsdaten müssen dafür flexibel anpassbar und der Betrachtungszeitraum frei wählbar sein. Der Zeitpunkt der Systemanschaffung kann zwischen 2020 bis 2050 frei festgelegt werden. Außerdem soll das zu entwickelnde Kostenschätzungsverfahren eine flexible Ansetzung der Kosten zulassen und eine Erweiterung der Systembestandteile erlauben. Unter flexibler Ansetzung der Kosten ist zu verstehen, dass bspw. bei den Wartungs- und Instandhaltungskosten verschiedene Ansätze zur Kostenansetzung (z.B. prozentual oder absolut) möglich sein sollen und diese je nach Komponente beliebig gewählt werden können.

Neben den sinkenden Kosten wird aller Voraussicht nach auch die Lebensdauer der wesentlichen Komponenten steigen und ist bei der Kostenschätzung zu berücksichtigen. Hierzu ist zunächst eine Nutzungsdauer für die gesamte Anlage festzulegen. Hierbei ist ein Betrachtungszeitraum von 20–25 Jahre typisch. Der zentrale Bestandteil des Energiesystems, die PV-Anlage, erreicht häufig eine Lebensdauer von über 25 Jahren (siehe Abschnitt 3.4.5). LIB, FC-Stack und ELY-Stack müssen dagegen voraussichtlich innerhalb von 20 Jahren mindestens ein

Mal ersetzt werden. Die meisten anderen Komponenten des Energiesystems gewährleisten in der Regel einen Betrieb über 20 Jahre ohne notwendigen Ersatz. Speziell der Wasserstoffspeicher, welcher einer der größten Kostentreiber des Energiesystems ist, gewährleistet mittlerweile eine Lebensdauer von ungefähr 20 Jahren (siehe Abschnitt 3.4.4). Diesen im Betrachtungszeitraum zu ersetzen, ist nicht zielführend. Daher wird der Kostenschätzung ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren zugrunde gelegt.

4.7.1 Konzept und mathematische Beschreibung

Für die Kostenschätzung wird das Gesamtsystem in Partialsystemkomponenten aufgeteilt. Die jeweiligen Kostenentwicklungen der Systemkomponenten werden im Rahmen von Abschnitt 3.5 vorgestellt. Dabei ist es wichtig, dass diese Kostenentwicklungen für die Größe des betrachteten Systems gelten, da die Kosten in der Regel mit abnehmender Systemgröße steigen. Die Kostenentwicklungskurven zeigen die Kosten in Abhängigkeit von den jeweils relevanten Parametern der Systemkomponente und beruhen auf den Literaturangaben aus Abschnitt 3.5. Die Kurven sind in Abschnitt 4.7.2 dargestellt. In den Systemkosten für verschiedene Partialkomponenten sind üblicherweise alle Komponenten inkludiert, um eine vollständige Funktionalität zu gewährleisten. Die meisten Kosten für die Komponenten werden daher als Systemkosten angesetzt. Darüber hinaus gibt es wenige zusätzliche Systemkomponenten, die keiner Partialkomponente zugerechnet werden können. Zu nennende Gesamtsystemzusätze sind unter anderem für die Vernetzung der Partialkomponenten erforderliche Bauteile wie Verbindungsstücke (Rohrleitungen, Stromleitungen, etc.), aber auch für die Kommunikation der Komponenten erforderliche Bauteile (Sensorik, Datenleitungen, etc.). Wichtig für die Gesamtfunktion der Anlage ist darüber hinaus ein EMS, welches die Steuerung der Energieflüsse übernimmt und Betriebsvorgänge überwacht. Diese Gesamtsystemzusätze können in den Kosten prozentual auf die Gesamtkosten angerechnet werden. Die anzusetzenden Systemkosten werden in vier Kategorien (C) aufgeteilt:

- **C1:** Hauptkomponenten (ELY, FC, LIB): Diese Komponenten müssen ggf. während des Betrachtungszeitraums ersetzt werden, da Teile von ihnen oder die gesamte Komponente das EOL erreicht haben.
- **C2:** Nebenkosten (PV, Wasserstoffspeicher, Kompressor, WP, Gleichspannungswandler, Wechselrichter): Für diese Komponenten wird angenommen, dass sie über den Betrachtungszeitraum langlebig sind, d.h. nicht ersetzt werden müssen. Es fallen dementsprechend nur CAPEX und ggf. Wartungs- und Instandhaltungskosten an.
- **C3:** Netzinteraktionskosten (Netzbezugskosten, Einspeisevergütung): Hierunter fallen alle Kosten, die im Zusammenhang mit dem Stromnetz anfallen oder vergütet werden. Die pauschalierten Kosten werden als über das Jahr konstant angenommen, unterliegen aber einem Trend über die Jahre.
- **C4:** Wartungs- und Instandhaltungskosten: Diese Kosten fallen für alle elektrischen Komponenten an. Für die Berechnung dieser Kosten gibt es verschiedene Möglichkeiten: Pauschal, prozentual in Abhängigkeit von den CAPEX oder in Abhängigkeit von den jeweils relevanten Parametern der Komponente.

Für die Kostenschätzung werden einige Systemdaten benötigt, die im Rahmen der Simulation in Simulink gemessen oder als Eingabeparameter vorgegeben werden. Auf der Basis dieser Systemdaten werden die Kosten der Partialsystemkomponenten geschätzt. Messdaten sind z.B. die H₂-Erzeugung und der H₂-Bedarf innerhalb des simulierten Jahres, die sich im Wesentlichen aus den initial übergebenen Eingangsdatenprofilen und dem initial definierten Systemlayout ergeben. Unter Eingangsparametern wird wiederum die im anfänglichen Systementwurf festgelegten und fixen Parameterwerte verstanden. Die Systemdaten lassen sich in vier Kategorien (S) einteilen:

- **S1:** Unveränderliche, fixe Systemdaten, die keinem zeitlichen Verlauf unterliegen. Dazu gehören z.B. Auslegungsdaten der Komponenten. (LIB-Energieinhalt, FC-Nennleistung, ELY-Nennleistung, PV-Nennleistung)
- **S2:** Variable Systemdaten, die einer Zeitabhängigkeit unterliegen und im Rahmen der Simulation kontinuierlich ermittelt werden. (Netzbezug, Netzeinspeisung, H₂-Erzeugung, H₂-Bedarf)
- **S3:** Hierunter fallen alle Systemdaten, bei denen nur das Maximum oder Minimum einer Zeitreihe von Bedeutung ist. So spielt z.B. die maximale Leistung, die innerhalb eines simulierten Jahres aufgetreten ist, eine Rolle bei der Kostenberechnung der WP. (Maximalleistung WP, Maximalleistung LIB, Maximalleistung Kompressor)
- **S4:** Lebensdauer der Hauptkomponenten ELY, FC, und LIB aus dem Lebensdauerprognoseverfahren. Diese Systemdaten werden erst nach Abschluss der Simulation aus den Ausgabedaten ermittelt. (ELY-Lebensdauer, FC-Lebensdauer, LIB-Lebensdauer)

Die Systemdaten werden mit der Variablen s_i bezeichnet, wobei der Indize i die Komponente i beschreibt. Im Folgenden werden alle Kategorien genauer beschrieben, die anhand von Formeln weiterer mathematischer Bestimmung bedürfen. In *Tabelle 4.5* sind alle Systemdaten zusammengetragen und dabei den vier Kategorien in der Spalte „Kategorie“ zugeordnet.

In **Kategorie S2** gibt es zwei Varianten von Systemdaten. In der **ersten Variante** gehen aus der Simulation ein bestimmter Datenverlauf hervor, wie bspw. die Leistung der PV-Anlage. Zur Bestimmung der gesamten Energiemenge E_i wird über den Leistungsverlauf im Simulationsablauf ein Integral gebildet:

$$E_i = \int_0^{t_s} P_i(t) dt \quad (123)$$

t_s steht hier für die insgesamte Simulationsdauer (1 Jahr) und $P_i(t)$ für die zum Zeitpunkt t vorliegende Leistung. Als **zweite Variante** fällt in diese Kategorie die Masse (in kg) des erzeugten und benötigten H₂. Hierzu ist in Simulink der ELY und die FC so modelliert, dass an den jeweiligen Ausgängen jeweils ein Massenstrom (in kg/s) vorliegt. Die Formel für den Massenstrom q_m ist dabei wie folgt definiert [473]:

$$q_m = \frac{\dot{m}}{dt} = \rho \int_A v \cdot dA = \rho \cdot q_v \quad (124)$$

mit der Dichte

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (125)$$

Die Gesamtmenge des erzeugten und benötigten H_2 lässt sich damit anhand folgender Formel beschreiben:

$$m_{H_2} = \int_{t=0}^{t_s} q_m \cdot dt \quad (126)$$

Zusammen ergibt sich damit folgende Formel für die H_2 -Masse m_{H_2} in kg:

$$m_{H_2} = \int_{t_s} \rho \int_A v \cdot dA \cdot dt \quad (127)$$

Die Gesamtmenge des erzeugten bzw. benötigten H_2 wird in Simulink direkt berechnet und damit nach Abschluss der Simulation als finaler Wert ausgegeben.

Bei **Kategorie S3** müssen innerhalb einer Datenreihe das Maximum oder Minimum daraus gefunden werden. Dies ist bspw. dann wichtig, wenn die Kosten sich daraus ergeben, wie viel Leistung maximal bereitgestellt werden kann. Das Maximum und das Minimum einer Datenreihe lassen sich dabei wie folgt mathematisch beschreiben:

$$s_{i,max} = \max(P_i) \quad (128)$$

$$s_{i,min} = |\min(P_i)| \quad (129)$$

Bei einigen Systemdaten sollte ein **Sicherheitsaufschlag** a für einen auf Autarkie ausgelegten Haushalt erwogen werden, um auch in Worst-Case-Szenarien einen sicheren Betrieb der Anlage gewährleisten zu können. Die Systemdaten ausgewählter Komponenten sind dann mit einem Faktor r_a für den Sicherheitsaufschlag mit $r_a > 1$ zu multiplizieren. Der Faktor r_a berechnet sich wie folgt:

$$r_a = \begin{cases} 1 + a & \text{wenn energieautark} \\ 1 & \text{wenn netzgebunden} \end{cases} \quad (130)$$

mit a für den Sicherheitsaufschlag ($a = 1$ bei 100 % Sicherheitsaufschlag).

Tabelle 4.5: Systemdaten zu den Kostenansetzungen des Kostenschätzungsverfahrens.

Systemdaten	Kenngröße	Benennung	Einheit	Kategorie
s_{ELY}	P_{ELY}	ELY-Nennleistung	kW	S1
$s_{ELY,max}$	$P_{ELY,max}$	ELY-Maximalleistung	kW	S1
s_{FC}	P_{FC}	FC-Nennleistung	kW	S1
$s_{FC,max}$	$P_{FC,max}$	FC-Maximalleistung	kW	S1
$s_{LIB,kap}$	E_{LIB}	LIB-Energieinhalt	kWh	S1
$s_{LIB,LL}$	$P_{LIB,LL}$	LIB max. Ladeleistung	kW	S3
$s_{LIB,EL}$	$P_{LIB,EL}$	LIB max. Entladeleistung	kW	S3
$s_{H_2,ein}$	$m_{H_2,ein}$	H_2 -Speicher produzierter H_2	kg	S2

$s_{H_2,aus}$	$m_{H_2,aus}$	H ₂ -Speicher ausgespeicherter H ₂	kg	S2
s_{PV}	$P_{PV,nom}$	PV-Nennleistung	kW	S1
s_{NB}	E_{NB}	Netzbezug	kWh	S2
s_{EV}	E_{NE}	Netzeinspeisung	kWh	S2
s_{RWWP}	$P_{RWWPmax}$	Raumwärme-WP max. Leistung	kW	S3
s_{WWWP}	$P_{WWWPmax}$	Warmwasser-WP max. Leistung	kW	S3
s_{Komp}	$\dot{m}_{H_2,ein}$	H ₂ -Speicher max. Massenstrom	kg/s	S3
$s_{L,FC}$	-	Lebensdauer FC	a	S4
$s_{L,ELY}$	-	Lebensdauer ELY	a	S4
$s_{L,LIB}$	-	Lebensdauer LIB	a	S4
$s_{L,PV}$	-	Lebensdauer PV	a	S1

Das Prinzip der Kostenkalkulation wird im Folgenden ausführlich beschrieben. Dazu wird eine Unterteilung in die weiter oben bereits vorgestellten Komponenten-Kategorien vorgenommen. In *Tabelle 4.7* sind alle Kostenvariablen mit ihren zugehörigen Systemdaten- und Funktionsreferenzen zusammengetragen. Die *Tabelle 4.7* setzt damit den Bezug zwischen Kostenvariable und den Systemdaten und Kostenfunktionen, welche die Grundlage für die Abschätzung der Kosten der Partialkomponenten bilden.

Kategorie C1: Hauptkomponenten

Die Formel zur Berechnung der Kosten der Hauptkomponenten (HK) setzt sich aus zwei Teilen zusammen. Der erste Teil umfasst die CAPEX beim Kauf einer neuen Komponente und der zweite Teil die Kosten, die beim Ersatz einer Komponente anfallen. Die Kosten $K_{HK,i}$ beziehen sich auf die Gesamtkosten innerhalb des betrachteten Zeitraums und werden anhand folgender Formel berechnet:

$$K_{HK,i} = k_i(t_0) \cdot s_i + \sum_{m=1}^n k_{r,i}(t_m) \cdot s_i \cdot \left(\frac{1}{(1+z)^{t_m-t_0}} \right) \cdot RA \quad (131)$$

Die Zeitwerte (Jahre in Dezimalschreibweise) t spiegeln die Zeitpunkte wider, zu denen die Kosten anfallen. t_m und t_0 sind die Jahre des Ersatzes bzw. der Anschaffung nach dem gregorianischen Kalender. n steht für die Anzahl der notwendigen Ersatzkomponenten innerhalb des Betrachtungszeitraums. t_0 ist das Jahr der Erstanschaffung. t_1 steht für das Jahr, in dem die Komponente i zum ersten Mal ersetzt werden muss und z steht für den kalkulatorischen Zinssatz. Während für die Erstanschaffung des Systems die Kostenfunktion $k_i(t)$ verwendet wird, wird für den Ersatzkostenanteil eine andere Kostenfunktion $k_{r,i}(t)$ verwendet. Die Kostenfunktion k_i beschreibt die gesamten Systemkosten, während die Kostenfunktion $k_{r,i}$ nur die Kosten der Systemkomponenten beschreibt, die bei Ersatz anfallen. Bspw. muss beim Ersatz des ELY oder der FC nicht das gesamte System ersetzt werden, sondern nur einzelne Systembestandteile wie die Stacks. Für die übrigen Systembestandteile wird dagegen eine Lebensdauer von 20

Jahren angenommen. Sollte dennoch bei einem der übrigen Systembestandteile aufgrund von Verschleiß eine Reparatur notwendig werden, werden diese durch die Wartungs- und Instandhaltungskosten abgedeckt.

Beim Ersatz von Komponenten wird davon ausgegangen, dass die gleiche Technik wie bei der Erstbeschaffung eingesetzt wird. Auch wenn aktuell bestimmte Technologietypen (PEM-ELY, PEMFC und LIB) im Fokus der Wissenschaft liegen, wird aber weiterhin Forschung in Richtung neuer Technologien betrieben. Daher ist ggf. damit zu rechnen, dass die aktuell meistgenutzten und vielversprechendsten Technologietypen nicht zwingend auch zukünftig die populärsten sein werden. Daher wird das Lebensdauerprognoseverfahren so gestaltet, dass auch die Möglichkeit einer Anpassung auf andere Technologien möglich ist. Wichtig ist hierbei, dass eine Anpassung der zugrunde zu legenden Degradationswerte, aus denen automatisiert Degradationsfunktionen erzeugt werden, einfach vorzunehmen ist und das Grundgerüst des Verfahrens erhalten bleiben kann.

Tabelle 4.7 zeigt die Zuordnungen der Kostenfunktionen und Ersatzkostenfunktionen zu den jeweiligen Kostenvariablen $K_{HK,i}$ zu den einzelnen Komponenten. Die Kostenfunktionen und Ersatzkostenfunktionen der einzelnen Komponenten sind in Abschnitt 4.7.2 aufgeführt. s_i steht für den Systemdatenbezug, der jeder Komponente spezifisch zugeordnet ist. Eine detaillierte Beschreibung der Systemdaten und ihrer Zuordnung zu den Kosten jeder Komponente $K_{HK,i}$ findet sich in *Tabelle 4.7*.

t_m beschreibt die Jahre, in denen die Komponente weitere Male ersetzt werden muss und wird wie folgt angesetzt:

$$t_m = s_{i,i} \cdot \frac{l_i(t_{m-1})}{l_i(t_{ref})} + t_{m-1} \quad (132)$$

l_i stellt die entsprechende Lebensdauerentwicklungsfunktion der Komponente i (ELY, FC, LIB) dar, die den erwarteten Anstieg der Lebensdauer in den Jahren bis 2070 abbildet (siehe *Tabelle 4.4*). Die Lebensdauerentwicklungsfunktion l_i basiert auf dem Stand der Technik zum Zeitpunkt der Funktionsaufstellung. Allerdings ist je nach Betrachtungsjahr ein anderer Stand der Technik zu erwarten. 2050 wird die Entwicklung fortgeschritten sein und die Degradation in einem bestimmten Betriebspunkt niedriger sein als der aktuelle Stand der Technik. Dieser Effekt wird durch die Lebensdauerentwicklungsfunktion berücksichtigt. t_{ref} ist das Jahr, auf das das Lebensdauerprognose-Verfahren in Simulink referenziert ist, und $l_i(t_{ref})$ entspricht damit der maximalen Lebensdauer der Komponente i , die im Jahr t_{ref} anzunehmen ist. Demgegenüber entspricht $l_i(t_{m-1})$ der maximalen Lebensdauer, die die Komponente i zum Zeitpunkt des jeweiligen Ersatzes entsprechend der Lebensdauerentwicklungsfunktion aufweist. $s_{i,i}$ ist die prognostizierte Lebensdauer, die im Rahmen der Lebensdauerprognose für die Komponente i (bezogen auf t_{ref}) ermittelt wurde.

Die Hauptkomponenten unterliegen der Notwendigkeit eines Ersatzes, sobald das EOL der Komponente erreicht wird. Nach Abschnitt 3.4 sind die Lebensdauern der Hauptkomponenten abhängig vom Anwendungsfall und dem Betriebsverhalten begrenzt und bedürfen daher eines Ersatzes, der ggf. im Betrachtungszeitraum liegt. Hierin liegt der wesentliche Unterschied zu

den Nebenkompenten, deren Lebensdauer unter normalen Betriebsbedingungen über dem Betrachtungszeitraum liegt und damit kein Ersatz notwendig ist. Ein weiterer Unterschied ist der Entwicklungsstand der Hauptkomponenten. Was die Wasserstofftechnik und hier explizit die ELYs und FCs anbelangt, ist in den nächsten Jahren ein deutlicher Entwicklungssprung sowohl im Ressourceneinsatz, den Produktionskosten und der Lebensdauer zu erwarten. Auch bei den LIBs ist aufgrund der schon jetzt erheblich steigenden Nachfrage (gerade für E-Autos, aber auch für stationäre Anwendungen wie bspw. Solarspeicher) ein deutlicher Entwicklungsschritt zu erwarten. Durch die Intensivierung der Forschung zu den Hauptkomponenten ist demzufolge zu erwarten, dass eine Ersatzkomponente eine längere Lebensdauer hat als die ursprünglich eingebaute Komponente. Aus diesem Grund wird in der Formel für t_m der Faktor r_l eingeführt:

$$r_l = \frac{l_i(t_{m-1})}{l_i(t_{ref})} \quad (133)$$

Dabei wird davon ausgegangen, dass ein Bauteil im Jahr des Ersatzes (t_{m-1}) eine um diesen Faktor r_l höhere zu erwartende „theoretisch mögliche“ Lebensdauer aufweist als zu dem Zeitpunkt t_{ref} , auf den das Lebensdauerprognose-Verfahren referenziert ist. Hier wird von „theoretisch möglich“ gesprochen, da die Lebensdauerangaben einer Lebensdauerfunktion entstammen, der Lebensdauerangaben aus der Literatur unterliegen, die als in dem entsprechenden Jahr unter optimalen Prüfstandbedingungen als theoretisch möglich anzunehmen sind.

Mit dem Faktor RA (für Restwertanteil) werden die anteiligen Kosten (lineare Abschreibung), die dem Betrachtungszeitraum anzurechnen sind, berechnet, wenn die Lebensdauer des beim letzten im Betrachtungszeitraum notwendig gewordenen Ersatzes der Komponente i über den Betrachtungszeitraum hinaus reichen:

$$RA = \begin{cases} 0 & \text{wenn } t_m > t_e \\ \frac{t_e - t_m}{t_{m+1} - t_m} & \text{wenn } t_m < t_e \text{ und } t_{m+1} > t_e \\ 1 & \text{sonst} \end{cases} \quad (134)$$

t_e beschreibt hier das Jahr des Endes des Betrachtungszeitraums, t_{m+1} den über das Ende des Betrachtungszeitraums t_e hinausgehenden letztmaligen Ersatzzeitpunkt und t_m den letztmaligen noch im Betrachtungszeitraum liegenden Ersatzzeitpunkt. Der Definitionsbereich von m ist wie folgt gegeben:

$$\mathbb{D} = \{m \in \mathbb{N} : n \geq m \geq 1\} \quad (135)$$

Kategorie C2: Nebenkompenten

Unter die Nebenkompenten (NK) fallen alle Komponenten, die nur einmalig angeschafft und nicht ersetzt werden müssen, d.h. die eine uneingeschränkte und nicht degradierende Nutzung über den gesamten Betrachtungszeitraum gewährleisten. In diesem Fall sind nur einmalige CAPEX zu zahlen, die direkt zum Zeitpunkt der Anschaffung anfallen und daher nicht mehr abgezinst werden müssen. Die Kosten für solche Komponenten $K_{NK,i}$ werden wie folgt berechnet:

$$K_{NK,i} = k_i(t_0) \cdot s_i \quad (136)$$

Eventuelle Reparaturen oder der Ersatz von Einzelteilen sind durch die Wartungs- und Instandhaltungskosten abgedeckt.

Um die Wasserstoffspeicherkosten zu berechnen, muss zunächst die Speichergröße ermittelt werden, die für die maximal benötigte und damit zu speichernde H_2 -Menge über einen Zeitraum von einem Jahr erforderlich ist. Dabei ist die Degradation der FC zu berücksichtigen, die zu einem über die Jahre steigenden H_2 -Bedarf führt. Die Degradation der FC wird mit maximal 10–20 % bis EOL angegeben (siehe Abschnitt 3.4.2). Im letzten Jahr der Nutzung ist der H_2 -Bedarf dementsprechend um ca. 10–20 % höher als im ersten simulierten Jahr. Die Wasserstoffspeicherkosten müssen daher auf der Basis des ca. 1,1- bis 1,2-fachen des in der Simulation angegebenen H_2 -Bedarfs geschätzt und referenziert werden. Der genaue Multiplikator wird im Rahmen der Anwendung der Kostenschätzung ermittelt.

Kategorie C3: Netzinteraktion

Hier muss zwischen netzgekoppelten und energieautarken Energiesystemen unterschieden werden. Im Falle eines **energieautarken Systems** kann überschüssiger Strom nicht in das öffentliche Netz eingespeist werden und gilt daher als Überschuss, der nicht genutzt werden kann. Diese fallen überwiegend dann an, wenn der LIB vollständig geladen ist, die Energieüberschüsse im System aber nicht ausreichen, um über die Minimalleistung des ELY zu kommen, oder im zweiten Fall über die maximale Leistung des ELY hinausgehen, und die Energie damit nicht zur H_2 -Erzeugung genutzt werden kann. In einem energieautarken Energiesystemen muss eine geeignete Auslegung gefunden werden, die gewisse Anforderungen erfüllt. Zur Ermittlung der bestgeeigneten Systemauslegung werden verschiedene Systemauslegungsoptionen simuliert und bewertet, von denen die kostengünstigste Auslegung unter zwei Nebenbedingungen ausgewählt wird (vgl. Abschnitt 4.8):

- Das Stromdefizit E_{SD} darf 2 % des gesamten jährlichen Strombedarfs nicht überschreiten. In dieser Größenordnung ist es leicht möglich, den Strom durch Lastverschiebung umzuverteilen, ohne dass es zu merklichen Auswirkungen kommt. Das entstehende Stromdefizit wird über die Kostenkompensation K_{SDK} unter Verwendung des Kostentyps $LCOH_{SDK}$ (LCOH zur Stromdefizitkompensation (SDK)) ausgeglichen.
- Es muss eine positive H_2 -Bilanz mit höherer H_2 -Erzeugung im Vergleich zum H_2 -Bedarf über den gesamten Nutzungszeitraum vorliegen.

Dieses maximale Stromdefizit ist so gering, dass es keinen Einfluss auf die als ideal ermittelte Systemauslegung hat. Dennoch muss dieses Stromdefizit durch das Energiesystem gedeckt werden, weshalb eine Kostenausgleichsrechnung durchgeführt werden muss. Dieses Stromdefizit tritt hauptsächlich im Winter auf, wenn das Wasserstoffsystem einen wesentlichen Beitrag zur Deckung des Strombedarfs leistet. Entsprechend muss dieses Stromdefizit durch zusätzlich produzierten H_2 gedeckt werden.

Der Kostenparameter für den Ausweis des Stromdefizitausgleichs $LCOH_{SDC}$ hat die Einheit €/kg_{H_2} . Für den zusätzlich anfallenden H_2 -Bedarf muss Strom erzeugt und die Speicherung im

Wasserstoffspeicher vorgesehen werden. Dieser Kostenparameter $LCOH_{SDK}$ beinhaltet dementsprechend die Kosten der PV-Anlage $K_{PVf\ddot{u}rH_2}$ (für den Anteil, der für die H_2 -Erzeugung genutzt wird), die Kosten des ELY K_{ELY} , die Kosten des Wasserstoffspeichers $K_{H_2Speicher}$ und die Kosten des Kompressors K_{Komp} . Die Kostenparameter beinhalten alle CAPEX zum Zeitpunkt $t = 0$. Die FC muss nicht in $LCOH_{SDK}$ berücksichtigt werden, da keine Auslegungsänderung zur Deckung des geringen Stromdefizits erforderlich ist. Der Kostenparameter $LCOH_{SDK}$ wird wie folgt berechnet:

$$LCOH_{SDK} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{K_{NK,PVf\ddot{u}rH_2} + K_{HK,ELY} + K_{NK,H_2Speicher} + K_{NK,Komp}}{(1+z)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{el,Bedarf,t}}{(1+z)^t}} \quad (137)$$

Hierbei bezeichnet t das Betrachtungsjahr, n steht für die gesamten Nutzungsjahre und $E_{el,Bedarf,t}$ steht für den el. Energiebedarf im Jahr t . Die Kosten für den Stromdefizitausgleich K_{SDK} werden wie folgt berechnet:

$$K_{SDK} = E_{SD} \cdot LCOH_{SDK} \quad (138)$$

Um eine Autarkie zu gewährleisten, muss auch die **Degradation** der FC und des ELY berücksichtigt werden, die mit steigendem H_2 -Bedarf und sinkender H_2 -Erzeugung im Laufe der Jahre einhergeht. Dies gilt so lange, bis diese Komponenten ihr EOL erreicht haben und ersetzt werden müssen. Die Degradation beginnt dann für die Ersatzkomponente von neuem. Die Komponenten müssen entsprechend dimensioniert werden, damit die Eigenversorgung des Haushalts auch bei sehr fortgeschrittener Degradation gewährleistet werden kann. Aus diesem Grund wird bei der Optimierung darauf geachtet, dass der degradationsbedingte H_2 -Bedarf durch die degradationsbedingte H_2 -Erzeugung über die gesamte Nutzungsdauer gedeckt werden kann.

Die H_2 -Erzeugung wird durch die **Degradation des ELY** beeinflusst. Daher muss ein Degradationsterm hinzugefügt und für die gesamte Nutzungsdauer angesetzt werden. Dabei ist nicht nur die Degradation zu berücksichtigen, sondern auch ein eventuell erforderlicher Stackersatz. Die während des Betrachtungszeitraums insgesamt erzeugte H_2 -Menge $m_{H_2Prod,ges}$ kann unter Berücksichtigung von Degradation und Stackersatz anhand folgender Formel berechnet werden:

$$m_{H_2Prod,ges} = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{t=0}^{t_i-1} m_{H_2Prod} (1 - DEG_{ELY,i} \cdot t) \cdot Prop_{i,t} \right) \quad (139)$$

n ist die Anzahl der ELY-Stacks, die während des Nutzungszeitraums verwendet werden, m_{H_2Prod} ist die H_2 -Erzeugung durch den ELY während eines Simulationsjahres, $DEG_{ELY,i}$ ist die Degradation des i -ten ELY innerhalb eines Jahres, t ist das Betrachtungsjahr und t_i ist die Lebensdauer des i -ten ELY in Jahren, aufgerundet auf die nächste ganze Zahl. $Prop_{i,t}$ stellt den Anteil der H_2 -Erzeugung des i -ten ELY im jeweiligen Betrachtungsjahr dar. $Prop_{i,t}$ wird exemplarisch wie in *Tabelle 4.6* dargestellt berechnet, wobei eine Nutzungsdauer von 20 Jahren und 3 ELY-Stacks für das Beispiel angenommen werden. Der Zeitpunkt $t = 0$ beschreibt das erste Betriebsjahr nach der Anschaffung.

Tabelle 4.6: Beispiel für die Berechnung des Anteils des i -ten ELY an der H_2 -Erzeugung während des Nutzungszeitraums.

t	0	1	2	3	4	5	6	7	8
$Prop_{1,t}$	1	1	1	1	1	1	0,2		
$Prop_{2,t}$	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5
$Prop_{3,t}$	1	1	1	1	1	0,3			

Der H_2 -Bedarf wird wiederum durch die **Degradation der FC** beeinflusst. Der H_2 -Bedarf $m_{H_2Bed,ges}$ über den Betrachtungszeitraum kann mithilfe folgender Formel berechnet werden:

$$m_{H_2Bed,ges} = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{t=0}^{t_i-1} m_{H_2Bed} (1 + DEG_{FC,i} \cdot t) \cdot Prop_{i,t} \right) \quad (140)$$

mit m_{H_2Bed} für die Menge des H_2 -Bedarfs der FC während des einen Simulationsjahres und $DEG_{FC,i}$ für die Degradation der i -ten FC innerhalb eines Jahres.

Im Falle eines **netzgekoppelten Energiesystems** wird der Netzbezug durch das öffentliche Stromnetz gedeckt, was zu entsprechenden Netzbezugskosten K_{NB} führt. Umgekehrt können auch Stromüberschüsse in das öffentliche Netz eingespeist werden und führen so zu einer Einspeisevergütung K_{EV} . Die Netzbezugskosten k_{NB} und die Einspeisevergütung k_{EV} unterliegen einer Stufenfunktion (siehe *Tabelle 4.8*) und es wird angenommen, dass sich die Netzbezugskosten und die für das jeweilige Jahr geltende Einspeisevergütung nur zu Beginn des Jahres ändern. Die Formeln für die Netzbezugskosten K_{NB} und die Einspeisevergütung K_{EV} lauten wie folgt:

$$K_{NB} = \sum_{t=t_0}^{t_e} k_{NB}(t) \cdot s_{NB} \cdot \left(\frac{1}{(1+z)^{t-t_0}} \right) \quad (141)$$

$$K_{EV} = \sum_{t=t_0}^{t_e} k_{EV}(t) \cdot s_{EV} \cdot \left(\frac{1}{(1+z)^{t-t_0}} \right) \quad (142)$$

Dabei sind s_{NB} und s_{EV} die Systemdaten aus der Simulation für Netzbezug und Netzeinspeisung in kWh.

Kategorie C4: Wartung und Instandhaltung

Für die Ansetzung von Wartung und Instandhaltung (W&I) gibt es zwei Möglichkeiten. In einem Fall werden die Kosten anteilig (prozentual) zu den ursprünglichen CAPEX berechnet. Im anderen Fall werden die W&I-Kosten als Absolutwert in Bezug auf den wichtigsten Parameter der Komponente (z. B. €/kWp für eine PV-Anlage) ausgewiesen. Die Kosten für die **W&I-Kostenrechnung mit dem prozentualen Ansatz** werden gemäß folgender Formel berechnet:

$$K_{W\&I,i} = \sum_{t=t_0}^{t_e} a_i(t) \cdot K_{i,bem}(t) \cdot \left(\frac{1}{(1+z)^{t-t_0}} \right) \quad (143)$$

$a_i(t)$ ist der prozentuale Kostenanteil für W&I im Jahr t . $K_{i,bem}$ stellt die Bemessungskosten (bem) der anfallenden W&I-Kosten dar. Bei Neuanschaffungen werden zunächst die CAPEX der Komponente i als Bemessungskosten $K_{i,bem}$ angesetzt, während ab dem Zeitpunkt, an dem die Komponente i ganz oder teilweise ersetzt werden muss, die neuen Gesamtkosten als Bemessungsgrundlage für die Berechnung der W&I-Kosten verwendet werden. Ab dem Zeitpunkt, an dem die Komponente i ersetzt werden muss, ersetzen die Kosten der Ersatzkomponente den ursprünglichen Kostenanteil für diese Komponente, während die übrigen Systemkosten zum Zeitpunkt der Anschaffung beibehalten werden. Ist in einem Jahr kein Ersatz erforderlich, bleibt die Berechnungsgrundlage die gleiche wie im Vorjahr. Die Bemessungskosten $K_{i,bem}$ werden wie folgt berechnet:

$$K_{i,bem}(t) = \begin{cases} K_i(t) & \text{wenn } > 0 \\ K_{i,bem}(t-1) & \text{sonst} \end{cases} \quad (144)$$

Im Falle des Wasserstoffsystems werden die W&I-Kosten gebündelt und für das gesamte System quantifiziert. Die Kosten für die Berechnungsgrundlage $K_{i,bem}$ enthalten folgende Kostenbestandteile für das Wasserstoffsystem:

$$K_{H_2\text{Sys},bem} = K_{ELY,bem} + K_{FC,bem} + K_{H_2\text{Speicher},bem} + K_{Komp,bem} \quad (145)$$

Eine von einer Kostenfunktion $k_{W\&I,i}(t)$ und der Systemdaten-Referenzgröße s_i abhängige Formel für die **W&I-Kostenberechnung nach absoluten Kosten** in Bezug auf den Schlüsselparameter der Komponente i wird wie folgt berechnet:

$$K_{W\&I,i} = \sum_{t=t_0}^{t_e} k_{W\&I,i}(t) \cdot s_i \cdot \left(\frac{1}{(1+z)^{t-t_0}} \right) \quad (146)$$

Tabelle 4.7: Kostenvariablen mit ihren zugehörigen Systemdaten- und Funktionsreferenzen.

Kostenvariable	Kostenansatzung Komponente	Systemdatenreferenz	Funktionsreferenz
$K_{HK,ELY}$	Kosten ELY-System	s_{ELY}	$k_{ELY}(t)$ $k_{r,ELY}(t)$ $l_{ELY}(t)$
$K_{HK,FC}$	Kosten FC-System	s_{FC}	$k_{FC}(t)$ $k_{r,FC}(t)$ $l_{FC}(t)$
$K_{HK,LIB}$	Kosten LIB-System	$s_{LIB,kap}$	$k_{LIB}(t)$ $k_{r,LIB}(t)$ $l_{LIB}(t)$
$K_{NK,PV}$	Kosten PV-System	s_{PV}	$k_{PV}(t)$
$K_{NK,H_2\text{Speicher}}$	Kosten Wasserstoffspeicher-System	$s_{H_2,ein}$	$k_{H_2\text{Speicher}}(t)$

$K_{NK,WP}$	Kosten WP-System	$max(\vec{s}_{RWWP} + \vec{s}_{WWWP})$	$k_{LWP}(t)$ oder $k_{GWP}(t)$
$K_{NK,Komp}$	Kosten Kompressor	s_{Komp}	$k_{Komp}(t)$
$K_{NK,KonvHN \rightarrow LIB}$	Kosten Bidirektionaler AC/DC-Wandler zwischen Haushaltsnetz (HN) und LIB	$max(s_{LIB,LL}, s_{LIB,EL})$	$k_{K(Bi)}(t)$
$K_{NK,KonvFC \rightarrow HN}$	Kosten Wechselrichter zwischen FC und Haushaltsnetz (HN)	$s_{FC,max}$	$k_{K(DCAC)}(t)$
$K_{NK,KonvPV \rightarrow ELY}$	Kosten DC/DC-Wandler zwischen PV-Anlage und ELY	$s_{ELY,max}$	$k_{K(DCDC)}(t)$
K_{NB}	Kosten für Netzbezug	s_{NB}	$k_{NB}(t)$
K_{EV}	Einspeisevergütung	s_{EV}	$k_{EV}(t)$
$K_{W\&I,H2Sys}$	Wartungs- und Instandhaltungskosten Wasserstoffsystem	$K_{H2Sys,bem}$	$a_{W\&I,H2Sys}(t)$
$K_{W\&I,PV}$	Wartungs- und Instandhaltungskosten PV-System	s_{PV}	$k_{W\&I,PV}(t)$
$K_{W\&I,LIB}$	Wartungs- und Instandhaltungskosten LIB-System	$s_{LIB,kap}$	$k_{W\&I,LIB}(t)$
$K_{W\&I,WP}$	Wartungs- und Instandhaltungskosten Wärmesystem	$max(\vec{s}_{RWWP} + \vec{s}_{WWWP})$	$k_{W\&I,LWP}(t)$ oder $k_{W\&I,GWP}(t)$
K_{SDK}	Kosten für Stromdefizitkompensation	s_{GP}	$LCOH_{SDK}$

Kapitalwert des Gesamtsystems

Der Fokus der Arbeit liegt zwar auf der Untersuchung eines energieautarken Wasserstoffhauses, der Aufbau eines Kostenschätzungsverfahrens für netzgekoppelte Energiesysteme ermöglicht aber den Vergleich des Wasserstoffhauses mit netzgekoppelten Systemvarianten. Damit lassen sich die Systemkosten verschiedener Systemvarianten berechnen und auf Basis des gleichen Modellansatzes miteinander vergleichen. Daher wird das Kostenschätzungsverfahren ebenfalls für netzgekoppelte Energiesysteme aufgebaut. Der **Kapitalwert eines netzgekoppelten Energiesystems** $K_{gesamt,NG}$ setzen sich zusammen aus der Summe der in jeder Kostenkategorie vorhandenen Komponenten n_{Main} , n_{Anc} und $n_{O\&M}$ plus den Netzbezugskosten K_{NB} und minus der Einspeisevergütung K_{EV} :

$$K_{gesamt,NG} = \sum_{i=1}^{n_{HK}} K_{HK,i} + \sum_{i=1}^{n_{NK}} K_{NK,i} + K_{NB} - K_{EV} + \sum_{i=1}^{n_{W\&I}} K_{W\&I,i} \quad (147)$$

Beim **Kapitalwert eines energieautarken Energiesystems** $K_{gesamt,EA}$ sind die Netzbezugskosten K_{NB} und die Einspeisevergütung K_{EV} exkludiert. $K_{gesamt,EA}$ berechnet sich damit wie folgt:

$$K_{gesamt,EA} = \sum_{i=1}^{n_{HK}} K_{HK,i} + \sum_{i=1}^{n_{NK}} K_{NK,i} + \sum_{i=1}^{n_{W\&I}} K_{W\&I,i} + K_{SDK} \quad (148)$$

Im Fall eines energieautarken Energiesystems würden die Gebühren für einen Netzanschluss wegfallen. Hierzu sollten allerdings Sicherheitsaufschläge angenommen werden, um eine ganzjährige Versorgungssicherheit zu garantieren. Der Frage nach sinnvollen Sicherheitsaufschlägen bei Unsicherheit der Lastcharakteristik und des Wetters wird als Teil der Robustheits- und Sensitivitätsanalyse nachgegangen, die in Abschnitt 5.4 vorgestellt wird.

4.7.2 Kostenentwicklungsfunktionen

In Abschnitt 3.5 wird die Literaturrecherche zu den Kosten aller Systemkomponenten beschrieben und strukturiert. Dabei werden neben aktuellen Kosten auch Kostenprognosen für zukünftige Jahre teils bis 2050 gegeben. Diese aktuellen Kosten und die Kostenprognosen weichen ausgehend von verschiedenen Quellen teils deutlich voneinander ab. Daher ist es nicht ohne weiteres möglich, daraus konkret abzuleiten, welche Kosten zutreffend sind. Außerdem weichen die Kosten in der Realität je nach Anbieter ebenfalls voneinander ab. Daher werden die Durchschnittskosten aller vorhandenen Literaturquellen bestimmt und eine Kostenentwicklungskurve daraus approximiert. Für jede Komponente wird auf Basis der Literaturrecherche ein Diagramm erstellt, in das die Kosten verschiedener Quellen einfließen. In den Diagrammen werden alle Kostenangaben mit deren jeweiligen Zeitpunkt zusammengestellt. Aus diesen Daten wird dann eine Kostenprognosefunktion für das Jahr 2020 bis 2050 entwickelt. Diese Kostenfunktion wird aus allen Daten approximiert und stellt die nächste Näherung zu diesen Datenwerten dar. Die daraus abgeleiteten Diagramme sind für jeder Komponente in *Tabelle 4.8* dargestellt.

Die Kostenprognosefunktionen aus *Tabelle 4.8* beschreiben einen **moderaten Kostenentwicklungspfad** (engl.: moderate). Einige Literaturquellen beschreiben darüber hinaus auch Kostenprognosen für einen langsamen und einen ambitionierten **Kostenentwicklungspfad**. Der **langsame Kostenentwicklungspfad** (engl.: laggard) basiert auf der Annahme, dass der Übergang und die Bemühungen um ein klimafreundliches Energiesystem langsamer als erforderlich verlaufen und die Kosten für die wichtigsten Komponenten daher langsamer sinken werden. Der **ambitionierte Kostenentwicklungspfad** (engl.: ambitious) basiert dagegen auf der Annahme, dass es zu einem schnelleren Übergang und einer entsprechend größeren Kostensenkung kommt. Ausgehend von den Literaturquellen, die einen langsamen und einen ambitionierten Kostenentwicklungspfad spezifizieren, und der in *Tabelle 4.8* (links) dargestellten approximierten Kostenfunktion unter einem moderaten Kostenentwicklungspfad werden drei unterschiedliche Kostenentwicklungsfunktionen für die drei Kostenentwicklungspfade „langsam, moderat und ambitioniert“ abgeleitet. Diese entsprechenden Kostenfunktionen finden sich in *Tabelle 4.8* (rechts). Manche, die Zusatzkomponenten betreffenden, Kostenfunktionen werden für alle drei Kostenentwicklungsszenarien gleichermaßen angesetzt, sofern dazu keine verschiedenen Szenarien in der Literatur definiert sind.

Bei der Kostenschätzung sind die Ersatzkosten der Hauptkomponenten FC, ELY und LIB zu berücksichtigen, dessen Lebensdauer aus der Lebensdauerprognose hervorgeht. Dazu ist auch die Kostenentwicklung der Ersatzkosten der Komponenten wichtig, die bezogen auf den zu

ersetzenden Teil des Gesamtsystems angesetzt werden. Für den ELY und die FC sind die Ersatzkosten entsprechend bezogen auf einen Stack angegeben. Bei einer LIB muss dagegen bei EOL zumeist das gesamte System ausgetauscht werden, weswegen hier für den Ersatz die normalen Systemkosten angesetzt werden. Die Ersatzkosten sind ebenfalls in *Tabelle 4.8* dargestellt.

Tabelle 4.8: *Kostenentwicklungsfunktionen der Systemkomponenten bei moderatem Kostenentwicklungsszenario basierend auf Literaturangaben (linke Spalte) und Kostenentwicklungsfunktionen für drei verschiedene Kostenentwicklungsszenarien Langsam, Moderat und Ambitioniert (rechte Spalte) (die Kosten beziehen sich explizit auf kleinskalige Systeme zur Nutzung in einem Privathaushalt) (M&R steht für Maintenance and Repair (dt.: Wartung und Instandhaltung)).*

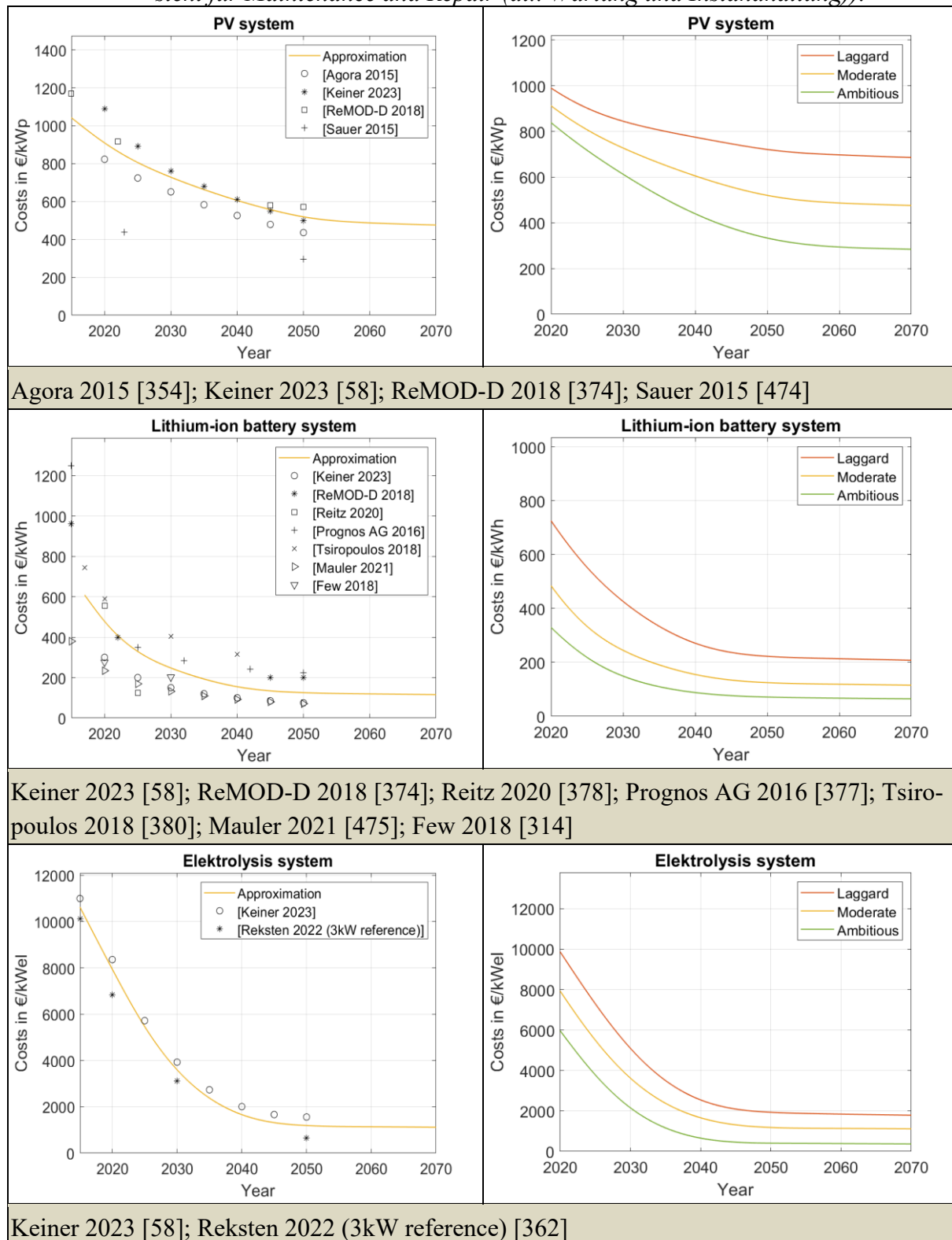


Tabelle 4.8: (Fortsetzung).

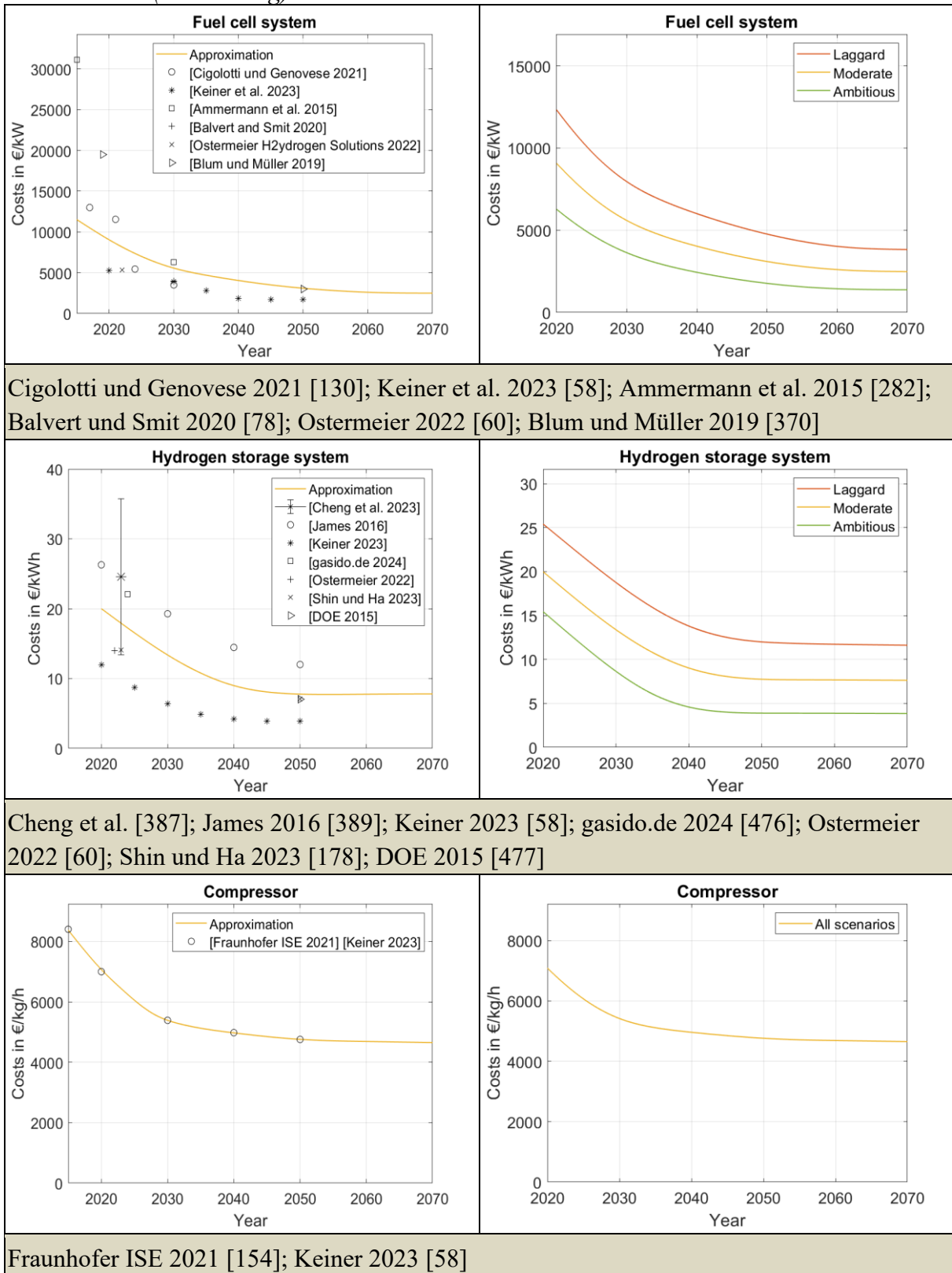


Tabelle 4.8: (Fortsetzung).

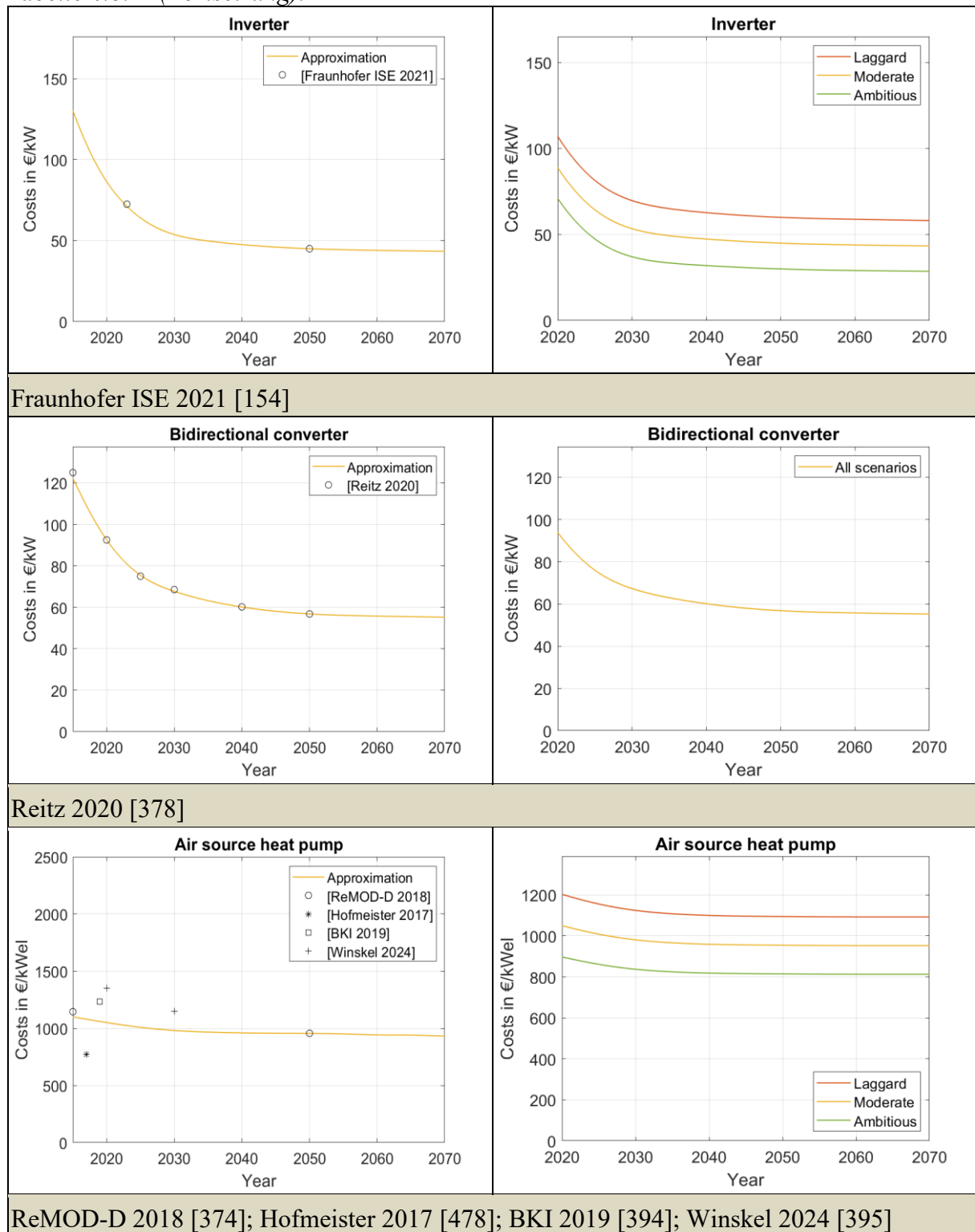


Tabelle 4.8: (Fortsetzung).

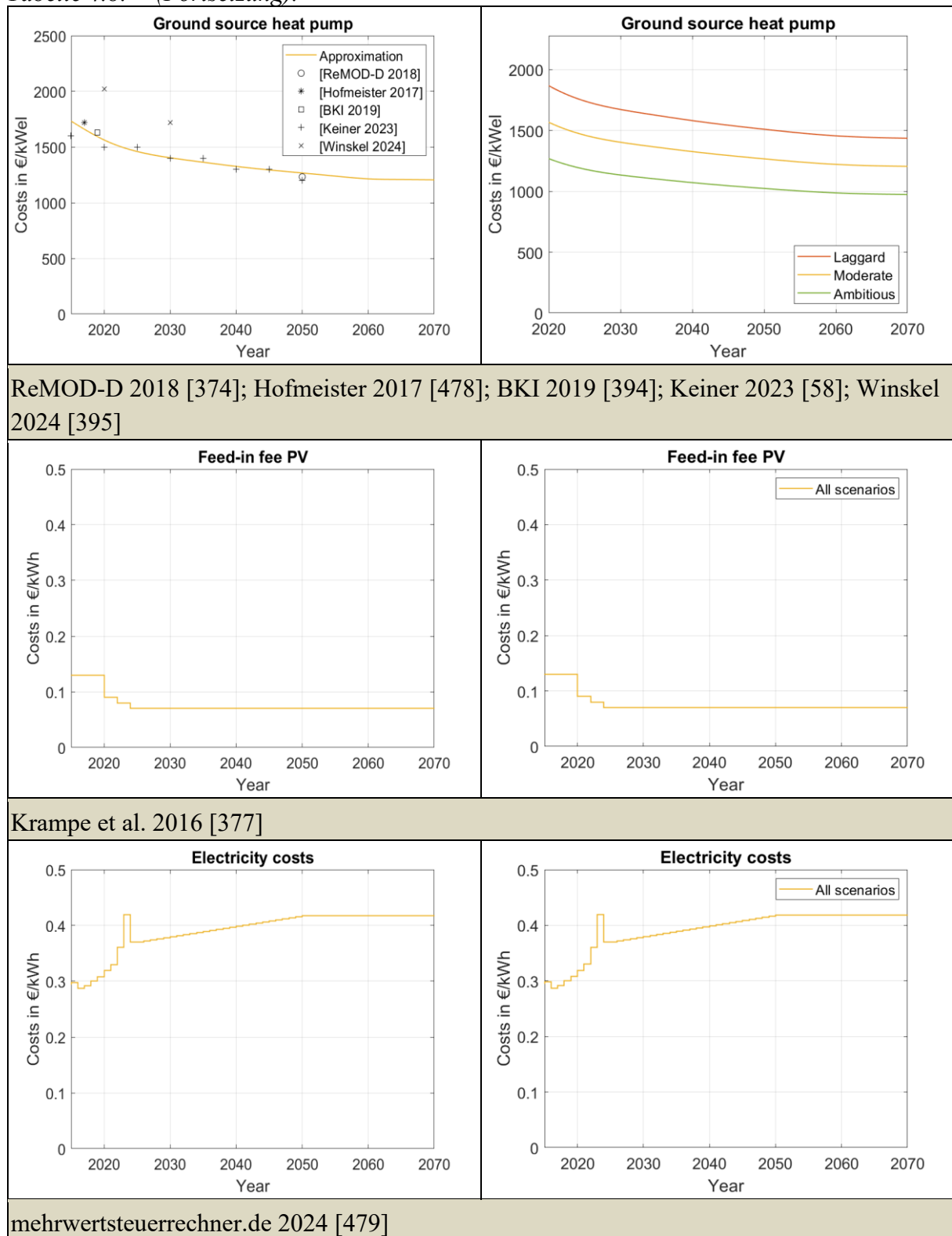
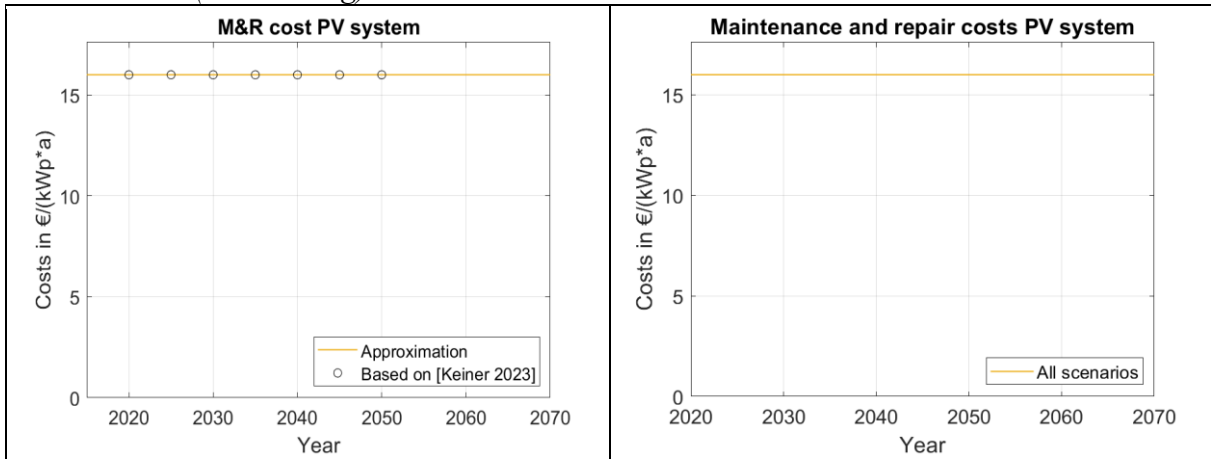
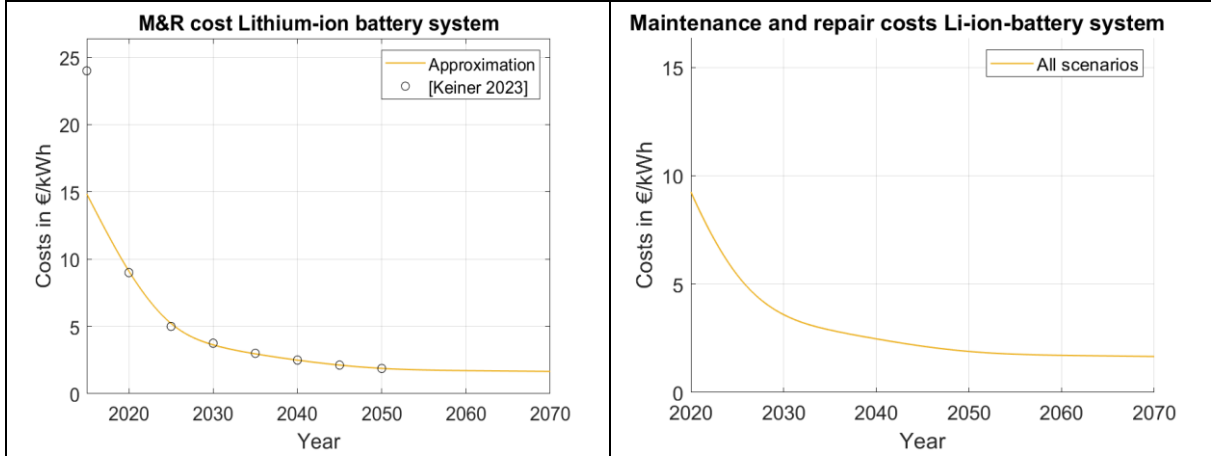


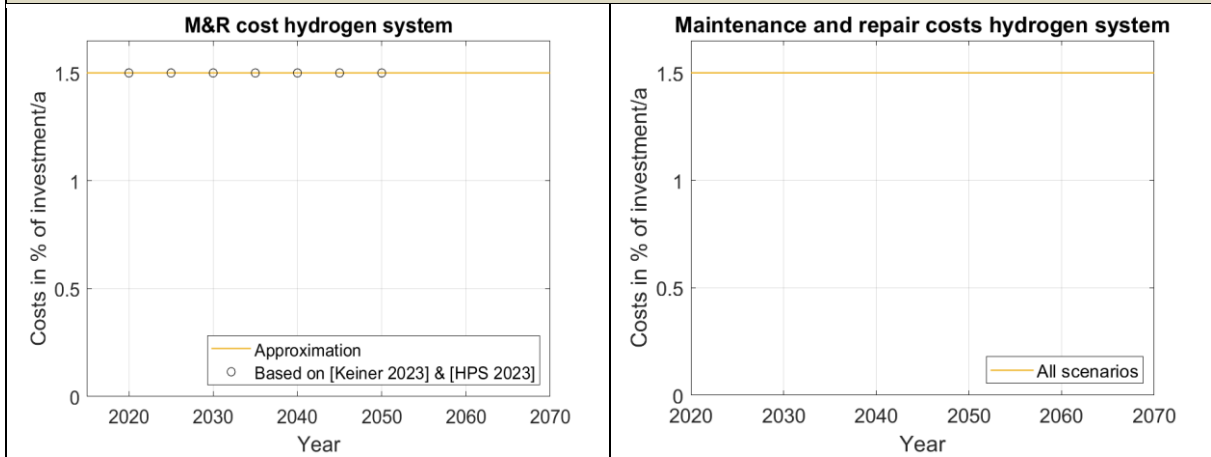
Tabelle 4.8: (Fortsetzung).



Keiner 2023 [58]

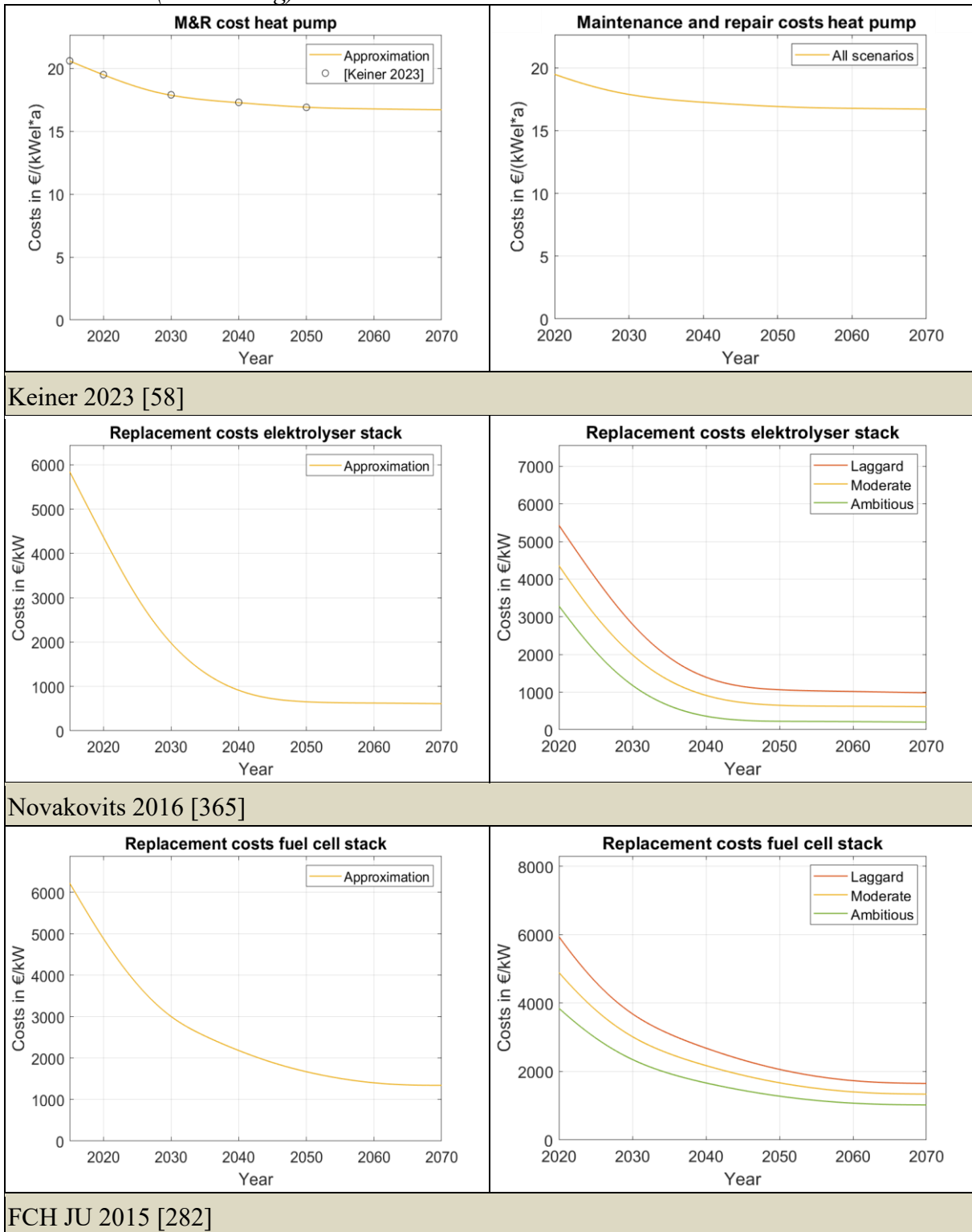


Keiner 2023 [58]



Keiner 2023 [58]; HPS 2023 [59]

Tabelle 4.8: (Fortsetzung).



4.8 Optimierungsverfahren

In Abschnitt 3.6 wurde ein Überblick über die von MATLAB/Simulink gebotenen Möglichkeiten zur Lösung eines Optimierungsproblems gegeben. Aus dieser Grundlage heraus wurde ein Konzept eines für diesen Anwendungsfall geeigneten Optimierungsverfahrens entwickelt. MATLAB/Simulink bietet einige Möglichkeiten zum Aufbau eines Optimierungsverfahrens, allerdings ist keines dazu geeignet, vollumfänglich die zu lösende Problemstellung dieses Anwendungsfalls zu lösen. Daher muss ein neuartiges Konzept eines Optimierungsverfahrens entwickelt werden, welches auf den Anwendungsfall anwendbar ist. Das zu entwickelnde Optimierungsverfahren muss auf den Anwendungsfall zugeschnitten sein, um in vertretbarer Rechenzeit und hoher Genauigkeit eine geeignete Auslegung finden zu können.

Im Ersten Schritt ist eine genaue Untersuchung des Anwendungsfalls hinsichtlich des Optimierungsziels und deren Rahmenbedingungen vorzunehmen. Das Ziel des zu entwerfenden Optimierungsverfahrens ist es, basierend auf einer Zielbedingung/-funktion und unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen eine für die jeweiligen gewählten Eingangsdaten (Lastprofil, Wetterdaten, Standort, Wärmebedarfe, etc.) optimale Auslegung zu finden. Das Optimierungsverfahren soll dabei helfen, zukünftig automatisiert die optimale Auslegung für den jeweiligen betrachteten Anwendungsfall zu finden. Ein solches Optimierungsverfahren ist dabei zeiteffizienter als eine Auslegungsfindung durch manuelle Variablenanpassung. Bei einem Optimierungsverfahren wird zumeist durch Gradientenbestimmung zu den Variablenwerten eine Tendenz prognostiziert, in welche Richtung eine Variablenwertverschiebung welche Auswirkung auf die Zielfunktion und die Nebenbedingungen hat. So kann eine schrittweise Näherung an das Optimum erzielt werden. Dadurch können von vornherein nicht zu erwartende Variablenwertkombinationen ausgeschlossen werden, was die Zahl der notwendigen Simulationsdurchläufe reduziert.

Wie aus Abschnitt 3.6 hervorgegangen ist, besteht in der MATLAB/Simulink-Umgebung ein MATLAB-basierender oder ein Simulink-basierender Optimierungsansatz. Die Optimierungsansätze in der Simulink-Umgebung sehen vor, dass die Zielfunktion bzw. Zielgröße aus dem Simulink-Modell hervorgeht und darin enthalten ist. Dieser Optimierungsansatz kann für den in dieser Arbeit vorgesehenen Anwendungsfall nicht gewählt werden, da das Optimierungsziel (die Kosten im Zusammenhang mit der Lebensdauer der Komponenten) erst nach Beendigung der Simulation durch einen mehrstufigen MATLAB-Code berechnet wird und dies nach Ende der Simulation nicht mehr als Parameterwert an Simulink übergeben werden kann.

Daher bleibt nur die Möglichkeit des MATLAB-basierenden Optimierungsansatzes. Hierzu ist von großem Nutzen, dass Simulink-Simulationen auch über einen MATLAB-Code ausgeführt werden können. Die verfügbaren Optimierungsverfahren in der MATLAB-Umgebung sehen allerdings keinen Gebrauch von Simulink-Simulationsergebnissen in ihrem Optimierungsproblem vor. Dennoch besteht die Möglichkeit, Simulink-Simulationen in ein MATLAB-Optimierungsverfahren zu integrieren. Die Simulation kann dabei als Bestandteil der Zielfunktion über einen MATLAB-Code ausgeführt werden. Dieser Ansatz funktioniert allerdings nur bei Nutzung eines Solver-basierten Ansatzes (siehe Abschnitt 3.6). Problematisch wird diese Einbindung allerdings bei der Nutzung eines Optimierungsproblems mit Nebenbedingungen. Das

Problem ist hierbei, dass die Nebenbedingungen in Solver-basierenden MATLAB-Optimierungsverfahren durch Aufruf einer weiteren von der Zielfunktion unabhängigen Funktion definiert werden. Es können allerdings keine Werte, die in der Zielfunktion durch Simulation bestimmt werden, an die Nebenbedingungsfunktion übergeben werden. Allerdings ist dies in dem hier vorliegenden Anwendungsfall unbedingt notwendig, da bspw. die Nebenbedingung ein Netzbezugs-kriterium enthält und damit aus der Simulation ermittelte Netzbezugswerte erfordert. Der in der Zielfunktion simulierte Netzbezug müsste an die Nebenbedingung übergeben werden, was nicht möglich ist.

Damit lassen sich sowohl ein rein MATLAB-basierender als auch ein rein Simulink-basierender Optimierungs-Ansatz, wie er von der Software vorgesehen wird, nicht auf den in dieser Arbeit vorgesehenen Anwendungsfall anwenden. Dies hat zur Folge, dass ein eigener heuristischer Optimierungsansatz entwickelt werden muss, der das hier vorliegende Optimierungsproblem vollständig und ohne Einschränkungen löst. Hierbei ist das Ziel, zumindest ausschnittsweise auf in der Software bereitgestellte Optimierungsverfahren zurückzugreifen.

Im nächsten Schritt ist das gewünschte **Optimierungsziel** zu betrachten. In diesem Zusammenhang sollte direkt mit festgelegt werden, was als Hauptziel und was als Nebenbedingung definiert werden muss. Das entwickelte Energiesystemmodell verfügt sowohl über ein Lebensdauerprognose- als auch ein Kostenschätzungsmodell und könnte hinsichtlich einer der beiden Ziele optimiert werden. Eine Optimierung hinsichtlich der **Lebensdauer** gestaltet sich allerdings als schwierig, da diese partiell auf einzelne Komponenten beruht und keine Gesamtaussage über eine bestmögliche Kombination zulässt. Eine Bemessung einer übergreifenden Gesamtlebensdauer aus den Einzelkomponenten stellt kein sinnvolles Optimierungsziel dar. Ganz anders verhält es sich hingegen bei den **Kosten**. Im Rahmen der Kostenschätzung werden die Gesamtkosten des Energiesystems bei vorliegender Auslegung und unter den gegebenen Eingangsdaten (Energiebedarfe, Wetterprofile, etc.) bestimmt. Dabei ergibt sich im Ergebnis ein Kapitalwert der Anlage, welcher sehr gut zum Vergleich verschiedener Auslegungsvarianten herangezogen werden kann. Gerade der finanzielle Aspekt wird oft als Zielfunktion bei Optimierungsverfahren für Energiesysteme genutzt. Das in dieser Arbeit entwickelte Kostenschätzungsmodell berücksichtigt auch die Lebensdauern der Einzelkomponenten und bestimmt basierend darauf die Ersatzzeitpunkte und die Kosten bei Ersatz. Dadurch wird bei Verwendung des Kapitalwertes als Zielfunktion indirekt auch die Lebensdauer der Hauptkomponenten berücksichtigt. Würde sich aus einer bestimmten Auslegung die Notwendigkeit eines häufigen Ersatzes einer dieser Hauptkomponenten ergeben, so würde sich dies auch in den Gesamtkosten widerspiegeln. Damit würde diese Auslegung auch finanziell unattraktiver werden. Unter Verwendung der Gesamtkosten der Anlage würde damit eine hybride Zielfunktion, welche nicht rein den finanziellen Aspekt, sondern auch die Lebensdauer und damit den Ressourceneinsatz berücksichtigt, gewählt werden.

Nachdem die Zielfunktion festgelegt ist, müssen nun die erforderlichen **Nebenbedingungen** definiert werden. Eine wesentliche Bedingung gerade bei einem energieautarken Energiesystem ist hierbei, dass der gesamte Energiebedarf über selbst erzeugten Strom oder Wärme gedeckt werden kann und **keine Energieengpässe** auftreten sollten. Diese Bedingung ist wichtig,

da ansonsten bei Optimierung mit Ziel der Kostenminimierung alle möglichen Auslegungsoptionen abgewogen werden, ganz gleich, ob sie für einen energieautarken Haushalt geeignet sind. Dabei wäre zu erwarten, dass eine Auslegung mit möglichst geringem Wasserstoff- und LIB-Einsatz gewählt wird und die Energiedefizite einfach über das Netz bezogen werden würden. Die Nebenbedingung, dass gänzlich keine Energie über das Netz bezogen werden darf, wäre dabei allerdings zu weitreichend und simulationsbedingt kaum realisierbar. Manche Simulationsschritte werden durch den Phasor-Modus zu schnell durchsimuliert, wodurch in seltenen Fällen Werte übersprungen werden und dadurch ein vermeintlicher Netzbezug von bis zu 5–8 kWh über ein Jahr ausgehen wird. Eine Nebenbedingung mit Netzbezug von Null ist damit nicht realisierbar. An anderer Stelle ließe sich argumentieren, dass ggf. auftretende tatsächliche im kleinen Maßstab auftretende Energiedefizite durch Engpassmanagement oder Lastverschiebungen ausgeglichen werden können und damit bis zu einem bestimmten Maße tolerierbar sind. Ein zu hohes auftretendes Energiedefizit zeigt unter anderem eine unzureichende Dimensionierung der FC, aber auch der LIB auf, kann aber auch auf eine zu kleine PV-Anlage hindeuten.

Darüber hinaus ist wichtig, dass der gesamte H_2 -Bedarf für die FC im Winter über den ELY mithilfe von PV-Überschüssen vorwiegend im Sommer produziert wird. Sofern der H_2 -Bedarf die H_2 -Erzeugung übertrifft, würde das Aussagen, dass die PV-Anlagengröße und/oder der gewählte ELY nicht ausreichend groß dimensioniert wurden und die Energiebedarfe des Haushalts speziell im Winter damit nicht hinreichend gedeckt werden können. Eine Option wäre hier theoretisch, H_2 hinzuzukaufen und in Flaschenbündeln anliefern zu lassen, allerdings sollte das Optimierungsziel sein, dass die Auslegung einen vollständig energieautarken Betrieb zulässt, was diese Option des Zukaufs ausschließt. Als Notfalloption in realen Anwendungen könnte diese Option dennoch in Betracht gezogen werden. Eine Nebenbedingung ist damit folglich eine **positive H_2 -Bilanz** (H_2 -Überschuss) über den gesamten Betrachtungszeitraum. Eine weitere Nebenbedingung ist, dass die Variablen **keine negativen Werte** annehmen dürfen.

Umso mehr Variablen dem Optimierungsproblem vorliegen, desto aufwendiger gestaltet sich die Optimierung, da dadurch umso mehr mögliche Variablen-Kombinationen zum optimalen Ergebnis führen können. Gerade in Anbetracht der simulationsbasierten Ergebnisgenerierung für die jeweilige Variablen-Kombination, welche je nach Prozessorleistung erheblichen Zeitaufwand erfordert, sollte die Anzahl an Variablen auf das notwendige Maß beschränkt werden. Daher sollte genau abgewogen werden, welche Variablen angesetzt werden und welche Abhängigkeiten anderer Parameter zu diesen Variablen ggf. bestehen. Diese Parameter, die ansonsten ggf. selbst als Variablen festgelegt werden könnten, würden damit indirekt dennoch auf die Ergebnisse der Simulationen Einfluss nehmen. So könnte bspw. die maximale Lade- und Entladeleistung proportional zur Kapazität der LIB zunehmen, was in der Realität häufig der Fall ist. Die Optimierung betrifft die Auslegung der Systemkomponenten, weswegen diese als Variablen zu definieren sind. Nachfolgend ist aufgeführt, welche Variablen in Betracht gezogen werden könnten:

- LIB Kapazität
- LIB Lade-/Entladeleistung
- LIB maximale DOD
- LIB maximale/minimale SOC

- FC Nennleistung
- ELY Nennleistung
- PV-Anlagen Nennleistung
- PV-Anlagen Ausrichtung
- PV-Anlagen Neigung
- maximaler Druck des Wasserstoffspeichers

Für die **LIB** ließen sich demnach verschiedene Kenngrößen optimieren. Die **LIB-Kapazität** ist gerade bei energieautarkem Betrieb von entscheidender Bedeutung, da davon abhängt, unter welchem Systemwirkungsgrad eine Strombedarfsdeckung möglich ist. Diese sollte möglichst groß gewählt sein, um eine möglichst lange Energiebedarfsdeckung ohne Hinzunahme der Wasserstoffsystems zu garantieren. Allerdings sinkt der zusätzliche Nutzen mit steigender LIB-Kapazität zunehmend. Eine weitere Variable könnte die **LIB Lade-/Entladeleistung** darstellen. Eine Optimierung dieser Kenngröße würde nur eine spezifische Abpassung auf das zugrunde liegende Lastprofil bedeuten und kann damit keine Allgemeingültigkeit erfüllen. Da das Lastprofil hier nur als exemplarisch anzusehen ist und sich jedes Lastprofil in realer Anwendung jederzeit durch Wechsel der elektrischen Verbraucher grundlegend ändern kann, ist eine Optimierung der Kenngröße LIB Lade-/Entladeleistung nicht zielführend. Die Lade- und Entladeleistung ist darüber hinaus eng verbunden mit der LIB-Kapazität. Dieser Zusammenhang ist auch im Modell hinterlegt. Eine weitere mögliche Optimierungsvariable für die LIB ist der maximal und minimal zulässige SOC. Diese hat zum einen Einfluss auf die nutzbare Kapazität des Speichers und damit auch auf die Kosten, aber auch auf die Lebensdauer des Speichers durch zyklische Alterung (siehe Abschnitt 3.4.3). Wird die minimale SOC nicht zu gering gewählt, sondern liegt bei gebrauchstüblichen ca. 20 %, so überwiegt der Einfluss auf die nutzbare Kapazität. Hier sollte vielmehr ein gebrauchstüblicher **maximal und minimal zulässiger SOC** voreingestellt werden, der für alle LIB-Auslegungen gilt und eine hohe Lebensdauer gewährleistet.

Bei der **PV-Anlage** ließe sich neben der Anlagenleistung auch die **Ausrichtung und Neigung** der PV-Anlage als Variable definieren. Die Neigung hat hier besonderen Einfluss auf die Verteilung des produzierten Stroms im Jahresverlauf. Bei Standort in Deutschland würde bei flacherem Neigungswinkel (Richtung $\gamma_E = 30^\circ$) mehr Strom im Sommer erzeugt, während bei steilerem Neigungswinkel (Richtung $\gamma_E = 60^\circ$) eine Stromumverteilung zu anteilig mehr Strom im Winter erfolgt. Die Ausrichtung der PV-Anlage kann wiederum einen Effekt je nach Strombedarfsverhalten am Tag verteilt haben. Wenn der Haushalt bspw. eher morgens und abends erhöhte Energieverbräuche vorweist, so könnte sich eine Ost/West-Ausrichtung anbieten, während sich eine Süd-Ausrichtung für hohe Energieverbräuche im Laufe des Mittags anbietet. Allerdings kann sich dies auch schnell bspw. durch Wechsel der beruflichen Situation ändern. Problematisch bei beiden Stellgrößen Neigungswinkel und Ausrichtung ist allerdings, dass diese meist aufgrund der gegebenen Situation nicht variierbar sind, da das Haus dann meist schon mit vorgegebener Dachneigung und Dachausrichtung geplant oder sogar schon gebaut ist. In diesem Fall würde sich ausschließen, diese Stellgrößen als Variablen auszuweisen. Diese sind dann vielmehr als gegebene (fixe) Eingangsdaten einzutragen. Sofern das Haus noch nicht geplant ist, würde sich anbieten, durch Annahme einer bestimmten Lastcharakteristik der zukünftigen Bewohner anhand einer Standardauslegung zunächst auf die ideale Ausrichtung und

Neigung hin zu optimieren und dann als konstante Parameter im Modell anzusetzen. Aufgrund gleichbleibender Lastcharakteristik während der Durchführung des Optimierungsverfahrens würde die vorab gefundene ideale Ausrichtung und Neigung für alle Auslegungsvarianten (bzw. Variationen) einen weitgehend gleichbleibenden Einfluss auf die Zielfunktion ausüben und wäre damit als Variable nicht erforderlich. Einen entscheidenden Einfluss und als Variable unbedingt anzusetzen ist dagegen die **Anzahl an PV-Modulen**. Diese Variable ist mitunter die Wichtigste, da hiervon abhängt, ob der Haushalt seine Energiebedarfe tatsächlich vollständig selbst decken kann oder nicht.

Bei einer FC ist die **FC-Nennleistung** unbedingt als Variable anzusetzen, da sie erheblichen Einfluss auf den Autarkiegrad des Haushaltes, da in bestimmten Phasen speziell im Winter die Energieversorgung weitgehend darüber gewährleistet werden muss. Würde diese zu klein gewählt werden, wäre die Autarkie gefährdet, während bei zu großer Auslegung die Kosten sehr schnell ansteigen und damit kein Optimum mehr vorliegt. Gerade die Kombination mit einer LIB erfordert eine weitreichende Optimierung, da sich FC und LIB gegenseitig bedingen. Bspw. kann eine geringere FC-Leistung ggf. mit einer größeren LIB-Kapazität kompensiert werden. Aufgrund des erheblichen Einflusses der Stellgröße FC-Leistung auf die Energiebilanz und auch auf die Kosten ist diese Größe unbedingt als Variable anzusetzen.

Der **ELY** hat dagegen keinen direkten Einfluss auf die Energiebilanz des Haushaltes, da dieser nur dann in Betrieb genommen wird, wenn ohnehin Stromüberschuss besteht. Dadurch hängt die Auslegung wesentlich vom zu erwartenden PV-Stromüberschuss ab. Der PV-Stromüberschuss hängt wiederum davon ab, wie groß die PV-Anlage dimensioniert wurde, welche Wetterbedingungen für den jeweiligen Standort gegeben sind und wie hoch der zu dieser Zeit zu erwartende Strombedarf ist. Das Wetterprofil und das Lastprofil sind hierbei als feste Eingangsdaten gegeben und nur die PV-Anlagen-Leistung ist als Variable angesetzt. Damit hängt die **ELY-Leistung** ausschließlich von dieser einen Variablen ab. In diesem Fall kann vorab eine Abschätzung der ELY-Leistung ausgehend von den gegebenen Abhängigkeiten und der als nächstes angenommenen Variablenwert für die PV-Leistung vorgenommen werden, ohne die ELY-Leistung selbst als Variable definieren zu müssen. Durch die Abschätzung wird sichergestellt, dass die ELY-Auslegung für die Gesamtauslegung der Anlage geeignet ist. Nach Beendigung des Optimierungsverfahrens und dem damit gefundenen Optimum für die gewählten Variablen könnte dann optional noch eine separate Optimierung der ELY-Auslegung in Erwägung gezogen werden, welche von der restlichen Optimierung entkoppelt ist. Mit der entsprechenden Nennleistung des ELY geht auch technologiebedingt der prozentual davon abhängige Leistungsbereich (bzw. Betriebsbereich) des ELY einher, weswegen eine Betrachtung der ELY-Nennleistung hier genügt.

Auch der **maximale Druck im Wasserstoffspeicher** ließe sich als Variable definieren. Hierzu gibt es allerdings nur wenige Varianten (200/350/700 bar) und deren Nutzung hängt zum einen von der verfügbaren Stellfläche, aber auch von rechtlichen Rahmenbedingungen ab. Aus diesem Grund wird hier eine Festlegung nach gebrauchstüblicher Nutzung getroffen und von einer Optimierung abgesehen. Typischerweise wird in stationären Anwendungen im Gebäudesektor ein Druck-Wasserstoffspeicher mit 200 bar und in seltenen Fällen 350 bar gewählt.

Insgesamt werden demnach folgende Variablen für das Optimierungsverfahren festgelegt:

- LIB-Kapazität
- FC-Nennleistung
- PV-Anlagen-Nennleistung

Bei näherer Betrachtung dieser Variablen fällt auf, dass diese technisch bedingt nicht jede beliebige Größenordnung annehmen können. Eine Beschränkung auf eine bestimmte Schrittgröße käme auch dem Optimierungsaufwand bzw. der Zeitdauer entgegen. Die FC-Leistung hängt von der Größe des Stacks ab und ein Stack könnte wiederum über eine theoretisch beliebige Anzahl an Zellen verfügen. Ein FC-Stack lässt sich entweder durch Erhöhung der aktiven Fläche der Zelle oder der Erhöhung der Anzahl der Zellen in einem Stapel relativ einfach erweitern [114]. Jede zusätzliche Zelle trägt folglich zu einer bestimmten Leistungserhöhung der FC bei. Theoretisch ließe sich der Ansatz wählen, dass die Schrittweite der Variable FC-Leistung genau eine Zelle beträgt, was allerdings fertigungsbedingt sehr hohem Aufwand nachkäme und eine auftragsbasierte individualisierte Fertigung erfordern würde. Dies ist nach aktuellem Stand zunächst nicht zu erwarten und würde auch die Kosten erhöhen, weswegen unter Berücksichtigung der Realität von diesem Ansatz abgesehen wird. Vorstellbar wäre hingegen, dass ein FC-Hersteller im Sortiment FCs hält, die alle jeweils um eine bestimmte von den Zellen abhängige Größenordnungen höhere Leistungszahlen aufweisen. Eine Zelle wäre dabei wesentlich zu klein gefasst, aber in Richtung 5 Zellen wäre denkbar. Nach Herstellerangaben von H-Tec Systems zu S30-Serie [254] würden 5 Zellen einer Leistungserhöhung von ca. 177 W entsprechen, was für das hier betrachtete Energiesystem auch eine plausible Größenordnung darstellen würde.

Bei der PV-Anlagen-Gesamtleistung ließen sich allein durch Wahl des Moduls (bzw. des Herstellers) eine Großzahl verschiedener Leistungen realisieren, was allerdings nicht gängige Praxis ist. Hier bietet sich vielmehr an, die PV-Anlagen-Auslegung durch die Anzahl der PV-Module zu variieren, was einem ganzzahligen Variablenwert gleichkäme. Das Modell ist ohnehin so aufgebaut, dass ein konkretes PV-Modul mit deren Parametern nachgebildet ist und dann zumeist lediglich die Ausrichtung, der Neigungswinkel und die Anzahl an PV-Modulen vor Simulationsstart festgelegt werden.

LIBs sind in der Regel modular aufgebaut. Je nach Hersteller lassen sich zwar unterschiedliche Kapazitäten pro Batteriemodul finden, welche damit auch verschiedenste Größenordnungen erlauben, allerdings müsste damit je nach Hersteller auch immer gleichzeitig die gesamte Parametrisierung angepasst werden. Hier macht es folglich mehr Sinn, die Festlegung auf einen Hersteller und damit auf bestimmte LIB-Eigenschaften zu treffen, und dann modulbasiert verschiedene Größenordnungen zuzulassen. Ein LIB-System kann bei richtiger Wahl des Herstellers um eine große Anzahl an Batteriemodulen erweitert werden, wodurch eine Variabilisierung der LIB-Kapazität möglich ist. Typische Modulkapazitäten liegen bei 2 oder 2,5 kWh Gesamtkapazität.

Entsprechend lassen sich für alle drei Variablen ganzzahlige Werte vorsehen. Bei der FC-Leistung sind es die Anzahl an Zellen in 5er-Schritten, bei der PV-Anlagen-Leistung sind es die

Anzahl an Modulen in 1er-Schritten und bei der LIB-Kapazität sind es die Anzahl an Batteriemodulen (2 kWh pro Modul) in 1er-Schritten.

Aus den drei Variablen kristallisieren sich bei näherer Betrachtung zwei Subsysteme heraus. Eine PV-Anlage in Kombination mit einem LIB ist mittlerweile weitestgehend marktüblich. Gerade im Sommer, aber auch weitestgehend in den Übergangsmontaten im Frühling und Herbst lässt sich hiermit eine weitgehende Eigenversorgung realisieren. Hier wird von typischen Eigenversorgungsgraden von bis zu 71 % des gesamten Energiebedarfs innerhalb eines Jahres ausgegangen [480]. Im Winter lässt sich allerdings hierzulande aufgrund der geringen Sonneneinstrahlung nur zu geringen Teilen die Stromversorgung darüber decken, erst recht nicht, wenn auch der Wärmebedarf darüber gedeckt werden soll. Dennoch ließe sich hierin ein separates Energiesystem sehen, welches sinnbildlich den restlichen Strombedarf über das Netz decken würde. Das zweite Subsystem stellt die Kombination FC mit LIB dar. Überschüsse der FC würden in dem modellierten Energiesystem ohnehin in der LIB zwischengespeichert. Mit dieser Kombination ließe sich unter Annahme, H_2 würde alleinig zur Energieversorgung genutzt werden, eine vollständige Autarkie realisieren. Allerdings würde von diesem Subsystem in dem hier betrachteten vollständigen Energiesystem nur bei unzureichender Energieversorgung über das erste Subsystem (PV&LIB) gebrauch gemacht werden. Diese zwei Subsysteme sind folglich auch weitestgehend zeitlich separiert in Nutzung.

Die sinnbildliche Separierung in diese zwei Subsysteme ist für den entwickelten Optimierungsansatz von grundlegender Relevanz. Bei der Durchführung der Initial-Simulationen werden dazu auch Variablenkombinationen durchsimuliert, bei denen in dem einem Fall die PV-Anlagen-Leistung auf 0 gesetzt wird (für das Subsystem FC&LIB), und in dem anderen Fall die FC-Leistung auf 0 gesetzt wird (für das Subsystem PV&LIB). Dadurch werden die Verläufe der Gesamtkosten, des Netzbezugs und der H_2 -Erzeugung einerseits für ein PV&LIB-Subsystem berechnet, und zum anderen die Verläufe der Gesamtkosten, des Netzbezug und des H_2 -Bedarfs für ein FC&LIB-Subsystem berechnet. Die Gesamtkosten der jeweiligen Subsysteme fließen dabei in die Zielfunktion ein, und Netzbezug und H_2 -Erzeugung und -bedarf sind jeweils Bestandteile der Nebenbedingungen. Insgesamt werden jeweils 3D-Flächen für jede Abhängigkeit automatisiert erstellt (siehe *Tabelle 4.9* und *Tabelle 4.12*). Neben den sechs Diagrammen ist noch ein weiterer Flächenverlauf von Bedeutung, und zwar die Stromerzeugung der FC in Relation zur FC&LIB-Auslegung (siehe *Bild 4.53*).

Tabelle 4.9: Achsen-Kennungen verschiedener 3D-Flächen.

x-Achse	y-Achse	z-Achse
PV	LIB	Netzbezug
PV	LIB	Kapitalwert
PV	LIB	H_2 -Erzeugung
FC	LIB	Netzbezug
FC	LIB	Kapitalwert
FC	LIB	H_2 -Bedarf

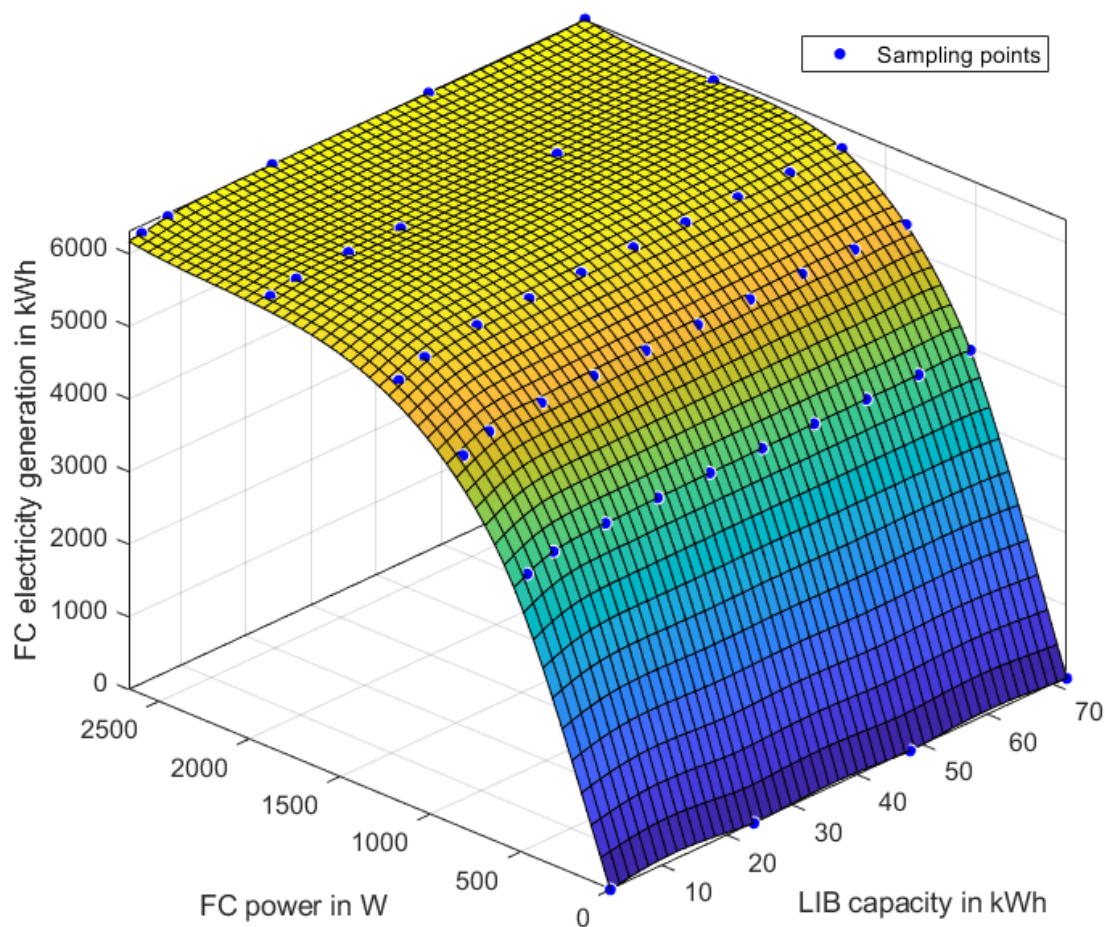


Bild 4.53: Exemplarische 3D-Fläche zur FC-Stromerzeugung in Abhängigkeit der FC-Leistung und der LIB-Kapazität.

MATLAB bietet bei 3D-Grafiken verschiedene Funktionen, wie aus Punkten im 3D-Koordinatensystem eine Fläche approximiert wird. Neben **linearen Teilflächen** auf Grundlage dreier nächstliegender Punkte gibt es **Polynome** verschiedener Freiheitsgrade oder eine **Spline-Funktion**. Polynome wären in der Anwendung am geeignetsten, da diese die Fläche in Form einer Funktion abbilden. Polynome können allerdings nur dann angewendet werden, wenn die Sprünge zwischen den Referenzpunkten nicht zu erheblich und vor allem in jeweiliger Richtung nicht zu unterschiedlich groß sind. Bei Automatisierung der Optimierung ist die Gefahr gegeben, dass mit fehlender Sichtkontrolle erheblich schwankende Flächenverläufe generiert werden und dem Optimierungsverfahren damit falsche Annahmen zugrunde gelegt werden. Daher sollten Polynome nur Anwendung finden, wenn eine fehlerhafte automatische Erstellung ausgeschlossen werden kann. Wenn nicht zu erwarten ist, dass der Flächenverlauf bei großen Variablenwerten, in dessen Umgebung keine Simulation durchgeführt wurde, erheblich abschweift, muss keine Eingrenzung der x- und y-Koordinatenwerte vorgenommen werden. Zur Sicherheit bietet sich dies allerdings an.

Am sichersten in der Anwendung ist die lineare Approximation. Allerdings ist diese gerade an Stellen, an denen Knickpunkte der Flächenverlaufs auftreten, am ungenausten. Hiermit wird allerdings gewährleistet, dass keine gänzlich abschweifenden Approximationen auftreten, was diese für die automatisierte Optimierung am zuverlässigsten macht. Die Flächenapproximation

nach dem linearen Ansatz sind allerdings nur für den Bereich, zu dem Koordinatenwerte vorliegen, definiert.

Spline-Funktionen stellen im Gegensatz zum linearen Verlauf einen kurvenförmigen Verlauf zwischen den Referenzpunkten dar, was diese gerade an Knickpunkten etwas genauer machen kann. Der Vorteil im Vergleich zu Polynomen ist, dass hier immer nur eine Fläche eines Teilabschnittes bzw. eines Auszugs nächstgelegener Punkte approximiert wird und damit keine erheblichen Abweichungen zum tatsächlichen Verlauf auftreten. Sofern eine Verwendung der Spline-Funktion im Vergleich zum linearen Ansatz eine erheblich genauere Approximation zulässt, sollte diese Vorzug erhalten. Spline-Funktionen sind allerdings ebenfalls nur für den Bereich, zu dem Koordinatenwerte vorliegen, definiert.

Da nur ganzzahlige Variablenwerte für die Koordinaten x und y zulässig sind, kann zunächst eine Tabelle aus den 3D-Flächendiagrammen generiert werden, in der die Zeilennummer die ganzzahlige x -Koordinate und die Spaltennummer die ganzzahlige y -Koordinate widerspiegelt und in der Zelle der dazugehörige Wert auf der z -Achse vermerkt ist. Diese Tabellen sind für die spätere Verwendung in den Optimierungsfunktionen maßgeblich, da die approximierten Flächenverläufe nach der Spline-Funktion oder dem linearen Ansatz nicht in deren ursprünglicher Form an die Zielfunktion und die Nebenbedingungen übergeben werden können.

Ein zentraler Aspekt des Optimierungsverfahrens ist die **Abschätzung** einer näherungsweise Auslegung als **Initial-Auslegung**. Diese soll grob eine ungefähre Auslegung widerspiegeln, welche dann als Initialauslegung, von der aus mit Δx die Verschiebungen für die Auslegungsvarianten der Initial-Simulationen festgelegt werden. Diese Standard-Auslegung sollte nicht zu ungenau sein, da ansonsten das Auslegungs-Optimum ggf. außerhalb der Variablenbegrenzungen liegt. Hierzu bietet sich an, eine Approximation auf Grundlage von Erfahrungswerten vorzunehmen. Dazu wurden im Rahmen einer eigenen Veröffentlichung [425] manuelle Parameterstudien zu verschiedenen Lastcharakteristiken, Wetterbedingungen, Lasthöhen, etc. erarbeitet. Aus diesen geht hervor, welche Anteile an der Gesamtenergieversorgung von verschiedenen Subsystemen bereitgestellt wurden. Daneben sind weitere Systemgrößen wie die Effizienzen dieser Subsysteme, der gesamte voraussichtliche Energiebedarf und die solare Einstrahlung am gewählten Standort relevant. In *Tabelle 4.10* sind alle relevanten Kenngrößen zur Approximation der Standard-Auslegung aufgeführt.

Tabelle 4.10: Beschreibung der Kenngrößen zur Approximation der Standard-Auslegung.

Größe	Formelzeichen
Anteil PV-Direktnutzung	R_{PV}
Anteil FC-Direktnutzung	R_{FC}
Anteil PV mit LIB-Nutzung	$R_{PV,LIB}$
Anteil FC mit LIB-Nutzung	$R_{FC,LIB}$
Effizienz PV-Direktnutzung	$\eta_{PV,dir}$
Effizienz FC-Direktnutzung	$\eta_{FC,dir}$
Effizienz PV mit LIB-Nutzung	$\eta_{PV,LIB}$
Effizienz FC mit LIB-Nutzung	$\eta_{FC,LIB}$
Jahres-Haushaltsstrombedarf	$E_{HSB,J}$
PV-Ertrag in kWh/kW _p pro Jahr	$E_{Solar,J}$
PV-Peak-Leistung pro Modul	$P_{PV,peak}$
LIB-Kapazität in kWh pro kW PV-Peak-Leistung	$R_{E_{LIB}}$
Jahresarbeitszahl der Raumwärme-Wärmepumpe	JAZ_{RWWP}
Jahresarbeitszahl der Warmwasser-Wärmepumpe	JAZ_{WWWP}
Anzahl Heiztage im Jahr	$n_{Heiztage}$
Jahres-Raumwärmebedarf	$Q_{RWB,J}$
Jahres-Warmwasserbereitungsbedarf	$Q_{WWB,J}$
Gesamter Jahres-Strombedarf des Haushalts	$E_{gesamt,J}$

Aus den in *Tabelle 4.10* beschriebenen Parametern lässt sich eine Approximation der Variablen (PV-Module, FC-Leistung, LIB-Batteriemodule) des Optimierungsverfahrens vornehmen. Die Anzahl an PV-Modulen $n_{PVmod,approx.}$ lässt sich wie folgt approximieren:

$$E_{PV,approx.} = E_{gesamt,J} \cdot \left(\frac{R_{PV}}{\eta_{PV,dir}} + \frac{R_{FC}}{\eta_{FC,dir}} + \frac{R_{PV,LIB}}{\eta_{PV,LIB}} + \frac{R_{FC,LIB}}{\eta_{FC,LIB}} \right) \quad (149)$$

$$P_{PV,approx.} = E_{PV,approx.} / E_{Solar,J} \quad (150)$$

$$n_{PVmod,approx.} = P_{PV,approx.} / P_{PV,peak} \quad (151)$$

mit $\lceil n_{PVmod,approx.} \rceil := \min\{y \in \mathbb{Z} \mid y = n_{PVmod,approx.}\}$ zur Aufrundung auf die nächstgrößere ganzzahlige Zahl. $n_{PVmod,approx.}$ sind die approximierte Anzahl notwendiger PV-Module, $E_{PV,approx.}$ ist hierbei der approximierte Bedarf der PV-Stromerzeugung und $P_{PV,approx.}$ ist die approximierte PV-Nennleistung. Die LIB-Kapazität $E_{LIB,approx.}$ in kWh lässt sich wie folgt approximieren:

$$E_{LIB,approx.} = P_{PV,approx.} \cdot R_{E_{LIB}} \quad (152)$$

mit $\lceil E_{LIB,approx.} \rceil := \min\{y \in \mathbb{Z} \mid 2y = E_{LIB,approx.}\}$ zur Aufrundung auf die nächstgrößere gerade Zahl als Vielfaches von 2.

Zuletzt gilt es, die FC-Leistung $P_{FC,approx.}$ zu approximieren. Die FC ist überwiegend im Winter im Einsatz, dann wenn kaum PV-Stromerzeugung vorliegt. Durch die Kombination mit einer LIB, welcher als Zwischenspeicher fungiert, kann davon ausgegangen werden, dass die FC grob approximiert den durchschnittlichen Strombedarf im Winter decken muss. Lastspitzen oder vorübergehend höhere Strombedarfe werden dabei überwiegend durch hinzuschalten der LIB gedeckt, welcher dann wiederum bei geringerem als dem durchschnittlichen Strombedarf des Haushalts nachgeladen wird:

$$P_{FC,approx.} = \frac{\frac{E_{HSB,J} + \frac{Q_{WWB,J}}{JAZ_{WWWP}}}{365} + \frac{Q_{RWB,J}}{JAZ_{RWWP} \cdot n_{Heiztage}}}{24 \text{ h}} \quad (153)$$

Aus den um die FC bereinigten Simulationen ($FC = 0$) mit Variationen in PV und LIB lässt sich ableiten, wie hoch der Autarkiegrad des Energiesystems bei alleiniger PV&LIB Nutzung für verschiedene Auslegungsvarianten dieser beiden Variablen ist. Der Autarkiegrad in Abhängigkeit der Auslegung der PV-Anlage und der LIB ergibt sich aus der die Fläche beschreibenden Funktion für den Netzbezug $f_{NB,noFC}(x_{PV}, x_{LIB})$ (siehe *Tabelle 4.12*). In nächster Näherung kann davon ausgegangen werden, dass der restliche Strombedarf des Energiesystems zur vollständigen Autarkie über das Wasserstoffsystem und speziell über die FC bereitgestellt wird. Der Reststrombedarf $E_{rest,Autark}$ wird wie folgt beschrieben:

$$E_{rest,Autark} = E_{gesamt,J} - f_{NB,noFC}(x_{PV}, x_{LIB}) \quad (154)$$

Eine weitere Größe, die zu berechnen ist, ist die Stromerzeugung über die PV-Anlage während Zeiten, in denen die FC in Betrieb ist. Dieser Wert wird für die Standard-Auslegung ermittelt und dann für alle Auslegungsvarianten gleichermaßen herangezogen, da dieser Wert nur schwer variablenabhängig ermittelt werden kann. Dies entspricht einer Näherung dieses Wertes, wird aber nur für die Initial- und die Verfeinerungs-Simulationen genutzt und wird bei der Suche nach dem finalen Optimum während der Iterationsphase nicht mehr inkludiert. Dieser Wert verbessert die Genauigkeit der Ergebnisse des Optimierungsverfahrens während der Initial- und Verfeinerungsphase, Exaktheit ist allerdings nicht gegeben. Die Formel für das Verhältnis der Stromerzeugung über die PV-Anlage während des FC-Betriebs $R_{PV,FC an}$ ist wie folgt definiert:

$$R_{PV,FC an} = \frac{E_{PV,FC an,aSTA}}{E_{PV,aSTA} - E_{\text{Überschuss},aSTA}} \quad (155)$$

$E_{PV,FC an,aSTA}$ ist hierbei die Stromerzeugung der PV-Anlage während des FC-Betriebs bei approximierter Standard-Auslegung (aSTA), $E_{PV,aSTA}$ ist die Stromerzeugung der PV-Anlage bei aSTA und $E_{\text{Überschuss},aSTA}$ ist der nicht nutzbare Stromüberschuss bei aSTA. Ein weiterer Parameter ist die Stromerzeugung über die FC unter der Bedingung, dass die PV-Anlage vernachlässigt wird. Hierzu werden die Simulationen herangezogen, bei denen die PV-Anlage auf null ($PV = 0$) gesetzt ist. Hier wird eine 3D-Fläche erzeugt mit FC und LIB als Referenzgrößen. Eine exemplarische Fläche für den gedeckten Strombedarf des Haushalts über die FC in Abhängigkeit von FC-Leistung und LIB-Batteriemodulen ist in *Bild 4.54* dargestellt. Die FC gewährleistet, dass das Stromdefizit möglichst geringgehalten wird und kann bei geeigneter Auslegung auch zur alleinigen Stromversorgung herangezogen werden. Je nach FC-Leistung und

LIB-Kapazität würde ein bestimmter Netzbezug im Anwendungsfall auftreten. In *Bild 4.54* ist hierzu der Flächenverlauf des Netzbezugs in Abhängigkeit von FC-Leistung und LIB-Kapazität dargestellt, unter der Bedingung, dass die PV-Anlagengröße auf null gesetzt ist. Die untere blau eingezeichnete horizontale Ebene stellt den maximal zulässigen prozentualen Netzbezug dar. Alle Kombinationen von FC-Leistung und LIB-Kapazität, bei denen der Netzbezug unter dieser Ebene liegt, würden damit die Netzbezugsbedingung erfüllen und wären damit als Auslegungen zulässig.

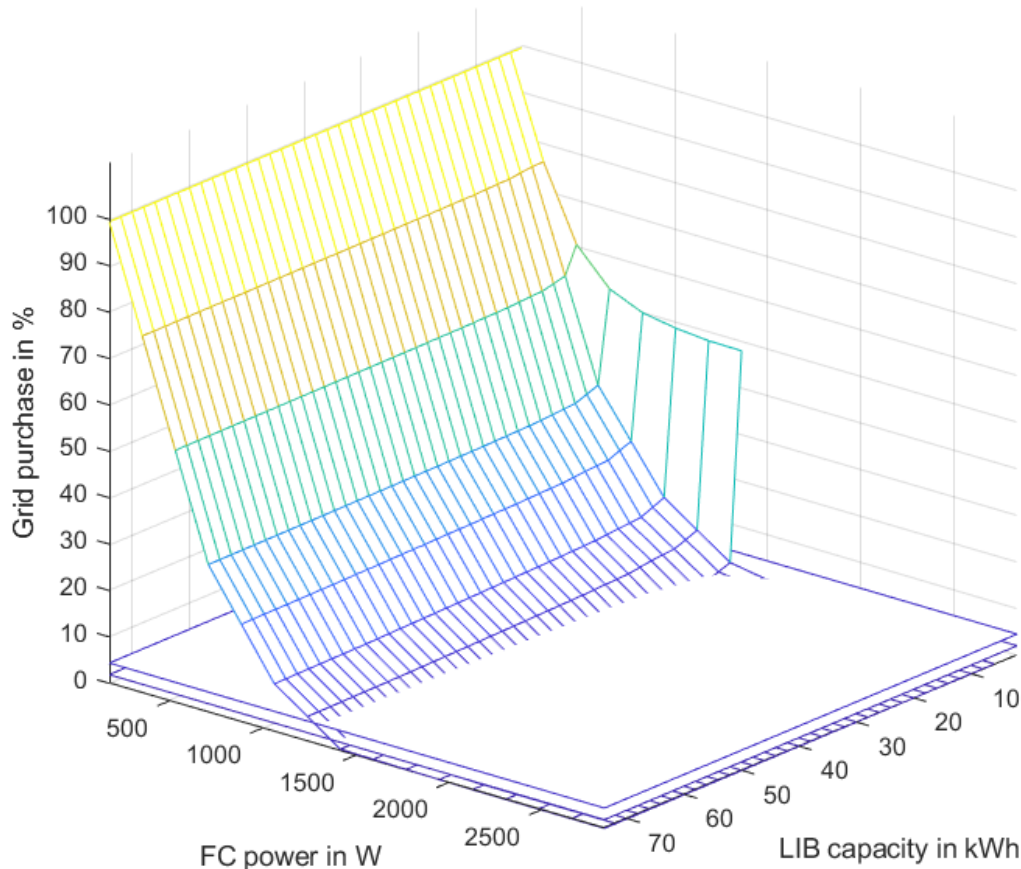


Bild 4.54: Exemplarische 3D-Fläche zum prozentualen Netzbezug in Abhängigkeit der FC-Leistung und der LIB-Kapazität.

Aufgrund der Tatsache, dass die Nutzung des Wasserstoffsystems immer ineffizienter und damit teurer als die Nutzung von PV&LIB ist, wird angenommen, dass im Sommer und weitestgehend auch in den Übergangsmoaten die Energieversorgung über das Subsystem PV&LIB sichergestellt wird. Entsprechend tritt ein Stromdefizit überwiegend im Winter auf. Allerdings wird auch im Winter ein gewisser Anteil des Strombedarfs über PV gedeckt. Dieser Anteil wird über die obere horizontale Ebene in *Bild 4.54* symbolisiert. Der z-Koordinatenwert, der für den effektiv maximal zulässigen prozentualen Netzbezug $R_{NB,max}$ steht, wird wie folgt berechnet:

$$R_{NB,max} = E_{NB,max} + \left(1 - f_{pNB,noFC}(x_{PV,aSTA} + \Delta x_{PV}, x_{LIB,aSTA} + \Delta x_{LIB})\right) \cdot R_{PV,FC} \quad (156)$$

mit $E_{NB,max}$ für den maximalen Strombedarf, der über das Netz gedeckt werden bzw. als Stromdefizit vorliegen darf. $x_{PV,aSTA}$ und $x_{LIB,aSTA}$ stehen für die aSTA der PV-Anlage und der LIB. Δx_{PV} und Δx_{LIB} beschreiben die Änderung der Auslegung von PV-Anlage und LIB bei

Variation der Auslegung. Mit dem Teil $\left(1 - f_{\text{pNB,noFC}}(\dots)\right)$ wird bestimmt, wie hoch die Eigenversorgung durch PV&LIB-Kombination auf das Jahr betrachtet ist. Durch Multiplikation mit $R_{\text{PV,FC an}}$ wird berechnet, wie hoch schätzungsweise die Eigenversorgung über PV&LIB-Kombination zu den Zeiten, in denen die FC in Betrieb ist, ist. Dies entspricht dem prozentualen Anteil, der im Winter über die PV&LIB-Kombination zur Eigenversorgung beiträgt und damit den Netzbezug reduziert. Dieser prozentuale Anteil verschiebt die maximale Netzbezugs-grenze (untere horizontale Ebene in *Bild 4.54* hin zur oberen Ebene) nach oben. Alle FC&LIB-Kombinationen, die unter der oberen horizontalen Ebene liegen, würden dann näherungsweise die Netzbezugsbedingung erfüllen und somit geeignet sein. Dies hat zur Folge, dass damit eine etwas geringere FC- und LIB-Auslegung notwendig ist, als wenn nur die prozentuale Netzbezugs-grenze (untere Ebene) als Richtwert angenommen werden würde, was Genauigkeit erhöht.

Grundprinzip des Optimierungsverfahrens

Vor Durchführung des Optimierungsverfahrens ist zunächst der Anwendungsfall vollumfänglich zu definieren und die damit verbundenen Eingangsdaten festzulegen. Hierzu zählen die Wetterdaten zum gewählten Standort, und die Energiebedarfe und die Lastcharakteristik. Des Weiteren sind die Komponenten anhand von Eigenschaften wie bspw. Wirkungsgrade und Betriebsverhalten im Simulink-Modell einzustellen. Außerdem sind einige Voreinstellungen die Optimierung betreffend vorzunehmen. Einzustellen sind bspw. Parameter, die die Kosten der Anlage bedingen, wie bspw. das Betrachtungsjahr der Anschaffung, der Betrachtungszeitraum, der kalkulatorische Zinssatz und das Kostenentwicklungsszenario (langsam, moderat, ambitioniert). Einzustellen ist ebenfalls der maximal zulässige prozentuale Stromdefizit. Dieser gibt an, wie viel Strom prozentual innerhalb eines Jahres bezogen auf den gesamten Strombedarf maximal nicht vom System zum bestimmten Zeitpunkt gedeckt werden kann. Bei dem betrachteten energieautarken System wird davon ausgegangen, dass dieser zulässige Stromdefizit so gering ist, dass dieser durch DSM einfach verschoben werden kann.

Das gesamte Optimierungsverfahren ist in verschiedene Optimierungsschritte aufgebaut und weicht damit von generischen Optimierungsverfahren ab. Das entwickelte Optimierungsverfahren ist vielmehr ein heuristisches Optimierungsverfahren, welches speziell für die Anwendung auf das in dieser Arbeit betrachtete Energiesystemmodell entwickelt wurde. Das Verfahren macht sich dabei verschiedene Zusammenhänge, welche speziell für diese Art von Energiesystem gelten, zunutze. Diese Zusammenhänge wurden im Vorangegangenen bereits beschrieben. Diese Zusammenhänge erlauben es, auf effizienterem Weg als wie es bei normalen Optimierungsverfahren üblich ist, in Richtung Optimum anzunähern. Auch und vor allem aufgrund des komplexen Energiesystemmodells und der damit verbundenen langen Simulationsdauer ist dies ein großer Gewinn hinsichtlich der Rechendauer des Optimierungsverfahrens. Dadurch lässt sich das Optimierungsverfahren mit einem schnellen PC ohne unbedingte Notwendigkeit eines Rechenzentrums bzw. Parallelcomputing in hinnehmbarer Zeit durchführen.

In *Bild 4.55* ist der Phasen-Ablaufplan des Optimierungsverfahren dargestellt. Das Simulationsverfahren ist nach den in *Bild 4.56* dargestellten Stufen aufgebaut. Das Optimierungsverfahren ist insgesamt in drei Phasen aufgeteilt. Die Phasen sind wie folgt benannt:

- Phase 1: Initialphase

- Phase 2: Verfeinerungsphase
- Phase 3: Iterationsphase

In der Initialphase werden ausgehend von der Standardauslegung und den daraus abgeleiteten Variablen-Abweichungen ($x - \Delta x$) die zu simulierenden Auslegungsvarianten festgelegt, aus denen ein erstes Netz an Simulationspunkten aufgebaut wird, die ein Gitternetz bilden. Durch die vereinzelt Simulationen entsteht ein Flächenverlauf zu den Kosten, dem Netzbezug, der H_2 -Erzeugung und dem H_2 -Bedarf für die zwei Subsysteme PV&LIB und FC&LIB (siehe *Tabelle 4.12*). Beim PV&LIB Subsystem wird die FC-Leistung auf null gesetzt, wodurch ermittelt werden kann, welche PV&LIB-Kombination welchen Autarkiegrad des Hauses ermöglichen kann. Außerdem kann damit bestimmt werden, wie viel H_2 bei der jeweiligen PV&LIB-Kombination erzeugt werden kann. Beim FC&LIB Subsystem wird die PV-Anlage Null gesetzt und entsprechend ermittelt, wie hoch der Autarkiegrad bei welcher FC&LIB-Kombination ist. Außerdem wird bestimmt, wie viel H_2 -Bedarf dabei jeweils vorliegt.

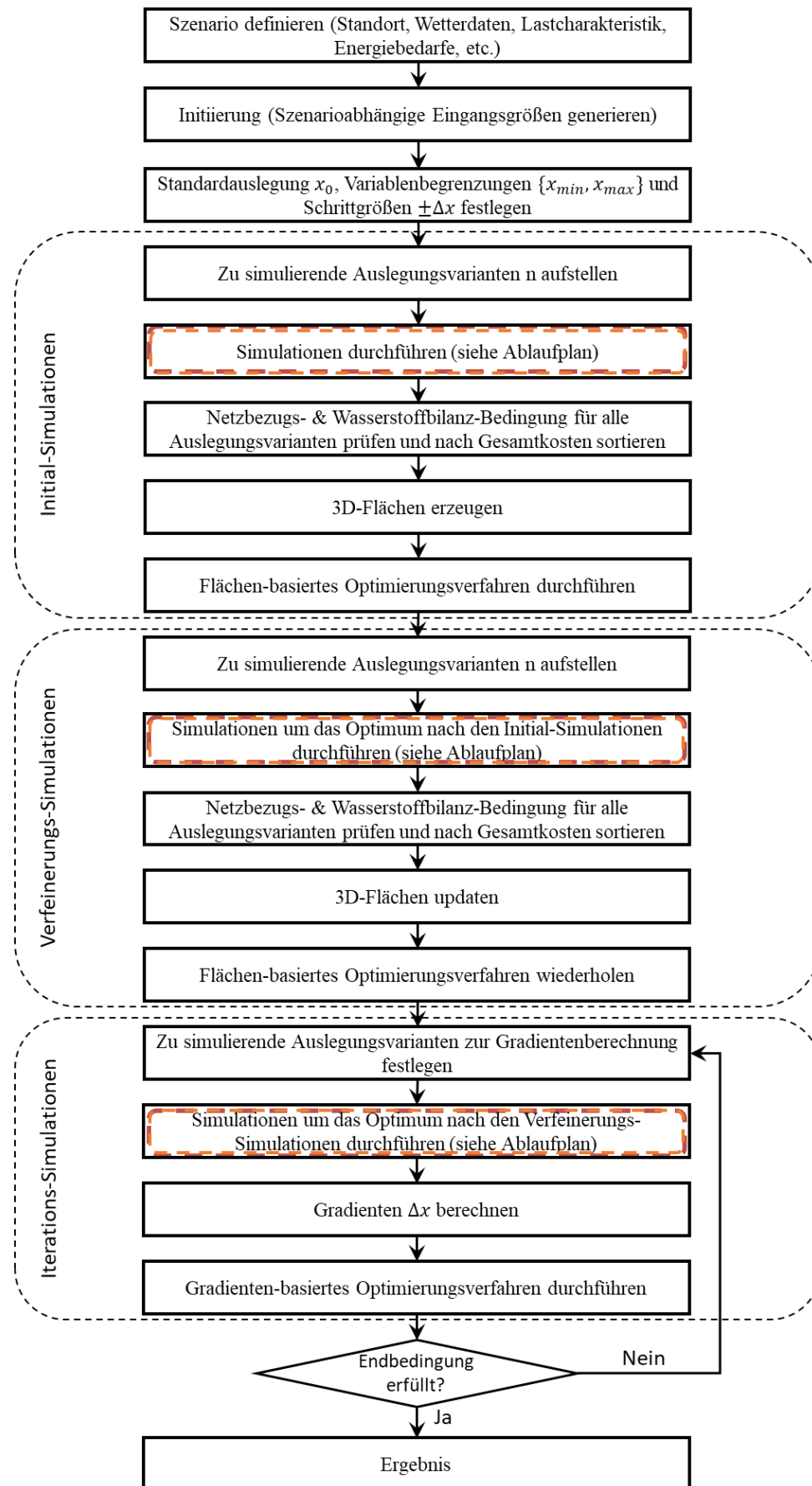


Bild 4.55: Phasen-Ablaufplan des Optimierungsverfahrens.

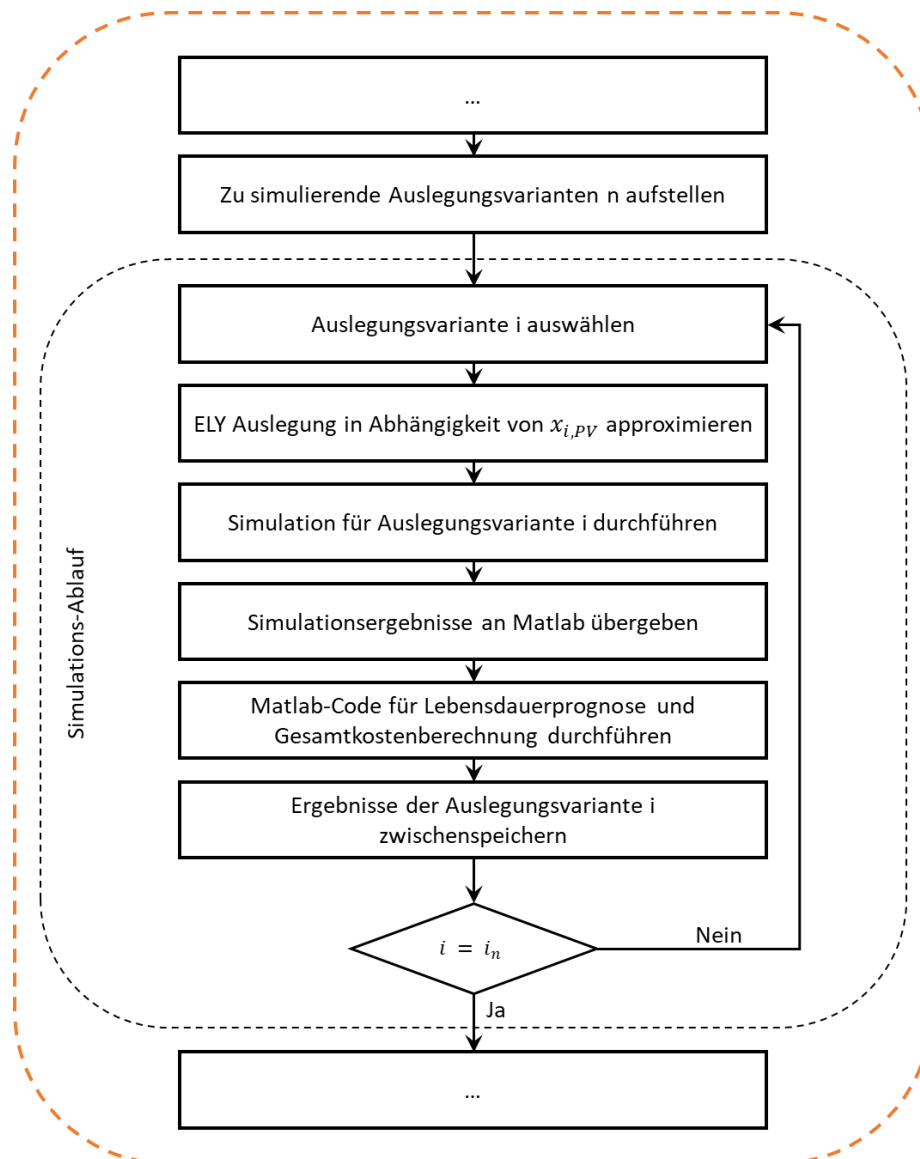


Bild 4.56: Phasen-Ablaufplan des Simulations-Ablaufes innerhalb des Optimierungsverfahrens.

Approximative mathematische Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Flächen und weiteren Kenngrößen sind zunächst zu formulieren. Diese mathematischen Zusammenhänge zeigen die Kosten, den Netzbezug und die H_2 -Bilanz bei einer bestimmten PV&LIB&FC-Auslegungskombination auf und stellen die Formeln für das Optimierungsverfahren dar. Diese mathematischen Zusammenhänge werden zusammen mit den Flächenverläufen und der bis dato besten simulierten Auslegung dem Optimierungsverfahren zugrunde gelegt. Das flächenbasierte Optimierungsverfahren sucht ausgehend von den Flächenverläufen eine optimierte Auslegung $x_{i,\text{initial}}^{\text{opt}}$. Diese optimierte Auslegung ist allerdings noch nicht der endgültigen Optimal-Auslegung gleich, sondern ist nur als erster Schätzwert zu betrachten.

Anschließend beginnt Phase 2, die Verfeinerungsphase. Hierzu wird die beste Auslegung nach der Initialphase $x_{i,\text{initial}}^{\text{opt}}$ als Startauslegung genommen und um diese Auslegung herum weitere Simulationen durchgeführt und damit ein feineres Auslegungsraaster erzeugt. Aus der Erfahrung

heraus liegt die gefundene Auslegung $x_{i,\text{initial}}^{\text{opt}}$ in dem Bereich, wo die Flächenverläufe in einer von beiden Richtungen x oder y eine starke Veränderung des z -Wertes unterliegen. Daher wird bei den in dieser Phase zu simulierenden Auslegungsvarianten von der Startauslegung aus sowohl parallel zur x - als auch zur y -Achse Simulationspunkte gesetzt. Im Versatz von ± 2 zu diesen Simulationspunkt-Reihen werden weitere Punkte gesetzt, um damit die starke Veränderung des Flächenverlaufs an den Kanten besser abbilden zu können. Anschließend werden für das feinere Auslegungsraaster die Simulationen durchgeführt und anschließend eine Ergänzung der Flächenverläufe um die neuen Simulationspunkte vorgenommen. Daraufhin wird noch einmal das flächenbasierte Optimierungsverfahren durchgeführt und eine noch bessere Auslegung $x_{i,\text{refine}}^{\text{opt}}$ gesucht.

Das resultierende Optimierungsproblem für die Initial- und Verfeinerungsphase lautet

$$\min_{(x_{\text{PV}}, x_{\text{LIB}}, x_{\text{FC}})} f_{\text{K,noFC}}(x_{\text{PV}}, x_{\text{LIB}}) + f_{\text{K,fixFC}}(x_{\text{FC}}) + f_{\text{pNB,noFC}}(x_{\text{PV}}, x_{\text{LIB}}) \cdot (f_{\text{K,noPV}}(x_{\text{FC}}, x_{\text{LIB}}) - f_{\text{K,fixFC}}(x_{\text{FC}})) \quad (157)$$

unter den Nebenbedingungen

$$x_i \in [x_{i,\text{min}}, x_{i,\text{max}}] \quad (158)$$

$$x_i \in \mathbb{N} \quad (159)$$

$$f_{\text{pNB,noPV}}(x_{\text{FC}}, x_{\text{LIB}}) - (R_{E_{\text{max,Netz}}} + (1 - f_{\text{pNB,noFC}}(x_{\text{PV}}, x_{\text{LIB}})) \cdot R_{E_{\text{PV,FC an}}}^{\text{aSTA}}) \leq 0 \quad (160)$$

$$m_{\text{H2d}} - f_{\text{H2p,noFC}}(x_{\text{PV}}, x_{\text{LIB}}) \cdot \left(\frac{1}{1 - R_{E_{\text{PV,FC an}}}^{\text{aSTA}}} \right) \leq 0 \quad (161)$$

Mit

$$m_{\text{H2d}} = (f_{\text{pNB,noFC}}(x_{\text{PV}}, x_{\text{LIB}}) \cdot E_{\text{gesamt,J}} / H_{\text{S,H}_2}) \cdot \frac{1}{\eta_{\text{FC,avg}}} \cdot \left(1 + \frac{R_{\text{DEG,FC,EOL}}}{2} \right) \cdot t_{\text{NZ}} \quad (162)$$

mit $H_{\text{S,H}_2}$ für den Brennwert (oberen Heizwert) von H_2 , $\eta_{\text{FC,avg}}$ für die durchschnittliche Effizienz der FC, $R_{\text{DEG,FC,EOL}}$ für den maximalen Spannungsabfall der FC bei EOL in Prozent (siehe Abschnitt 3.4.2) und $t_{\text{NZ}} = 20$ für den Betrachtungszeitraum des Energiesystems in Jahren. x_i mit $i = \{\text{PV}, \text{LIB}, \text{FC}\}$ sind die Optimierungsgrößen. Hierzu soll die optimale Kombination für das vorliegende Optimierungsproblem gefunden werden. In *Tabelle 4.11* sind die Funktionsbestandteile und Kenngrößen der Zielfunktionen und Nebenbedingungen erklärt. Folgende Benennungen für die verschiedene Auslegungen in verschiedenen Stadien sind dabei von Bedeutung:

- **Standardauslegung (std)** x_i^{aSTA} : Approximierte Standardauslegung der Komponente i . Wird initial festgelegt bzw. anhand von Erfahrungswerten approximiert.
- **Startauslegung (set)** x_i^{set} : Auslegung, die für die nächste Optimierungsphase oder Iteration als Grundlage dient. Anhand dieser werden die als nächstes zu simulierenden Auslegungsvariationen festgelegt. Für die Initialphase wird die Standardauslegung als

Startauslegung gesetzt. Für alle weiteren Phasen wird die Startauslegung nach dem Optimum aus der vorangegangenen Phase gebildet.

- **Referenzauslegung (ref)** x_i^{ref} : Dient dem Optimierungsproblem als Referenz, von der aus Änderungen durch Variation der Optimierungsgrößen vorgenommen werden. Die Referenzauslegung bestimmt sich durch die in den vorangegangenen Simulationen bisher bestmögliche Auslegung. Dazu wird geprüft, welche bisherige Optimierungsgrößen-Kombination die Nebenbedingungen schon erfüllen würden und dabei die geringsten Kosten aufweisen.

Die Auslegung nach der Verfeinerungsphase kommt sehr nah an das tatsächliche Optimum heran, trifft es aber noch nicht exakt. Daher wird in der letzten Phase, der Iterationsphase, schrittweise an das tatsächliche Optimum herangeführt. Die aus der vorangegangenen Phase gefundene Auslegung $x_{i,\text{refine}}^{\text{opt}}$ wird dabei als Startauslegung für die erste Iteration festgelegt. Mit jeder Iteration k wird eine neue optimale Auslegung $x_{i,\text{iteration},k}^{\text{opt}}$ gefunden, welche im Weiteren als Startauslegung für den nächsten Iterationsschritt $k + 1$ genutzt wird. Von der Startauslegung ausgehend werden Auslegungsvariationen für anschließende Simulationen festgelegt, anhand derer gradientenbasiert der Einfluss der Optimierungsgröße auf die Kosten, den Netzbezug und die H_2 -Bilanz bei einer Einheit weniger als bei Startauslegung bestimmt wird. Diese Gradienten werden dann dem gradientenbasierten Optimierungsverfahren übergeben. Hierin wurde ein mathematischer Zusammenhang formuliert, der sehr realitätsnah ist. Der Nachteil am gradientenbasierten Optimierungsverfahren ist allerdings, dass die Einflüsse der Auslegungsänderungen auf die Ziel- und Nebenfunktionen nichtlineare Verläufe annehmen können. Daher kann das gradientenbasierte Optimierungsverfahren nur in einem kleinen Auslegungsschritt-Bereich angewendet werden, welcher hier auf eine maximale Änderung von ± 2 pro Iterationsschritt festgelegt wurde. Die schrittweise Heranführung an das Optimum erfolgt daher iterativ. Sobald keine Verbesserung der Auslegung hinsichtlich der Kosten mehr erfolgt, ist das Optimierungsverfahren abgeschlossen und das Optimum $x_{i,\text{final}}^{\text{opt}}$ gefunden. Das gradientenbasierte Optimierungsverfahren ist in vier Fälle unterteilt, je nachdem, welche Nebenbedingung bei der besten Simulation des vorangegangenen Iterationsschrittes erfüllt war. Dies ist erforderlich, da aufgrund der geringen maximalen Veränderungsgröße Δx_i pro Iterationsschritt nicht unbedingt beide Nebenbedingungen erfüllt sein müssen. Deshalb muss schrittweise an die Erfüllung beider Bedingungen herangeführt werden. Folgende vier Fälle sind zu benennen:

- **Fall 1: Nur die Netzbezugsbedingung ist erfüllt**
- **Fall 2: Nur die Wasserstoffbilanz-Bedingung ist erfüllt**
- **Fall 3: Keine Nebenbedingung ist erfüllt**
- **Fall 4: Beide Nebenbedingungen sind erfüllt**

Die Zielfunktion für das gradientenbasierte Optimierungsverfahren ist für alle vier Fälle identisch und lautet

$$\min_{(x_{\text{PV}}, x_{\text{LIB}}, x_{\text{FC}})} \Delta K_{\text{PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta K_{\text{LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta K_{\text{FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}} + K_{\text{ref}} \quad (163)$$

Im ersten Fall, „**Nur die Netzbezugsbedingung ist erfüllt**“, wird vorausgesetzt, dass diese Netzbezugsbedingung weiterhin erfüllt ist und die H_2 -Bilanz im Rahmen der Schrittgrenzen in Richtung Erfüllung verbessert wird. Die Nebenbedingungen für diesen Fall lauten

$$\Delta x_i \in \left[-\left(\min\left(x_i^{\text{ref}} - \min(x_{i,\text{min}}, x_i^{\text{ref}})\right), \Delta x_{i,\text{max}} \right), \min\left(x_{i,\text{max}} - x_i^{\text{ref}}, \Delta x_{i,\text{max}} \right) \right] \quad (164)$$

$$\Delta x_i \in \mathbb{N} \quad (165)$$

$$\Delta E_{\text{NB,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta E_{\text{NB,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta E_{\text{NB,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}} + E_{\text{NB,ref}} - E_{\text{NB,max}} \leq 0 \quad (166)$$

$$\Delta m_{\text{H2d,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta m_{\text{H2d,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta m_{\text{H2d,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}} - (\Delta m_{\text{H2p,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta m_{\text{H2p,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta m_{\text{H2p,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}}) + m_{\text{H2bil,max,iter}}/2 \leq 0 \quad (167)$$

Im zweiten Fall, „**Nur die Wasserstoffbilanz-Bedingung ist erfüllt**“, wird vorausgesetzt, dass diese Wasserstoffbilanz-Bedingung weiterhin erfüllt ist und der Netzbezug im Rahmen der Schrittgrenzen in Richtung Erfüllung verbessert wird. Die Nebenbedingungen für diesen Fall lauten

$$\Delta x_i \in \left[-\left(\min\left(x_i^{\text{ref}} - \min(x_{i,\text{min}}, x_i^{\text{ref}})\right), \Delta x_{i,\text{max}} \right), \min\left(x_{i,\text{max}} - x_i^{\text{ref}}, \Delta x_{i,\text{max}} \right) \right] \quad (168)$$

$$\Delta x_i \in \mathbb{N} \quad (169)$$

$$\Delta E_{\text{NB,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta E_{\text{NB,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta E_{\text{NB,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}} + E_{\text{NB,max,iter}}/2 \leq 0 \quad (170)$$

$$\Delta m_{\text{H2d,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta m_{\text{H2d,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta m_{\text{H2d,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}} + m_{\text{H2d,ref}} - (\Delta m_{\text{H2p,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta m_{\text{H2p,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta m_{\text{H2p,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}} + m_{\text{H2p,ref}}) \leq 0 \quad (171)$$

Im dritten Fall, „**Keine Nebenbedingung ist erfüllt**“, wird die Priorität auf eine Verbesserung des Netzbezugs im Rahmen der Schrittgrenzen gelegt. Auch die Wasserstoffbilanz sollte nach Möglichkeit eine Verbesserung erfahren. Hiermit sollen die Optimierungsgrößen in die Richtung gebracht werden, dass irgendwann Fall 1 erfüllt ist. Die Nebenbedingungen für diesen Fall lauten

$$\Delta x_i \in \left[-\left(\min\left(x_i^{\text{ref}} - \min(x_{i,\text{min}}, x_i^{\text{ref}})\right), \Delta x_{i,\text{max}} \right), \min\left(x_{i,\text{max}} - x_i^{\text{ref}}, \Delta x_{i,\text{max}} \right) \right] \quad (172)$$

$$\Delta x_i \in \mathbb{N} \quad (173)$$

$$\Delta E_{\text{NB,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta E_{\text{NB,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta E_{\text{NB,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}} + E_{\text{NB,max,iter}}/2 \leq 0 \quad (174)$$

$$\Delta m_{\text{H2d,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta m_{\text{H2d,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta m_{\text{H2d,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}} - (\Delta m_{\text{H2p,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta m_{\text{H2p,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta m_{\text{H2p,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}}) + m_{\text{H2bil,max,iter}}/2 \leq 0 \quad (175)$$

Im vierten Fall, „**Beide Nebenbedingungen sind erfüllt**“, wird vorausgesetzt, dass sowohl die Netzbezugsbedingung als auch die Wasserstoffbilanz-Bedingung weiterhin erfüllt sind. Im Rahmen der Schrittgrenzen soll nach einer ggf. noch kostengünstigeren Auslegung gesucht werden. Die Nebenbedingungen für diesen Fall lauten

$$\Delta x_i \in \left[-\left(\min\left(x_i^{\text{ref}} - \min(x_{i,\text{min}}, x_i^{\text{ref}})\right), \Delta x_{i,\text{max}} \right), \min\left(x_{i,\text{max}} - x_i^{\text{ref}}, \Delta x_{i,\text{max}} \right) \right] \quad (176)$$

$$\Delta x_i \in \mathbb{N} \quad (177)$$

$$\Delta E_{\text{NB,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta E_{\text{NB,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta E_{\text{NB,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}} + E_{\text{NB,ref}} - E_{\text{NB,max}} \leq 0 \quad (178)$$

$$\Delta m_{\text{H2d,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta m_{\text{H2d,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta m_{\text{H2d,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}} + m_{\text{H2d,ref}} - (\Delta m_{\text{H2p,PV}} \cdot \Delta x_{\text{PV}} + \Delta m_{\text{H2p,LIB}} \cdot \Delta x_{\text{LIB}} + \Delta m_{\text{H2p,FC}} \cdot \Delta x_{\text{FC}} + m_{\text{H2p,ref}}) \leq 0 \quad (179)$$

Δx_i beschreibt die Variablenänderung der Optimierungsgröße i zur Referenzauslegung x_i^{ref} während der Durchführung des Optimierungsverfahrens. $\Delta x_{i,\text{max}}$ ist dabei die maximale Schrittgröße pro Iterationsschritt, um die die Optimierungsgröße i maximal steigen oder fallen darf. $x_{i,\text{min}}$ und $x_{i,\text{max}}$ sind die vordefinierte minimale bzw. maximale Auslegung, die die Optimierungsgröße i annehmen darf. In *Tabelle 4.11* sind alle weiteren Formelzeichen aufgeführt und beschrieben.

Tabelle 4.11: Beschreibung der Formelzeichen und Funktionsbestandteile des Optimierungsverfahrens.

Größe	Beschreibung
Zielfunktion	
$f_{\text{pNB,noFC}}(x_{\text{PV}}, x_{\text{LIB}})$	Beschreibt den prozentualen Netzbezugs-Anteil bei einer bestimmten PV/LIB-Kombination für den Fall, dass keine FC vorhanden ist. (Umso niedriger die PV-Auslegung, desto höher der Netzbezugsanteil).
$f_{\text{K,noFC}}(x_{\text{PV}}, x_{\text{LIB}})$	Beschreibt die Kosten bei ausschließlicher Nutzung des PV/LIB-Subsystems, spricht ohne vorhandener FC und Wasserstoffsystem.
$f_{\text{K,noPV}}(x_{\text{FC}}, x_{\text{LIB}})$	Beschreibt die Kosten bei ausschließlicher Nutzung des FC&LIB-Subsystems, spricht ohne vorhandener PV-Anlage.
$f_{\text{KfixFC}}(x_{\text{FC}})$ mit $f_{\text{KfixFC}}(x_{\text{FC}})$ $= K_{\text{fix,FC}} \cdot x_{\text{FC}}$ $\cdot P_{\text{FC,Schritt}}$	Gibt an, wie hoch die CAPEX des FC-Systems pro Leistungsschritt sind, spricht ohne Berücksichtigung der entstehenden Kosten während des Betriebs und der Wasserstoffsystemnutzung. $P_{\text{FC,Schritt}}$ ist dabei die Leistung der FC pro Leistungsschritt und $K_{\text{fix,FC}}$ sind die Kosten der FC pro kW.
Netzbezugs-Nebenbedingung	
$f_{\text{pNB,noPV}}(x_{\text{FC}}, x_{\text{LIB}})$	Beschreibt den prozentualen Netzbezugs-Anteil bei einer bestimmten FC-LIB-Auslegungskombination für den Fall, dass keine PV-Anlage vorhanden ist. (Umso niedriger die FC-Auslegung, desto höher der Netzbezugsanteil)
$R_{E_{\text{max,Netz}}}$ mit $R_{E_{\text{max,Netz}}}$ $= \frac{E_{\text{NB,max}}}{E_{\text{ges}}^{\text{aSTA}}}$	Beschreibt den maximal erlaubten prozentualen Netzbezug in Relation zum gesamten Strombedarf im jeweiligen Anwendungsfall. Eine Auslegung darf keinen Netzbezug größer als diesen Wert vorweisen, um als geeignet zu gelten. $E_{\text{ges}}^{\text{aSTA}}$ beschreibt hierbei die bei Standardauslegung gesamten anfallenden Energiebedarf des Haushalts für alle Sektoren.

Tabelle 4.11: (Fortsetzung).

$R_{E_{\text{PV,FC an}}}^{\text{aSTA}}$ mit	Gibt an, wie hoch die prozentuale Stromerzeugung über PV während des Betriebs der FC in Relation zur gesamten PV-Stromerzeugung ist. Dieser Wert wird bezogen auf die approximierete Standardauslegung
--	--

$R_{E_{PV,FC\text{ an}}}^{aSTA} = \frac{E_{PV,FC\text{ an}}^{aSTA}}{E_{PV}^{aSTA} - E_{NE}^{aSTA}}$	(aSTA) hinzugezogen. $E_{PV,FC\text{ an}}^{aSTA}$ beschreibt die PV-Stromerzeugung, während die FC in Betrieb ist, E_{PV}^{aSTA} ist die gesamte PV-Stromerzeugung und E_{NE}^{aSTA} ist die Netzeinspeisung bzw. überschussige nicht nutzbare Energie, alles jeweils bei aSTA.
Wasserstoffbilanz-Nebenbedingung	
$f_{H_2d,noPV}(x_{FC}, x_{LIB})$	Beschreibt den H ₂ -Bedarfe bei einer bestimmten FC&LIB-Auslegungskombination für den Fall, dass keine PV-Anlage vorhanden ist.
$f_{H_2p,noFC}(x_{PV}, x_{LIB})$	Beschreibt die H ₂ -Erzeugung bei einer bestimmten PV&LIB- Auslegungskombination für den Fall, dass keine FC vorhanden ist.
Kosten-Bedingung	
ΔK_{PV}	Gibt die Differenz der Kosten in € pro einer PV-Einheit mehr an.
ΔK_{LIB}	Gibt die Differenz der Kosten in € pro eine LIB-Einheit mehr an.
ΔK_{FC}	Gibt die Differenz der Kosten in € pro eine FC-Einheit mehr an.
Netzbezugs-Nebenbedingung (gradientenbasiert)	
$\Delta E_{NB,PV}$	Gibt die Differenz des Netzbezuges in kWh pro PV-Einheit mehr an.
$\Delta E_{NB,LIB}$	Gibt die Differenz des Netzbezuges in kWh pro LIB-Einheit mehr an.
$\Delta E_{NB,FC}$ mit $\Delta E_{NB,FC} = f_{NB,FC}(x_{FC})$	Gibt die Differenz des Netzbezuges in kWh pro eine FC-Einheit mehr an.
K_{ref}	Gibt die Gesamtkosten des Systems bei Referenzauslegung an.
$E_{NB,ref}$	Gibt den Strombedarf über das Stromnetz bei Referenzauslegung an.
$E_{NB,max}$	Gibt den vorab festgelegten maximal zulässigen Netzbezug in kWh an.
$E_{NB,max,iter}$	Beschreibt die maximal mögliche Reduktion des Netzbezuges pro Iterationsschritt im Rahmen der maximalen Schrittgrenzen für die Variablen. Theoretisch wäre pro Iterationsschritt eine Verbesserung des Netzbezuges bis zu diesem Wert möglich. Allerdings ist das nur eine Approximation und keine Gewissheit, weswegen eine langsamere Verbesserung der Auslegung um die Hälfte der maximal möglichen Verbesserung vorgenommen wird.

Tabelle 4.11: (Fortsetzung).

Wasserstoffbilanz-Nebenbedingung (gradientenbasiert)

$\Delta m_{\text{H}_2\text{d,PV}}$	Gibt die Differenz des H_2 -Bedarfes in kg pro einer PV-Einheit mehr an.
$\Delta m_{\text{H}_2\text{d,LIB}}$	Gibt die Differenz des H_2 -Bedarfes in kg pro eine LIB-Einheit mehr an.
$\Delta m_{\text{H}_2\text{d,FC}}$ mit $\Delta m_{\text{H}_2\text{d,FC}}$ $= f_{\text{H}_2\text{d,FC}}(x_{\text{FC}})$ $- m_{\text{H}_2\text{d,ref}}$	Gibt die Differenz des H_2 -Bedarfes in kg pro eine FC-Einheit mehr an. Der Wert wird dabei aus einer Kurvenfunktion minus des H_2 -Bedarfes für die nach letzter Iteration beste Auslegung berechnet. Die Kurvenfunktion beschreibt den H_2 -Bedarf in Abhängigkeit der FC-Größe
$\Delta m_{\text{H}_2\text{p,PV}}$	Gibt die Differenz der H_2 -Erzeugung in kg pro PV-Einheit mehr an.
$\Delta m_{\text{H}_2\text{p,LIB}}$	Gibt die Differenz der H_2 -Erzeugung in kg pro LIB-Einheit mehr an.
$\Delta m_{\text{H}_2\text{p,FC}}$ mit $\Delta m_{\text{H}_2\text{p,FC}}$ $= f_{\text{H}_2\text{p,FC}}(x_{\text{FC}})$ $- m_{\text{H}_2\text{p,ref}}$	Gibt die Differenz der H_2 -Erzeugung in kg pro eine FC-Einheit mehr an. Der Wert wird dabei aus einer Kurvenfunktion minus der H_2 -Erzeugung, für die nach letzter Iteration beste Auslegung berechnet. Die Kurvenfunktion beschreibt den H_2 -Bedarf in Abhängigkeit der FC-Größe.
$m_{\text{H}_2\text{bil,max,iter}}$	Beschreibt die maximal mögliche Verbesserung der H_2 -Bilanz pro Iterationsschritt im Rahmen der maximalen Schrittgrenzen für die Variablen. Theoretisch wäre pro Iterationsschritt eine Verbesserung der H_2 -Bilanz bis zu diesem Wert möglich. Allerdings ist das nur eine Approximation und keine Gewissheit, weswegen der Wert nicht zwingend in Realität auch erreichbar sein muss. Daher wird eine langsamere Verbesserung des Wertes um die Hälfte der maximal möglichen Verbesserung vorgenommen.
$m_{\text{H}_2\text{d,ref}}$	Gibt den bei der Referenzauslegung aufgetretenen H_2 -Bedarf an.
$m_{\text{H}_2\text{p,ref}}$	Gibt die bei der Referenzauslegung aufgetretene H_2 -Erzeugung an.

Tabelle 4.12: Exemplarische 3D-Flächen für das flächenbasierte Optimierungsverfahren.

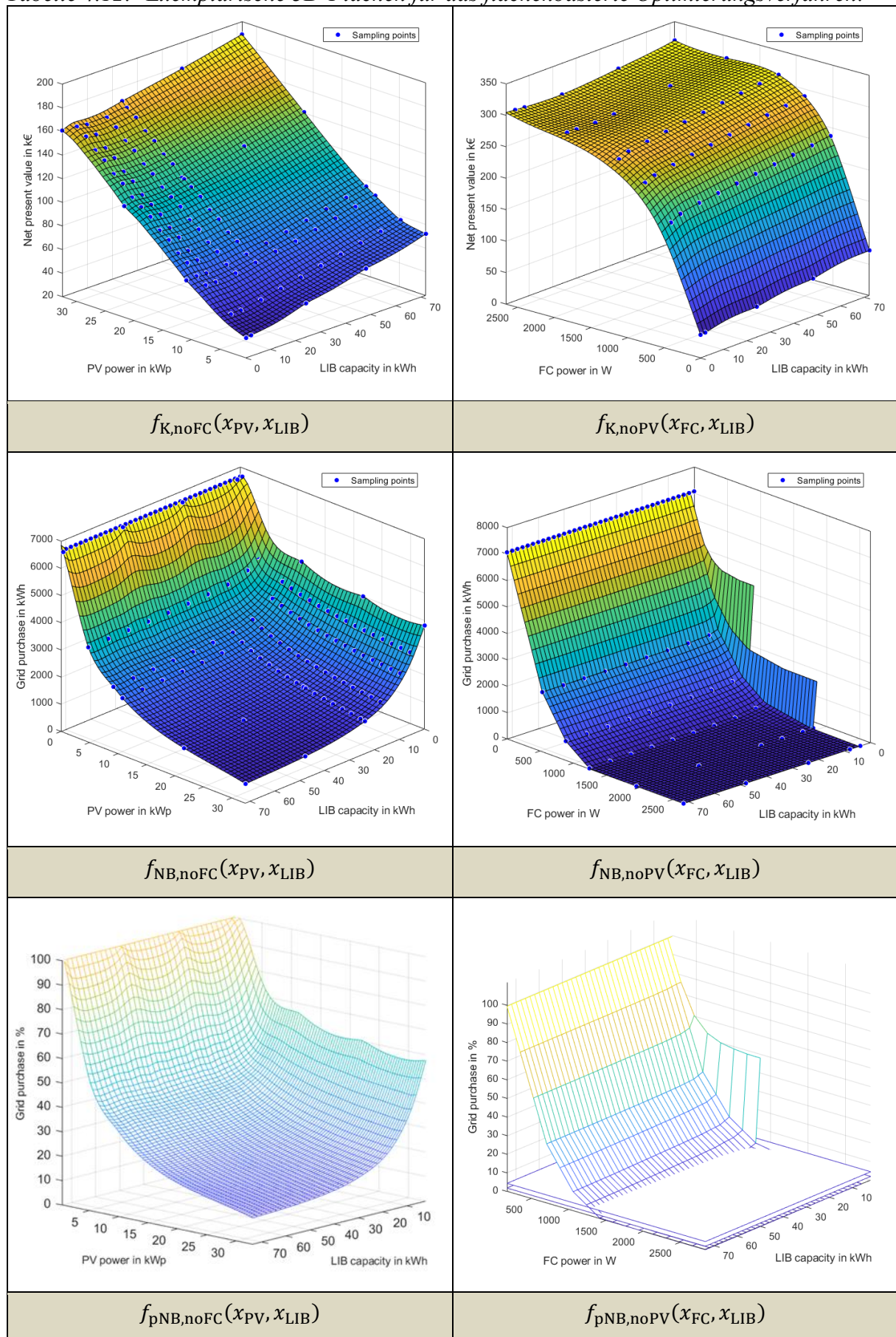
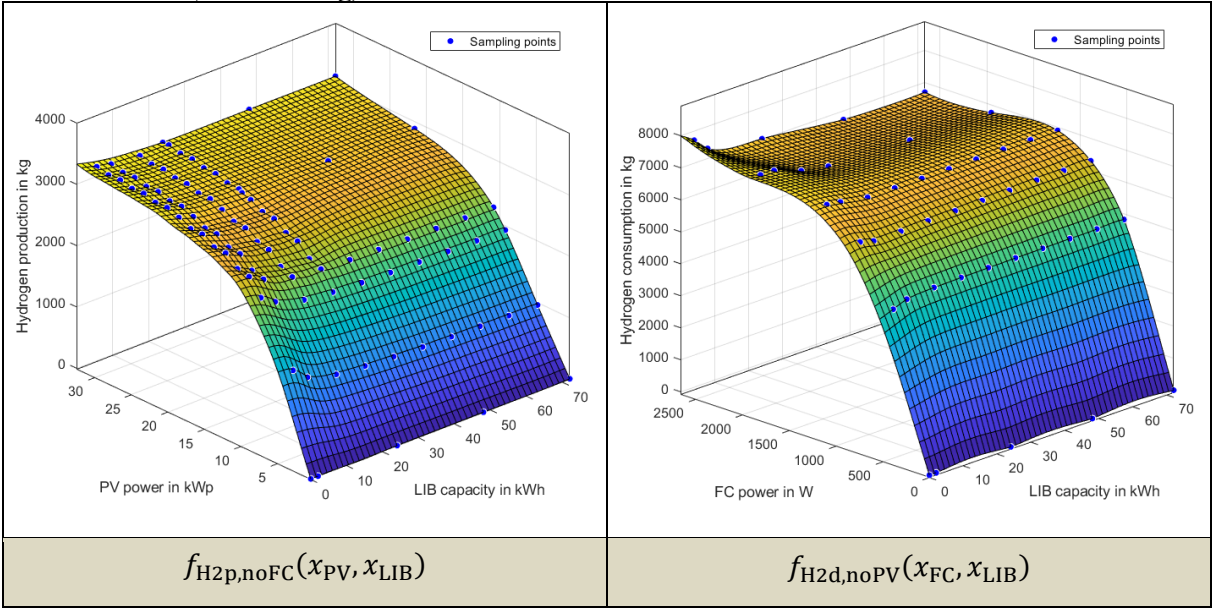


Tabelle 4.12: (Fortsetzung).



5 Verifikation, Validierung und Auswertung

5.1 Verifikation und Validierung

In diesem Abschnitt wird eine Verifikation der Partialkomponenten mit anschließender Verifikation des Gesamtsystems vorgenommen. Unter Verifikation wird in diesem Sinne die Überprüfung verstanden, ob das Modell richtig erstellt wurde und inwieweit die Modellimplementierung sowohl das konzeptuelle Modell als auch die Modellspezifikation korrekt wiedergegeben wird [481]. Dazu wird zunächst jede der Hauptkomponenten einzeln auf ihre Korrektheit und Zuverlässigkeit geprüft. Hierfür wird ein Vergleich mit Ergebnissen anderer Modellierungswerkzeuge und anderer wissenschaftlicher Arbeiten vorgenommen. Eine separate Verifikation erfolgt für die Hauptkomponenten dieses Energiesystems: PV-Anlage, LIB, FC und ELY. Anschließend wird das Gesamtsystem verifiziert. Dazu wird ein Vergleich mit der Arbeit von Puranen et al. [75] vorgenommen, der eine Energiebilanzanalyse eines auf H₂ basierenden Haus-Energiesystems vorstellt. Außerdem erfolgt ein Vergleich mit dem Softwaretool HOMER Pro [77], mit dem ein H₂-Energiesystem in abstrahierter Form modelliert werden kann.

5.1.1 Verifikation und Validierung des PV-Anlagen-Modells

Für die Verifikation des Modells der PV-Anlage ist besonders gut das Programm PV*SOL von Valentin Software [111] geeignet. Dieses Programm führt mit hoher Auflösung eine Simulation von Energiesystemen mit Konzentration auf PV-Anlage und Batteriespeicher aus. Die Ergebnisse der etablierten Software PV*SOL sind sehr zuverlässig und daher gut für einen Vergleich geeignet. Für eine vollumfängliche Verifikation der PV-Anlage wird eine Studie bestehend aus 10 Systemvarianten vorgestellt. Die Parametrisierung zu den Studien findet sich in *Tabelle 5.1*. In den Varianten 1 bis 4 werden zunächst verschiedene Neigungswinkel und Ausrichtungen gegenübergestellt. Anschließend werden schrittweise sowohl Strombedarfe als auch ein Batteriespeicher hinzugenommen. Zuletzt wird unter Nutzung einer PV-Anlage und eines Batteriespeichers die Güte des Wärmesystems mit einer WP für die Raumwärme verifiziert.

Tabelle 5.1: Parametrisierung der Studien zur Verifikation der PV-Anlage und der LIB.

	PV-Anlage			LIB	Strombedarf in kWh	
	Leistung	Neigung	Ausrichtung	Kapazität	Haushalt	Wärmepumpe
Variante 1	9,6 kW _p	45°	Süd	0	0	0
Variante 2	9,6 kW _p	32°	Süd	0	0	0
Variante 3	9,6 kW _p	32°	Ost	0	0	0
Variante 4	9,6 kW _p	32°	West	0	0	0
Variante 5	9,6 kW _p	32°	Süd	0	2.650	0
Variante 6	9,6 kW _p	32°	Süd	5,2 kWh	2.650	0
Variante 7	9,6 kW _p	32°	Süd	10,4 kWh	5.000	0
Variante 8	9,6 kW _p	32°	Süd	5,2 kWh	2.650	4.527
Variante 9	9,6 kW _p	32°	Süd	10,4 kWh	2.650	4.527
Variante 10	9,6 kW _p	45°	Süd	10,4 kWh	2.650	4.527

Um eine Vergleichbarkeit sicherzustellen, wird eine identische Parametrisierung im entwickelten Simulink-Modell und der Nachbildung in PV*SOL vorgenommen. Die Ergebnisse der Auswertungen sind in *Tabelle 5.2* für das entwickelte Simulink-Modell und in *Tabelle 5.3* für die Nachbildung in PV*SOL zusammengetragen. Für das entwickelte Simulink-Modell ist das Referenzjahr 2017 für die Wetterdaten zugrunde gelegt.

Der **spezifische Jahresertrag** ist bei südlicher Ausrichtung in beiden Simulationsansätzen nahezu identisch. Die horizontale Globalstrahlung ist im Simulink-Modell dagegen um 7,8 % höher. Dies kann an der Mittelung der Wetterdaten über mehrere Jahre bei PV*SOL liegen, weswegen eine Robustheitsanalyse des Simulink-Modells zur Auswirkung des Wetters wichtig ist. Diese wird in Abschnitt 5.4.1 vorgestellt.

Ein höherer **Neigungswinkel** von 45° im Vergleich zu 32° zeigt in beiden Ansätzen einen identischen Effekt. In beiden Fällen liegt der spezifische Jahresertrag bei 45° nur marginal unter dem bei einem Neigungswinkel von 32°. Die nach Osten bzw. Westen ausgerichteten PV-Anlagen (Variante 3 bzw. 4) sind in beiden Ansätzen sehr ähnlich und daher ebenfalls plausibel. Der Temperatureinfluss auf die Spannung bewirkt einen geringfügig höheren Energieertrag bei Ost-Ausrichtung gegenüber der West-Ausrichtung, was sich in beiden Ansätzen bemerkbar macht.

Tabelle 5.2: Simulations-Ergebnisse des entwickelten Simulink-Modells zu den Verifikations-Studien mit E_{Netz} für die Netzeinspeisung, $E_{\text{G,hor}}$ für die globale Horizontalstrahlung, E_{eigen} für die zur Eigenversorgung genutzte Energie, R_{aut} für den Autarkiegrad und $E_{\text{LIB,c}}$ für die geladene Energie des LIB.

	PV-Anlage			Last		Batteriespeicher			
	Spez. Jahresertrag in kWh/kW _p	E_{Netz} in kWh	$E_{\text{G,hor}}$ in kWh/m ²	E_{eigen} in kWh	R_{aut} in %	$E_{\text{LIB,c}}$ in kWh	Verluste in kWh	Vollzyklen im Jahr	EOL in Jahren
Variante 1	1.133	10.340	1.143						
Variante 2	1.163	10.609	1.143						
Variante 3	902	8.234	1.143						
Variante 4	887	8.097	1.143						
Variante 5	1.163	9.198	1.143	1.410	53,20				
Variante 6	1.163	8.047	1.143	2.345	88,48	1.151	216	179	15,57
Variante 7	1.163	7.942	1.143	2.433	91,81	1.256	233	98	20,65
Variante 8	1.163	6.910	1.143	3.457	48,17	1.287	241	200	13,36
Variante 9	1.163	6.221	1.143	4.020	56,01	1.976	367	154	15,23
Variante 10	1.133	5.950	1.143	4.017	55,96	2.005	373	156	15,14

*Tabelle 5.3: Simulations-Ergebnisse von PV*SOL zu den Verifikations-Studien mit E_{Netz} für die Netzeinspeisung, $E_{\text{G,hor}}$ für die globale Horizontalstrahlung, E_{eigen} für die zur Eigenversorgung genutzte Energie, R_{aut} für den Autarkiegrad, $E_{\text{LIB,c}}$ für die geladene Energie des LIB und R_{ZB} für die Zyklenbelastung desw LIB.*

	PV-Anlage			Last		Batteriespeicher			
	Spez. Jahresertrag in kWh/kW _p	E_{Netz} in kWh	$E_{\text{G,hor}}$ in kWh/m ²	E_{eigen} in kWh	R_{aut} in %	$E_{\text{LIB,c}}$ in kWh	Verluste in kWh	R_{ZB} in %	EOL in Jahren
Variante 1	1.077	10.369	1.060						
Variante 2	1.084	10.439	1.060						
Variante 3	874	8.424	1.060						
Variante 4	864	8.325	1.060						
Variante 5	1.084	9.480	1.060	959	35,70				
Variante 6	1.076	7.923	1.060	2.193	82,40	1.714	231	6,3	16
Variante 7	1.073	7.671	1.060	2.399	90,40	2.005	247	3,4	>20
Variante 8	1.078	7.069	1.060	3.078	42,80	1.618	219	5,9	17
Variante 9	1.076	6.501	1.060	3.583	49,90	2.227	270	4	>20
Variante 10	1.069	6.409	1.060	3.600	50,10	2.283	278	4,1	>20

In *Bild 5.1* ist die mit dem Simulink-Modell generierte monatliche Verteilung der Stromerzeugung abgebildet. Hierzu wurde die Variante 9 mit PV-Anlage, Batteriespeicher, Haushaltslast und WP angesetzt. Die Differenz zwischen PV-Stromerzeugung und der Verteilung des erzeugten Stromes kommt durch verschiedene Wirkungsgrade bei Stromwandlung zustande. In den Sommer- und den Übergangsmonaten wird der größte Teil des erzeugten PV-Stromes in das Netz eingespeist. Im Winter wird dagegen der größte Teil entweder direkt genutzt oder in der LIB zwischengespeichert. Die LIB wird besonders häufig in den Übergangsmonaten verwendet, in denen gelegentlich viel PV-Strom erzeugt wird, im Gegenzug aber auch ein hoher Strombedarf für die WP vorliegt. Daher ist die Auslastung der LIB in diesen Monaten besonders hoch. *Bild 5.2* zeigt konträr dazu den Strombedarf des Haushalts und die Verteilung auf die einzelnen Versorgungseinheiten. Hieran zeigt sich, dass direkt nutzbare PV-Strom in den Übergangsmonaten am höchsten ist und zum Sommer und zum Winter jeweils leicht sinkt. Im Sommer ist er geringer, da weniger Strombedarf vorliegt und im Winter ist er geringer, da geringer PV-Strom erzeugt wird. In den Monaten Juni, Juli und August kann mit Nutzung der LIB eine fast vollständige Autarkie erreicht werden. Auch in den Übergangsmonaten ist der Autarkiegrad durch Kombination einer PV-Anlage mit einer LIB relativ hoch.

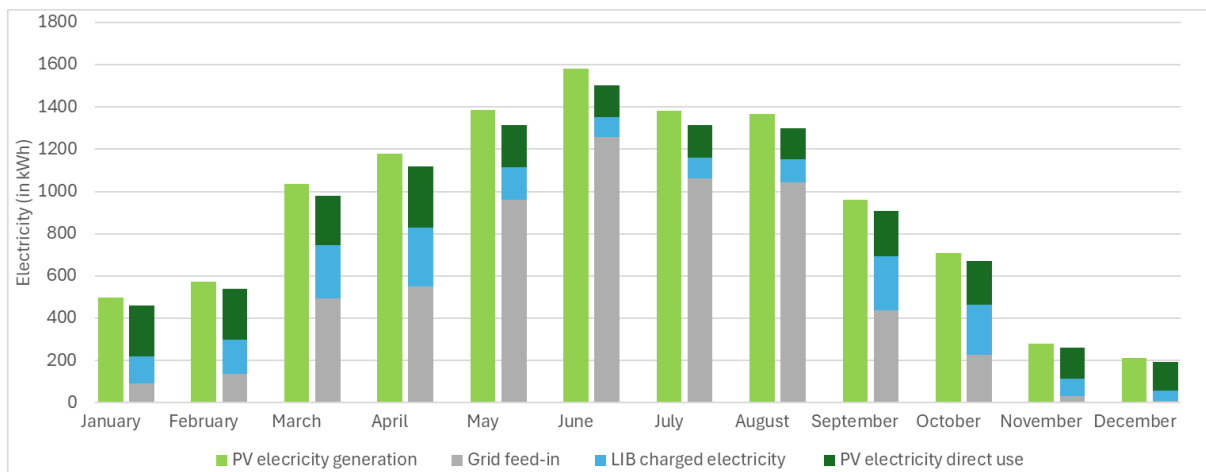


Bild 5.1: Auf Grundlage des Simulink-Modells berechnete monatliche Verteilung der Stromerzeugung.

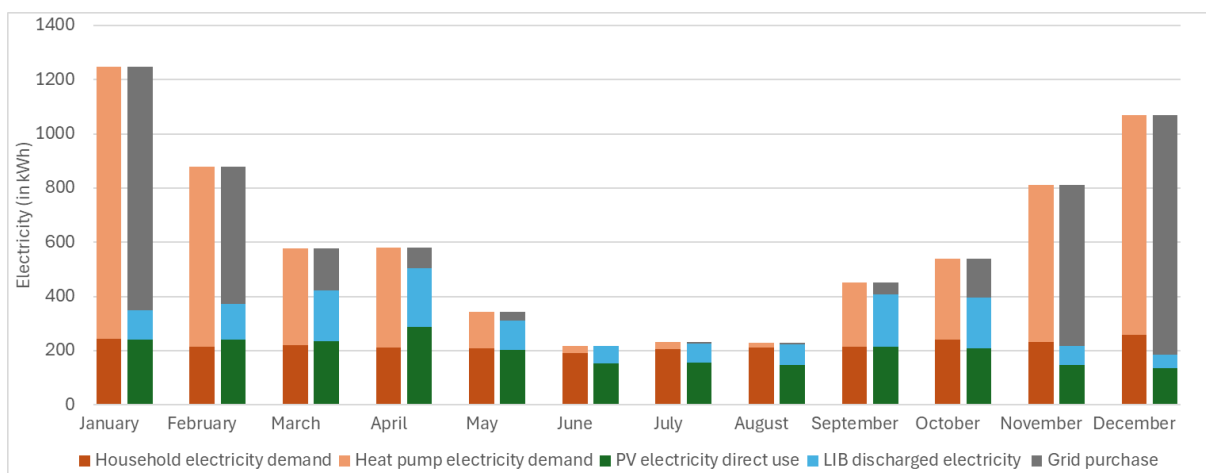


Bild 5.2: Auf Grundlage des Simulink-Modells berechneter Strombedarf des Haushalts (linker Balken) und Strombedarfsdeckung nach Versorgungseinheiten (rechter Balken).

Zum Vergleich ist in *Bild 5.3* ein gleiches Diagramm zu den Berechnungen aus PV*SOL abgebildet. PV*SOL bietet keine separaten Daten zu PV-Anlage und LIB, sondern lediglich eine Kombination der über PV mit LIB gedeckten el. Energie. Insgesamt zeigt sich eine sehr hohe Übereinstimmung zwischen dem Simulink-Modell und PV*SOL. Die PV-Einspeisung ist auf Jahressicht in beiden Ansätzen ähnlich verteilt, genauso wie der über die PV-Anlage und der LIB gemeinsam zur Eigenversorgung genutzte Anteil. Der in *Bild 5.4* dargestellte Strombedarf hat in beiden Ansätzen ebenfalls eine ähnliche Monatsverteilung. Genauso wie im Simulink-Modell ist auch bei PV*SOL die Eigenversorgung über PV und LIB in den Übergangsmonaten am höchsten und sinkt leicht im Sommer und im Winter.

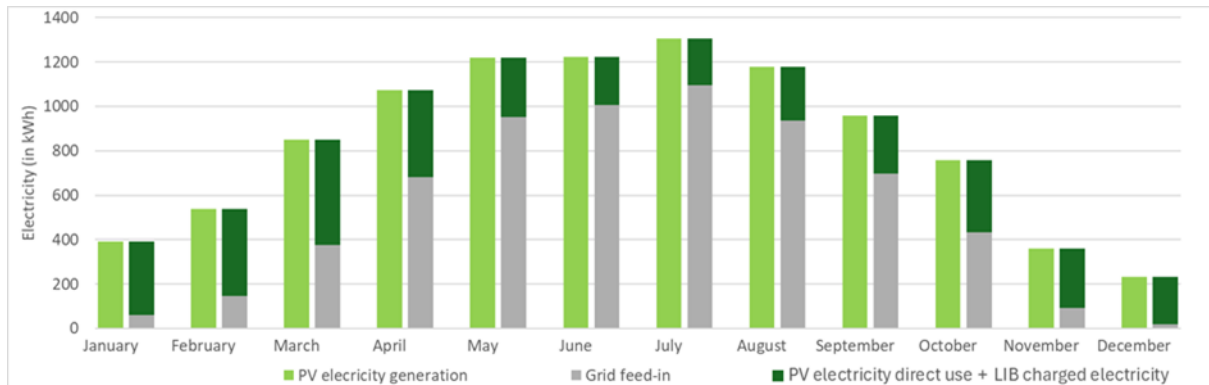


Bild 5.3: Auf Grundlage von PV*SOL berechnete monatliche Verteilung der erzeugten Elektrizität.

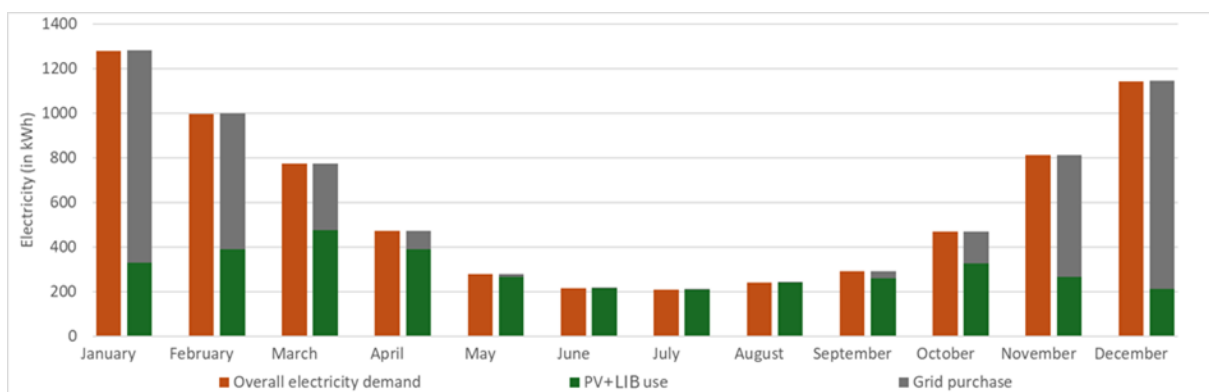


Bild 5.4: Auf Grundlage von PV*SOL berechneter Strombedarf des Haushalts (linker Balken) und Strombedarfsdeckung nach Versorgungseinheiten (rechter Balken).

In den Varianten 8, 9 und 10 ist eine LWP in das System inkludiert. Die WP wird nur für Raumwärme eingesetzt, um eine bessere Vergleichbarkeit der Ansätze zu ermöglichen. Ein Vergleich der beiden Ansätze zeigt, dass der Autarkiegrad ähnlich hoch ist mit einem Unterschied von 3,17–3,51 % (224–251 kWh) (vgl. *Tabelle 5.2* und *Tabelle 5.3*). Der Batteriespeicher wird dagegen bei PV*SOL deutlich stärker genutzt mit einer Differenz von im Mittel 502 kWh mehr Batterieaufladung als beim Simulink-Modell. Dies hängt mit dem genutzten Lastprofil zusammen. In dem im Simulink-Modell genutzten realen Lastprofil liegt eine hohe Korrelation zwischen PV-Stromerzeugung und dem Zeitpunkt des Strombedarfs vor, wie in *Bild 5.5* und *Bild 5.6* ersichtlich ist.

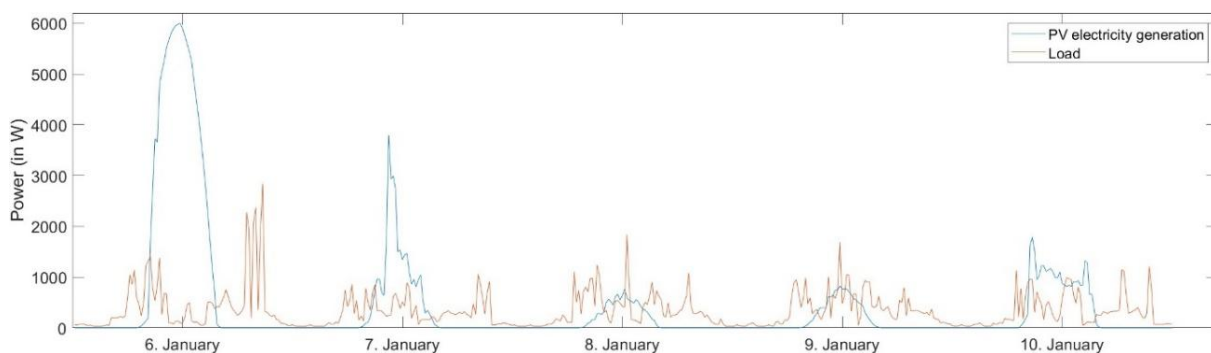


Bild 5.5: Exemplarischer Ausschnitt der PV-Stromerzeugung und der Last an Wintertagen auf Basis der Simulink-Simulation.

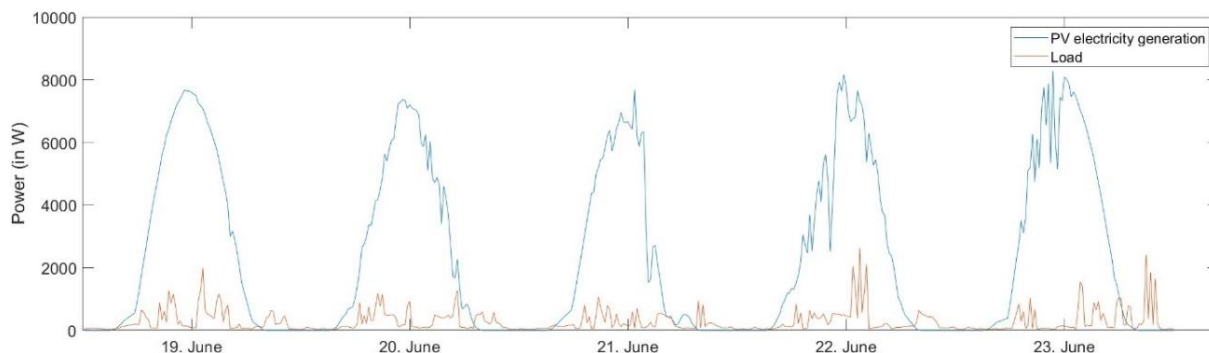


Bild 5.6: Exemplarischer Ausschnitt der PV-Stromerzeugung und der Last an Sommertagen auf Basis der Simulink-Simulation.

In Bild 5.7 ist ein mittels Simulink-Simulation generierter Ausschnitt verschiedener Einstrahlungsprofile abgebildet. Hierin wird eine nach Süden, nach Osten und nach Westen ausgerichtete PV-Anlage gezeigt. Alle Ausrichtungen verfügen dabei über die gleiche Anzahl an Modulen. Am 6. und 9. Juli liegt ein weitestgehend klarer Himmel vor, der zu hoher Direkteinstrahlung führt und eine Glockenkurve zur Folge hat. An den anderen Tagen ist der Himmel dagegen zeitweise bedeckt, was eine geringere Direktstrahlung, dafür aber eine höhere Diffusstrahlung zur Folge hat. Durch eine Ost- oder West-Ausrichtung kann der Zeitpunkt des Leistungspeaks etwas verschoben werden.

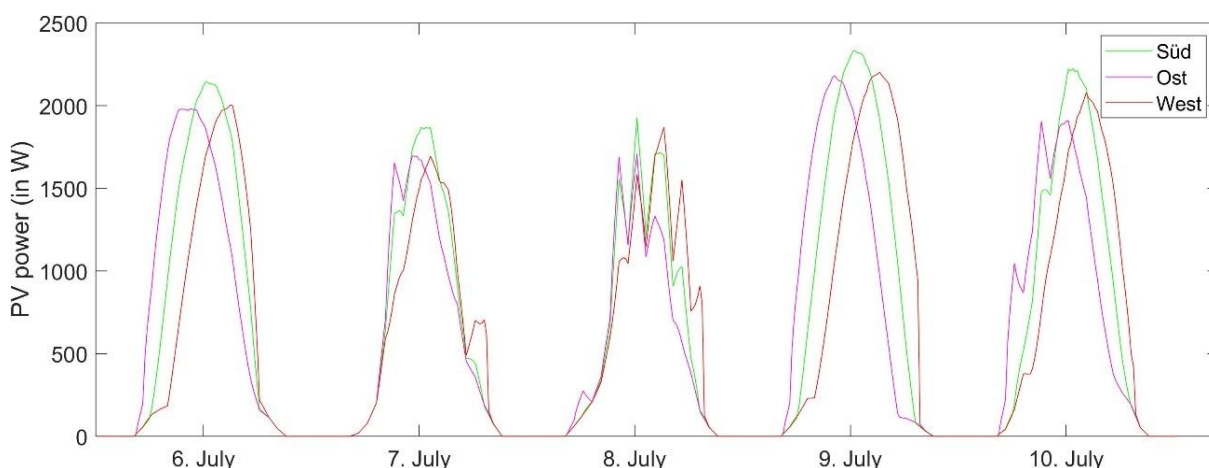


Bild 5.7: Auf Grundlage des Simulink-Modells simulierter exemplarischer Ausschnitt der PV-Stromerzeugung bei verschiedenen PV-Anlagen-Ausrichtungen auf Basis der Simulink-Simulation.

Bild 5.8 zeigt eine Gegenüberstellung von globaler und diffuser Horizontalstrahlung für eine um $\gamma_E = 30^\circ$ geneigte Ebene. Das Diagramm zeigt, dass in den Wintermonaten bis auf vereinzelte Spitzen die Diffusstrahlung dominiert. Die Wetterdaten stammen dabei vom DWD [66]. Im Vergleich dazu ist in Bild 5.9 die globale und diffuse Horizontalstrahlung einer um $\gamma_E = 60^\circ$ geneigten Ebene abgebildet. Dieses Bild zeigt, dass eine Verschiebung der hohen Einstrahlungsspitzen im Hochsommer bei $\gamma_E = 30^\circ$ hin zu höheren Einstrahlungsspitzen in den Übergangsmonaten erfolgt. Auch im Winter werden in der Spitze etwa 150 W/m^2 höhere Einstrahlungen im Vergleich zu einer um $\gamma_E = 30^\circ$ geneigten Ebene erzielt.

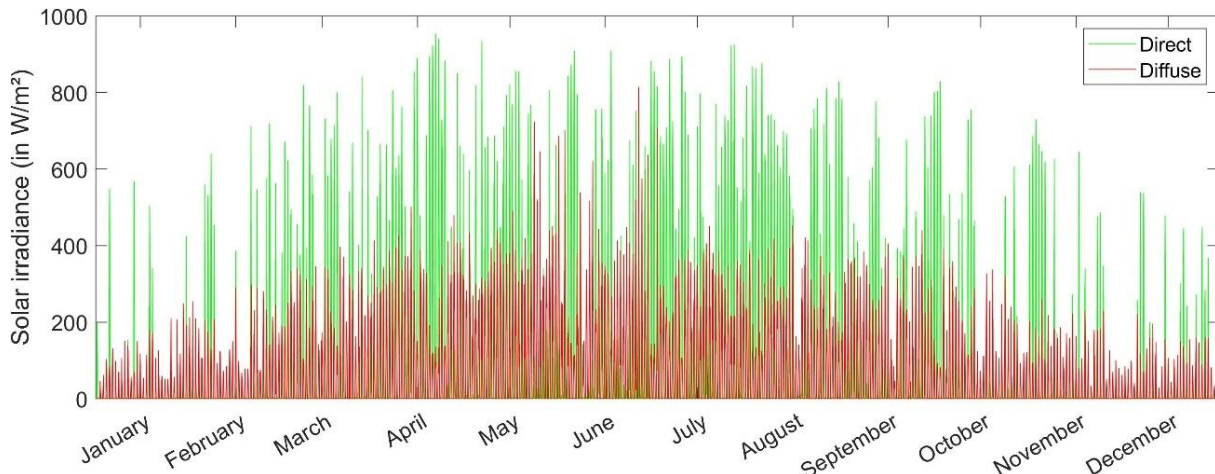


Bild 5.8: Gegenüberstellung von globaler und diffuser Bestrahlungsstärke im Jahresverlauf für eine um 30° geneigte Ebene für das Jahr 2017 in Würzburg.

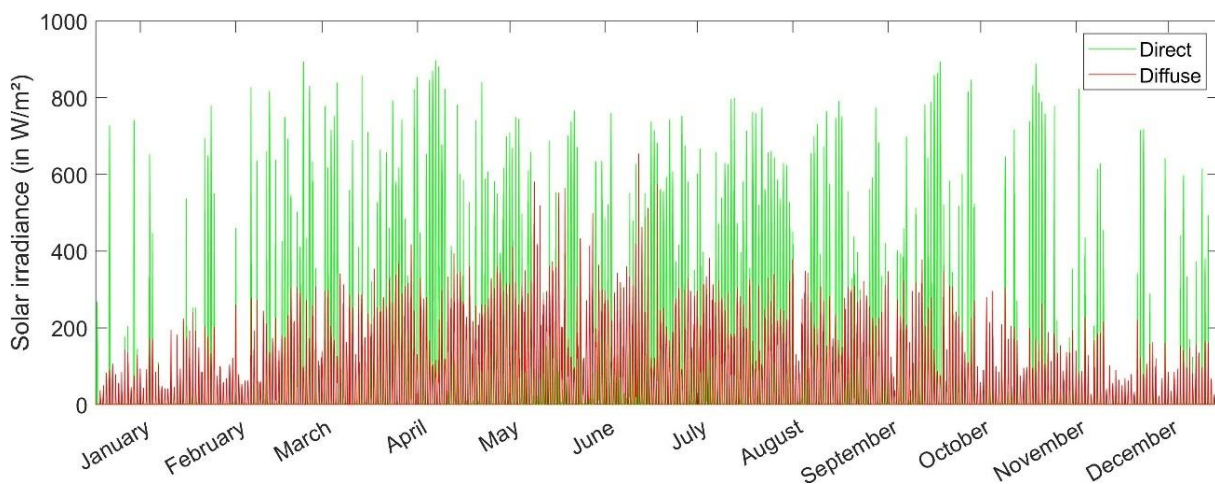


Bild 5.9: Gegenüberstellung von globaler und diffuser Bestrahlungsstärke im Jahresverlauf für eine um 60° geneigte Ebene für das Jahr 2017 in Würzburg.

In *Bild 5.10* sind die im Simulink-Modell berechneten durchschnittlichen Tagesenergieerträge verschiedener Neigungswinkel und Ausrichtungen der PV-Anlage gegenübergestellt. Die Daten beziehen sich dabei auf den Standort Würzburg für das Jahr 2015. Im linken Diagramm ist die Streuung der eingestrahlteten Sonnenenergie innerhalb eines Tages abgebildet. Als Referenz ist im ersten Balken die Einstrahlung bei horizontaler Ausrichtung dargestellt. Diese Ausrichtung profitiert von der von allen Seiten kommenden Diffusstrahlung, weswegen der Wert dennoch recht hoch ist. Die höchste eingestrahltete Sonnenenergie liegt nach den in dieser Studie angesetzten Werten bei einem Neigungswinkel von $\gamma_E = 30^\circ$ und einer Ausrichtung von $\alpha_E = 0^\circ$ vor. Ein Neigungswinkel von $\gamma_E = 45^\circ$ ist nur geringfügig schlechter. Eine stärker nach Osten ausgerichtete PV-Anlage ($\alpha_E < 0^\circ$) schneidet dagegen etwas besser ab als eine in gleicher Weise nach Westen ausgerichtete PV-Anlage. Ursache dafür ist die morgens noch niedrige Zelltemperatur, die zu einer höheren Effizienz der Module führt. Laut Jacobson und Jadhav [482] soll der ideale Neigungswinkel einer PV-Anlage für größtmöglichen Energieertrag in Deutschland bei ca. $32\text{--}33^\circ$ liegen.

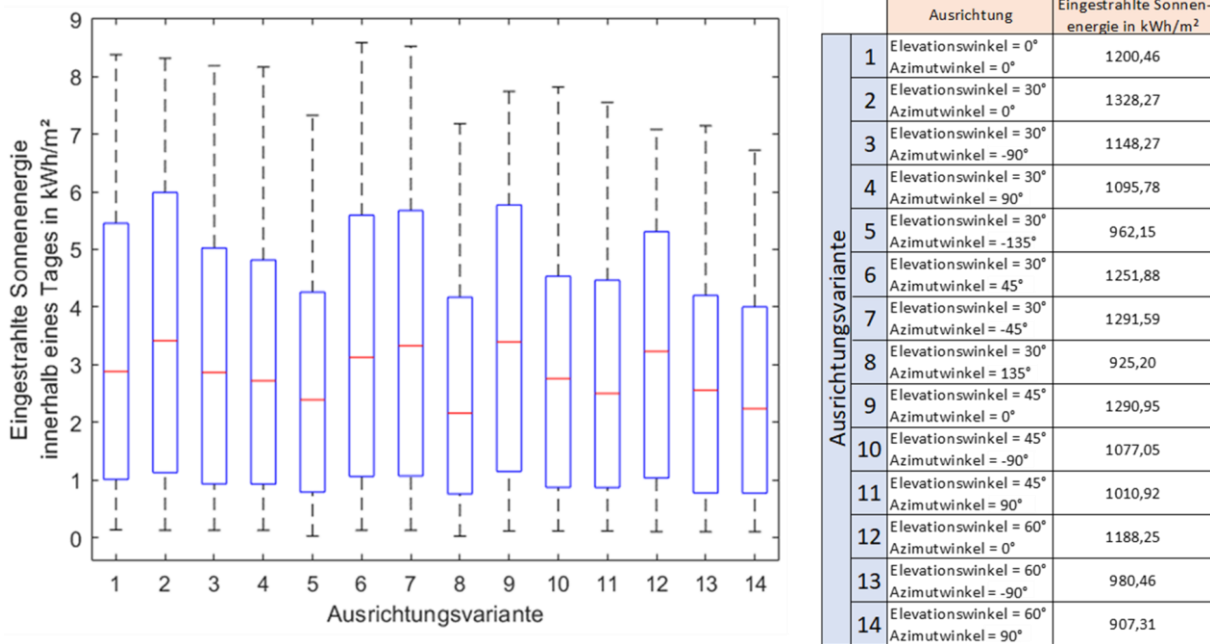


Bild 5.10: Boxplot der eingestrahnten Sonnenenergie innerhalb eines Tages bei verschiedenen Neigungswinkeln und Ausrichtungen der PV-Anlagen (Azimutwinkel = 0° entspricht Südausrichtung; Azimutwinkel = 90° entspricht Westausrichtung und Azimutwinkel = -90° entspricht Ostausrichtung).

Bild 5.11 zeigt eine Gegenüberstellung der eingestrahnten Sonnenenergie und des mittleren Tagesenergieertrages zweier Neigungswinkel ($\gamma_E = 30^\circ$ und $\gamma_E = 45^\circ$) auf monatlicher Basis. Allgemein zeigt Bild 5.11 die teils erhebliche Schwankungsbreite der eingestrahnten Sonnenenergie im Tagesmittel eines Monats. Beispielsweise liegt die Sonneneinstrahlung bei einem Neigungswinkel von $\gamma_E = 30^\circ$ im Juni im schlechtesten Fall bei ca. 1,2 kWh/m² und damit ca. 4,5 kWh/m² niedriger als der Median. Im Winter kann die eingestrahlte Sonnenenergie dagegen fast gegen 0 gehen. Ein Vergleich der in Bild 5.11 abgebildeten Diagramme zeigt, dass die eingestrahlte Sonnenenergie bei einem Neigungswinkel von $\gamma_E = 45^\circ$ im Winter geringfügig höher ist als bei einem Neigungswinkel von $\gamma_E = 30^\circ$. Dies liegt an der etwas stärker der Sonne entgegengeneigten Moduloberfläche. Im Sommer kehrt sich dies dagegen um. Hier ist die eingestrahlte Sonnenenergie bei $\gamma_E = 30^\circ$ etwas höher als bei $\gamma_E = 45^\circ$.

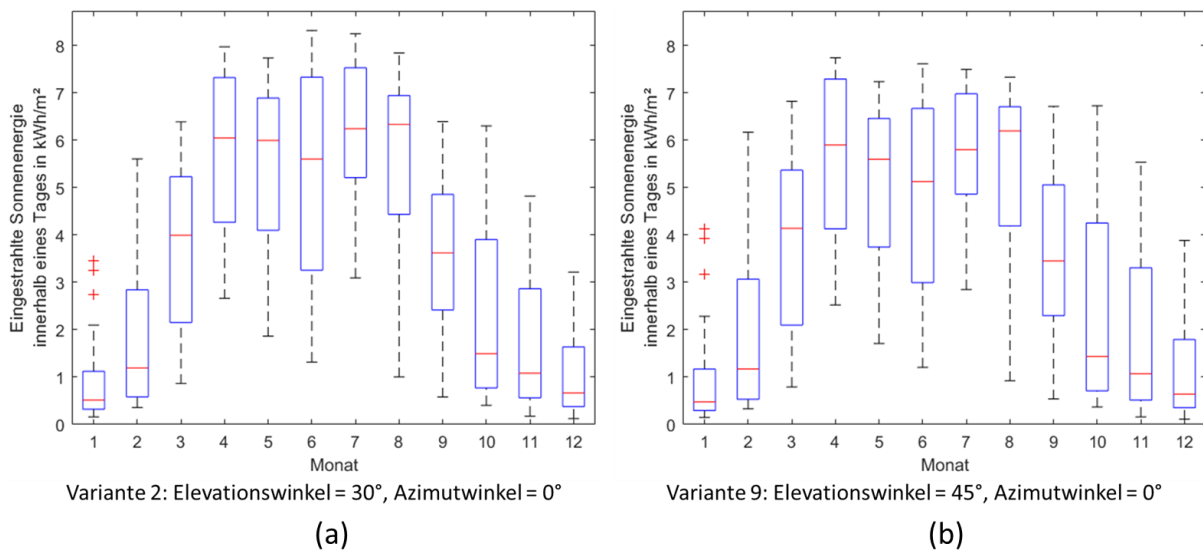


Bild 5.11: Monatsweise Globalstrahlung mit Tages-Streuung für eine PV-Anlage mit einem Neigungswinkel von (a) 30° und (b) 45°.

5.1.2 Verifikation und Validierung des Batteriespeicher-Modells

Eine direkte Verifikation der LIB mithilfe simulationsbasierter Ansätze erfordert einige Annahmen und Rahmenbedingungen. Die Schwierigkeit hieran ist, dass der Nutzungsanteil der LIB maßgeblich von dem Zeitpunkt der PV-Stromerzeugung und des Strombedarfs abhängt. Die zeitliche Korrelation entscheidet darüber, wie viel Elektrizität in der LIB zwischengespeichert und zu späterem Zeitpunkt wieder abgegeben werden kann. Daher würde ein Vergleich des zwischengespeicherten Stromes verschiedener Simulationsansätze vorwiegend aussagen, ob die Lastverläufe und PV-Strom-Verläufe korrelieren.

Ein Vergleich verschiedener Simulationsansätze kann dennoch Aufschluss darüber geben, ob das Verhalten der LIB im Betrieb plausibel ist. Für die Verifikation des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Simulink-Modells wird im Folgenden ein Vergleich mit dem etablierten Softwaretool PV*SOL vorgenommen. Die Parametrisierung des LIB ist hierin zwar umfangreich, allerdings ist keine Festlegung der SOC-Grenzen vorgesehen. Vielmehr wird hier basierend auf den Herstellerangaben eine Differenzierung zwischen Gesamtkapazität und nutzbarer Kapazität vorgenommen und entsprechend immer die nutzbare Kapazität der LIB als maximale Entladetiefe angesetzt. Da das entwickelte Simulink-Modell mehr Parametrisierungsmöglichkeiten zulässt, wird für den Vergleich entsprechend ein PV*SOL Batteriespeicher im Simulink-Modell nachgebildet.

In PV*SOL wird ein Batteriespeicher von SOLARWATT vom Typ Battery Vision [483] gewählt. Dieser ist modular aufgebaut und kann bis zu 7 in Serie geschaltete Batteriemodule zu je 2,9 kWh Gesamtenergieinhalt (2,6 kWh nutzbarer Energieinhalt) umfassen. Davon werden 4 Module verwendet mit einem nutzbaren Energieinhalt von 10,4 kWh. Die Gesamtkapazität liegt hier bei 11,6 kWh, was eine minimale SOC-Grenze von etwa 10 % bezogen auf die Gesamtkapazität entspricht. Diese LIB verspricht eine Lebensdauer von über 10.000 Zyklen, welche allerdings nach aktuellem Entwicklungsstand im Vergleich zur breiten Masse an LIBs im

oberen Grenzbereich liegt [299]. Das in dieser Arbeit entwickelte Lebensdauermodell erlaubt es sehr nutzerfreundlich, durch Änderung der Eingabeparameter auf solche Entwicklungssprünge eingehen zu können. Daher wird das Lebensdauermodell für diesen konkreten Vergleich auf diese hohe Zyklenzahl umparametrisiert.

Die Verifikation der LIB durch Vergleich der Ergebnisse von PV*SOL mit dem entwickelten Simulink-Modell ist in *Tabelle 5.2* und *Tabelle 5.3* dargestellt. Hierin zeigt sich bei den Varianten 6 und 7 ein merklicher Unterschied zwischen der in der LIB eingespeicherten Energie. Nach PV*SOL liegt dieser Anteil mit einer Differenz von 563 und 749 kWh im Vergleich zum Simulink-Modell deutlich höher. Dies liegt allerdings zu großen Teilen an einer geringeren Korrelation zwischen dem Einstrahlungsprofil und dem Lastprofil. Variante 5 verdeutlicht dies. In Variante 5 liegt der Anteil des direkt nutzbaren PV-Stromes ohne Nutzung einer LIB bei PV*SOL um 451 kWh geringer, weswegen der LIB hier verstärkt zur Zwischenspeicherung genutzt werden muss.

Das entwickelte Lebensdauerprognoseverfahren kann nur schwer mit den Berechnungen von PV*SOL verglichen werden, da in beiden Ansätzen die LIB in deutlich unterschiedlichem Maße beansprucht wird. Ein Zusammenhang zwischen Lebensdauer und Batterieaufladung lässt sich aber erkennen. Die Lebensdauer bei Variante 6 und 7 sind in beiden Ansätzen sehr ähnlich. Die LIB soll in den Varianten 9 und 10 laut PV*SOL eine identisch hohe Lebensdauer aufweisen wie in Variante 7. Allerdings gibt die Simulink-Simulation aus, dass in den Varianten 9 und 10 der SOC der LIB im Jahresdurchschnitt bei ca. 55 % liegt, während sie in Variante 7 bei 74 % liegt. Die LIB wird in den Varianten 9 und 10 damit deutlich häufiger bei niedrigerem SOC betrieben, was ein Hauptfaktor für eine schnellere Degradation ist (vgl. Abschnitt 3.4.3 und Abschnitt 4.6.1). Dieser immense Unterschied im Jahresmittelwert des SOC muss einen Einfluss auf die Lebensdauer verursachen. Daher ist eine verkürzte Lebensdauer, wie sie in der Simulink-Simulation berechnet wurde, plausibel ist.

In *Bild 5.12* sind für Variante 9 verschiedene Parameter zur LIB im Jahresverlauf abgebildet. An *Bild 5.12a* ist ersichtlich, dass die LIB in den Wintermonaten über längere Zeiträume einen sehr geringen Ladezustand an der unteren SOC-Grenze aufweist. In den Sommermonaten hat die LIB dagegen zumeist einen sehr hohen Ladezustand und wird selten vollständig entladen. In den Übergangsmonaten ist die LIB in hoher Auslastung und wird häufig vollständig geladen und wieder vollständig entladen. Dies hat in den Übergangsmonaten eine hohe Lade- und Entladegeschwindigkeit zur Folge (siehe *Bild 5.12b*). Dies führt zu hohen C-Raten (siehe *Bild 5.13*), die wiederum zu einem zeitweisen Anstieg der LIB-Temperatur führt (siehe *Bild 5.12c*).

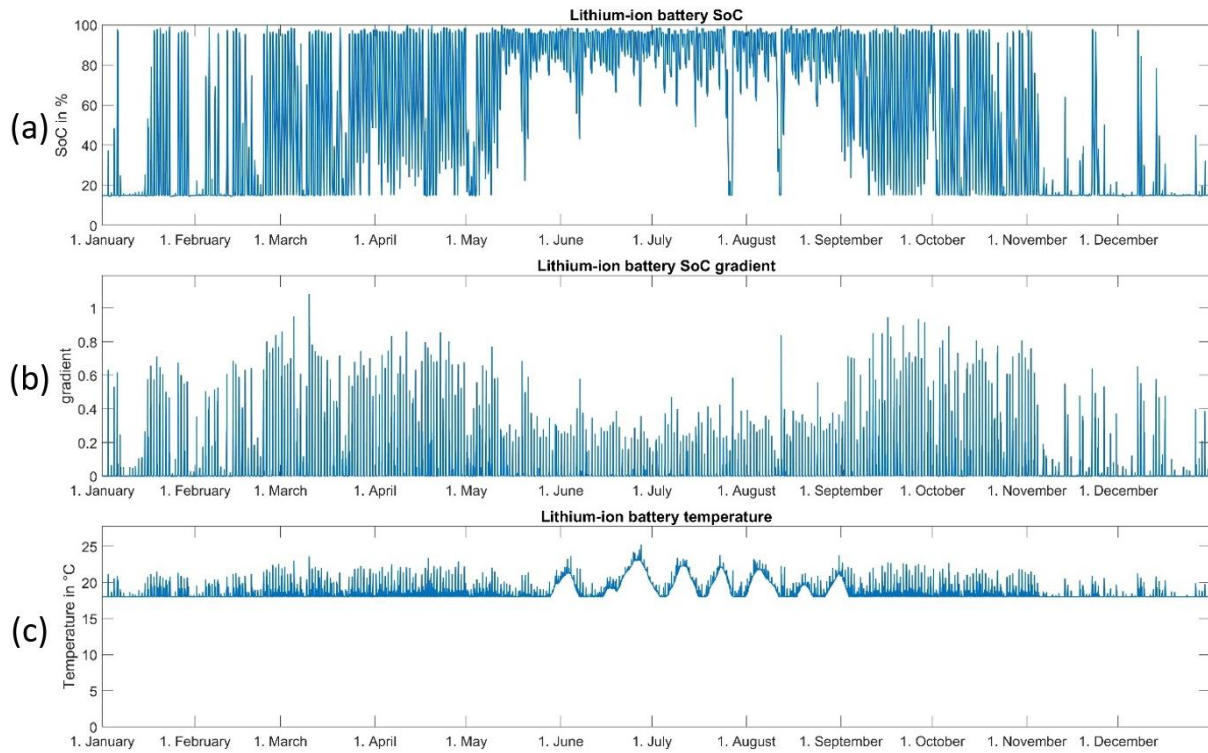


Bild 5.12: Auf Grundlage des Simulink-Modells simulierter Jahresverlauf der LIB-SOC (a), des LIB-SOC-Gradienten (b) und der LIB-Temperatur (c) für die Variante 9 der Verifikations-Studie (siehe Tabelle 5.1).

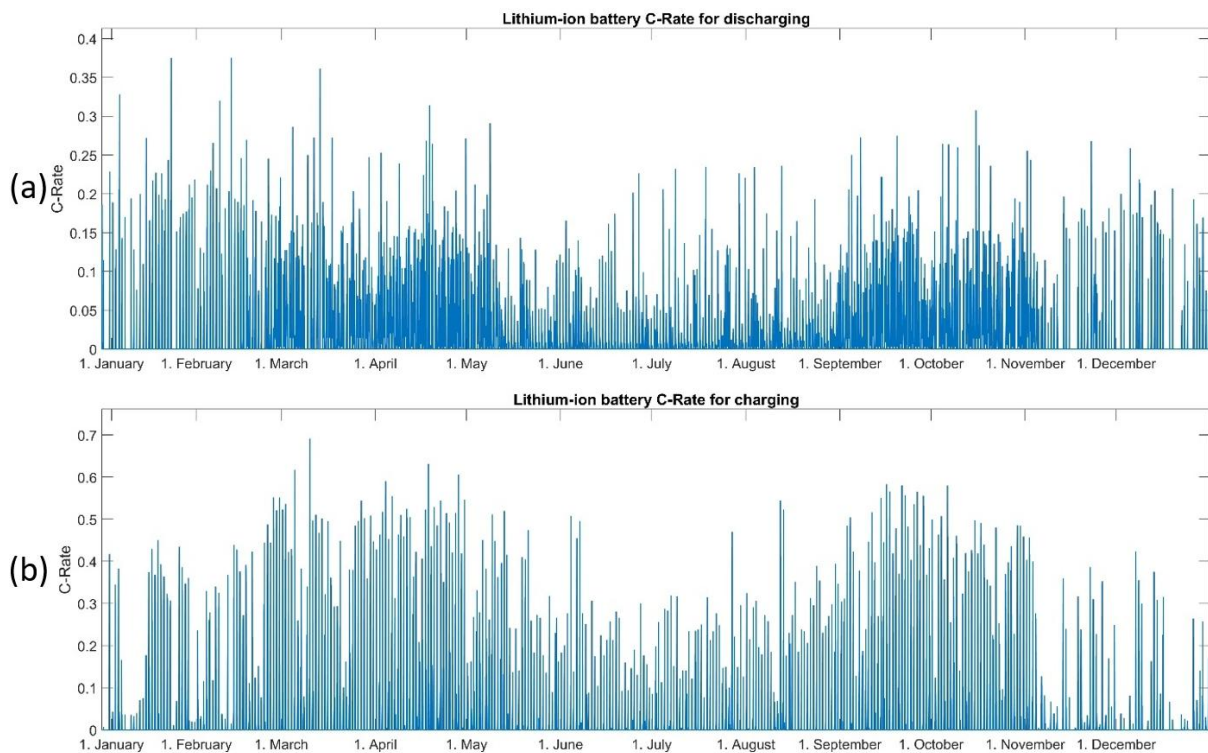


Bild 5.13: (a) Entlade- und (b) Ladegeschwindigkeit (C-Rate) der LIB im Jahresverlauf für die Variante 9 der Verifikations-Studie (siehe Tabelle 5.1).

5.1.3 Verifikation und Validierung des Brennstoffzellen-Modells

Das FC-Modell entstammt in etwas erweiterter Form dem in MATLAB bereits vorgefertigten FC-Block [447]. Dieser kann entweder in detaillierter oder abstrahierter Form verwendet werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird die detaillierte Variante gewählt. Diese lässt vielfältige Einstellmöglichkeiten zur Parametrisierung der FC zu (siehe *Bild 5.14*).

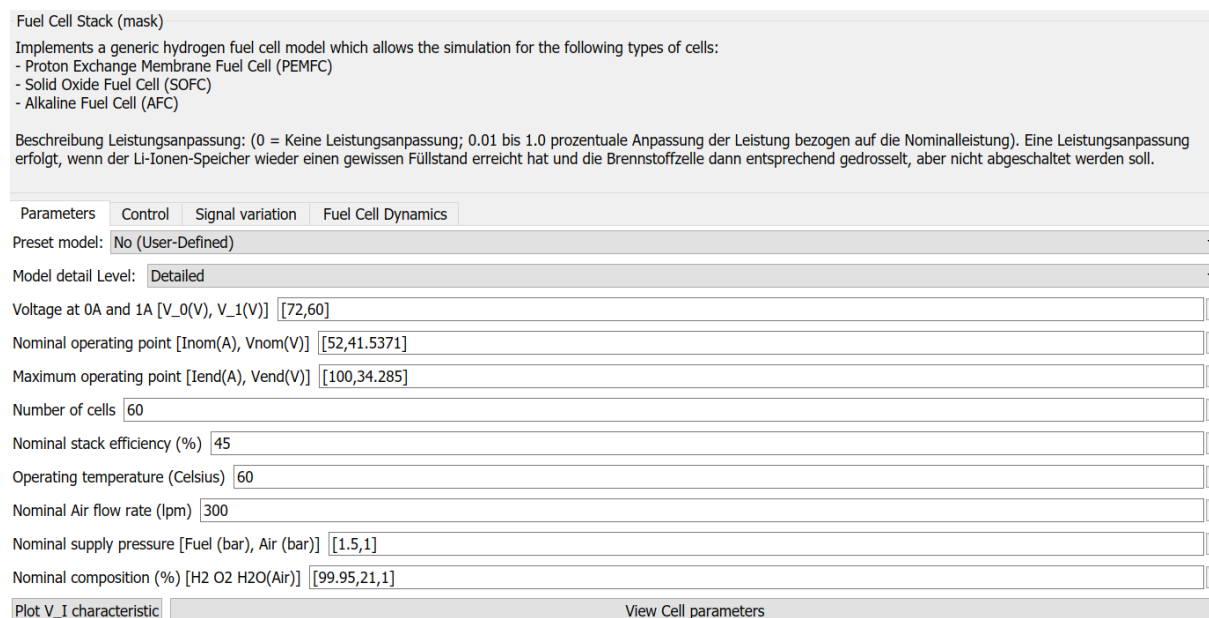


Bild 5.14: Parametrisierung der PEMFC im modifizierten FC-Block von Simulink [447].

Aus dieser Parametrisierung ergibt sich eine Polarisationskurve (U-I-Kennlinie), welche eine der gebräuchlichsten Methoden zur Charakterisierung einer FC darstellt [484]. Diese Polarisationskurve beschreibt den Verlauf der Spannung und des Stromes für einen gesamten Stack. Der Stack wird dazu in der Parametrisierung vordefiniert. Wichtige Größen sind dabei die Anzahl an Zellen, die Effizienz, der Nennbetriebspunkt und die Spannung bei 0 A und 1 A, mit denen der Verlauf der Polarisationskurve im Aktivierungsüberspannungsbereich bzw. elektrokinetischen Bereich (vgl. Abschnitt 3.3.1) beschrieben wird.

Der Verlauf der Polarisationskurve ergibt sich nach der Parametrisierung in *Bild 5.14* wie in *Bild 5.15* zu sehen. Die Leistung erreicht dabei kurz vor dem Eintreten in den Diffusionsüberspannungsbereich bzw. Konzentrationsüberspannungsbereich sein Maximum. Die FC sollte möglichst nur im weitestgehend linearen ohmschen Bereich bzw. Widerstandsüberspannungsbereich der Polarisationskurve betrieben werden. Zur PEMFC lassen sich teils große Unterschiede in den in der Literatur beschriebenen Wirkungsgraden feststellen. Diese divergieren zwischen ca. 30 % und 65 %. Ein Grund dafür kann die Größenordnung der Anlage sein. Kleine PEMFCs für die Anwendung in Privathaushalten haben meist geringere Wirkungsgrade von ca. 50 % (vgl. *Tabelle 3.1*). In *Bild 5.16* ist der zeitliche Verlauf bei stetiger Erhöhung des Stromes abgebildet. Hiernach zeigt sich, dass der H₂-Bedarf mit steigendem Strom weitestgehend linear steigt.

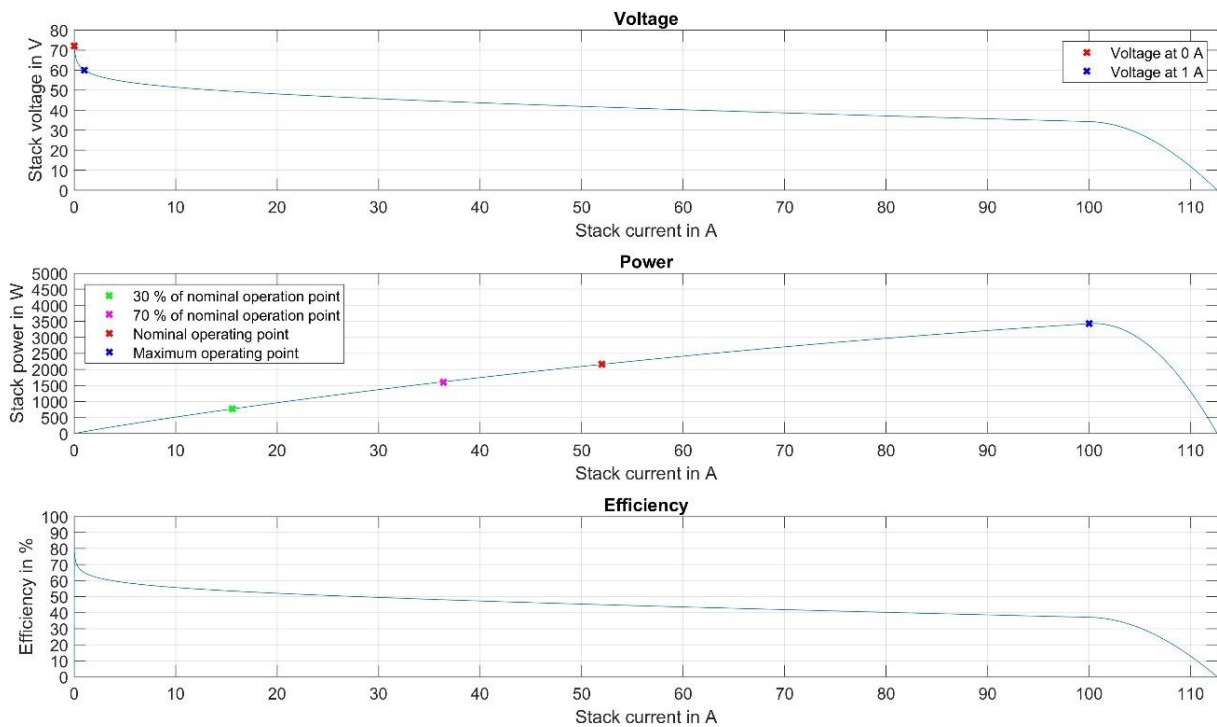


Bild 5.15: Exemplarischer Verlauf der Polarisationskurve einer FC im entwickelten Simulink-Modell.

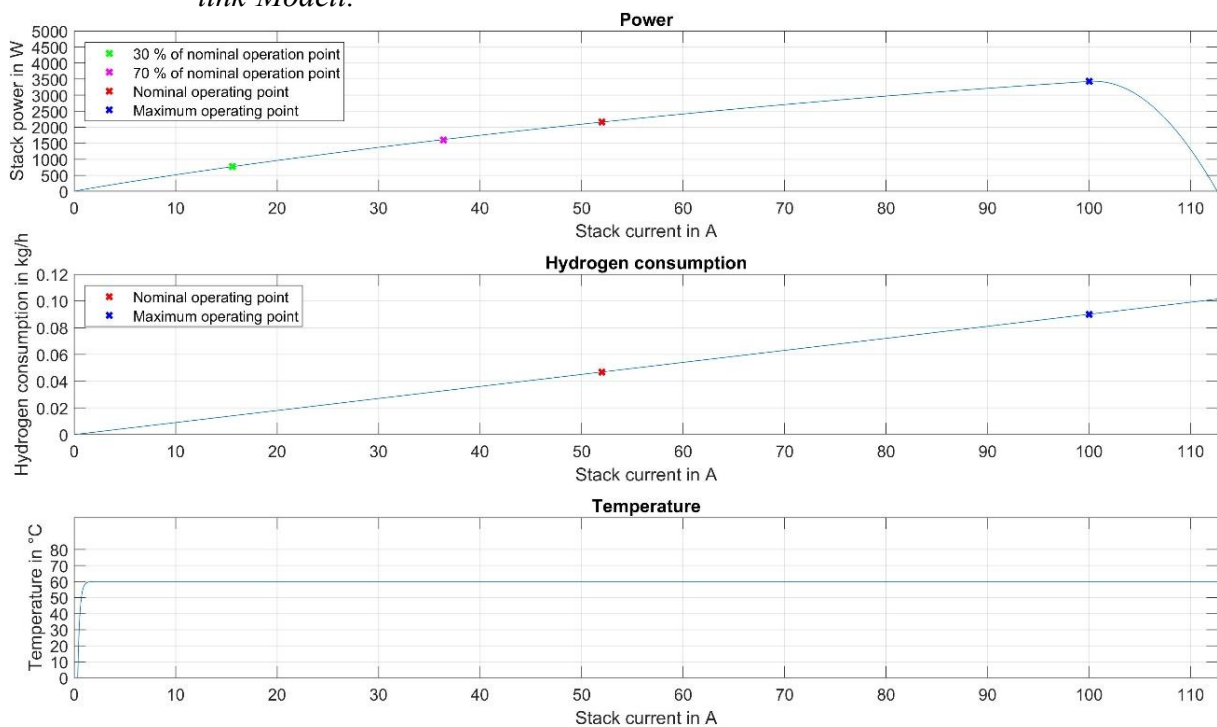


Bild 5.16: Exemplarischer Verlauf des H₂-Bedarfs und der Stack-Temperatur in Relation zur Leistungskurve einer FC im entwickelten Simulink-Modell.

Im Modell ist eine stufenweise Steuerung der FC integriert, mit der die FC in Abhängigkeit des aktuellen Strombedarfs und der LIB-SOC gedrosselt wird. Dabei wird darauf geachtet, dass die Stufen alle im Arbeitsbereich der FC liegen. Die Stufen sind auf 30 %, 70 % und 100 % der Nennleistung festgelegt. Diese Stufen sind in Bild 5.15 eingezeichnet und liegen demnach alle

im ohmschen Arbeitsbereich der PEMFC (vgl. *Bild 3.5*). Da die Größe der FC nur durch Erhöhen oder Reduzieren der Anzahl an Zellen in Serie vorgenommen wird, bleiben die Stufen an gleicher Stelle im Arbeitsbereich.

Zuletzt wird eine Verifikation anhand eines im Buch von Larminie und Dicks [57] aufgeführten **Rechenbeispiels** vorgenommen. Hierin wird eine FC mit 2 kW Nennleistung betrachtet, dessen Abwärme ebenfalls genutzt wird. Die nutzbare Ausgangsleistung liegt bei 1,64 kW, da weitere 360 W el. Leistung als Verluste anfallen, um Pumpen, elektrische Steuerungseinheiten und drei Gebläse zu betreiben. Die 1,64 kW entsprechen einem elektrischen Wirkungsgrad von 43,2 %. Im Nennbetrieb fallen dabei 1,8 kW Abwärme an. In zugeführten H₂ steckt insgesamt eine Leistung von 3,84 kW. Im **Simulink-Modell** der FC wird bei einer zugeführten H₂-Leistung von 3,82 kW und einem ansetzten el. Wirkungsgrad von 45 % eine el. Leistung von 1,72 kW erreicht. Die geringfügig höheren Werte im Simulink-Modell erklären sich durch die technische Weiterentwicklung der FC-Systeme. Das Modell liefert für die Abwärme eine Leistung in Höhe von 1,89 kW unter Berücksichtigung von Wärmeverlusten. Insgesamt ist damit die Plausibilität des entwickelten Modells nachgewiesen.

5.1.4 Verifikation und Validierung des Elektrolyseur-Modells

Das ELY-Modell wurde auf realitätsnahe Ausgabewerte hin aufbereitet und anhand eines realen ELY von H-Tec Systems [254] verifiziert. Hierzu wurde die H₂-Erzeugung unter verschiedenen Betriebspunkten abgeglichen. Die Spannungserhöhung durch Degradation im Laufe der Gesamtlebensdauer findet sich auch in Datenblättern von marktreifen Produkten wieder. Laut dem Datenblatt des Herstellers H-Tec Systems zum ELY S30/50 [254] hat der ELY zu BOL eine Gleichspannung von $U_{\text{ELY,min}} = 82,5 \text{ V}$ und bei EOL eine Spannung von $U_{\text{ELY,max}} = 125 \text{ V}$. Die Spannung variiert dabei auch geringfügig in Abhängigkeit von der Stromstärke. Laut Datenblatt liegt die Stromstärke bei minimaler Leistung (1,28 kW) bei 15 A, bei Nennleistung (5 kW) bei 52,5 A und bei maximaler Leistung (9,38 kW) bei 75 A. Bei Nennleistung liegt die Stackspannung nach diesen Angaben bei 95,24 V.

Als Grundlage des in dieser Arbeit entwickelten ELY-Modells dienten verschiedene Arbeiten zu ELY-Simulationsmodellen von [71; 76; 164; 258]. Die Simulationsmodelle basieren dabei auf den fundierten mathematischen Formeln, mit denen die chemischen und physikalischen Prozesse im ELY ablaufen. Mit dem daraus entwickelten Simulink-Modell werden 104 V bei einem maximalen Strom von 75 A erreicht, wenn die Parameter so eingestellt werden, dass bei Nominalbetrieb die bestrebten 52,5 A bei ca. 95,2 V erreicht werden. Hierzu dienen der Druck und die Stackgröße als Variablen. Daraus ergibt sich eine maximale Leistung von $104 \text{ V} \cdot 75 \text{ A} = 7,8 \text{ kW}$, die zu BOL ohne jegliche Degradation vorliegt. Die im Datenblatt angegebene Maximalleistung von 9,38 kW tritt folglich nur bei fortgeschrittener Degradation bei EOL auf. Die Differenz zwischen der Spannung von 104 V unter Maximalleistung ohne Degradation bei BOL und der im Datenblatt angegebenen Spannung von 125 V bei EOL stellt damit die Spannungserhöhung durch Degradation im gesamten Nutzungszeitraum dar. Die Spannungserhöhung beträgt damit etwa 20 % bis EOL. Die 20 % liegen genau am oberen Ende der in der Wissenschaft weitläufigen Definition zur maximalen Degradation bis EOL (siehe Abschnitt

3.4.1). Der zur Nachbildung verwendete reale ELY von H-Tec Systems [254] erreicht folglich erst bei EOL eine Spannung von maximal 125 V. Die maximale Betriebsleistung liegt damit bei EOL deutlich höher als die zu BOL, um eine gleichbleibende H₂-Erzeugung zu gewährleisten. Dies hängt mit der fortwährenden Degradation zusammen, mit der die Spannung steigt. Sobald der ELY eine Spannung von 125 V erreicht, würde viel Abwärme anfallen und der Wirkungsgrad stark reduziert, wodurch das EOL absehbar ist.

Die H₂-Erzeugungsrate des ELY ist ebenfalls zu verifizieren. Das ELY-Modell wurde zwar nach fundierten Modellen nachmodelliert, entspricht damit allerdings nur der theoretischen H₂-Erzeugungsrate. Diese kann von der in der Praxis erreichbaren H₂-Erzeugungsrate abweichen. Daher wurde die im Modell ausgegebene H₂-Erzeugungsrate mit der im Datenblatt eines marktreifen ELY abgeglichen. Dazu wird wiederum der ELY mit der Kennung S30/50 von H-Tec Systems herangezogen [254]. Dieser eignet sich besonders gut aufgrund seiner Dimensionierung und seiner verschiedenen Skalierungsmöglichkeiten für den Einsatz in Privathaushalten. Neben 5 kW el. Nennleistung gibt es ihn ebenfalls mit 3 und 1 kW Nennleistung. Außerdem weisen alle Varianten mit 75 % einen guten Wirkungsgrad auf. Der 5 kW ELY soll bei Nennbetrieb eine H₂-Erzeugungsrate von 1,1 Nm³/h aufweisen. Sein H₂-Erzeugungsbereich soll bei 0,31–1,57 Nm³/h liegen [254], was auf die H₂-Erzeugungsrate bei minimaler Leistung (1,28 kW) und maximaler Leistung (7,8 kW) schließen lässt. Dies entspricht pro Tag einer erzeugten Menge an H₂ in Höhe von 0,67 kg_{H₂} bei minimaler Leistung, 2,37 kg_{H₂} bei Nennleistung und 3,39 kg_{H₂} bei maximaler Leistung. Im Simulink-Modell liegt die produzierte Menge an H₂ pro Tag bei 0,69 kg_{H₂} unter minimaler Leistung, 2,43 kg_{H₂} unter Nennleistung und 3,47 kg_{H₂} unter maximaler Leistung. Insgesamt weichen die H₂-Erzeugungsraten damit im Simulink-Modell um lediglich 2,3–3,0 % ab und sind damit plausibel.

Einen kausalen Zusammenhang haben Strom und Spannung eines ELY. Hierbei gilt, dass bei Nutzung von destilliertem Wasser ohne Beinhaltung von Ionen der Strom konstant bei 0 A liegt, bis die thermoneutrale Zellspannung $U_{th} = 1,481$ V erreicht ist. Ab dann steigt die Stromdichte weitestgehend linear an. Die im Modell aufgenommenen I-U-Kennlinien sind in *Bild 5.17* und *Bild 5.18* dargestellt. Diese Kurve wird im Folgenden mit den Ergebnissen von Yang et al. [485] abgeglichen. Dazu werden zwei Vergleiche vorgenommen:

- **V1:** Temperatur von 20°C und 1 bar
- **V2:** Temperatur von 60°C und 1 bar

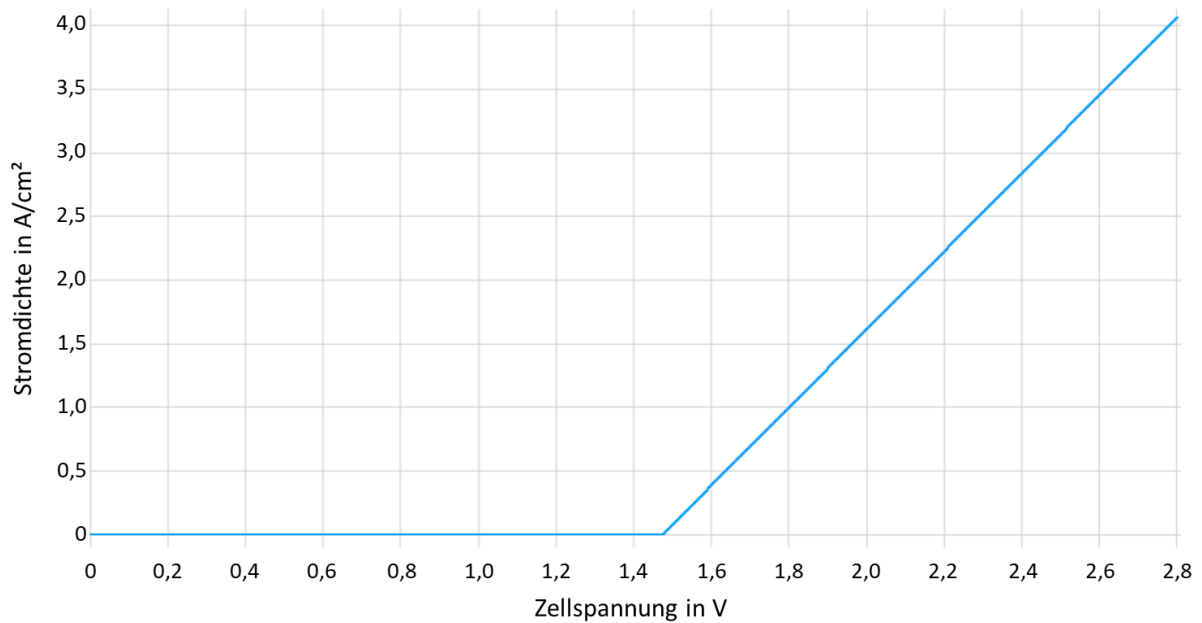


Bild 5.17: Im Simulink-Modell aufgenommene I-U-Kennlinie einer PEM-ELY-Zelle bei 20°C und 1 bar.

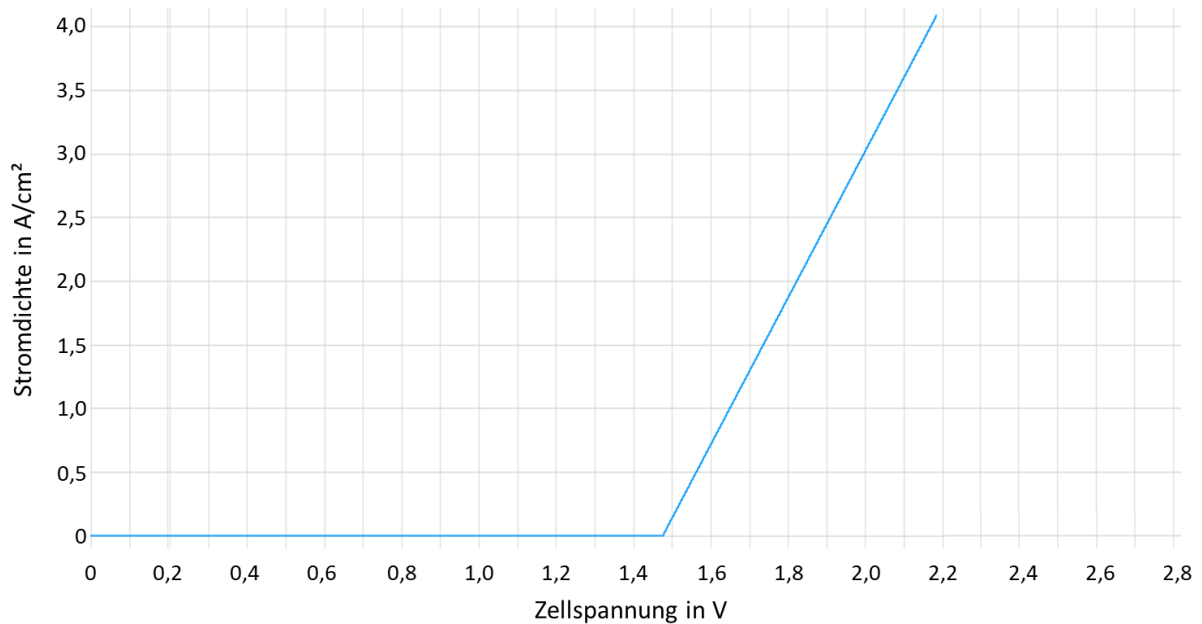


Bild 5.18: Im Simulink-Modell aufgenommene I-U-Kennlinie einer PEM-ELY-Zelle bei 60°C und 1 bar.

Für den Vergleich werden verschiedene Stützstellen herausgenommen, dessen Ergebnisse in *Tabelle 5.4* für 20°C und in *Tabelle 5.5* für 60°C aufgeführt sind. Anhand der Ergebnisse zeigt sich, dass die Stützstellen der Kennlinie bei 20°C und noch mehr unter der üblichen Betriebstemperatur von 60°C sehr dicht beieinander liegen. Zum Vergleich ist in *Bild 5.19* die I-U-Kennlinie nach Yang et al. [485] abgebildet.

Tabelle 5.4: Stützstellen der I-U-Kennlinie einer PEM-ELY-Zelle bei 20°C und 1 bar.

Stromdichte	Spannung des ELY im Simulink-Modell	Spannung des ELY nach Yang et al. [485]
0,5 A/cm ²	~1,64 V	~1,66 V
1,0 A/cm ²	~1,8 V	~1,79 V
1,5 A/cm ²	~1,95 V	~1,94 V
2,0 A/cm ²	~2,125 V	~2,08 V
2,5 A/cm ²	~2,28 V	k.A.

Tabelle 5.5: Stützstellen der I-U-Kennlinie einer PEM-ELY-Zelle bei 60°C und 1 bar.

Stromdichte	Spannung des ELY im Simulink-Modell	Spannung des ELY nach Yang et al. [485]
0,5 A/cm ²	~1,56 V	~1,56 V
1,0 A/cm ²	~1,65 V	~1,65 V
1,5 A/cm ²	~1,73 V	~1,73 V
2,0 A/cm ²	~1,82 V	~1,815 V
2,5 A/cm ²	~1,91 V	k.A.

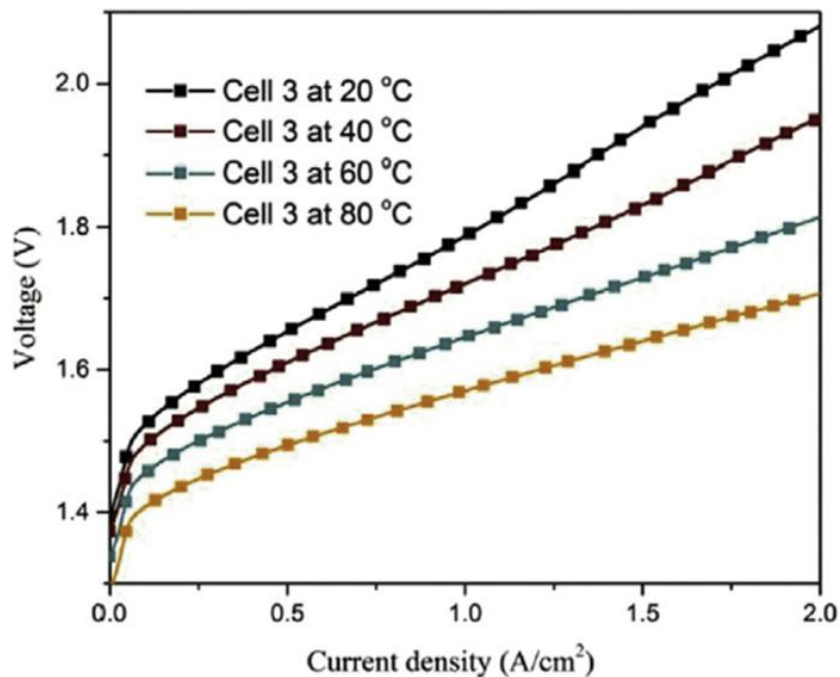


Bild 5.19: U-I-Kennlinie der Stromdichte eines ELY unter verschiedenen Betriebstemperaturen [485].

5.1.5 Verifikation und Validierung des Gesamtsystem-Modells

5.1.5.1 Vergleich mit Puranen

Eine wichtige Arbeit zur Verifikation des entwickelten Simulink-Modells liefern Puranen et al. [75]. In ihrer Arbeit wird eine Energiebilanzanalyse eines auf H_2 basierenden Energiesystems auf Haushaltsebene sehr detailliert vorgestellt. Daher bietet sich diese Arbeit bestens für einen Vergleich und Verifikation der Energiebilanz an, die über das Simulink-Modell ausgegeben wird. In der Arbeit von Puranen et al. [75] sind viele Informationen aufgeführt, um den Anwendungsfall sowohl umfassend im Simulink-Modell nachbilden als auch einen ausführlichen Vergleich der Energiebilanzanalyse vornehmen zu können.

Im Anwendungsfall von Puranen et al. wird ein im südlichen Teil Finnlands stationiertes H_2 -Haus angenommen. Da keine genauere Angabe vorliegt, wurde für die Simulink-Simulation der Standort Helsinki angesetzt. Für die LIB bestimmte Puranen et al. eine ideale Auslegung von 25 kWh bei einem Lade- und Entladewirkungsgrad von jeweils 92 %. Für den ELY wurde eine ideale Nennleistung von 6 kW bestimmt. Die FC soll idealerweise ebenfalls eine Nennleistung von 6 kW haben bei einer Betriebstemperatur von 80°C . Als WP wurde eine GWP eingesetzt mit einem COP-Wert für Raumwärme von 4,5 und für Warmwasser in Höhe von 2,5. Der Haushaltsstrombedarf innerhalb eines Jahres wurde auf 3.916 kWh, der brutto Wärmebedarf auf 11.345 kWh (2.493 kWh Strombedarf) und der brutto Warmwasserbedarf auf 2.031 kWh (804 kWh Strombedarf) angesetzt. Die PV-Anlage besteht im Anwendungsfall von Puranen aus drei unterschiedlich ausgerichteten PV-Feldern:

- Süd-Ausrichtung: 10,40 kW_p mit $\gamma_E = 26^\circ$
- Ost-Ausrichtung: 5,355 kW_p mit $\gamma_E = 26^\circ$
- West-Ausrichtung: 5,355 kW_p mit $\gamma_E = 26^\circ$

Zunächst ist eine Verifikation der H_2 -Erzeugung des ELY vorzunehmen. Ein Vergleich der H_2 -Erzeugungsraten nach Puranen und anhand des entwickelten Simulink-Modells ist in *Bild 5.20* aufgeführt. Demzufolge liegt im gesamten Leistungsbereich eine nahezu gleiche H_2 -Erzeugungsrate vor. Bei geringerer und hoher (über Nennleistung) Auslastung divergieren die H_2 -Erzeugungsraten geringfügig. Dem Simulink-Modell zufolge liegt die Leistung des ELY während des Betriebs bei durchschnittlichen 7,15 kW. Bei dieser Leistung liegt eine tolerierbare Differenz in der H_2 -Erzeugungsraten von 3,0 % vor. Die nach dem Simulink-Modell vorliegende Durchschnittsleistung impliziert, dass ein 6 kW ELY zu unterdimensioniert wäre.

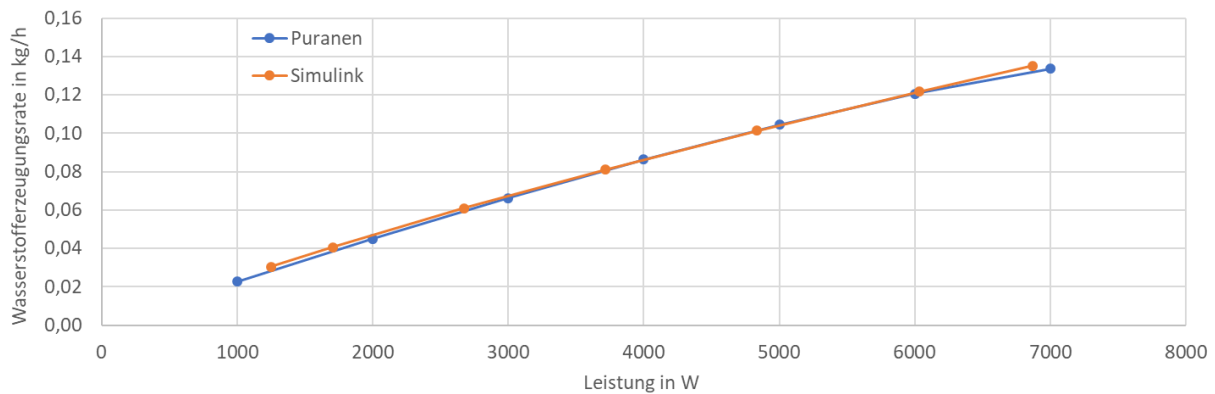


Bild 5.20: Vergleich der H_2 -Erzeugungsrates eines ELYs bei Puranen et al. [75] zu der des Simulink-Modells in Abhängigkeit der Leistung.

Des Weiteren ist die Stromerzeugung über die PV-Anlage ein wichtiges Kriterium zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit. Puranen et al. hat insgesamt drei Jahre an Wetterdaten (2017 bis 2019) für seine Berechnungen herangezogen und aus diesen Jahren für alle Messgrößen einen Mittelwert gebildet, anhand dessen er die Endergebnisse vorgestellt hat. Im Durchschnitt liegt die Stromerzeugung nach Puranen et al. bei 17.329 kWh: 16.584 kWh in 2017, 18.129 kWh in 2018 und 17.274 kWh in 2019. Laut den Berechnungen im Simulink-Modell liegt die durchschnittliche Stromerzeugung aller drei Jahre bei 16.988 kWh: 16.092 kWh in 2017, 17.613 kWh in 2018 und 17.259 kWh in 2019. Im Durchschnitt liegt die Abweichung zwischen Puranen et al. und dem Simulink-Modell bei 2,03 %, was im Bereich des Tolerierbaren liegt und damit eine gleiche Ausgangsbasis der Arbeit von Puranen und des Simulink-Modells gegeben ist. In **Bild 5.21** sind die solaren Einstrahlung der drei Jahre für das Simulink-Modell abgebildet.

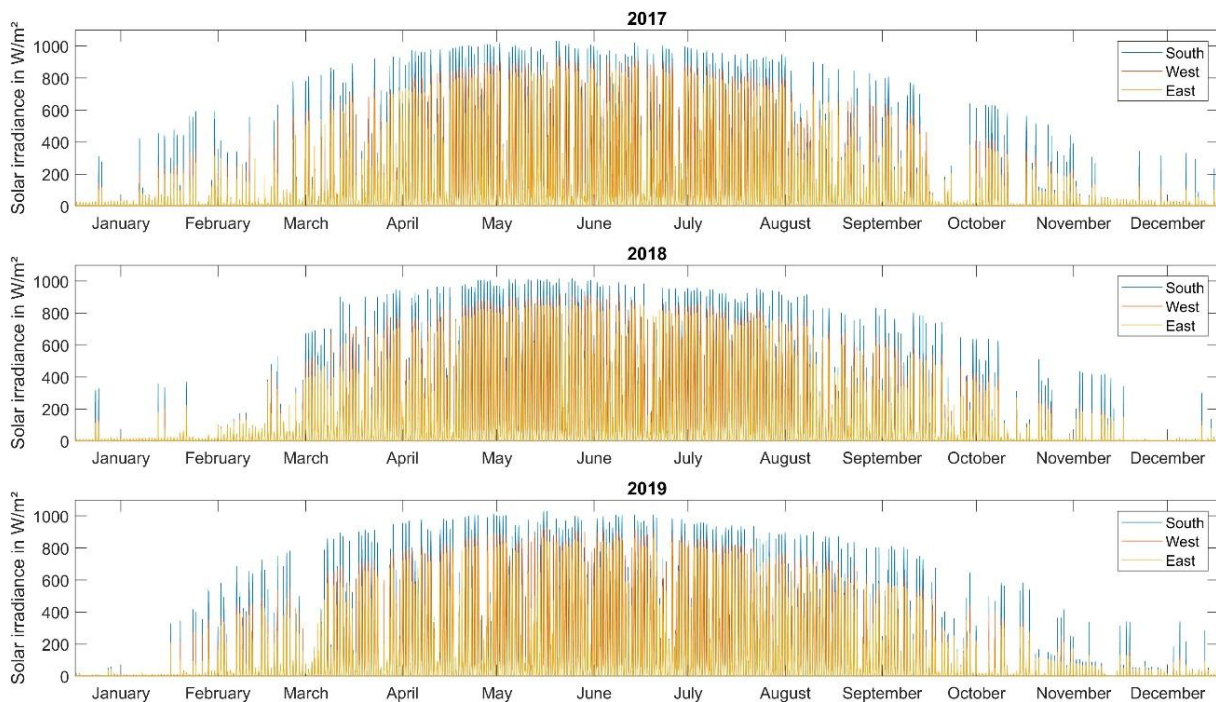


Bild 5.21: Solare Bestrahlungsstärke bei Süd-, West- und Ost-Ausrichtung der drei Jahre 2017 bis 2019 für die Modellregion Helsinki (Finnland).

Wie aus *Bild 5.22* hervorgeht, werden im von Puranen et al. gewählten Lastprofil nur in absoluten Ausnahmefällen kurzzeitige Peaks von 5 bis 6 kW Leistung erreicht. Die auftretenden Leistungspeaks häufen sich an zwei Stellen im 3-Jahres-Verlauf. Die meiste Zeit des Jahres liegt die Last bei ca. 0,5–2,5 kW. Laut Puranen et al. sind für eine vollständige Autarkie mindestens 4 kW FC-Leistung erforderlich. In der Arbeit von Puranen et al. wird aber kein von der FC erzeugter Strom in der LIB zwischengespeichert. Im Dezember werden nahezu 0 kWh und im Januar nur ca. 10 kWh aus der LIB entladen. Dies führt bei Puranen et al. zu dieser hohen empfohlenen FC-Leistung. Im Simulink-Modell wird der erzeugte FC-Strom dagegen in der LIB zwischengespeichert. Leistungspeaks werden dann darüber abgedeckt, wodurch eine 2 kW FC bereits eine vollständige Autarkie ermöglicht. Die Lebensdauerprognose und Kostenschätzung tragen dazu bei, die Auslegungsvarianten besser bewerten zu können und ein optimales Zusammenwirken der Komponenten zu gewährleisten. Nach den Simulink-Simulationsergebnissen liegt die Lebensdauer bei einer 6 kW FC in diesem Anwendungsfall bei nur 9,6 Jahren und kann durch die Wahl einer 2 kW FC erheblich auf eine Lebensdauer von 16,4 Jahren erhöht werden. Bei der Wahl der 6 kW FC würde zudem aufgrund schnellerer Degradation ein höherer H₂-Bedarf in Höhe von 4.116 kg_{H₂} über 20 Jahre anstelle von 3.585 kg_{H₂} bei einer 2 kW FC anfallen. Die absoluten Systemkosten (2025) würden bei einer 6 kW FC dadurch bei 309.269 € liegen, während sie bei der 2 kW FC bei nur 246.815 € liegen würden.

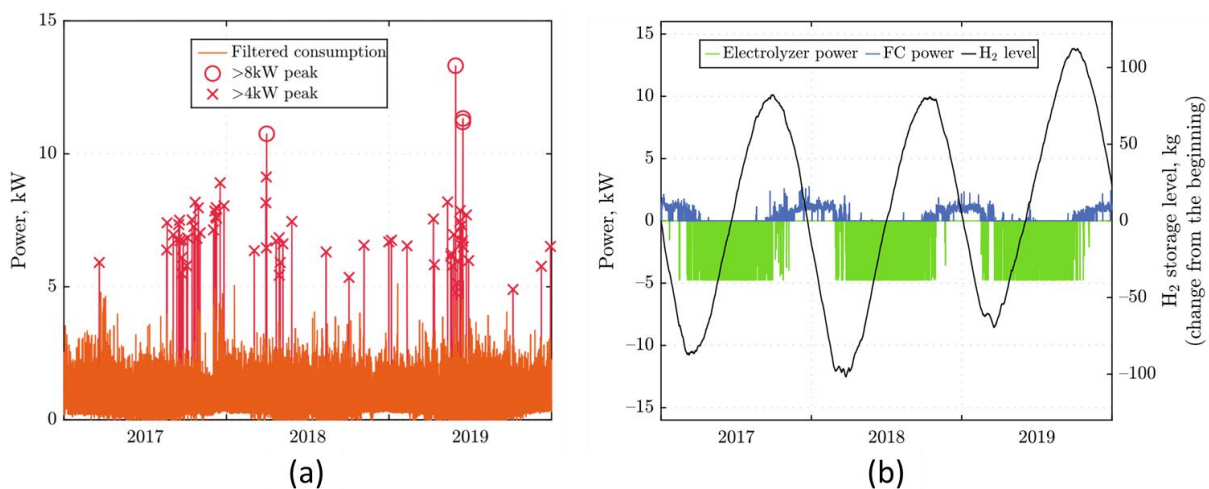


Bild 5.22: (a) In der Arbeit von Puranen et al. [75] verwendetes Lastprofil über drei Jahre und (b) Wasserstoffspeicherlevel und Leistungsverlauf des ELYs und der FC über drei Jahre.

Bei der Abwärmenutzung zeigen beide Ansätze deutliche Unterschiede. Puranen et al. berechnet für den Januar eine nutzbare Abwärme von 880 kWh und im Februar sind es 680 kWh, während mit dem Simulink-Modell lediglich 304 kWh bzw. 206 kWh berechnet wurden. Auch die Abwärmenutzung des ELY ist sehr stark divergierend. Während bei Puranen et al. im Juni 347 kWh und im Juli 320 kWh Abwärme nutzbar waren, sind es im entwickelten Simulink-Modell lediglich 32 kWh bzw. 38 kWh nutzbare Abwärme. Die Divergenz lässt sich anhand von drei Ursachen erklären. Zum einen wird im Simulink-Modell ein Wärmeverlust durch das gesamte Heizsystem (Rohrleitungen, Speicher, Wärmetauscher, etc.) von 25 % angesetzt, während bei Puranen et al. die gesamte Abwärme ohne Effizienzverluste angesetzt wird. Außerdem wird im Simulink-Modell zusätzlich die Konvektion von Wärme an die Umgebung über die

Mantelfläche der FC bzw. des ELY und den WTs in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur berücksichtigt. Und drittens wird die Abwärme im Simulink-Modell nur dann als nutzbar angesetzt, wenn zum entsprechenden Zeitpunkt ein Wärmebedarf vorliegt. Diese drei Faktoren führen zu einer deutlich geringeren nutzbaren Abwärme und sollten für eine realitätsnähere Auswertung berücksichtigt werden.

Die Nutzung der LIB wird maßgeblich von dem hinterlegten Lastprofil beeinflusst. Konzentriert sich der Strombedarf des Haushalts eher auf die Mittagszeit, wird die LIB weniger ausgelastet als wenn ein höherer Strombedarf abends oder auch nachts vorliegt. In den Frühling, Sommer- und Herbstmonaten ergeben sich daraus Differenzen beider Ansätze. Bei Puranen et al. wird für den März eine LIB-Entladung von 290 kWh berechnet, während sie im Juni bei 100 kWh und im November bei nur 30 kWh liegt. Im Simulink-Modell liegt sie im März bei 296 kWh, im Juni bei 157 kWh und im November auch bei hohen 217 kWh. Im Gegensatz zur Arbeit von Puranen et al. wird die LIB im Simulink-Modell durch Zwischenspeicherung von FC-Strom auch im Winter stark ausgelastet ist. Insgesamt zeigen sich dadurch erhebliche Unterschiede von 1.330 kWh ausgespeicherter Elektrizität im Zeitraum von einem Jahr bei Puranen et al. [75] und von 2.543 kWh im Simulink-Modell.

In *Bild 5.23* ist ein Monatsbalkendiagramm zu den Ergebnissen aus dem Simulink-Modell (*Bild 5.23a*) und aus der Arbeit von Puranen et al. [75] (*Bild 5.23b*) gegenübergestellt. Der linke Balken beschreibt dabei alle Komponenten, die Strom beziehen, und der rechte Balken beschreibt alle Komponenten, die Strom bereitstellen. Bei Puranen et al. [75] fällt in der wärmeren Jahreszeit deutlich mehr nicht nutzbarer Überschussstrom an. Dies zeigt ein besser zugeschnittenes EMS des Simulink-Modells, wodurch darin Strom zur H₂-Erzeugung nutzbar ist. Bei Puranen et al. [75] werden die Umwandlungsverluste separat aufgeführt, während sie im Simulink-Modell den Umwandlungsschritten der Komponenten zugeordnet sind. Die Leistung für den Kompressor wird bei Puranen et al. [75] nicht berücksichtigt. Insgesamt ist eine relativ starke Ähnlichkeit der Balkengrößen im Jahresverlauf beider Ansätze ersichtlich. Die größten Unterschiede ergeben sich durch ein anderes Betriebsverhalten, ein anderes EMS und einen anderen Detaillierungsgrad in den Verlustfaktoren.

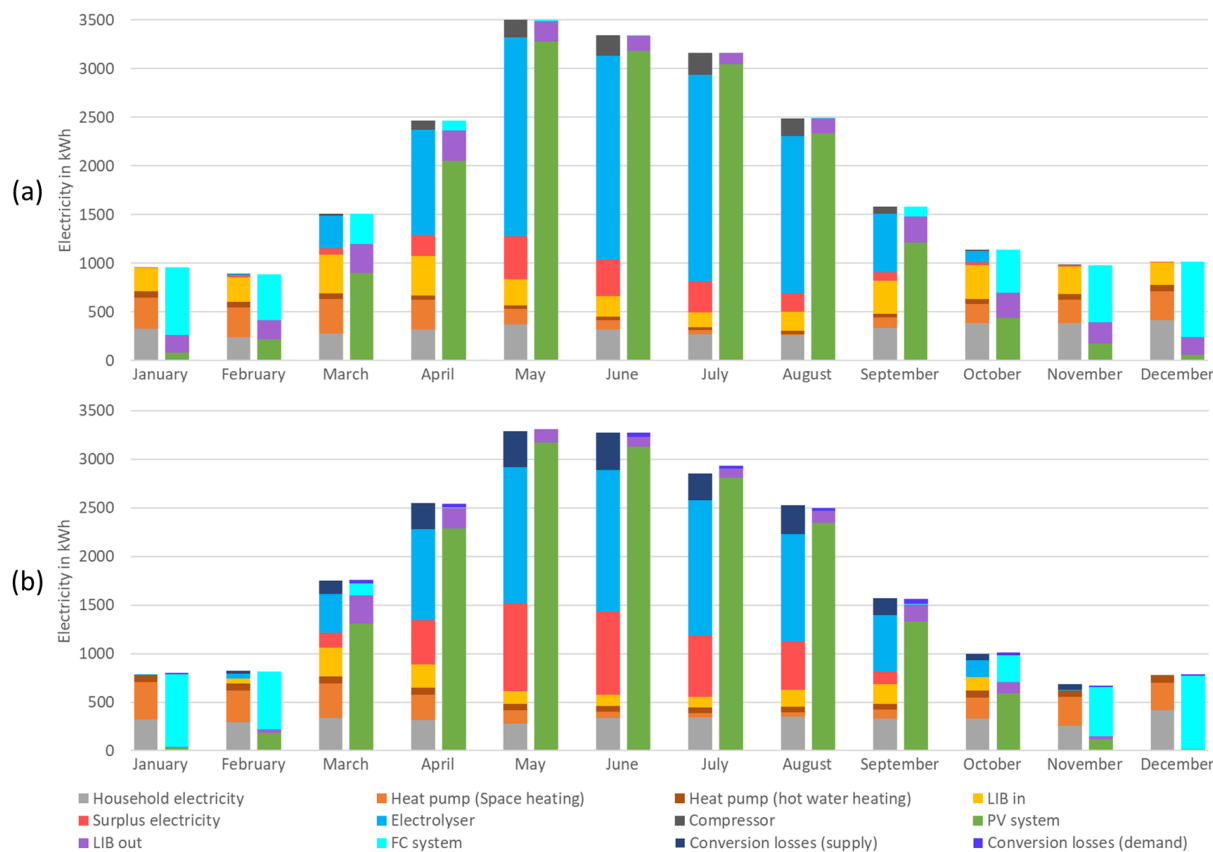


Bild 5.23: Monatsbalkendiagramm des Strombedarfs (linker Balken) und der Stromerzeugung (rechter Balken) zu den Ergebnissen aus dem (a) Simulink-Modell und (b) aus der Arbeit von Puranen et al. [75].

In Bild 5.24 ist das Simulink-Modell nach vollständigem Durchlauf für ein exakt dem Anwendungsfall von Puranen et al. [75] nachgebildetes Energiesystem dargestellt. Hierzu ist die von Puranen et al. [75] empfohlene FC-Auslegung von 6 kW Nennleistung berücksichtigt. In Bild 5.24 ist zu erkennen, dass sich der H₂-Bedarf in Höhe von 188,7 kg_{H₂} sehr genau mit dem erzeugten H₂ in Höhe von 189,4 kg_{H₂} deckt. Bei einer FC-Auslegung von 2 kW Nennleistung würde ein H₂-Bedarf von 173,9 kg_{H₂} bei einer H₂-Erzeugung von 188,3 kg_{H₂} vorliegen (siehe Bild 5.25). Der H₂-Bedarf sinkt, weil die LIB bei einer 2 kW FC langsamer nachgeladen wird und die LIB dadurch häufiger auch über den PV-Überschuss nachzuladen werden kann. Ist die FC zu groß, wird die LIB sehr schnell auf 70 % nachgeladen, wodurch nur wenig Energieinhalt über die PV-Anlage beigesteuert werden kann.

Wird ein Jahr betrachtet, ermöglicht sowohl die 6 kW als auch die 2 kW FC eine vollständige Autarkie. Für eine verlässliche Auslegung über den gesamten Betrachtungszeitraum ist aber die **Lebensdauerprognose** und die daraus hervorgehende **Degradation** essenziell. Unter Berücksichtigung der Degradation liegt im Zeitraum von 20 Jahren bei einer 2 kW FC ein H₂-Bedarf von etwa 3.585 kg_{H₂} bei einer H₂-Erzeugung von 3.155 kg_{H₂} vor. Diese Auslegung führt zu einem H₂-Defizit von 430 kg_{H₂} und ist damit unter Berücksichtigung der Degradation nicht zur vollständigen Autarkie geeignet. Hierzu ist eine Vergrößerung der PV-Anlagenfläche erforderlich und eine Neuauslegung des ELY in Erwägung zu ziehen. Beim ELY liegt die zu erwartende Lebensdauer bei 10,6 Jahren und beim LIB liegt sie bei 13,1 Jahren. Würde der ELY auf eine

Nennleistung von 7,2 kW anstelle der 6 kW ausgelegt werden, ist ausgehend von dem Wetterjahr 2019 eine Lebensdauererhöhung des ELY von 10,2 Jahren auf 12,9 Jahre zu erwarten. In einem Zeitraum von 20 Jahren liegt der H_2 -Bedarf dann bei etwa 3.657 kg_{H_2} bei einer H_2 -Erzeugung von 3.620 kg_{H_2} . Damit würde das H_2 -Defizit auf 37 kg_{H_2} sinken und damit eine nahezu vollständige Autarkie möglich.

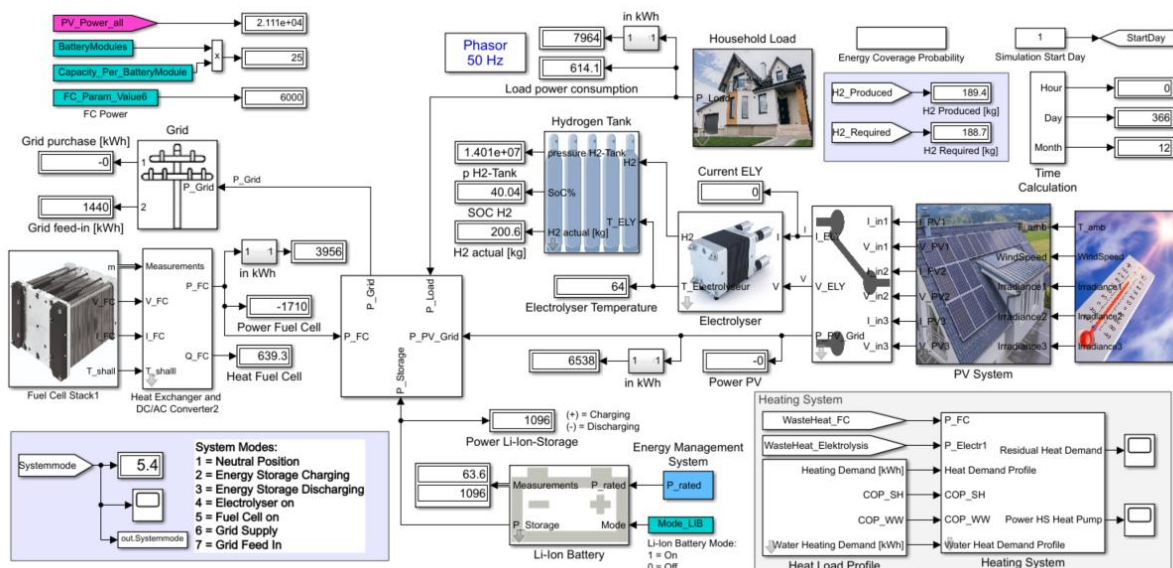


Bild 5.24: Simulink-Modell nach vollständigem Durchlauf bei identischer Parametrisierung wie im Anwendungsfall von Puranen et al. [75].

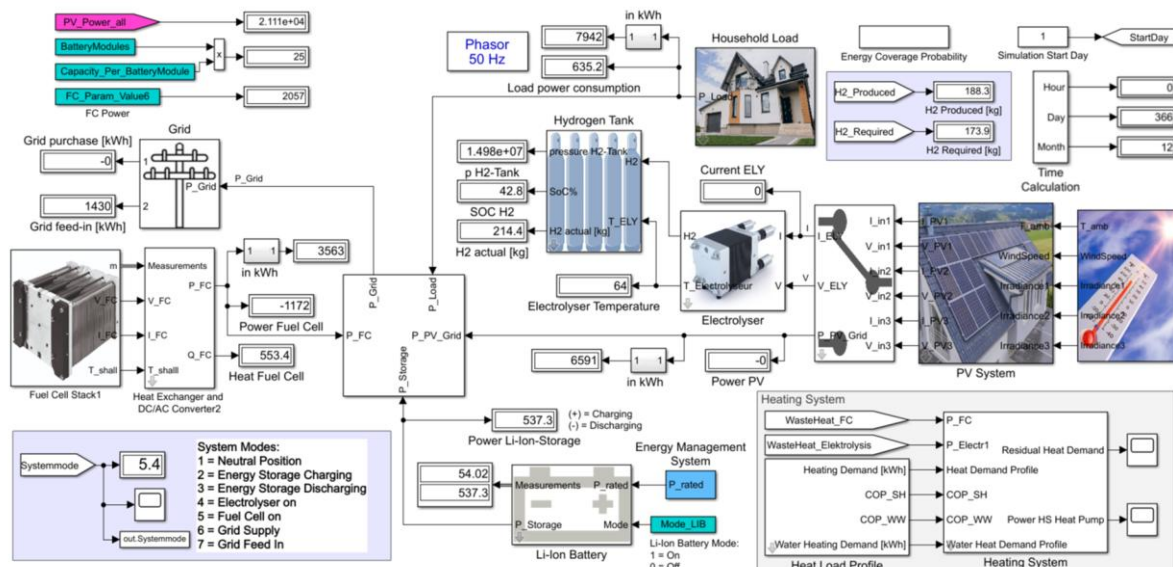


Bild 5.25: Simulink-Modell nach vollständigem Durchlauf bei Verwendung einer 2 kW FC und ansonsten identischer Parametrisierung wie im Anwendungsfall von Puranen et al. [75].

Puranen et al. [75] beschreibt in seinem Ausblick, dass die Genauigkeit der Modelle durch die Einbeziehung der Leistungselektronik, der Verluste in den Speicherstufen sowie der Verluste durch den Kompressor verbessert werden könne. Außerdem spricht Puranen et al. eine intelligente Steuerung an, mit der die Energieflüsse noch zielgerichteter gesteuert und auf das Wetter

abgestimmt werden können. Außerdem schlägt er eine Kostenschätzung unter Untersuchung der Kostenentwicklung in naher Zukunft vor. Alle diese Faktoren werden in dem im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Simulink-Modell berücksichtigt und analysiert. Dadurch ermöglicht das entwickelte Simulink-Modell eine sehr detaillierte und umfassende Analyse eines auf H_2 basierenden Haushalts-Energiesystems und kann maßgeblich zum besseren Verständnis der Systemzusammenhänge beitragen. Außerdem werden dadurch realitätsnähere Berechnungen ermöglicht. Die im entwickelten Simulink-Modell integrierte Lebensdauerprognose verdeutlicht, dass ohne die Berücksichtigung der Degradation eine Falschauslegung der Komponenten droht und damit die Versorgungssicherheit gefährdet wird. Außerdem werden durch die Kostenschätzung unter Berücksichtigung der Lebensdauer Kostensenkungspotentiale aufgezeigt. Die Auslegung kann damit sowohl kosten- als auch ressourcenschonender realisiert werden.

5.1.5.2 Vergleich mit HOMER Pro

Die im Zuge dieses Abschnitts vorgestellten Ergebnisse zur Verifikation der Energiebilanzanalyse wurden im Journal *Energies* von MDPI mit dem Titel „**Hybrid Energy System Model in Matlab/Simulink Based on Solar Energy, Lithium-Ion Battery and Hydrogen**“ [486] veröffentlicht. Die darin vorgestellten Ergebnisse wurden selbst erarbeitet und werden im Folgenden in überarbeiteter und in das Deutsche übersetzter Form vorgestellt [486]:

Die Plausibilität und Güte des in Simulink modellierten Energiesystems wird durch Nachbildung eines Energiesystems auf Haushaltsebene im Softwaretool HOMER Pro verifiziert. HOMER Pro bietet eine breite Palette von Komponenten für die Modellierung von Energiesystemen mit Schwerpunkt auf Energiebilanz und Wirtschaftlichkeitsanalyse. Hierzu lassen sich ebenfalls einige Wasserstoffkomponenten in das Modell integrieren. Um die Plausibilität des entwickelten Energiesystemmodells zu bewerten, wird zunächst eine einheitliche Basis der Komponenten-Parametrisierungen und Strombedarfe zwischen Simulink-Modell und HOMER Pro geschaffen.

Für die Verifizierung wird eine PV-Anlage mit einer Nennleistung von 6,82 kW_p (22 Module, 11 Module in Reihe mit 2 Parallelsträngen) und den in *Tabelle 5.6* beschriebenen Parametrisierungen angesetzt. Als Modellstandort wird Würzburg (Deutschland) mit dem Referenzjahr 2015 gewählt. Die Wetterdaten dazu stammen vom DWD [419]. Der Neigungswinkel der PV-Anlage wird auf $\gamma_E = 45^\circ$ mit einer direkten Ausrichtung nach Süden ($\alpha_E = 0^\circ$) festgelegt. Für die Positionierung der PV-Anlage wurde ein idealer Standort ohne Verschattung angenommen. In der PR der PV-Anlage werden Verluste durch Verschmutzung, Leitungsverluste usw. berücksichtigt. Die PR ist auf 90 % festgelegt, was exklusive der Zelltemperatur und der Degradation realistisch ist (vgl. Abschnitt 4.2). Die Degradation der PV-Anlage wird vernachlässigt, um damit eine Vergleichbarkeit von HOMER Pro zu ermöglichen, wo diese nicht berücksichtigt wird. Die Verluste durch die Zelltemperatur T_z sind im Simulink-Modell aus der PR exkludiert, da sie separat berechnet und angesetzt werden. Unter diesen Annahmen berechnete das Simulink-Modell eine Jahresstromerzeugung der PV-Anlage in Höhe von 7.314 kWh, während HOMER Pro 7.538 kWh berechnete. Dies ist eine plausible Basis für die weiteren Vergleiche.

Das Lastprofil wird in HOMER Pro sehr abstrakt hinterlegt. HOMER Pro fordert für jeden Monat ein Tageslastprofil eines typischen Tages eines Monats in 1-h Auflösung. Dieses Lastprofil wird diesen Anforderungen entsprechend aus dem für die Simulink-Simulation vorgesehenen Lastprofil abgeleitet und in HOMER Pro integriert. Insgesamt liegt der Jahresstrombedarf bei 3.832 kWh und inkludiert den Haushaltsstrombedarf und den Raumwärmebedarf. Für den Raumwärmebedarf wurde ein gut gedämmtes Haus angenommen mit einem Raumwärmebedarf von 4.000 kWh/a. Eine WP stellt den Wärmebedarf bereit.

Tabelle 5.6: Parametrisierung der Partialkomponenten für den Vergleich des Simulink-Modells mit HOMER Pro [486].

PV-Anlagen-Charakteristik	Wert
Punkt maximaler Leistung unter STC (P_{MPP})	310 W _p
Spannung im Punkt maximaler Leistung (U_{MPP})	33,3 V
Strom im Punkt maximaler Leistung (I_{MPP})	9,31 A
Leerlaufspannung (U_L)	40,5 V
Kurzschlussstrom (I_K)	9,81 A
Abmessung (l x b)	1,66 m · 1 m
Temperaturkoeffizient der Spannung im MPP β_{PV}	-0,28 %/K
Temperaturkoeffizient des Stromes im MPP α_{PV}	-0,02 %/K
PR	90 %
Anzahl an Modulen in Reihe	11
Anzahl paralleler Strings	2
ELY-Charakteristik	Wert
Nominale Wasserstofferzeugungsrate	1,10 Nm ³ /h
Bereich der Wasserstofferzeugungsrate	0,31–1,57 Nm ³ /h
Betriebsdruck	1–20 bar
Durchschnittliche Effizienz	75 %
Nominale Leistungsaufnahme	5,00 kW
Maximale Leistungsaufnahme	9,38 kW
Nominale Betriebstemperatur	63°C
Strombereich	15–75 A
Maximale Spannung	125 V
Anzahl Zellen	50
LIB-Charakteristik	Wert
Energieinhalt	16 kWh
Nennleistung	12,8 kW
Effizienz	95 %

Tabelle 5.6: (Fortsetzung).

FC-Charakteristik	Wert
Typ der FC	PEM
Nennleistung	1.240 W
Maximalleistung	2.000 W
Spannung bei Nennleistung	24,23 V bei 52 A
Nominale Betriebstemperatur	55°C
Durchschnittliche Effizienz	35 %
Anzahl an Zellen	35
Haushalts-Charakteristik	Wert
Haushaltsstrombedarf	2.350 kWh/a
Raumwärmebedarf	4.000 kWh/a
KfW Effizienz	40 ($\leq 25 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$)
Wasserstofftank-Charakteristik	Wert
Maximaler Speicherdruck	300 bar
Speichervolumen (bei 300 bar)	4 m ³
Initialer Füllstand	45 %

Bild 5.26 zeigt den mit dem Simulink-Modell berechneten erzeugten Strom jedes Monats (linker Balken) im Vergleich zum Strombedarf jedes Monats (rechter Balken). Von Oktober bis März ist der von der FC erzeugte Strom relativ hoch, während der Strombedarf in diesen Monaten wegen des höheren Raumwärmebedarfs wesentlich höher ist als im Sommer. Der grüne Balken zeigt die überschüssige Energie, die im ELY zur Erzeugung von H₂ verwendet wird.

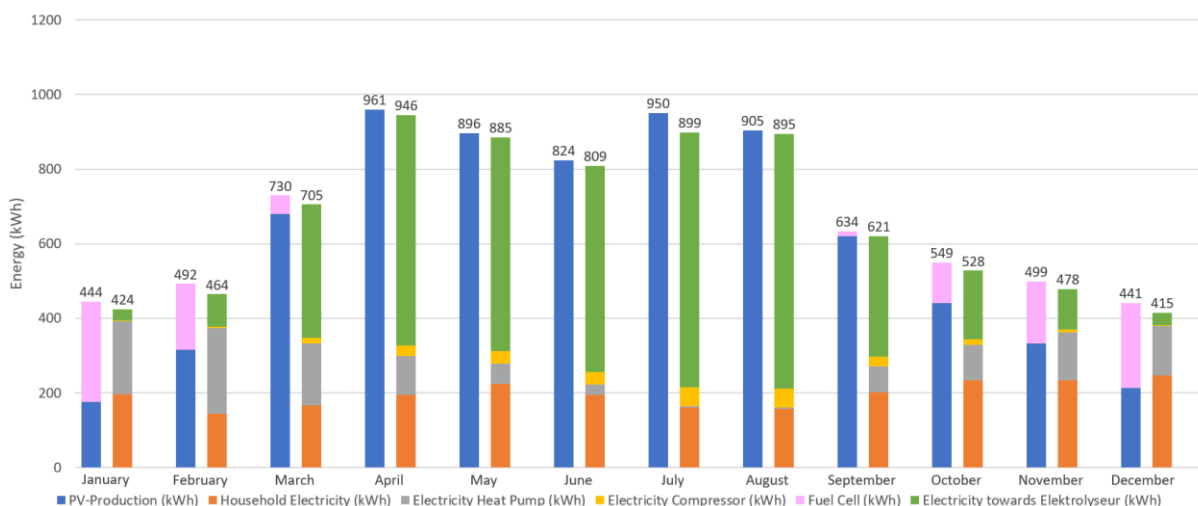


Bild 5.26: Stromerzeugung (linker Balken) und Stromverbrauch (rechter Balken) jedes Monats ausgehend von den Simulationsergebnissen des Simulink-Modells [486].

Mit dem Simulink-Modell wurde berechnet, dass 4.283 kWh Strom im ELY für die Erzeugung von H₂ genutzt werden, wodurch 80,5 kg_{H₂} (entspricht 904,82 m³ bei 1 bar und 20°C [487]) innerhalb eines Jahres erzeugt wurde. Im Gegenzug benötigte die FC 73,5 kg_{H₂}, um 1.010 kWh

Strom zu erzeugen. Die Kompression des H_2 führt zu einem Jahres-Strombedarf von 268 kWh, während der Strombedarf für Raumwärme bei 1.209 kWh liegt. Durch die Nutzung der im ELY und in der FC erzeugten Abwärme konnte der Raumwärmebedarf um 644 kWh reduziert werden.

HOMER Pro berechnete einen Strombedarf von 684 kWh, den die FC bei einem H_2 -Bedarf von $61,6 \text{ kg}_{H_2}$ liefert. Dies sind $11,1 \text{ kWh/kg}_{H_2}$, während es in Simulink $13,74 \text{ kWh/kg}_{H_2}$ waren. Der elektrische Wirkungsgrad lag damit unter Berücksichtigung aller Verluste basierend auf den unteren Heizwert bei Simulink bei 41,5 %, während er bei HOMER Pro bei lediglich 33,5 % lag. Das entwickelte Simulink-Modell ist damit deutlich realitätsnäher (vgl. Abschnitt 5.1.3). Dass in HOMER Pro insgesamt deutlich weniger benötigter FC-Strom als im Simulink-Modell berechnet wurde, liegt unter anderem an dem von HOMER Pro verwendeten Mittelungsverhalten des Lastprofils, mit dem Lastspitzen und Worst-Case-Szenarien reduziert werden. In HOMER Pro wurden 3.590 kWh Strom im ELY für die Erzeugung von $68,3 \text{ kg}_{H_2}$ verbraucht. In HOMER Pro wurde berechnet, dass 52,6 kWh Strom für die Erzeugung von 1 kg_{H_2} benötigt werden, während der Strombedarf im Simulink-Modell bei 53,2 kWh lag, was eine gute Übereinstimmung darstellt. *Bild 5.27* zeigt, dass die Stromerzeugung und der Strombedarf sehr gut übereinstimmen.

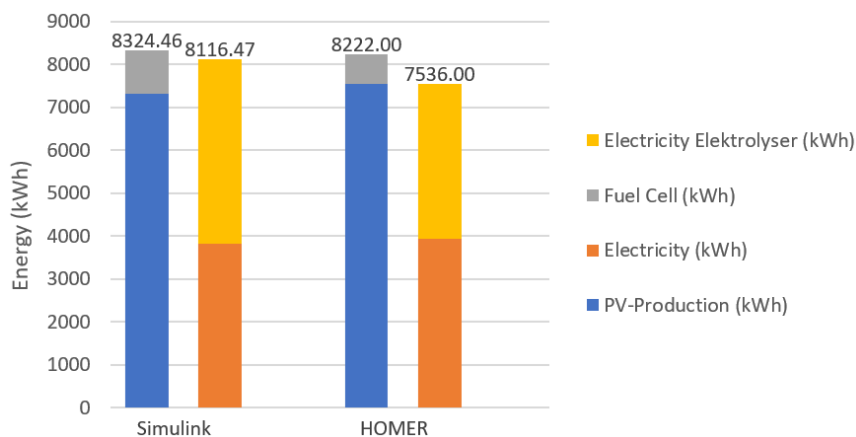


Bild 5.27: Vergleich der durch Simulink-Simulation und HOMER Pro berechneten Stromerzeugung und des Strombedarfs [486].

Bild 5.28 zeigt die durch die Simulation aufgezeichneten Energieflüsse über ein Jahr. Im ersten Diagramm sind der Gesamtstrombedarf (gelbe Kurve) und der von der PV-Anlage erzeugte Strom (blaue Kurve) dargestellt. In *Bild 5.28b* sind die SOC-Kurven vom Wasserstoffspeicher (blaue Kurve) und der LIB (gelbe Kurve) dargestellt. Dieses Bild zeigt, dass im Sommer die LIB mit einer Kapazität von 16 kWh ausreicht, um den Strombedarf vollständig zu decken. Im Gegensatz dazu hat die LIB im Winter oft einen niedrigen SOC und wird hauptsächlich von der FC bis zu bestimmten SOC-Schwellen geladen. Der Wasserstofftank entleert sich von einem initialfüllstand von 40 % bis auf 20 % bis ca. März und füllt sich danach wieder zunehmend bis ca. Oktober auf einen Füllstand von 80 %. Das dritte Diagramm zeigt die Zeitpunkte, zu denen der ELY (gelbe Kurve) und die FC (blaue Kurve) eingeschaltet sind. Demnach kommt es selten auch im Winter vor, dass der ELY in Betrieb geht, da PV-Stromüberschuss vorliegt. Die FC ist dagegen sehr lange vollständig außer Betrieb. In *Bild 5.28d* sind die Lastflüsse zum ELY

(orange), von der FC (blau) und der Stromfluss zur LIB (negativer Wert) bzw. der von der LIB abgegebenen Strom (positiver Wert) in Gelb dargestellt.

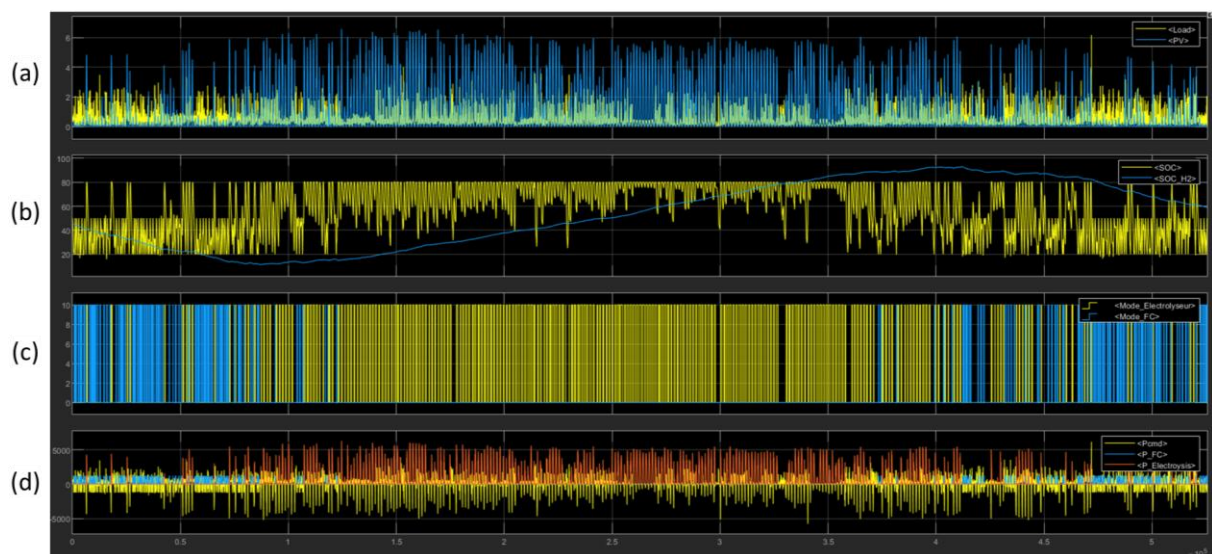


Bild 5.28: Verschiedene anhand des Simulink-Simulationsmodells aufgezeichnete Kurven im Jahresverlauf: (a) PV-Leistung (blau) und Gesamtlast (gelb). (b) SOC der LIB (gelb) und SOC des Wasserstoffspeichers (blau). (c) Einschaltzeitpunkte des ELY (gelb) und Einschaltzeitpunkte der FC (blau). (d) von der FC erzeugter Strom (blau), vom ELY genutzter Strom (orange) und Stromfluss zur LIB (negativer Wert) bzw. aus der LIB (positiver Wert) (gelb). (x-Achse: 525.600 Datenpunkte (1 Datenpunkt für jede Minute eines Jahres)) [486].

Bei Simulation über das entwickelte Simulink-Modell wird der ELY innerhalb eines Jahres 303-mal eingeschaltet mit einer Gesamtbetriebszeit von 1.781 Stunden, während die FC 168-mal eingeschaltet wird mit einer Betriebszeit von 801 Stunden. Demgegenüber liegt Betriebszeit des ELY in HOMER Pro bei 1.771 h, während die FC 43-mal eingeschaltet wird und insgesamt auf eine Betriebszeit von 588 h kommt. Dies lässt darauf schließen, dass die FC in HOMER Pro deutlich stärker geregelt wird und auch gelegentlich auf sehr geringe Leistungen gedrosselt wird. Dies ist allerdings für die Lebensdauer nicht förderlich (vgl. Abschnitt 4.6.2).

Bild 5.29 veranschaulicht, wie das Steuerungssystem in diesem Simulationsansatz funktioniert. Dieses Bild zeigt einen Ausschnitt der Woche vom 10. März bis 16. März. Diese Woche enthält sowohl Tage, an denen die PV-Stromerzeugung ausreicht, um den ELY zu betreiben, als auch Tage, an denen die FC eingeschaltet werden muss, um den restlichen Strombedarf zu decken. Der Systemmodus (siehe *Bild 5.29c*) hat fünf verschiedene Stufen:

- Stufe 1: Anfangsphase (tritt nur zu Beginn der Simulation auf)
- Stufe 2: Aufladen der LIB
- Stufe 3: Entladung der LIB
- Stufe 4: Einschalten des ELY
- Stufe 5: Einschalten der FC

Wie im ersten Diagramm aus *Bild 5.29a* zu sehen ist, ist die PV-Leistung während der Sonnenstunden des ersten Wochentags deutlich höher als die Haushaltslast. Zunächst wird die LIB bis

zum späten Vormittag vollständig bis zum auf den maximalen SOC geladen (siehe *Bild 5.29b*). Dann wird der ELY eingeschaltet, um mit überschüssigem PV-Strom H_2 zu erzeugen. Der ELY ist so lange in Betrieb, bis die Haushaltslast die PV-Stromerzeugung übersteigt (siehe *Bild 5.29a*). Die an den ELY abgegebene Leistung ist in *Bild 5.29d* zu sehen. In den Abend- und Nachtstunden wird der Strombedarf durch die LIB gedeckt. Am zweiten Tag ist der Ablauf der gleiche. Aufgrund der hohen Last in der Nacht vom zweiten auf den dritten Tag wird die LIB bis zum vorgegebenen minimalen SOC entladen, was dazu führt, dass die FC am Vormittag des dritten Tages in Betrieb genommen wird. Diese ist jedoch nur so lange in Betrieb, bis die PV-Stromerzeugung die Haushaltslast übersteigt. Am vierten Tag wird die LIB bis zum festgelegten Mindest-SOC entladen und die FC erneut aktiviert. An diesem Tag wird die FC jedoch nur so lange aktiviert, bis die LIB wieder auf einen vordefinierten SOC von etwa 50 % aufgeladen ist. In *Bild 5.29d* ist die Energie, die in die LIB ein- und ausgespeichert wird, dargestellt. Wenn die LIB entladen wird, ist die Leistung $P_{LIB,cmd}$ positiv, und während des Aufladens der LIB ist $P_{LIB,cmd}$ negativ. Solange der ELY eingeschaltet ist, ist $P_{LIB,cmd}$ Null. Wenn die FC eingeschaltet ist, wird die gesteuerte Leistungsabgabe und -aufnahme der LIB $P_{LIB,cmd}$ wie folgt berechnet:

$$P_{LIB,cmd} = P_{Last} - P_{PV} - P_{FC,el.} \quad (180)$$

mit P_{Last} für die gesamte Leistung des Haushalts, P_{PV} für die Leistung der PV-Anlage und $P_{FC,el.}$ für die elektrische Leistung der FC.

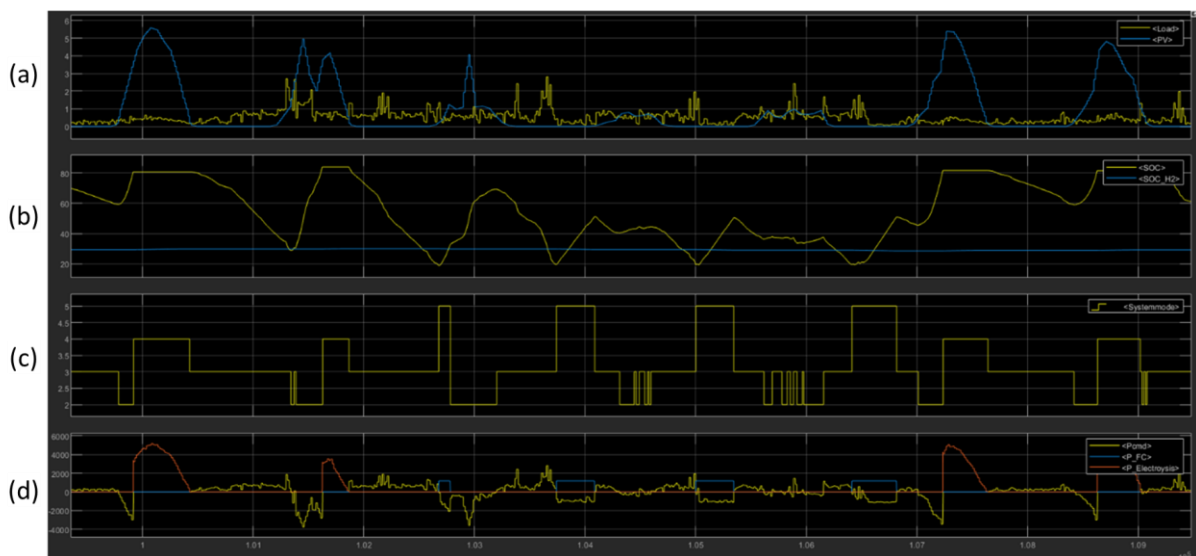


Bild 5.29: Simulationsergebnisse für die Woche vom 10. bis 16. März: (a) PV-Leistung (blau) und Gesamtlast (gelb). (b) SOC der LIB (gelb) und SOC des Wasserstoffspeichers (blau). (c) Systemmodi (2 = LIB laden; 3 = LIB entladen; 4 = ELY in Betrieb; 5 = FC in Betrieb). (d) von der FC erzeugter Strom (blau), vom ELY genutzter Strom (orange) und Energiefluss zur LIB (negativer Wert) bzw. aus der LIB (positiver Wert) (gelb) [486].

Abschließende Bewertung

Der Vergleich mit HOMER Pro zeigt, dass das entwickelte Simulink-Modell realistische Ergebnisse berechnet und somit eine fundierte Auslegung solcher Energiesysteme ermöglicht. Da sich die Systemkomponenten gegenseitig beeinflussen, ist eine Analyse des direkten Einflusses verschiedener Parametervariationen nur auf Basis einer solchen Simulation möglich. Die Simulation auf Basis des vorgestellten Simulink-Modells ermöglicht durch die im Vergleich zu HOMER Pro deutlich höhere Auflösung ohne Verwendung von Typtagen eine detailliertere und aussagekräftigere Analyse von Energiesystemen. Aufgrund der in der Regel stark schwankenden Last-, Temperatur- und Einstrahlungsprofile erlaubt eine Simulation mit einer 15-min Auflösung eine präzisere Aussage über die Eignung und Auslegung verschiedener Komponenten. Das Simulink-Modell ist daher für die Analyse des Systemverhaltens und der Systemauslegung vorzuziehen. Darüber hinaus ermöglicht Simulink die Einführung direkter Komponentenabhängigkeiten, wie z.B. die Einbindung der von der FC und dem ELY erzeugten Abwärme in das Heizsystem. Darüber hinaus ist mit Simulink ein präzises und spezifisch zugeschnittenes EMS möglich.

5.2 Evaluation des Gesamtsystems

In diesem Abschnitt erfolgt die Evaluation der Ergebnisse unter Berücksichtigung des Gesamtsystems. Dazu werden die entwickelten Analyseverfahren einzeln betrachtet und die Ergebnisse auf ihre Korrektheit und Qualität hin untersucht. Eine separate Evaluation und Vorstellung der Ergebnisse erfolgt für die Energiebilanzanalyse, die Lebensdauerprognose und das Optimierungsverfahren.

5.2.1 Evaluation der Energiebilanzanalyse

In diesem Abschnitt wird der Fokus auf das energetische Verhalten des Systems gelegt. Dazu werden verschiedene Parameter betrachtet, die direkt oder indirekt Einfluss auf die Energiebilanz des Systems haben. Zum einen wird aufgezeigt, wie sich die Lastverläufe innerhalb eines Jahres verhalten und welchen saisonalen Effekten sie damit unterliegen. In *Bild 5.30* sind dazu alle relevanten Lastkurven, die dem Simulationsmodell als Eingangsdaten übergeben werden, abgebildet. Die Gesamtlast (engl.: „Overall load“) bildet dabei den zu deckenden Leistungsverlauf ab, der vollständig gedeckt werden muss. Die Gesamtlast unterteilt sich dabei in den Haushaltsstrombedarf (engl.: „Household load“), die Leistung des H₂-Kompressors (engl.: „Compressor“), den Strombedarf für Raumwärme (engl.: „Space heating“) und den Strombedarf für Warmwasserbereitung (engl.: „Hot water heating“).

In dem Einzeldiagramm zum **Haushaltsstrombedarf** ist ersichtlich, dass es hier keine wesentlichen saisonalen Effekte gibt. Die Leistung liegt hier häufig unter 1.000 W mit gelegentlichen Spitzen auf ca. 3.000 W. Da dieses Profil auf einer 15-min Auflösung basiert, sind ggf. kurzzeitig im Haushalt auftretende Stromspitzen gemittelt.

Der **Kompressorstrombedarf** ist klar saisonal beeinflusst. Ein Kompressorstrombedarf liegt hauptsächlich in den Sommermonaten und gelegentlich in den Übergangsmonaten vor. Bei Betrieb kommt er je nach H_2 -Erzeugungsrate auf ca. bis zu 1.000 W, da eine Kompression auf 350 bar vorgesehen ist.

Der **Strombedarf für Raumwärme** ist in den Wintermonaten am höchsten und reduziert sich in den Übergangsmonaten etwas. In den Sommermonaten liegt bis auf eine kleine Spitze kein Raumwärmebedarf vor. Die WP läuft in der Regel mit weitestgehend konstanter elektrischer Leistung, weswegen sich bestimmte Leistungsstufen ergeben. Der Wärmebedarf profitiert hier von der Sektorkopplung durch Einbindung der Abwärme der FC in das Heizsystem für Raumwärme. Dadurch reduziert sich der Strombedarf, wodurch kein großer Anstieg des Strombedarfs im Winter gegenüber den Übergangsmonaten zu verzeichnen ist.

Der **Strombedarf für Warmwasserbereitung** liegt über das ganze Jahr verteilt vor, allerdings ist auch hier der Strombedarf in den Wintermonaten etwas höher aufgrund schlechterer COP-Werte der WP, der höheren Temperaturspreizung zwischen Leitungswassertemperatur und der zu erwärmenden Temperatur und aufgrund höherer Verluste im Heizungssystem. Außerdem ist die Abwärme des ELY in das Wärmesystem zur Warmwasserbereitung eingebunden, wodurch die WP in den Sommermonaten seltener in Betrieb sein muss.

Aus allen einzelnen Lastkurven ergibt sich die Gesamtlast, die eine saisonale Verschiebung hin zu mehr Strombedarf in den Wintermonaten aufweist. Diese saisonale Verschiebung wird vor allem durch den Strombedarf für Raumwärme, aber auch durch den Strombedarf für Warmwasserbereitung verursacht.

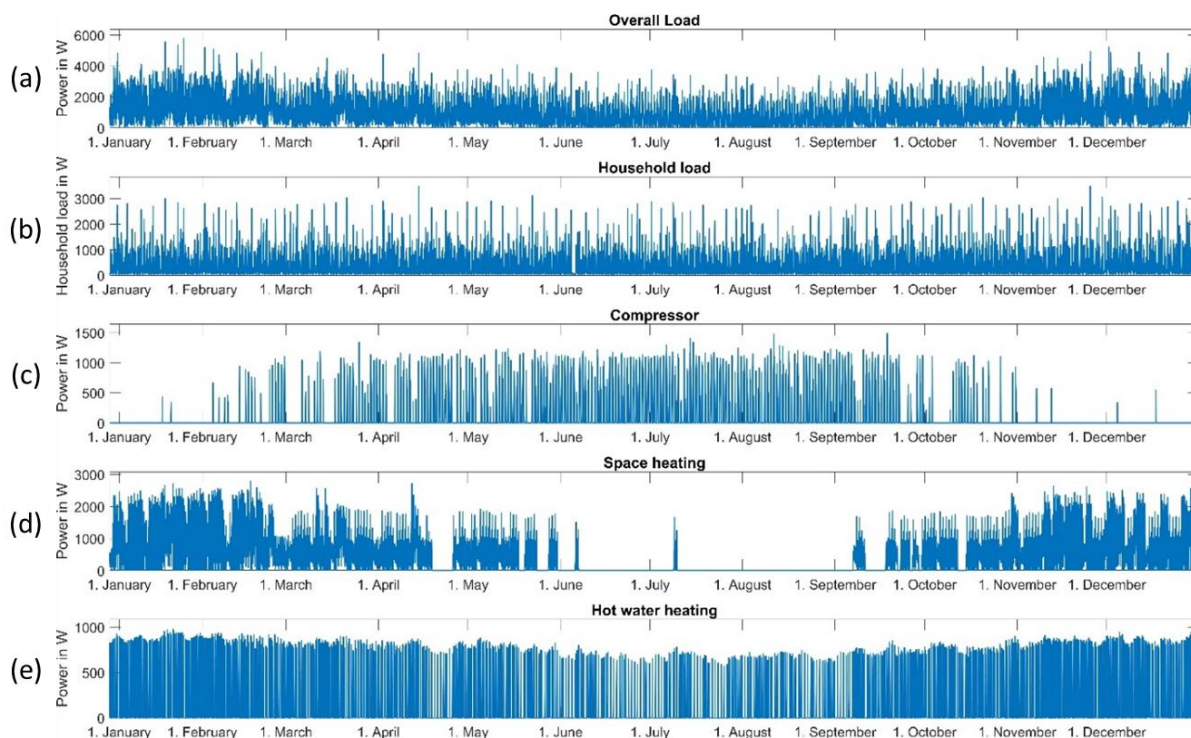


Bild 5.30: Exemplarischer Jahresverlauf der Lastkurven, die dem Simulationsmodell als Eingangsdaten zugrunde liegen. (a) Gesamlast, (b) Haushaltslast, (c) Kompressorleistung, (d) el. Leistung für die Raumwärme, (e) el. Leistung für die Warmwasserbereitung.

In **Bild 5.31** ist die **Leistung des ELY** abgebildet. Diese Leistung wird lediglich bei Stromüberschuss über die PV-Anlage bereitgestellt, wodurch diese Last nicht der Gesamlast aus **Bild 5.30** angerechnet werden kann. Hieran zeigt sich, dass in den Sommermonaten sehr hoher Stromüberschuss erzielt wird, der dann für die H₂-Erzeugung genutzt werden kann.

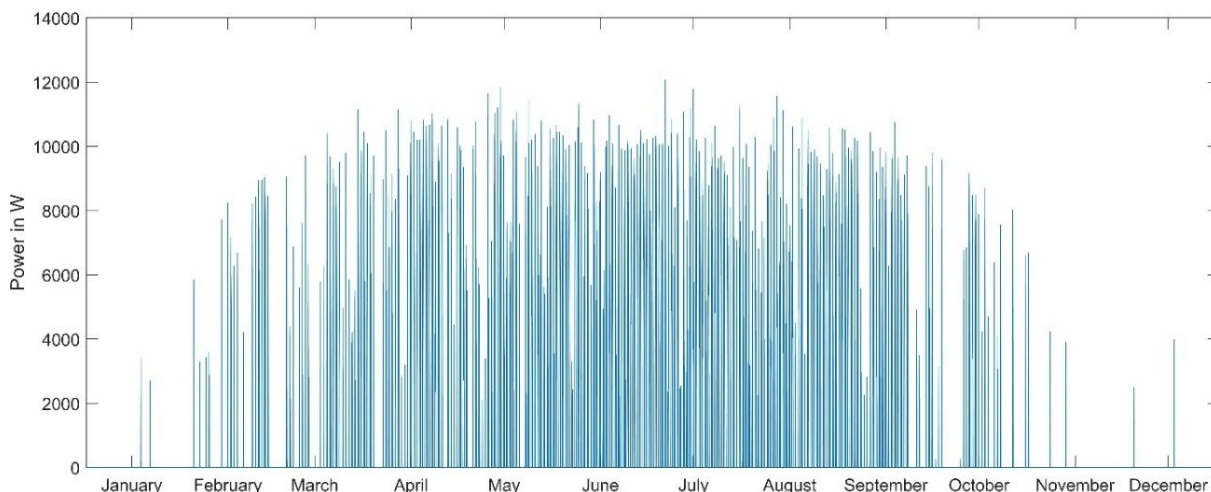


Bild 5.31: Exemplarischer Jahresverlauf der ELY-Leistung.

In **Bild 5.32a** ist die H₂-Durchflussmenge vom ELY zum Kompressor dargestellt. Im oberen Diagramm ist die **H₂-Durchflussmenge des vom ELY erzeugten H₂**, der zum Kompressor geleitet wird, abgebildet. Im Sommer liegt demnach häufig eine hohe H₂-Erzeugung von ca. 0,42 m³/h vor. Aufgrund der Direktkopplung an den PV-Stromüberschuss schwankt die H₂-

Erzeugung auch im Sommer gelegentlich. Im März und Oktober kann keine hohe Auslastung des ELY mehr erreicht werden und in den Wintermonaten ist der ELY nahezu vollständig außer Betrieb. Sehr hohe H_2 -Erzeugungsspitzen treten nur sehr selten auf, was auf eine gute Auslegung des ELY schließen lässt. Der ELY muss entsprechend nur selten unter maximalen Leistungen betrieben werden, was sich positiv auf die Lebensdauer des ELY auswirkt.

Der **H_2 -Bedarf der FC** ist in *Bild 5.32b* dargestellt. Dieser liegt im Maximum bei etwas weniger als $0,12 \text{ m}^3/\text{h}$. Der H_2 -Bedarf ist direkt abhängig von der FC-Leistungsstufe. Zeitweise ist die FC lange auf höchster Leistungsstufe in Betrieb, wodurch sich ein mehrtägiger hoher H_2 -Bedarf ergibt. Im Januar ist die FC beinahe vollständig in Betrieb. Ab ca. Mitte März bis Anfang Oktober ist der Strombedarf der FC sehr gering und tritt nur noch vereinzelt auf. Im Februar schwanken dagegen die Leistungsstufen der FC häufig, da zwar zeitweise genügend PV-Strom vorhanden ist, die LIB aber auch schnell wieder entladen ist, sobald kein Solarstrom mehr erzeugt wird und die FC in der Folge wieder in Betrieb gehen muss.

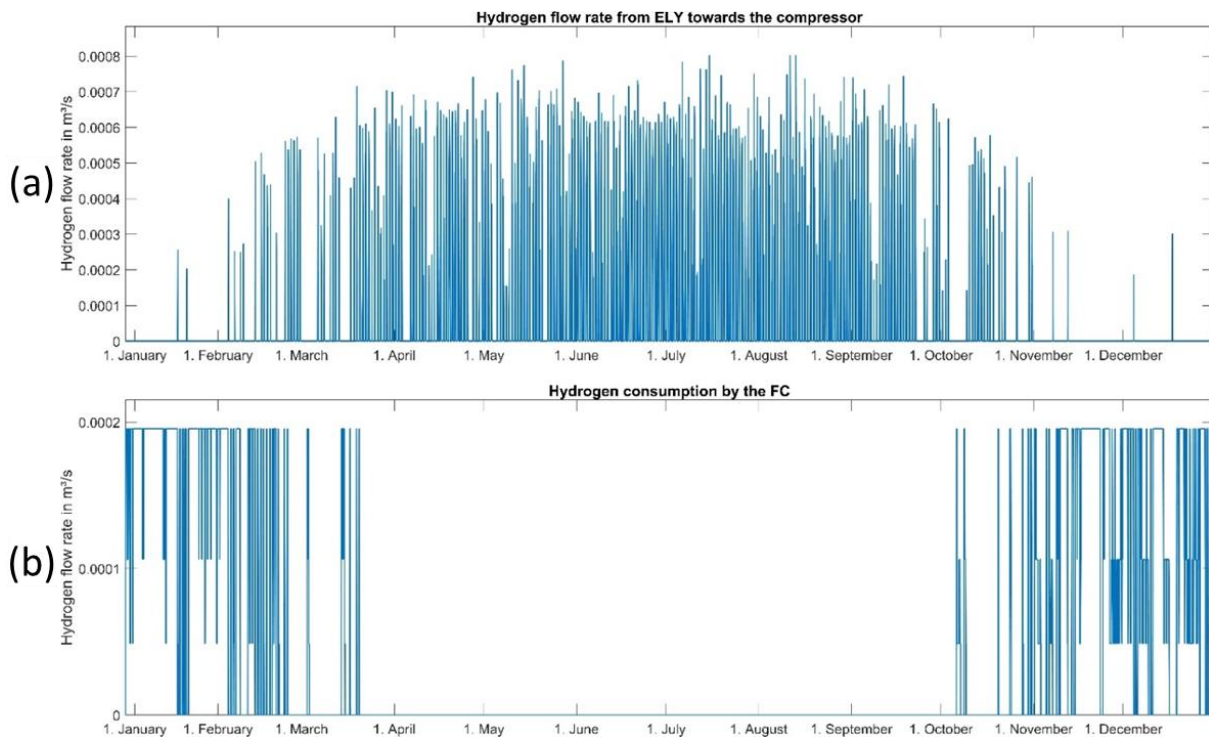


Bild 5.32: Wasserstofferzeugung des ELY (a) und Wasserstoffbedarf der FC (b) im exemplarischen Jahresverlauf.

Bild 5.33 zeigt den Temperaturverlauf und die Kühlleistung des ELY im Jahresverlauf. Die Temperatur im ELY wird so gesteuert, dass der ELY mit einer Nenn-Temperatur von ca. 64°C in Betrieb ist. Nach dem Einschalten können durch den schnellen Temperaturanstieg kurzzeitige Überschwingungen auftreten. Durch das Einschalten des Kühlsystems kehrt die Temperatur aber schnell wieder auf die 64°C zurück. Die entstehende Abwärme im ELY ergibt sich aus den in Abschnitt 4.5.1.1 benannten Zusammenhängen. Für die Temperatur des ELY ist neben dem Betrieb auch der Aufstellort entscheidend. Hierzu wird die Annahme getroffen, dass der ELY in einem Kellerraum zusammen mit anderen technischen Geräten des Energiesystems auf-

gestellt ist und entsprechend auch im Winter die Temperatur des Raumes nicht unter 18°C absinkt. Allerdings wird die Kellertemperatur durch die warme Außertemperatur im Sommer beeinflusst und ist aufgrund der Trägheit des Systems und der Wärmepufferung etwas nachlaufend (siehe Abschnitt 4.4 zum Kellertemperaturprofil). Der ELY kühlt nach dem Ausschalten nur bis auf Kellertemperatur ab, die im Sommer zeitweise ansteigt.

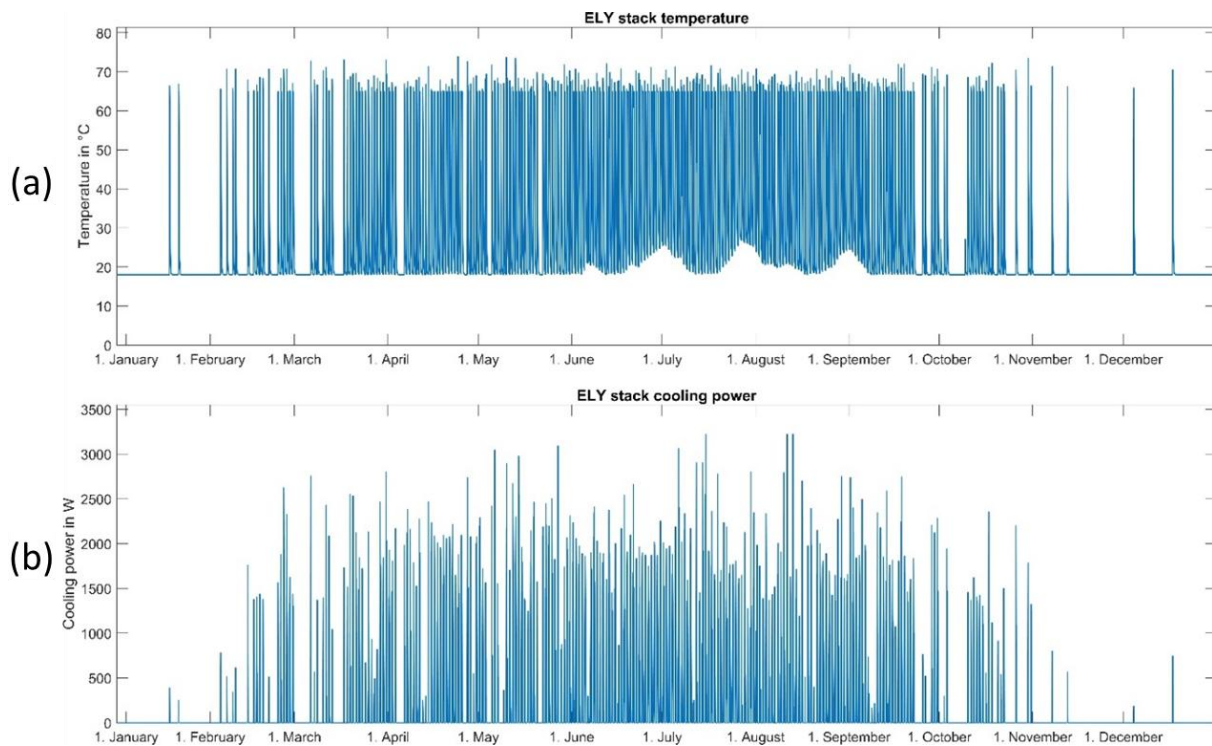


Bild 5.33: Temperaturverlauf (a) und Kühlleistung (b) des ELY-Stacks im exemplarischen Jahresverlauf.

Bild 5.34 zeigt den Temperaturverlauf der FC zusammen mit der Kühlleistung. Die Temperatur der FC ist dabei auf maximal 64°C festgelegt, um, damit eine hohe Temperaturspreizung für die Abwärmenutzung zu ermöglichen. Bei Leistungsrosselung der FC sinkt die Temperatur nur um ca. $2\text{--}3^{\circ}\text{C}$. Erst wenn die FC ausgeschaltet wird, sinkt die Temperatur unter zeitlicher Verzögerung auf die Raumtemperatur ab, welche ebenfalls auf die Kellertemperatur festgelegt wurde (vgl. Abschnitt 4.4). Entsprechend sinkt die Temperatur der FC im Winter auf 18°C ab, wenn die FC außer Betrieb ist. Die Kühlleistung entspricht der Abwärmeleistung, die dem Raumwärmesystem zugeführt wird. Bei Nennleistung der FC entsteht damit eine Kühlleistung von ca. 920 W . Hierbei werden Verluste von 25% berücksichtigt, woraus sich ein tatsächlicher Abwärmeanteil von 1.240 W ergibt. Die elektrische Leistung der FC lag im Vergleich bei ca. 1.062 W .

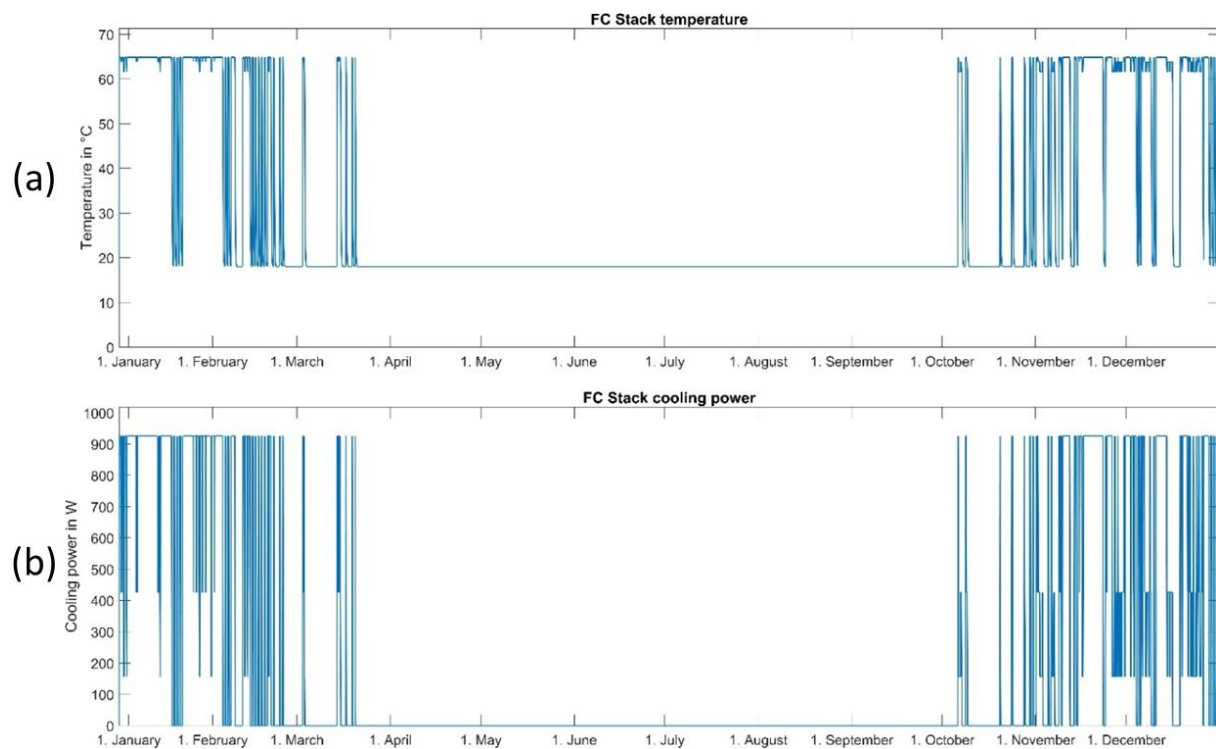


Bild 5.34: Temperaturverlauf (a) und Kühlleistung (b) des FC-Stacks im exemplarischen Jahresverlauf.

Bild 5.35 zeigt einen Ausschnitt von 4 Tagen im August zu verschiedenen Systemgrößen wie PV-Leistung, Gesamtlast, ELY-Leistung und LIB Lade- und Entladeleistung. Anhand der PV-Leistung aus Bild 5.35a ist ersichtlich, dass die PV-Stromerzeugung an diesem Tag sehr volatil ist. Die drei weiteren Tage bilden eine beinahe perfekte Glockenkurve der PV-Leistung, welche an sehr klaren Tagen auftritt. In Bild 5.35d ist ersichtlich, dass mit der ersten PV-Stromerzeugung sehr schnell die LIB vollständig nachgeladen wird. Dadurch kann schon früh der ELY in Betrieb gehen (siehe Bild 5.35c). Der ELY variiert dabei stetig seine Leistung in Abhängigkeit des Stromüberschusses. Sobald die PV-Stromerzeugung zum Sonnenuntergang hin deutlich sinkt, schaltet der ELY ab, sobald die minimale ELY-Leistung unterschritten wird. Der gesamte nach Sonnenuntergang anfallende Strombedarf wird über die LIB gedeckt. In den ersten Morgenstunden wird innerhalb von 2–3 h die LIB wieder nachgeladen. Vom 11ten bis 13ten August tritt weitgehend klarer Himmel auf, wodurch der ELY ohne starke Volatilität der Leistung lange in Betrieb sein kann.

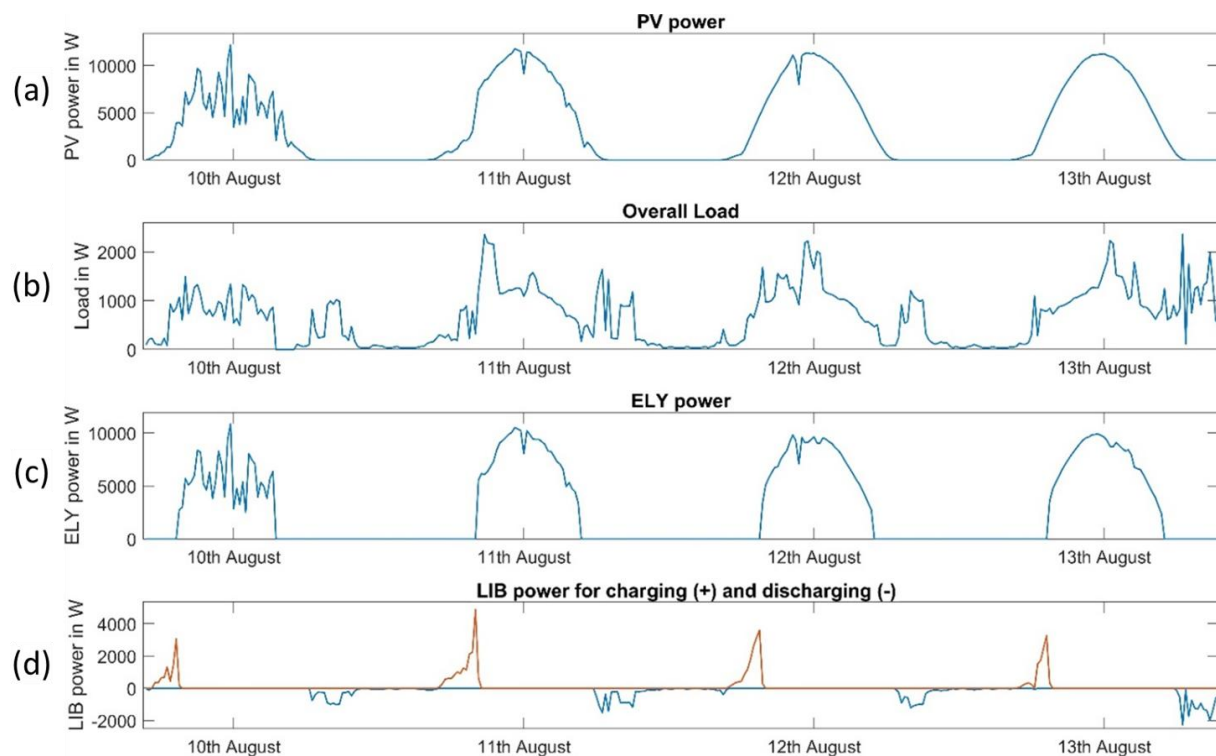


Bild 5.35: Exemplarischer Ausschnitt von 4 Tagen im August zur (a) PV-Leistung, (b) Gesamtlast, (c) ELY-Leistung und (d) LIB Lade- und Entladeleistung.

In *Bild 5.36* ist ein Ausschnitt von 9 Tagen im Januar abgebildet. Hier liegt an den Tagen vom 18ten bis 21ten Januar eine relativ hohe PV-Stromerzeugung vor, die im Winter nur bei klarem Himmel auftritt. Am 16. und 17. Januar und vom 22. bis 24. Januar ist dagegen ein beinahe vollständiges Wegbrechen der PV-Stromerzeugung ersichtlich, was mit einer fehlenden Direktstrahlung durch bewölkten Himmel zusammenhängt. An diesen Tagen kann die Versorgung der Gesamtlast nicht ohne Unterstützung der FC sichergestellt werden, weswegen die FC in diesen Zeiten im Dauerbetrieb ist. Die FC arbeitet ununterbrochen im Nennbetrieb und hält den Ladezustand der LIB in Waage. Die LIB wird dabei als Energiepuffer eingesetzt.

Am 18ten Januar (siehe *Bild 5.36*) wird die FC erstmals gedrosselt, da die LIB erstmals über eine SOC-Schwelle von 45 % (vgl. Abschnitt 4.5.2) kommt. Zunächst wird daher eine Drosselung auf 60 % und dann auf 30 % der FC-Nennleistung vorgenommen, bis die FC schließlich vollständig abgeschaltet wird, sobald die LIB einen Ladezustand von 70 % erreicht. Allerdings ist die Gesamtlast weiterhin sehr hoch, was zu einem schnellen Entladen der LIB führt. Daher muss die FC zur Nacht auf den 19ten Januar wieder in Betrieb gehen. Dieser Vorgang erfolgt dann mehrere Tage in Folge.

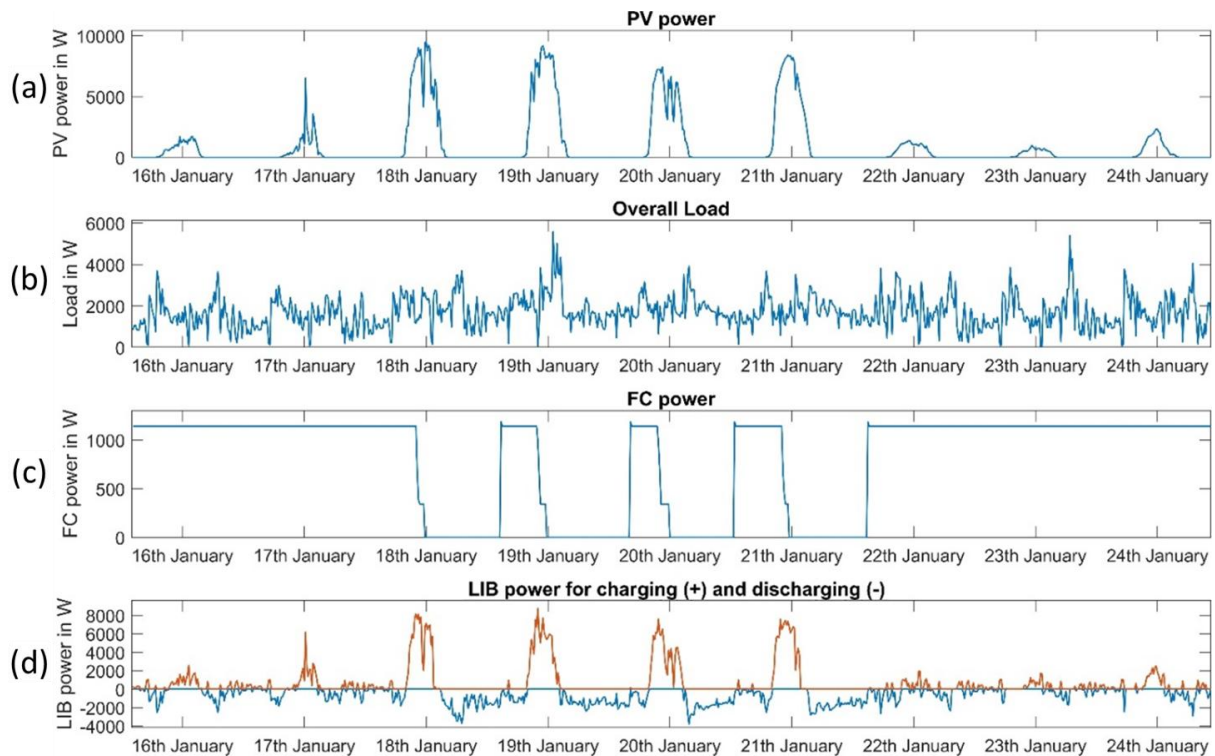


Bild 5.36: Exemplarischer Ausschnitt von 9 Tagen im Januar zur (a) PV-Leistung, (b) Gesamtlast, (c) FC-Leistung und (d) LIB Lade- und Entladeleistung.

Ein Ganzjahresprofil des SOC der LIB ist in *Bild 5.37* dargestellt. Die LIB ist während der Sommermonate nicht voll ausgelastet und hat häufig einen hohen SOC. In den Übergangsmonaten wird die LIB zunehmend stärker ausgelastet, durch die hohe Kapazität fällt die SOC aber meist nicht unter einen SOC von 40 %. Die Stromversorgung kann dabei ohne Hinzuschalten der FC gedeckt werden. Durch die große Kapazität der LIB wird in Kauf genommen, dass sie für die Sommermonate zu überdimensioniert ist, die Inbetriebnahme des FC dafür aber sehr lange hinausgezögert wird. Für die Gesamtkosten ist dies von Vorteil. In den Wintermonaten muss die Stromversorgung häufig über die FC gedeckt werden. Das System erreicht eine Autarkie in Höhe von 99,6 %.

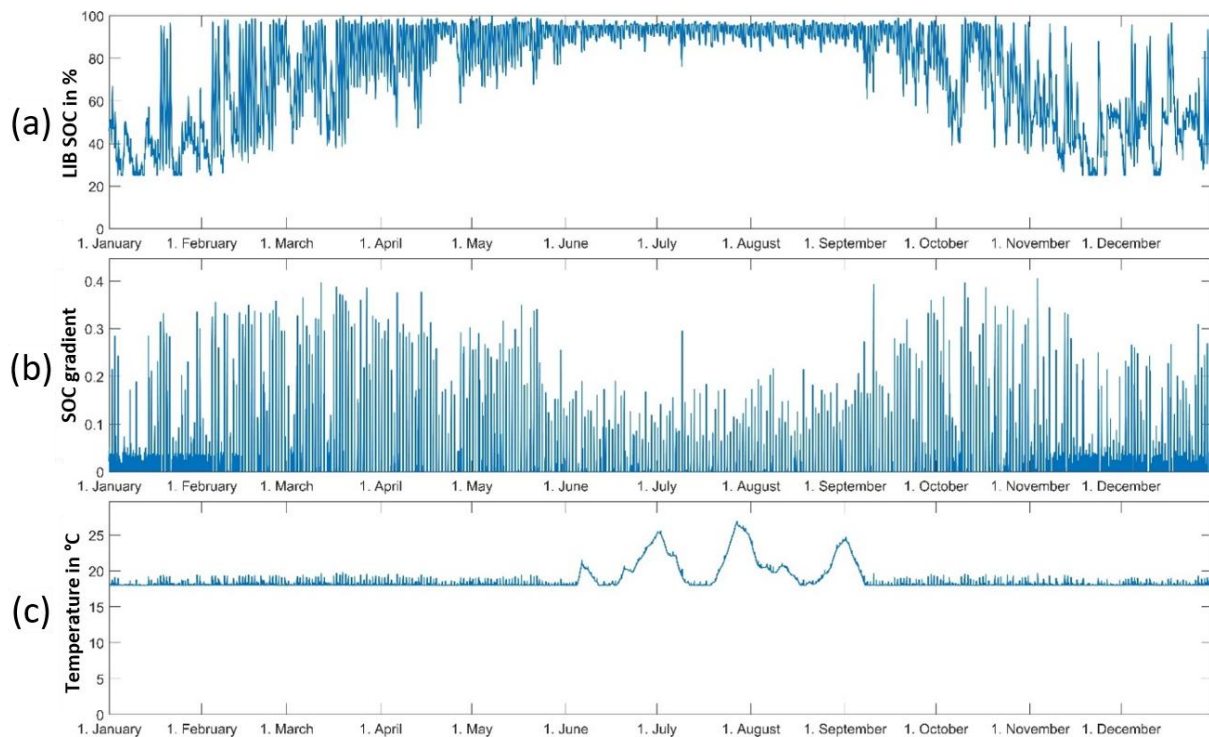


Bild 5.37: (a) SOC der LIB, (b) SOC-Gradient der LIB und (c) Temperaturverlauf der LIB im exemplarischen Jahresverlauf.

5.2.2 Evaluation der Lebensdauerprognose

In diesem Abschnitt wird die Lebensdauerprognose des ELY und der FC anhand eines exemplarischen Anwendungsfalls evaluiert. Dazu sind im Modell zwei vom Ergebnis her identische Ansätze zur Lebensdauerprognose hinterlegt. In einem Ansatz wird das Degradationsverhalten simulationsbasiert ausgegeben. Hierbei wird über einen Simulationszeitraum von einem Jahr die während dieses Jahres aufgetretene Degradation berechnet. Dieser Ansatz eignet sich allerdings nicht für die Gesamtbewertung der Lebensdauer, sondern nur zur Bewertung des Degradationsverhalten innerhalb eines Jahres. Die Lebensdauer wird erst in MATLAB berechnet und ist damit von der Simulation entkoppelt. Durch diesen MATLAB-basierten Ansatz kann der Einfluss von Lebensdauerverhalten betreffenden Parameteränderungen rechenzeitoptimiert ohne erforderliche Neusimulation analysiert werden. Daher wird für alle Analysen der von der Simulation entkoppelte MATLAB-basierte Ansatz vorgezogen. Damit kann ein Betrachtungszeitraum und Anschaffungszeitpunkt beliebig ohne Neusimulation gewählt und die Degradation, die Lebensdauer und der Ersatzzeitpunkt flexibel berechnet werden. Die Grundlage zur Degradation bildet das in Abschnitt 3.4 zusammengetragene Wissen zur Lebensdauer der H_2 -Komponenten ELY und FC. Das daraus entwickelte Lebensdauerprognoseverfahren ist in Abschnitt 4.6 beschrieben. Darin wird der MATLAB-basierte Ansatz zur Lebensdauerauswertung beschrieben.

In Bild 5.38 ist der simulationsbasierte Ansatz dargestellt, der sich auf Jahressicht gesehen identisch zum MATLAB-basierten Ansatz verhält. Bei einem ELY ist die Degradation direkt abhängig von der Stromdichte, die in Bild 5.38a abgebildet ist. Wie aus Abschnitt 4.6.3 hervor-

geht, ist die ELY-Degradation bei geringen Stromdichten bis ca. 3 A/cm^2 relativ linear ansteigend und steigt dann zwischen 3 und 4 A/cm^2 zunehmend an exponentiell an. Entsprechend ist ein sehr starker Degradationsanstieg zu den Zeitpunkten zu erkennen, an denen auch die Stromdichte in Richtung 4 A/cm^2 tendiert (siehe *Bild 5.38b*). Diese Zeitpunkte sind im Beispiel sehr selten, was auf eine für den Anwendungsfall geeignete ELY-Auslegung schließen lässt. Ab 4 A/cm^2 wird der ELY abgeregelt, damit keine zu starke Degradation auftritt. Die Degradation des Stacks (65 Zellen) liegt die meiste Zeit bei ca. $25 \mu\text{V}/\text{min}$ bis $40 \mu\text{V}/\text{min}$. In *Bild 5.38c* ist die kumulierte Degradation abgebildet, die hier bei ca. $2,3 \text{ V}$ im Zeitraum eines Jahres liegt.

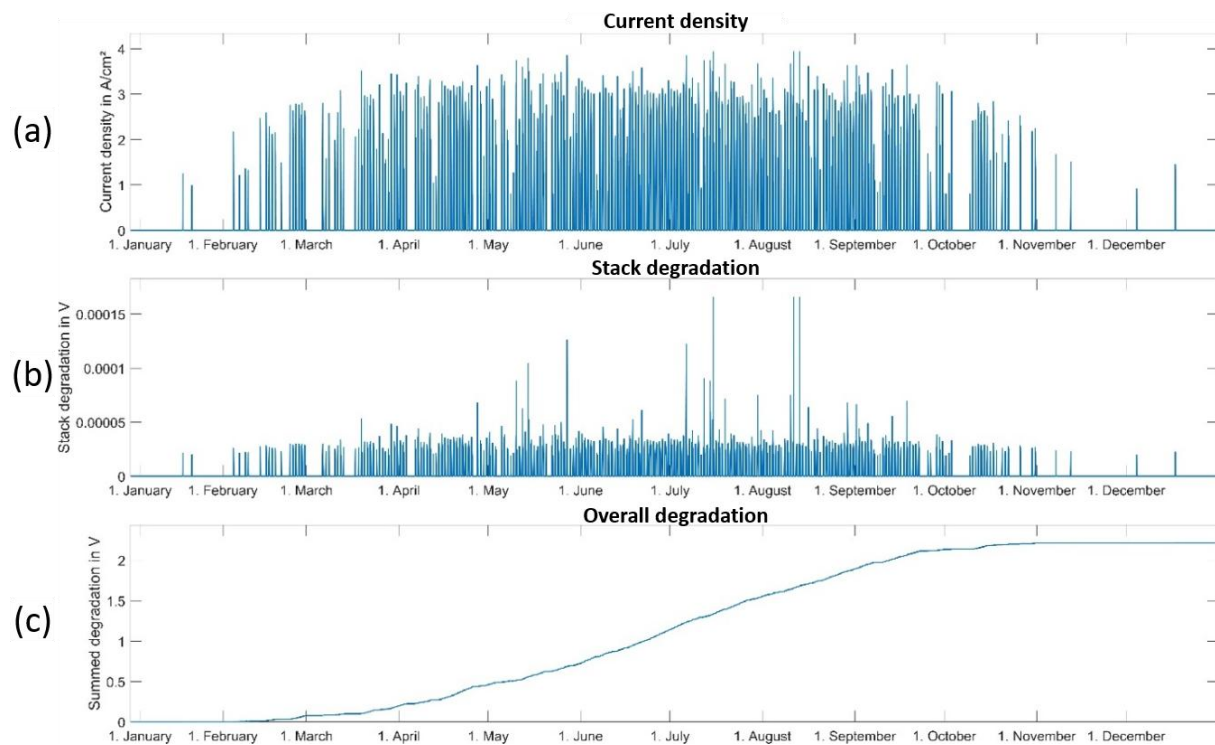


Bild 5.38: (a) Stromdichte des ELY, (b) Stack-Degradation des ELY und (c) aufsummierte Gesamtdegradation des ELY im exemplarischen Jahresverlauf.

In *Bild 5.39* ist das Degradationsverhalten der FC nach dem simulationsbasierten Ansatz dargestellt. Die Degradation der FC basiert im Wesentlichen auf den zwei Einflussfaktoren „Betrieb“ und „Starts und Stopps“ (vgl. Abschnitt 4.6.2). Bei der FC hängt die Degradation durch den Betrieb direkt von der Zellspannung ab, die in *Bild 5.39a* dargestellt ist. Diese ändert sich, sobald die FC in anderen Leistungsstufen betrieben wird. Diese Leistungsstufen werden bewusst in einem Bereich gewählt, in dem die FC konstant niedrige Degradation von ca. $1 \mu\text{V}/\text{h}$ aufweist (vgl. Abschnitt 4.6.2 und 5.1.3). Daher liegt die Degradation des Stacks (40 Zellen) im Betrieb unabhängig von der Leistungsstufe bei $40 \mu\text{V}/\text{h}$ bzw. $0,667 \mu\text{V}/\text{min}$ (siehe *Bild 5.39b*). Der zweite Einflussfaktor „Starts und Stopps“ führt bei jedem An- und Ausschalten zu einer Degradation. Diese Degradation ist in kumulierter Form in *Bild 5.39c* dargestellt. Wie in diesem Bild ersichtlich ist, führt ein häufiges An- und Ausschalten der FC zu einem schnellen Anstieg dieser Art von Degradation. Daher wird mit den Leistungsstufen und der Kopplung an den SOC der LIB eine Reduktion der An- und Ausschalt-Häufigkeit bewirkt. In *Bild 5.39d* ist die kumulierte Gesamtdegradation abgebildet, die sich aus der Degradation durch Betrieb und

Degradation durch Starts und Stopps zusammensetzt. Hierin zeigt sich, dass die Starts und Stopps zu ca. 40–50 % für die Degradation der FC verantwortlich sind. Die Gesamtdegradation des Stacks liegt in diesem exemplarischen Fall bei einer Degradation von 0,122 V innerhalb eines Jahres.

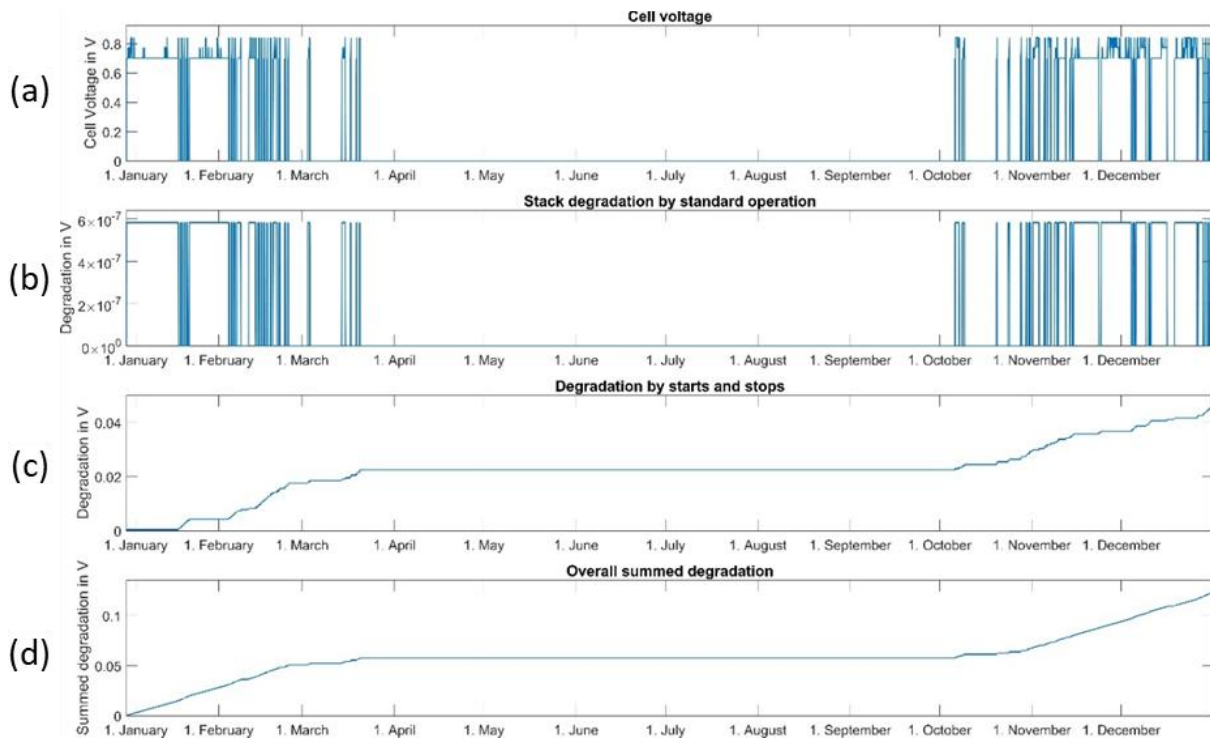


Bild 5.39: (a) Zellspannung der FC, (b) Stack-Degradation der FC während des Normalbetriebs, (c) aufsummierte Degradation der FC durch Starts und Stopps und (d) aufsummierte Gesamtdegradation des FC-Stacks im exemplarischen Jahresverlauf.

Im Folgenden werden vier verschiedene Anwendungsfälle auf ihre Energiebilanz und Lebensdauer hin miteinander verglichen. Dabei wird ein normaler Anwendungsfall mit einer optimierten Auslegung als Basisfall verwendet. Ausgehend davon wird einmal die LIB-Kapazität halbiert und einmal die PV-Anlage um 20 PV-Module zu je $401,1 \text{ W}_p$ erweitert. Beim Anwendungsfall mit der um 20 PV-Module erweiterten PV-Anlage wird einmal der ELY ebenfalls vergrößert und im anderen Fall identisch zum Basisfall belassen. Die Energiebilanzen basierend auf Wochenwerten für die Verbraucher und die Verorger sind in *Bild 5.40* für den Basisfall, in *Bild 5.41* für den Fall mit halber LIB-Kapazität, in *Bild 5.42* für den Fall mit 20 zusätzlichen PV-Modulen und ELY-Vergrößerung und in *Bild 5.43* für den Fall mit 20 zusätzlichen PV-Modulen ohne ELY-Vergrößerung abgebildet. In *Tabelle 5.7* sind die Simulationsergebnisse zur Lebensdauer der drei Komponenten FC, ELY und LIB zusammengefasst.

Tabelle 5.7: Simulationsergebnisse zur Evaluation der Lebensdauer anhand von vier Anwendungsfällen.

	Basisfall	Halbe LIB-Kapazität	20 PV-Module mehr (ELY größer)	20 PV-Module mehr (ELY gleichgroß)
Kapitalwert	208.900 €	219.600 €	223.200 €	193.800 €
Wasserstofferzeugung	3.135 kg _{H₂}	3.323 kg _{H₂}	4.903 kg _{H₂}	4.506 kg _{H₂}
Wasserstoffbedarf	2.560 kg _{H₂}	3.023 kg _{H₂}	2.184 kg _{H₂}	2.178 kg _{H₂}
Brennstoffzelle (max. $U_{\text{deg}} = 2,42 \text{ V}$ bis EOL)				
Betriebsstunden	2.235 h/a	2.627 h/a	1.931 h/a	1.944 h/a
Start/Stopps	38	117	41	39
Degradation Betrieb	0,078 V/a	0,092 V/a	0,068 V/a	0,068 V/a
Degradation Start/Stopp	0,037 V/a	0,115 V/a	0,040 V/a	0,038 V/a
Lebensdauer	21,0 Jahre	11,7 Jahre	22,5 Jahre	22,8 Jahre
Elektrolyseur (max. $U_{\text{deg}} = 43,81 \text{ V}$ bis EOL)				
Degradation Betrieb	2,031 V/a	2,162 V/a	3,227 V/a	2,817 V/a
Degradation Start/Stopp	0,110 V/a	0,120 V/a	0,180 V/a	0,107 V/a
Lebensdauer	14,2 Jahre	13,4 Jahre	12,9 Jahre	10,4 Jahre
Lithium-Ionen-Batterie (max. 100 % bis EOL)				
Vollzyklen	84	147	88	88
Zyklische Alterung	0,88 %	2,07 %	0,89 %	0,89 %
Kalendarische Alterung	5,71 %	5,72 %	5,71 %	5,71 %
Lebensdauer	15,2 Jahre	12,8 Jahre	15,2 Jahre	15,2 Jahre

Die Energiebilanzen zwischen dem Basisfall und dem Fall mit halber LIB-Kapazität unterscheiden sich nur marginal (vgl. *Bild 5.40* und *Bild 5.41*). Auch bei halber LIB-Kapazität wird die Versorgungssicherheit sicher gewährleistet. Allerdings führt dies zu einem deutlichen Anstieg des Wasserstoffbedarfs von 2.560 kg_{H₂} auf 3.023 kg_{H₂} im Zeitraum von 20 Jahren, was sich ebenfalls in einer Erhöhung der Betriebsstunden der FC von 2.235 h/a auf 2.627 h/a bemerkbar macht. Dazu kommt, dass die Anzahl an Starts und Stopps der FC erheblich von 38 innerhalb eines Jahres auf 117 ansteigen. Insgesamt führt dies dazu, dass die Lebensdauer der FC sich erheblich von 21,0 Jahre auf 11,7 Jahre verkürzt. Auch die LIB-Lebensdauer sinkt durch höhere Degradation durch zyklische Alterung von 15,2 Jahre auf 12,8 Jahre. Die Vollzyklen der LIB sind dabei von 84 auf 147 gestiegen. Diese Einflüsse haben alle zusammen einen negativen Einfluss auf die Gesamtkosten, die von 208.900 € um 5,1 % auf 219.600 € steigen. Daher ist eine Reduktion der LIB-Kapazität nicht sinnvoll.

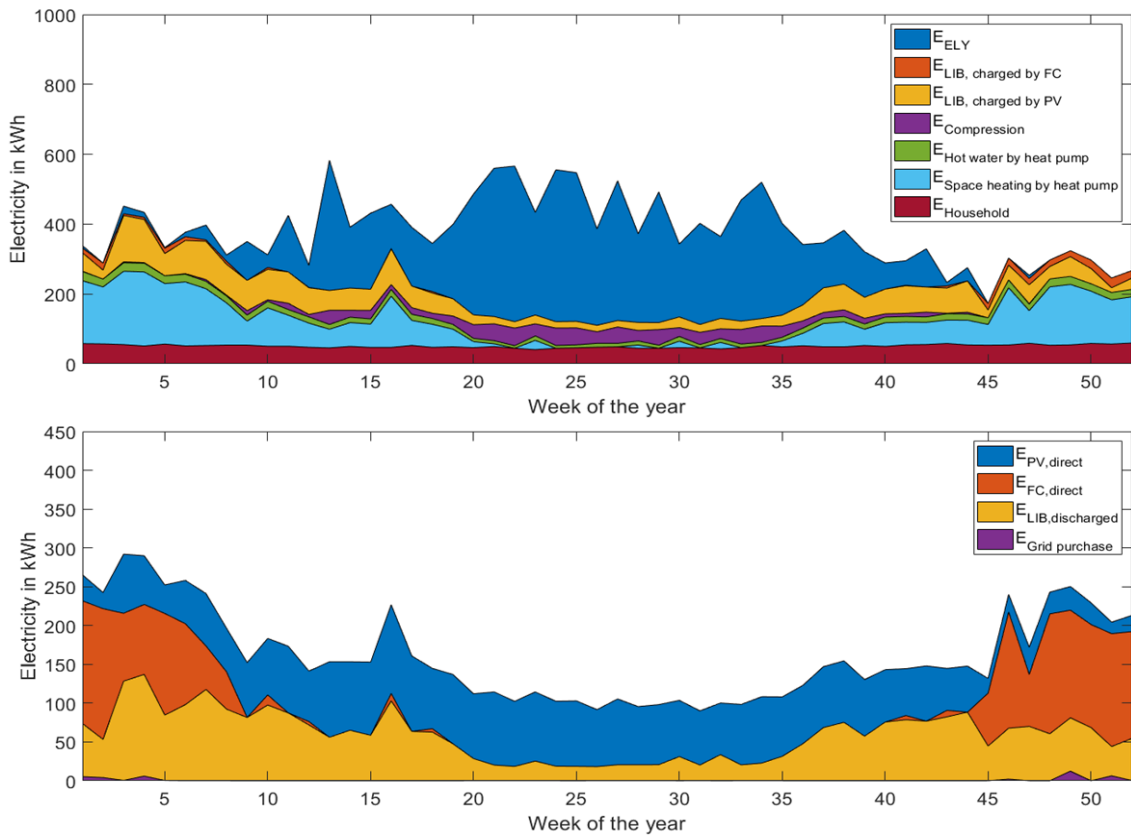


Bild 5.40: Energiebilanz auf Wochenbasis für die Verbraucher (oben) und die Versorger (unten) für den Basisfall.

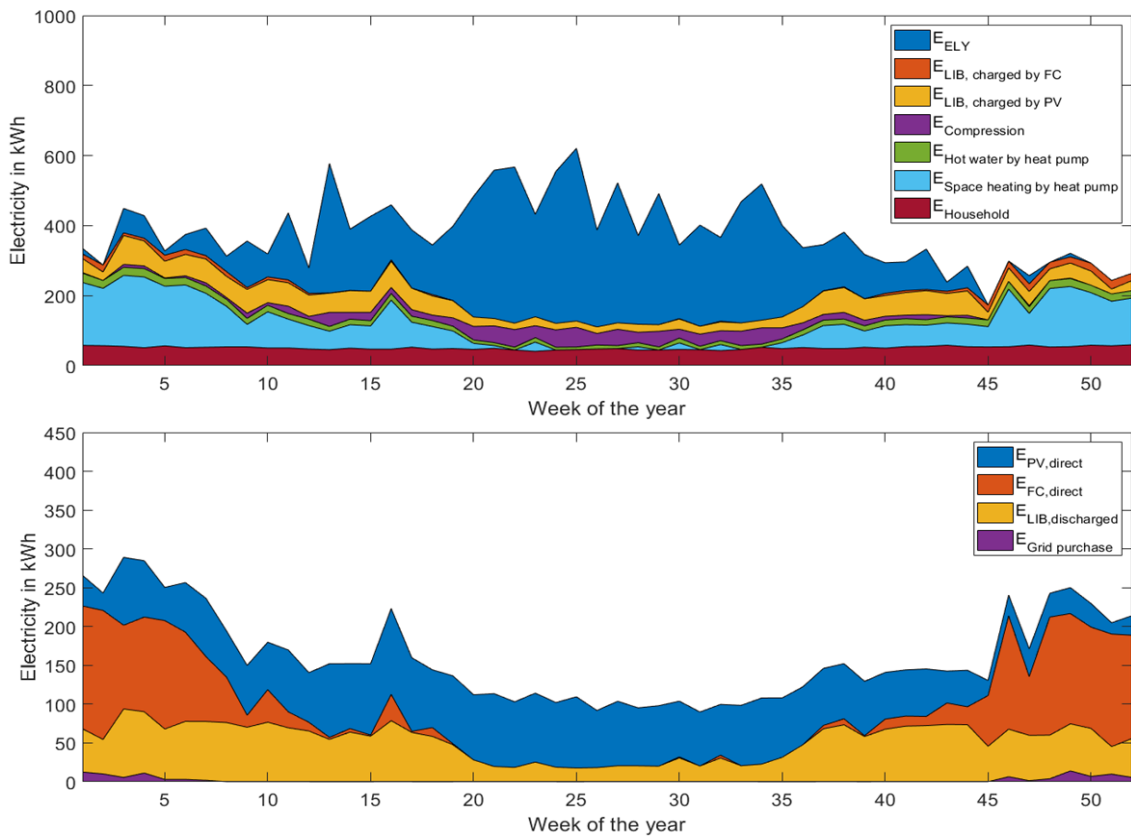


Bild 5.41: Energiebilanz auf Wochenbasis für die Verbraucher (oben) und die Versorger (unten) bei halber LIB-Kapazität zum Basisfall.

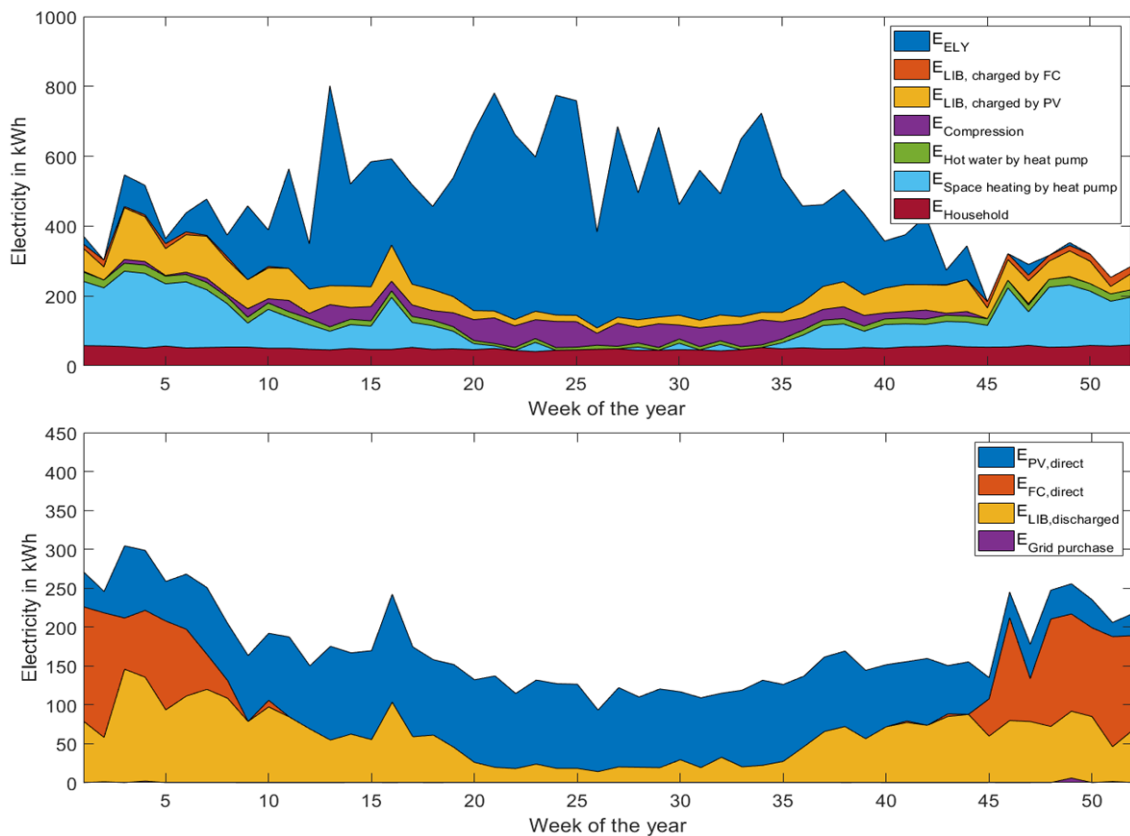


Bild 5.42: Energiebilanz auf Wochenbasis für die Verbraucher (oben) und die Versorger (unten) bei 20 PV-Modulen mehr und ELY-Vergrößerung zum Basisfall.

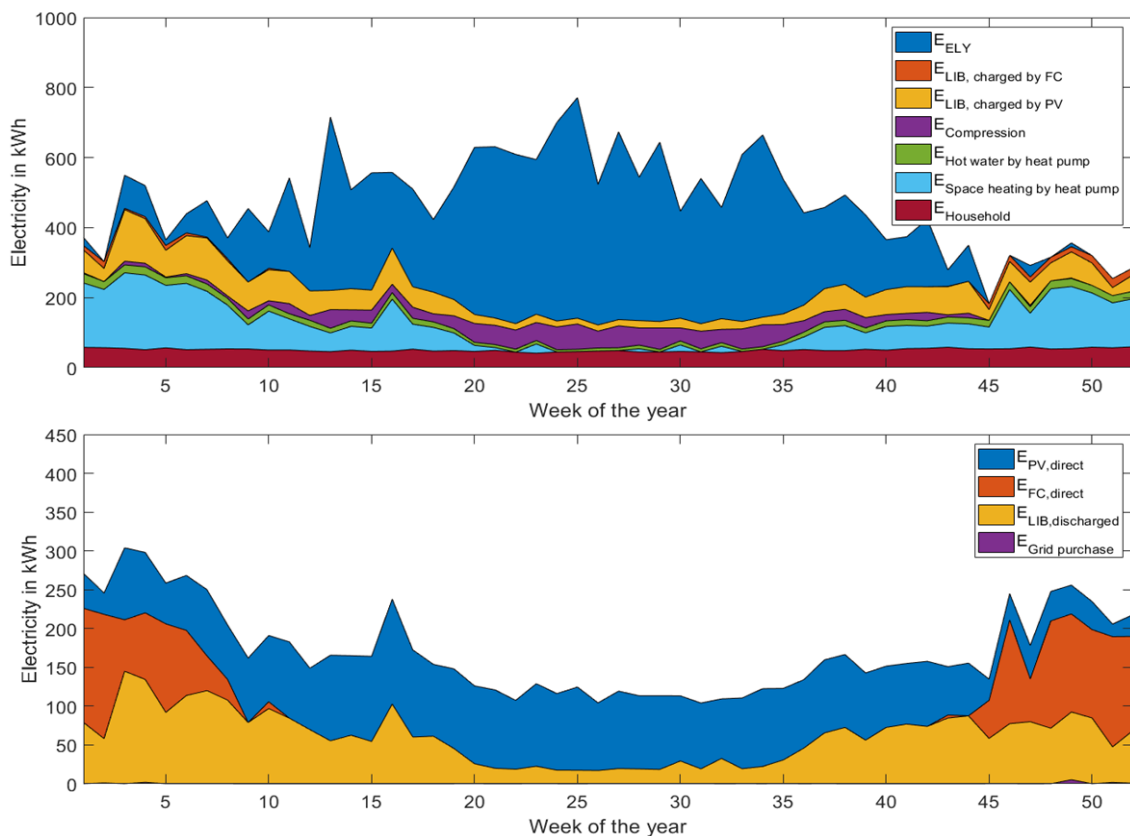


Bild 5.43: Energiebilanz auf Wochenbasis für die Verbraucher (oben) und die Versorger (unten) bei 20 PV-Modulen mehr ohne ELY-Vergrößerung zum Basisfall.

Im zweiten Fall wird der Anwendungsfall mit 20 zusätzlichen PV-Modulen mit dem Basisfall verglichen (vgl. *Bild 5.40* und *Bild 5.42*). Hierbei ist zu bedenken, dass im Modell die Auslegung des ELY direkt an die Auslegung der PV-Anlage und die Haushaltslast in den Sommermonaten gekoppelt ist. Dies führt dazu, dass die Wasserstoffherzeugung deutlich von 3.135 kg_{H₂} auf 4.903 kg_{H₂} im Zeitraum von 20 Jahren ansteigt, obwohl diese Wasserstoffmenge nicht benötigt wird. Der Wasserstoffbedarf sank sogar deutlich von 2.560 kg_{H₂} auf 2.184 kg_{H₂}. Die Lebensdauer des ELY sank um etwa 10 % auf 12,9 Jahre. Ursächlich dafür war die höhere Degradation des ELY durch den Betrieb, da der ELY häufiger im Betrieb genommen werden konnte. Auf die Lebensdauer der FC hatte die Vergrößerung der PV-Anlage dagegen einen positiven Effekt mit einem Anstieg von 21,0 auf 22,5 Jahre. Die Lebensdauer der LIB blieb dagegen nahezu identisch. Insgesamt führte die Vergrößerung der PV-Anlage zu einer Erhöhung der Systemkosten um 6,8 % auf 223.200 €, weswegen dieser Fall ebenfalls ungeeignet gegenüber dem Basisfall ist.

Im Anwendungsfall mit den 20 zusätzlichen PV-Modulen wurde der ELY automatisch ebenfalls größer ausgelegt, obwohl eine zusätzliche Wasserstoffherzeugung nicht notwendig ist. Daher ist ebenfalls ein Anwendungsfall interessant, bei der eine größere Auslegung der PV-Anlage ohne zusätzliche Erhöhung der ELY-Nennleistung vorgenommen wird. Dieser Fall wurde zum Vergleich simuliert (siehe *Bild 5.43*). Dabei zeigte sich, dass die Systemkosten damit um 7,23 % auf 192.800 € gegenüber dem Basisfall gesenkt werden können. Der ELY wurde dabei auf gleicher Nennleistung wie im Basisfall in Höhe von 8 kW angesetzt, wobei im Fall mit 20 PV-Modulen mehr die maximale Leistung gedrosselt wurde. Hier wurden lediglich Stromdichten von maximal 3 A/cm² zugelassen, da der ELY ansonsten häufig bei höherer Auslastung mit entsprechend hoher Degradation betrieben werden würde (siehe Abschnitt 4.6.3). Problematisch an dem Anwendungsfall mit 20 PV-Modulen mehr ist allerdings der Platzbedarf mit 124,2 m² bei einer angenommenen Modulfläche von 1,8 m². Auch wenn dieser Anwendungsfall zwar für die Installation günstiger ist, müssen die Rahmenbedingungen am Standort geeignet sein. Zumeist würde ein solcher Fall durch den hohen Platzbedarf scheitern.

5.2.3 Evaluation des Optimierungsverfahrens

In diesem Abschnitt wird das Optimierungsverfahren anhand eines Beispiels vorgestellt. Hierzu wird der Standort Würzburg mit Wetterdaten aus dem Jahre 2019 gewählt. Die vorgenommene Parametrisierung des Anwendungsfalles ist in *Tabelle 5.8* zusammengetragen. Für den Anwendungsfall ist das Lastprofil zum Haushalt HH2 aus *Bild 4.8* gewählt. Für das Optimierungsverfahren ist zunächst das tolerierbare Stromdefizit des Haushalts festzulegen. Dieses ist für den Anwendungsfall auf 1 % gesetzt. Dabei wird angenommen, dass durch geeignete Laststeuerung und Engpassmanagement ausgeglichen werden zu können. Der Betrachtungszeitraum für die Kostenschätzung beträgt 20 Jahre bei Ansetzung eines moderaten Kostenentwicklungsszenarios.

Tabelle 5.8: Parametrisierung des Anwendungsfalls zur Evaluation des Optimierungsverfahrens.

Parameter	KenngroÙe
Haushaltsstrombedarf $E_{\text{HSB},J}$	3.000 kWh/a
Raumwärmebedarf $Q_{\text{RWB},J}$	8.000 kWh/a
Warmwasserbedarf $Q_{\text{WWB},J}$	1.500 kWh/a
Vorlauftemperatur Raumwärmesystem	55°C
Vorlauftemperatur Warmwassersystem	60°C
Wärmepumpentyp	LWP
Neigungswinkel der PV-Anlage	32°
Ausrichtung der PV-Anlage	Süden
Nennleistung eines PV-Moduls	401,1 W _p
PR der PV-Anlage	85 %
Wirkungsgrad der Stromwandler	95 %
Temperaturkoeffizient für den Strom des PV-Moduls	0,033 %/K
Temperaturkoeffizient für die Spannung des PV-Moduls	0,28 %/K
LIB Kapazität pro Batteriemodul	2 kWh
Untere SOC-Grenze des LIB	25 %
Obere SOC-Grenze des LIB	95 %
Nennwirkungsgrad der FC	45 %
Soll-Betriebstemperatur der FC	64°C
Maximale Stromstärke des ELY	75 A
Soll-Betriebstemperatur des ELY	64°C

Zunächst erfolgt als Vorbereitung auf das Optimierungsverfahren eine Approximation der Auslegung für die drei Komponenten PV-Anlage, LIB und FC. Die Approximation erfolgt dabei anhand der in Abschnitt 4.8 vorgestellten Formeln. Die zugrunde gelegten Kenngrößen der Parameter für die Approximation ist in *Tabelle 5.9* aufgeführt. Die Approximation erfolgt basierend auf den in *Tabelle 5.8* aufgelisteten Energiebedarfen in Höhe von 3.000 kWh Haushaltsstrombedarf, 8.000 kWh Raumwärmebedarf und 1.500 kWh Warmwasserbedarf, woraus etwa 7.000 kWh/a Strombedarf resultieren. Aus diesen Angaben ergibt sich eine approximierte Anzahl an PV-Modulen $n_{\text{PVmod,approx.}} = 26$, eine approximierte LIB-Kapazität $E_{\text{LIB,approx.}} = 28$ kWh und eine approximierte Nennleistung für die FC $P_{\text{FC,approx.}} = 1.062$ W, was 6 FC-Leistungsschritte (pro Leistungsschritt 177 W) entspricht. Für die FC-Auslegung wurde angenommen, dass an einem schlechten Wintertag 90 % des Stromes über die FC bereitgestellt werden muss. Laut Approximation sollen 11.223 kWh Strom über die PV-Anlage zur ganzjährigen Strombedarfsdeckung mithilfe der Energiespeicher notwendig sein.

Tabelle 5.9: Kenngrößen der Parameter für die Auslegungs-Approximation zum Anwendungsfall für die Evaluation des Optimierungsverfahrens.

Parameter	Kenngröße
R_{PV}	35 %
R_{FC}	18 %
$R_{PV,LIB}$	35 %
$R_{FC,LIB}$	12 %
$\eta_{PV,dir}$	85 %
$\eta_{FC,dir}$	31 %
$\eta_{PV,LIB}$	81 %
$\eta_{FC,LIB}$	25 %
$E_{Solar,J}$	1.200 kWh/kW _p a
$P_{PV,peak}$	401,1 W _p
$R_{E,LIB}$	1,5 kWh/kW _p
JAZ_{RWWP}	3,3
JAZ_{WWWP}	3,2
$n_{Heiztage}$	150

Mithilfe der Approximation wird eine Eingrenzung der möglichen Auslegung der Variablen vorgenommen. Nach Abschluss der Approximation werden nun die zu simulierenden Auslegungsvarianten für die **Initialphase** festgelegt. Dazu wird die approximierten Auslegung als Ausgangsauslegung festgelegt und davon ausgehend eine Variation der Auslegungsvariablen vorgenommen. Dadurch wird ein Gitter in den 3D-Flächen aufgespannt, welches den Flächenverlauf bei bestimmten Variablenstellungen in erster Näherung wiedergibt. Die Variation wird auf ± 50 % der approximierten Auslegung festgelegt. Bei weiteren Auslegungsvarianten, wird entweder die PV-Anlage (für das FC&LIB-Subsystem) oder die FC (für das PV&LIB-Subsystem) auf null gesetzt. Außerdem werden zwei weitere Simulationsreihen durchgeführt, bei der die LIB-Kapazität auf -70 % und -85 % der approximierten Auslegung festgelegt werden. Dadurch wird der Flächenverlauf an den Stellen mit hohem Gradienten genauer abgebildet. Insgesamt ergeben sich daraus die in *Tabelle 5.10* aufgeführten Auslegungsvarianten für die Initialsimulationen. In *Tabelle 5.10* sind darüber hinaus die für den weiteren Verlauf relevanten Parameterwerte der jeweiligen Simulation aufgeführt. Die Simulation mit einer Auslegung von $n_{PV,mod} = 39$, $E_{LIB} = 42$ kWh und $P_{FC} = 1.062$ W (grün hinterlegt) ist basierend auf alle bisher simulierten Auslegungsvarianten die Geeignetste. Diese Auslegung ist von allen bisher simulierten Auslegungen, die sowohl die Netzbezugsbedingung als auch die Wasserstoffbilanzbedingung erfüllen, die kostengünstigste. Die Netzbezugsbedingung wird erfüllt, da das angesetzte tolerierbare Stromdefizit von 1 % ($\hat{=} 66,7$ kWh) mit 7 kWh/a deutlich unterschritten wird.

Tabelle 5.10: Ergebnisse zu den Simulationen der Initialphase für den Anwendungsfall zur Evaluation des Optimierungsverfahrens (# für Anzahl der PV-, Batterie- und FC-Module, E_{NB} für den Netzbezug in kWh, $E_{ÜS}$ für den Stromüberschuss in kWh, K_{20J} für den Kapitalwert über 20 Jahre, E_{FC} für den Strombedarf über FC, E_{PV} für die Stromerzeugung über PV, m_{H2p} für die Wasserstoffherzeugung in kg über 20 Jahre und m_{H2d} für den Wasserstoffbedarf in kg über 20 Jahre).

NR	#PV (1 \cong 401 W _p)	#LIB (1 \cong 2 kWh)	#FC (1 \cong 177 W)	E_{NB} in kWh	$E_{ÜS}$ in kWh	K_{20J}	E_{FC} in kWh	E_{PV} in kWh	m_{H2p} in kg	m_{H2d} in kg
1	13	7	3	1.333	96	135.145 €	2.009	5.681	1.380	2.402
2	13	7	6	189	105	182.298 €	3.106	5.681	1.460	3.666
3	13	7	9	2	111	192.720 €	3.369	5.681	1.497	3.835
4	13	14	3	1.222	75	139.245 €	1.965	5.681	1.264	2.326
5	13	14	6	122	78	181.767 €	2.965	5.681	1.280	3.437
6	13	14	9	0	80	188.793 €	3.147	5.681	1.284	3.509
7	13	21	3	1.183	74	145.057 €	1.954	5.681	1.225	2.313
8	13	21	6	90	74	186.074 €	2.937	5.681	1.228	3.398
9	13	21	9	0	75	191.561 €	3.096	5.681	1.233	3.431
10	26	7	3	1.018	376	136.722 €	1.535	11.362	2.327	1.841
11	26	7	6	102	382	179.940 €	2.501	11.362	2.402	2.963
12	26	7	9	1	383	190.288 €	2.728	11.362	2.444	3.117
13	26	14	3	856	229	132.007 €	1.314	11.362	2.200	1.557
14	26	14	6	47	233	166.758 €	2.091	11.362	2.228	2.443
15	26	14	9	0	239	173.085 €	2.227	11.362	2.250	2.499
16	26	21	3	786	215	137.004 €	1.285	11.362	2.159	1.531
17	26	21	6	29	216	168.327 €	1.982	11.362	2.170	2.327
18	26	21	9	0	216	173.615 €	2.081	11.362	2.181	2.341
19	39	7	3	861	733	151.299 €	1.335	17.044	2.709	1.603
20	39	7	6	71	749	191.441 €	2.212	17.044	2.762	2.624
21	39	7	9	1	757	202.183 €	2.427	17.044	2.792	2.785
22	39	14	3	643	490	143.723 €	1.056	17.044	2.618	1.258
23	39	14	6	20	503	173.847 €	1.707	17.044	2.646	2.003
24	39	14	9	0	504	181.102 €	1.833	17.044	2.667	2.073
25	39	21	3	560	416	146.576 €	979	17.044	2.586	1.162
26	39	21	6	7	427	172.701 €	1.532	17.044	2.602	1.784
27	39	21	9	0	431	178.128 €	1.619	17.044	2.613	1.808
28	13	0	3	4.885	3.499	52.139 €	0	5.681	0	0
29	13	0	6	4.885	3.499	56.726 €	0	5.681	0	0
30	13	0	9	4.885	3.499	61.313 €	0	5.681	0	0
31	26	0	3	4.418	8.713	73.258 €	0	11.362	0	0
32	26	0	6	4.418	8.713	77.846 €	0	11.362	0	0
33	26	0	9	4.418	8.713	82.433 €	0	11.362	0	0

Tabelle 5.10: (Fortsetzung).

34	39	0	3	4.174	14.151	95.498 €	0	17.044	0	0
35	39	0	6	4.174	14.151	100.085 €	0	17.044	0	0
36	39	0	9	4.174	14.151	104.672 €	0	17.044	0	0
37	1	0	0	6.670	39	37.065 €	0	437	0	0
38	1	7	0	6.636	0	43.742 €	0	437	0	0
39	1	14	0	6.635	0	50.575 €	0	437	0	0
40	1	21	0	6.634	0	57.409 €	0	437	0	0
41	13	7	0	3.575	90	49.200 €	0	5.681	1.295	0
42	13	14	0	3.462	75	55.455 €	0	5.681	1.214	0
43	13	21	0	3.395	71	62.016 €	0	5.681	1.163	0
44	26	7	0	2.660	373	69.391 €	0	11.362	2.257	0
45	26	14	0	2.333	225	74.510 €	0	11.362	2.169	0
46	26	21	0	2.248	208	80.939 €	0	11.362	2.135	0
47	39	7	0	2.252	744	91.842 €	0	17.044	2.658	0
48	39	14	0	1.814	480	96.529 €	0	17.044	2.598	0
49	39	21	0	1.664	411	102.484 €	0	17.044	2.572	0
50	1	7	3	2.319	1	206.090 €	3.904	437	0	4.743
51	1	14	3	2.292	1	214.019 €	3.936	437	0	4.775
52	1	21	3	2.281	0	221.407 €	3.948	437	0	4.790
53	1	7	6	464	6	268.734 €	5.571	437	0	6.535
54	1	14	6	415	3	276.868 €	5.630	437	0	6.558
55	1	21	6	379	2	285.175 €	5.669	437	0	6.600
56	1	7	9	5	12	286.831 €	6.086	437	0	7.064
57	1	14	9	0	7	292.039 €	6.100	437	0	6.885
58	1	21	9	0	5	298.777 €	6.111	437	0	6.856
59	1	1	0	6.637	0	37.892 €	0	437	0	0
60	1	4	3	2.360	2	201.067 €	3.855	437	0	4.682
61	1	4	9	28	18	285.042 €	6.047	437	0	7.267
62	1	4	6	513	9	266.666 €	5.522	437	0	6.696
63	1	4	0	6.637	0	40.813 €	0	437	0	0
64	13	4	0	3.790	159	47.329 €	0	5.681	1.429	0
65	26	4	0	3.095	547	68.680 €	0	11.362	2.381	0
66	39	4	0	2.761	1.001	91.522 €	0	17.044	2.736	0
67	1	2	0	6.637	0	38.861 €	0	437	0	0
68	1	2	3	2.494	2	192.738 €	3.711	437	0	4.515
69	1	2	6	646	15	260.042 €	5.371	437	0	6.729
70	1	2	9	104	30	283.049 €	5.933	437	0	7.201
71	13	2	0	4.141	269	46.912 €	0	5.681	1.677	0
72	26	2	0	3.591	750	69.167 €	0	11.362	2.521	0
73	39	2	0	3.307	1.257	92.356 €	0	17.044	2.830	0

Aus allen in der Initialphase simulierten Auslegungsvarianten werden nun die 3D-Flächen automatisiert erstellt (siehe *Bild 5.44*). An den 3D-Flächen zeigt sich ein nichtlinearer Zusammenhang zwischen der jeweiligen Größe auf der z-Achse und der Auslegungskombination auf der x-Achse und y-Achse. Der Kapitalwert steigt mit steigender PV-Anlagengröße zunächst nur langsam und weist ab ca. 5 kW_p eine höhere Steigung auf (siehe *Bild 5.44a*). Geringe LIB-Kapazitäten von bis ca. 6 kWh haben zunächst kaum Einfluss auf den Kapitalwert, während der Kapitalwert ab ca. 6 kWh LIB-Kapazität linear ansteigt (siehe *Bild 5.44a*). Entsprechend sind bei reinem PV&LIB-Subsystem alle Auslegungsvarianten über einer PV-Anlagengröße von 5 kW_p und einer LIB-Kapazität von 6 kWh nicht kostenoptimal.

Bei einem FC&LIB-Subsystem zeigt die LIB-Kapazität hinsichtlich des Kapitalwertes keine große Signifikanz (siehe *Bild 5.44b*). Der Kapitalwert ist nur stark von der FC-Nennleistung abhängig. Bei geringer FC-Nennleistung steigt der Kapitalwert stark an und flacht bei einer FC-Nennleistung ab ca. 1 kW ab. Eine weitere Erhöhung der FC-Nennleistung darüber hinaus erhöht den Kapitalwert nur geringfügig. Der starke Anstieg des Kapitalwertes bei geringer FC-Nennleistung ist damit verbunden, dass mit höherer FC-Nennleistung umso mehr Strombedarf über die FC gedeckt wird, anstelle über das Netz bezogen zu werden.

Der Netzbezug sinkt mit Zunahme der PV-Nennleistung zunächst deutlich und flacht dann ab ca. 10 kW_p ab (siehe *Bild 5.44c*). Entsprechend trägt eine Zunahme der PV-Nennleistung immer weniger zur Eigenversorgung bei. Eine LIB erhöht die Eigenversorgung bei geringer Kapazität von bis zu ca. 15 kWh deutlich, hat darüber hinaus allerdings keinen signifikanten Effekt mehr. Bei einem FC&LIB-Subsystem wirken sich nur geringe LIB-Kapazitäten von bis zu ca. 8 kWh vorteilhaft auf den Netzbezug aus (siehe *Bild 5.44d*). Eine weitere Erhöhung der LIB-Kapazität hat nur noch einen geringen positiven Effekt.

Die H₂-Erzeugung nimmt zunächst bei steigender PV-Nennleistung deutlich zu und flacht bei sehr hoher PV-Nennleistung etwas ab (siehe *Bild 5.44e*). Tendiert die LIB-Kapazität gegen Null, steigt die H₂-Erzeugung etwas. Grund dafür ist die Priorisierung des Aufladens der LIB im Energiesystem. Mit geringer LIB-Kapazität ist die LIB schneller nachgeladen und damit kann schneller mit der H₂-Erzeugung begonnen werden. Der H₂-Bedarf ist weitestgehend rein von der FC-Nennleistung abhängig (siehe *Bild 5.44f*). Diese Fläche korreliert mit der Kapitalwert-Fläche des FC&LIB-Subsystems und verdeutlicht damit die Gründe für den Anstieg des Kapitalwertes bei steigender FC-Nennleistung. An *Bild 5.44f* zeigt sich, dass mit zunehmender FC-Nennleistung mehr Strom erzeugt wird (siehe *Bild 5.45*) und damit eine höhere Eigenversorgung garantiert werden kann. Dadurch steigt der H₂-Bedarf, was den Kapitalwert erhöht.

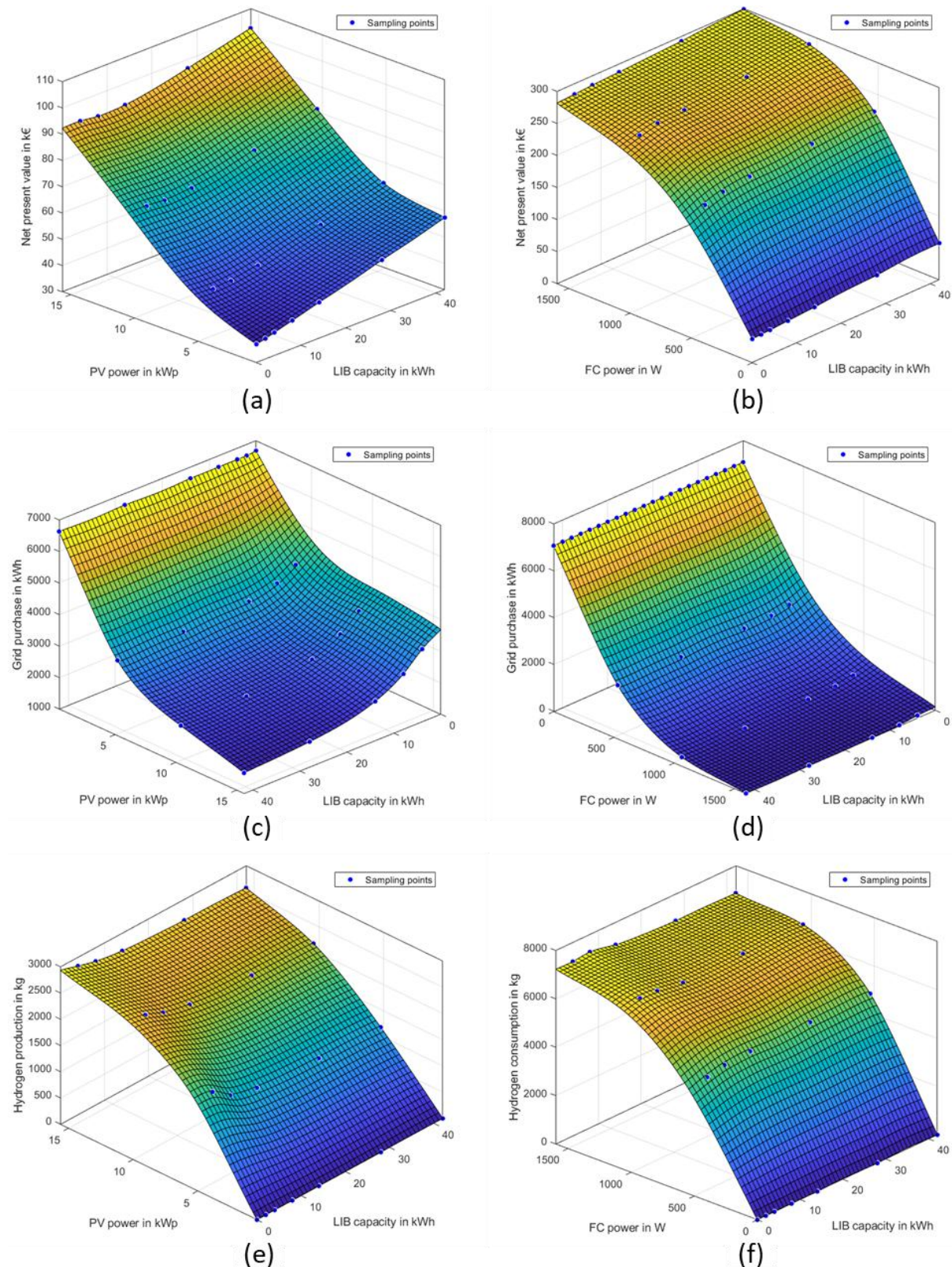


Bild 5.44: 3D-Flächen zum Beispiel für die Evaluation des Optimierungsverfahrens nach der Initialphase: (a) Kapitalwert in Abh. von PV&LIB, (b) Kapitalwert in Abh. von FC&LIB, (c) Netzbezug in Abh. von PV&LIB, (d) Netzbezug in Abh. von FC&LIB, (e) Wasserstoffherzeugung in Abh. von PV&LIB und (f) Wasserstoffbedarf in Abh. von FC&LIB.

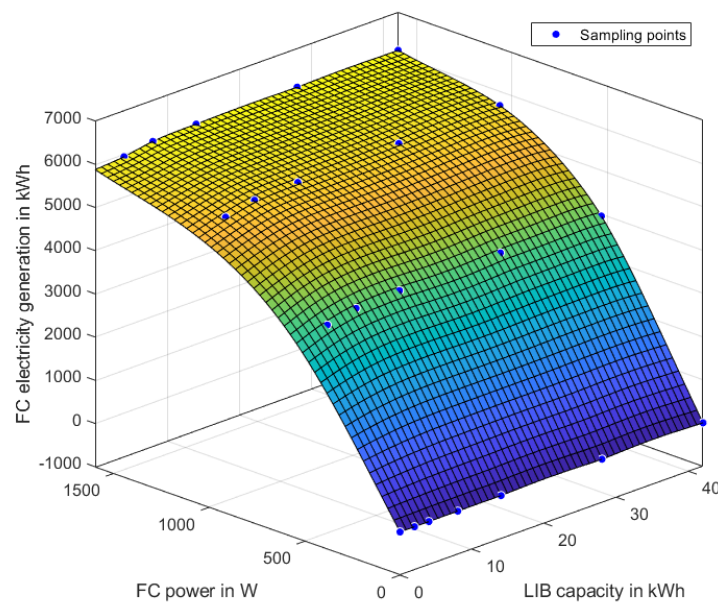


Bild 5.45: 3D-Fläche für die FC-Stromerzeugung in Abh. von FC&LIB zum Beispiel für die Evaluation des Optimierungsverfahrens.

Ausgehend von den 3D-Flächen wird das flächenbasierte Optimierungsverfahren (siehe Abschnitt 4.8) angewendet. Dieses Optimierungsverfahren nimmt die beste Auslegungskombination der Initialsimulationen als Grundlage. Diese liegt bei $n_{PV\text{mod}} = 39$ ($x_{PV} = 39$), $E_{LIB} = 42$ kWh ($x_{LIB} = 21$) und $P_{FC} = 1.062$ W ($x_{FC} = 6$). Hierbei liegt der Kapitalwert bei 172.700 €, der Netzbezug bzw. das Stromdefizit bei 6,86 kWh und der H₂-Überschuss bei 818 kg. Das Optimierungsverfahren schlägt auf Grundlage dieser Angaben eine Anpassung um $\Delta x_{PV} = -6$, $\Delta x_{LIB} = -9$ und $\Delta x_{FC} = 0$ vor, in dem sich das Optimum $x_{i,\text{initial}}^{\text{opt}}$ befinden soll. Das Optimum ausgehend von den Initialsimulationen liegt folglich bei:

$$x_{PV,\text{initial}}^{\text{opt}} = 33 \quad x_{LIB,\text{initial}}^{\text{opt}} = 12 \quad x_{FC,\text{initial}}^{\text{opt}} = 6$$

Das Optimierungsverfahren approximiert dafür einen Netzbezug von 0 kWh, einen H₂-Überschuss von 26 kg (2.564 kg H₂-Bedarf im Verhältnis zu 2.590 kg H₂-Erzeugung im Zeitraum von 20 Jahren) und einem Kapitalwert von 143.646 €.

Das Optimum nach der Initialphase wird danach als Startauslegung x_i^{set} für die **Verfeinerungsphase** festgelegt. Ausgehend davon werden weitere zu simulierende Auslegungskombinationen festgelegt, mit denen eine Verfeinerung der 3D-Flächen vorgenommen wird. Die aus x_i^{set} abgeleiteten Auslegungskombinationen sind in *Tabelle 5.11* zusammen mit den Simulationsergebnissen aufgelistet. Die als Referenz dienende Startauslegung $x_{FC}^{\text{set}} = 6$ wird um 1 reduziert, da die Schrittweite auf 3 festgelegt ist und damit viele bereits simulierte Auslegungsvarianten mit $x_{FC} = 6$ und $x_{FC} = 9$ durchgeführt werden würden. Durch die Reduktion um 1 werden dagegen Auslegungen mit $x_{FC} = 5$ und $x_{FC} = 8$ simuliert, was den Detaillierungsgrad der 3D-Flächen erhöht. In *Bild 5.46* sind die verfeinerten 3D-Flächen dargestellt.

Tabelle 5.11: Ergebnisse zu den Simulationen der Verfeinerungsphase für den Anwendungsfall zur Evaluation des Optimierungsverfahrens (# für Anzahl der PV-, Batterie- und FC-Module, E_{NB} für den Netzbezug in kWh, $E_{ÜS}$ für den Stromüberschuss

in kWh, K_{20j} für den Kapitalwert über 20 Jahre, E_{FC} für den Strombedarf über FC, E_{PV} für die Stromerzeugung über PV, m_{H2p} für die Wasserstoffherzeugung in kg über 20 Jahre und m_{H2d} für den Wasserstoffbedarf in kg über 20 Jahre).

NR	#PV (1 \cong 401 W _p)	#LIB (1 \cong 2 kWh)	#FC (1 \cong 177 W)	E_{NB} in kWh	$E_{ÜS}$ in kWh	K_{20j}	E_{FC} in kWh	E_{PV} in kWh	m_{H2p} in kg	m_{H2d} in kg
1	25	9	0	2.562	282	70.382 €	0	10.925	2.104	0
2	25	12	0	2.442	230	72.814 €	0	10.925	2.069	0
3	25	15	0	2.373	215	75.293 €	0	10.925	2.045	0
4	25	18	0	2.330	206	78.018 €	0	10.925	2.028	0
5	25	21	0	2.309	200	80.857 €	0	10.925	2.021	0
6	29	9	0	2.386	367	75.009 €	0	12.674	2.369	0
7	29	12	0	2.232	301	77.255 €	0	12.674	2.331	0
8	29	15	0	2.153	273	79.676 €	0	12.674	2.309	0
9	29	18	0	2.115	258	82.421 €	0	12.674	2.299	0
10	29	21	0	2.083	256	85.199 €	0	12.674	2.288	0
11	33	9	0	2.250	485	83.477 €	0	14.422	2.437	0
12	33	12	0	2.074	406	85.628 €	0	14.422	2.400	0
13	33	15	0	1.984	357	87.994 €	0	14.422	2.383	0
14	33	18	0	1.933	339	90.672 €	0	14.422	2.371	0
15	33	21	0	1.898	330	93.436 €	0	14.422	2.362	0
16	37	9	0	2.132	578	88.661 €	0	16.170	2.618	0
17	37	12	0	1.957	489	90.713 €	0	16.170	2.589	0
18	37	15	0	1.836	423	93.058 €	0	16.170	2.569	0
19	37	18	0	1.772	393	95.524 €	0	16.170	2.557	0
20	37	21	0	1.735	382	98.280 €	0	16.170	2.550	0
21	1	9	2	3.513	0	164.933 €	2.842	437	0	3.486
22	1	12	2	3.507	0	168.181 €	2.848	437	0	3.495
23	1	15	2	3.504	0	171.258 €	2.851	437	0	3.498
24	1	18	2	3.502	0	174.300 €	2.853	437	0	3.501
25	1	21	2	3.501	0	177.095 €	2.853	437	0	3.501
26	1	9	5	844	4	257.626 €	5.213	437	0	6.168
27	1	12	5	827	3	261.244 €	5.236	437	0	6.190
28	1	15	5	810	2	264.684 €	5.253	437	0	6.207
29	1	18	5	796	2	268.310 €	5.269	437	0	6.224
30	1	21	5	781	2	271.941 €	5.286	437	0	6.244
31	1	9	8	15	8	287.244 €	6.039	437	0	6.965
32	1	12	8	4	6	290.112 €	6.056	437	0	6.943
33	1	15	8	1	5	292.387 €	6.062	437	0	6.917
34	1	18	8	0	4	295.664 €	6.067	437	0	6.911
35	1	21	8	0	4	298.185 €	6.068	437	0	6.894

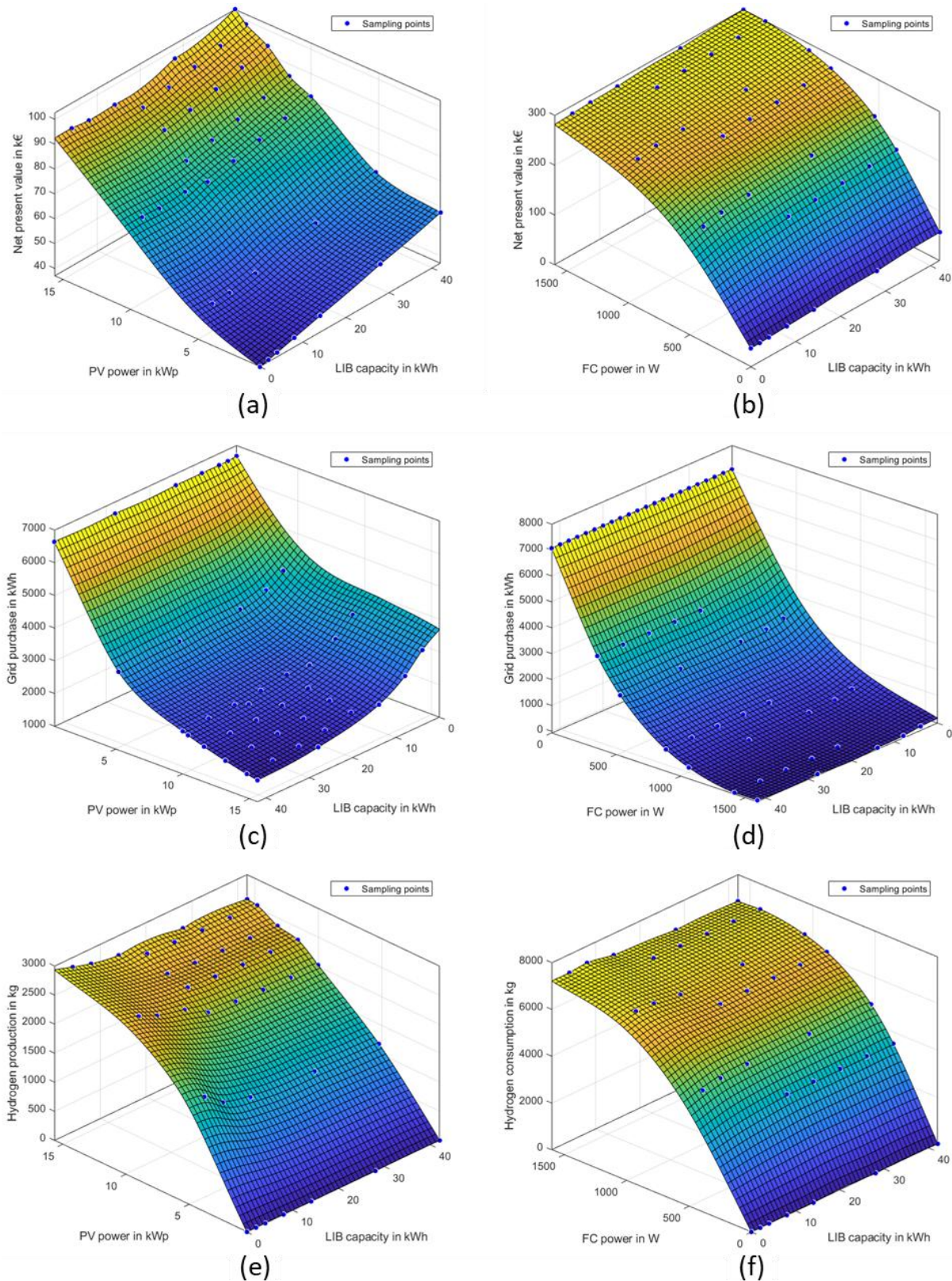


Bild 5.46: 3D-Flächen zum Beispiel für die Evaluation des Optimierungsverfahrens nach der Verfeinerungsphase: (a) Kapitalwert in Abh. von PV&LIB, (b) Kapitalwert in Abh. von FC&LIB, (c) Netzbezug in Abh. von PV&LIB, (d) Netzbezug in Abh. von FC&LIB, (e) Wasserstoffproduktion in Abh. von PV&LIB und (f) Wasserstoffbedarf in Abh. von FC&LIB.

Die Simulationen der Verfeinerungsphase dienen lediglich der Verfeinerung des Rasters der 3D-Flächen. Daher wird bei der Optimierung nach Verfeinerung der 3D-Flächen auf die in der Initialphase bisher geeignetste Auslegung mit $n_{PV,mod} = 39$ ($x_{PV} = 39$), $E_{LIB} = 42$ kWh ($x_{LIB} = 21$) und $P_{FC} = 1.062$ W ($x_{FC} = 6$) zurückgegriffen. Das flächenbasierte Optimierungsverfahren schlägt auf Grundlage dieser Angaben und der verfeinerten 3D-Flächen eine Anpassung um $\Delta x_{PV} = -8$, $\Delta x_{LIB} = -6$ und $\Delta x_{FC} = 0$ vor, in dem sich das Optimum $x_{i,refine}^{opt}$ befinden soll. Das Optimum ausgehend von den Verfeinerungssimulationen liegt folglich bei:

$$x_{PV,refine}^{opt} = 31 \quad x_{LIB,refine}^{opt} = 15 \quad x_{FC,refine}^{opt} = 6$$

Das Optimierungsverfahren approximiert dafür einen Netzbezug von 0 kWh, einen H₂-Überschuss von 12 kg (2.488 kg H₂-Bedarf im Verhältnis zu 2.500 kg H₂-Erzeugung im Zeitraum von 20 Jahren) und einem Kapitalwert von 168.695 €.

Hierzu wird eine erste Verifikation des Optimierungsverfahrens vorgenommen, indem die Auslegung $x_{i,refine}^{opt}$ nachsimuliert wird. Die Güte des Optimierungsverfahrens ist demzufolge sehr hoch. Die Simulation berechnete einen Netzbezug von 33 kWh, einen H₂-Überschuss von 203 kg (2.196 kg H₂-Bedarf im Verhältnis zu 2.400 kg H₂-Erzeugung im Zeitraum von 20 Jahren) und einem Kapitalwert von 167.398 €. Der Netzbezug liegt wie richtig approximiert weit unter der erlaubten Netzbezugs-Höchstgrenze. Auch die Nebenbedingung zur Wasserstoffbilanz wird erfüllt. Die approximierte H₂-Erzeugung liegt nah an der simulierten H₂-Erzeugung, der approximierte H₂-Bedarf liegt dagegen etwas höher als der simulierte, was in der Praxis dem System eher zugutekommt.

Interessant ist auch ein Vergleich mit der Güte des Optimierungsverfahrens der Initialphase. Die Simulation der in der Initialphase ausgegebenen optimalen Auslegung $x_{i,initial}^{opt}$ berechnet einen Netzbezug von 38 kWh, einen H₂-Überschuss von 204 kg (2.267 kg H₂-Bedarf im Verhältnis zu 2.471 kg H₂-Erzeugung im Zeitraum von 20 Jahren) und einen Kapitalwert von 172.141 €. Gerade beim Kapitalwert erweist sich die Initialphase noch als sehr ungenau. Die Verfeinerungsphase kann die Kosten dagegen deutlich besser approximieren. Anhand der zwei Simulationen entsprechend der Auslegung von $x_{i,initial}^{opt}$ und $x_{i,refine}^{opt}$ zeigt sich, dass eine Erhöhung der LIB-Kapazität zu einer Reduktion der Kosten führt. Allerdings ist noch der Frage nachzugehen, bis zu welcher LIB-Kapazität sich die Kosten reduzieren.

Nach Abschluss der Verfeinerungsphase beginnt die **Iterationsphase** und damit die letzte Phase. In dieser Phase geht es darum, zu überprüfen, ob es im Umfeld des Optimums der Verfeinerungsphase $x_{i,refine}^{opt}$ eine Auslegungskombination gibt, die unter Erfüllung der Nebenbedingungen kostengünstiger ist. Hierzu wird nicht mehr wie in den ersten beiden Phasen ein flächenbasiertes Optimierungsverfahren angewendet, sondern ein speziell für die Iterationsphase entwickeltes gradientenbasiertes Optimierungsverfahren. Hierzu wird nach jeder Iteration zunächst geprüft, welche Nebenbedingungen erfüllt sind, Basierend darauf wird entschieden, welche Funktion für die Nebenbedingungen angewendet werden soll. Für die erste Iteration wird das Optimum der Verfeinerungsphase $x_{i,refine}^{opt}$ als Startauslegung x_i^{set} festgelegt. Ausgehend davon werden 6 zu simulierende Auslegungskombinationen festgelegt. Dabei wird bei PV und LIB das x_i^{set} jeweils um 1 reduziert, um daraus den Gradienten für die Kosten, den

Netzbezug und die H_2 -Erzeugung zu berechnen. Für die FC wird das x_i^{set} dagegen um -1 , -2 und -3 reduziert, um aus den vier dann vorliegenden Punkten automatisiert eine Kurvenfunktion für den Netzbezug und den H_2 -Bedarf in Abhängigkeit der FC-Leistung zu erstellen. Dies ist wichtig, da die Auslegung der FC einen stark nichtlinearen Einfluss auf den Netzbezug und den H_2 -Bedarf hat. Für die erste Iteration sind die erstellten Kurvenfunktionen in *Bild 5.47* dargestellt. Die Auslegung für PV und LIB hat dagegen im angrenzenden Bereich der Auslegung x_i^{set} einen weitestgehend linearen Einfluss auf Kosten, Netzbezug und H_2 -Erzeugung. Daher muss hier keine Kurvenfunktion erstellt werden. In *Tabelle 5.12* sind die simulierten Auslegungskombinationen der Iterationsphase aufgelistet.

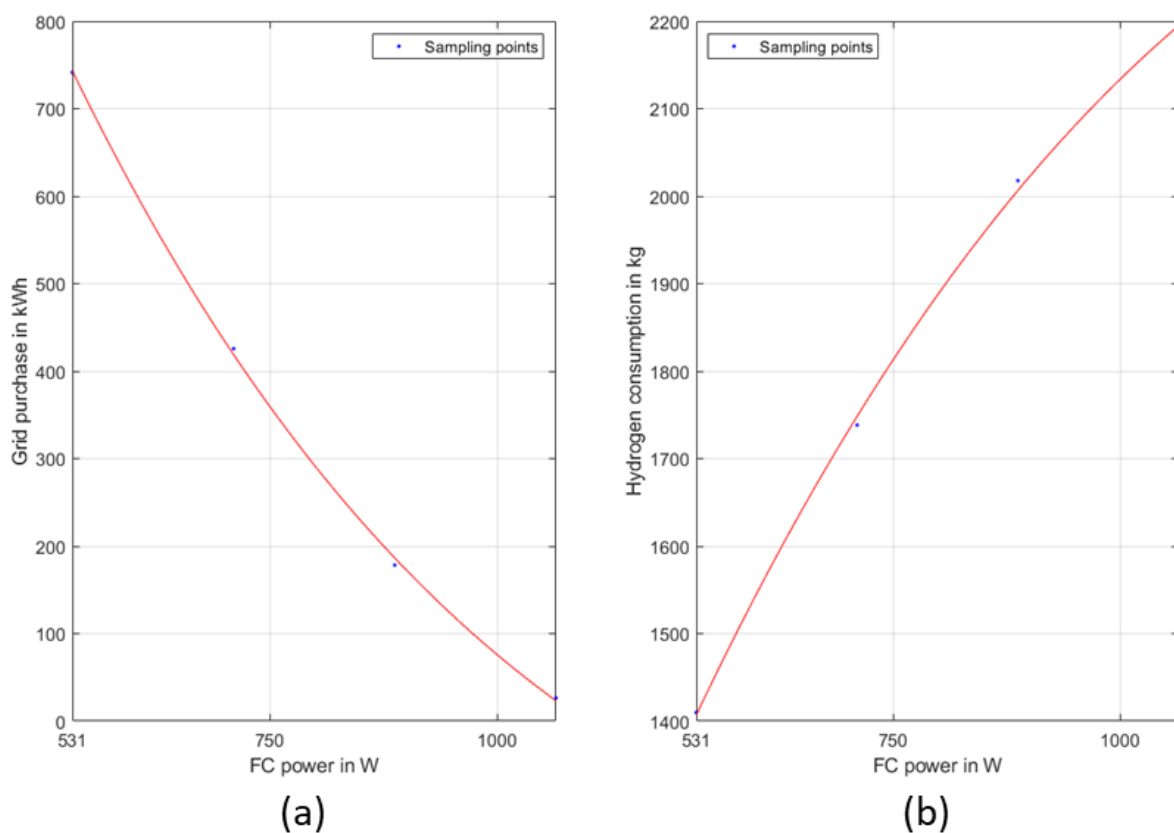


Bild 5.47: Erstellte Kurvenfunktionen nach der 1. Iteration der Iterationsphase zum Beispiel für die Evaluation des Optimierungsverfahrens.

Tabelle 5.12: Ergebnisse zu den Simulationen der Iterationsphase für den Anwendungsfall zur Evaluation des Optimierungsverfahrens.

NR	#PV ($1 \hat{=} 401$ W _p)	#LIB ($1 \hat{=} 2$ kWh)	#FC ($1 \hat{=} 177$ W)	E_{NB} in kWh	$E_{ÜS}$ in kWh	K_{20j}	E_{FC} in kWh	E_{PV} in kWh	m_{H_2p} in kg	m_{H_2d} in kg
I1-1	31	15	6	33	324	167.398 €	1.874	13.548	2.400	2.196
I1-2	30	15	6	35	305	165.142 €	1.911	13.111	2.455	2.240
I1-3	31	14	6	36	337	168.405 €	1.913	13.548	2.413	2.241
I1-4	31	15	5	179	324	159.720 €	1.710	13.541	2.387	2.017
I1-5	31	15	4	433	323	148.548 €	1.458	13.548	2.377	1.729
I1-6	31	15	3	744	319	135.480 €	1.171	13.548	2.371	1.392
I2-1	30	17	6	26	292	164.904 €	1.864	13.111	2.436	2.191
I2-2	29	17	6	30	269	166.005 €	1.902	12.674	2.345	2.233
I2-3	30	16	6	32	298	164.875 €	1.884	13.111	2.445	2.211
I2-4	30	17	5	178	290	157.284 €	1.707	13.106	2.428	2.018
I2-5	30	17	4	426	290	146.476 €	1.463	13.111	2.420	1.738
I2-6	30	17	3	741	286	133.887 €	1.184	13.111	2.418	1.410
I3-1	32	14	6	34	358	167.383 €	1.878	13.985	2.497	2.201
I3-2	31	14	6	36	337	168.405 €	1.913	13.548	2.413	2.241
I3-3	32	13	6	37	369	168.261 €	1.920	13.985	2.511	2.246
I3-4	32	14	5	184	351	159.048 €	1.704	13.978	2.482	2.008
I3-5	32	14	4	430	346	147.833 €	1.454	13.985	2.473	1.721
I3-6	32	14	3	743	348	134.847 €	1.165	13.985	2.464	1.384
I4-1	34	16	6	24	363	168.422 €	1.760	14.859	2.509	2.070
I4-2	33	16	6	26	358	168.905 €	1.785	14.422	2.422	2.099
I4-3	34	15	6	26	378	168.803 €	1.788	14.859	2.517	2.099
I4-4	34	16	5	157	360	160.990 €	1.608	14.851	2.497	1.901
I4-5	34	16	4	385	359	150.506 €	1.378	14.859	2.491	1.637
I4-6	34	16	3	677	361	138.258 €	1.108	14.859	2.482	1.320
I5-1	36	18	6	16	394	170.902 €	1.669	15.733	2.523	1.963
I5-2	35	18	6	19	372	168.039 €	1.696	15.296	2.574	1.991
I5-3	36	17	6	18	402	170.669 €	1.689	15.733	2.529	1.989
I5-4	36	18	5	137	391	163.790 €	1.522	15.723	2.511	1.798
I5-5	36	18	4	352	387	153.764 €	1.309	15.733	2.507	1.555
I5-6	36	18	3	625	384	142.223 €	1.053	15.733	2.500	1.258

Die erste Iteration hat ausgehend von den simulierten Auslegungskombinationen eine kostengünstigere Auslegung gefunden, die bei $n_{PV_{mod}} = 30$ ($x_{PV} = 30$), $E_{LIB} = 30$ kWh ($x_{LIB} = 15$) und $P_{FC} = 1.062$ W ($x_{FC} = 6$) liegt. Diese Auslegung erfüllt beide Nebenbedingungen. Die Simulation berechnete dafür einen Netzbezug von 34 kWh, einen H₂-Überschuss von

214 kg (2.240 kg H₂-Bedarf im Verhältnis zu 2.455 kg H₂-Erzeugung im Zeitraum von 20 Jahren) und einem Kapitalwert von 165.142 €. Die höhere H₂-Erzeugung im Vergleich zu einer Auslegung mit $n_{PV,mod} = 31$ liegt an der geringeren Auslastung des ELY, was die Stromdichte reduziert und damit eine geringere Degradation verursacht. Das wirkt sich wiederum positiv auf die Lebensdauer des ELY aus. Ausgehend von der kostengünstigeren Auslegung wird das gradientenbasierte Optimierungsverfahren für den **Fall 4 („Beide Nebenbedingungen sind erfüllt“)** angewendet. Dabei wird ein neues Optimum $x_{i,iteration,1}^{opt}$ bei der folgenden Auslegungskombination vermutet:

$$x_{PV,iteration,1}^{opt} = 30 \quad x_{LIB,iteration,1}^{opt} = 17 \quad x_{FC,iteration,1}^{opt} = 6$$

Ausgehend von dem Optimum $x_{i,iteration,1}^{opt}$ wird die zweite Iteration durchgeführt. Dabei ist $x_i^{set} = x_{i,iteration,1}^{opt}$. In den Simulationen der zweiten Iteration zeigt sich, dass das approximierte Optimum $x_{i,iteration,1}^{opt}$ tatsächlich eine kostengünstigere Auslegungskombination unter Einhaltung der Nebenbedingungen darstellt. Hier liegt der Netzbezug bei 26 kWh, der H₂-Überschuss liegt bei 245 kg (2.191 kg H₂-Bedarf im Verhältnis zu 2.436 kg Wasserstoff-Erzeugung im Zeitraum von 20 Jahren) und der Kapitalwert beträgt 164.904 €. Noch günstiger ist aber eine Auslegung mit einer Reduktion der LIB um $\Delta x_{LIB} = -1$ und damit auf $n_{PV,mod} = 30$ ($x_{PV} = 30$), $E_{LIB} = 32$ kWh ($x_{LIB} = 16$) und $P_{FC} = 1.062$ W ($x_{FC} = 6$). Der Netzbezug liegt hier bei 32 kWh, der H₂-Überschuss liegt bei 234 kg (2.211 kg H₂-Bedarf im Verhältnis zu 2.445 kg H₂-Erzeugung im Zeitraum von 20 Jahren) und der Kapitalwert beträgt 164.875 €. Ein Vergleich des Kapitalwertes der verschiedenen Auslegungskombinationen zeigt, dass keine großen Vergünstigungen mehr durch Anpassung der Auslegung möglich sind. Im Rahmen des Optimierungsverfahrens nach der zweiten Iteration wird noch einmal versucht, durch Erhöhung der Anzahl an PV-Modulen und durch Reduktion der LIB-Kapazität eine Reduktion der Kosten zu bewirken. Ein neues Optimum $x_{i,iteration,2}^{opt}$ wird ausgehend von **Fall 4 („Beide Nebenbedingungen sind erfüllt“)** bei der folgenden Auslegungskombination vermutet:

$$x_{PV,iteration,2}^{opt} = 32 \quad x_{LIB,iteration,2}^{opt} = 14 \quad x_{FC,iteration,2}^{opt} = 6$$

Mit dieser Auslegungskombination wird wieder in Richtung der optimalen Auslegung nach der Verfeinerungsphase $x_{i,refine}^{opt}$ zurückgekehrt, was vermuten lässt, dass das endgültige Optimum bereits sehr nahe ist. Diese Auslegung führt zu keiner Verbesserung mehr. Hier steigt der Kapitalwert wieder und liegt jetzt bei 167.383 €. Der Netzbezug liegt hier bei 34 kWh und der H₂-Überschuss liegt bei 295 kg (2.201 kg H₂-Bedarf im Verhältnis zu 2.496 kg H₂-Erzeugung im Zeitraum von 20 Jahren).

Im Rahmen der letzten zwei Iterationen wird noch einmal versucht, durch weitere Erhöhung der Anzahl an PV-Modulen und Erhöhung der LIB-Kapazität eine kostengünstigere Auslegung zu finden, allerdings ohne Erfolg. Daher wird nach Abschluss der Iterationsphase mit insgesamt 5 Iterationen die beste Auslegung aller im gesamten Optimierungsverfahren simulierten Auslegungskombinationen extrahiert und als Endergebnis des Optimierungsverfahrens bestimmt. Die finale Auslegung $x_{i,final}^{opt}$ liegt damit bei:

$$x_{PV,final}^{opt} = 30 \quad x_{LIB,final}^{opt} = 16 \quad x_{FC,final}^{opt} = 6$$

Diese Auslegungskombination stellt eine geeignete Auslegung dar, mit der sowohl der Netzbezug unter der vorgegebenen Grenze gehalten wird als auch eine positive H_2 -Bilanz mit H_2 -Überschuss garantiert ist. Diese geeignete Auslegung hat nicht den Anspruch, das globale Auslegungsoptimum widerzuspiegeln, es kommt diesem aber sehr nah. Gerade die FC-Auslegung nach dem Optimierungsverfahren erweist sich als sehr robust. Die PV-Anlagengröße und die LIB-Kapazität können ggf. geringfügig angepasst werden, um eine noch kostengünstigere Systemauslegung zu ermöglichen. Allerdings wird damit nur im sehr geringen Maße eine Vergünstigung erzielt. Außerdem spiegelt das Optimierungsverfahren nur unter exakt den angesetzten Systemparametrisierungen, Lastprofilen und Energiebedarfen eine geeignete Auslegung wider. Unter Sicherstellung der Systemsicherheit und -robustheit auch unter Worst-Case-Szenarien sollte daher eine Auslegung unter Sicherheitsaufschlag bei der Systeminstallation berücksichtigt werden. Dafür spiegelt die berechnete geeignete Auslegung durch das Optimierungsverfahren einen sehr aufschlussreichen Anhaltspunkt wider, von dem aus ein Sicherheitsaufschlag angesetzt werden kann. Einer sinnvollen Größenordnung für den Sicherheitsaufschlag wird im Abschnitt zur Robustheitsanalyse (siehe Abschnitt 5.4.1) und Sensitivitätsanalyse (siehe Abschnitt 5.4.2) nachgegangen.

Zur Verifikation des Optimierungsverfahrens gehört auch ein Abgleich mit manuell simulierten Auslegungskombinationen. Im Anhang A1 sind eine Vielzahl simulierter Auslegungskombinationen aufgelistet. Das Optimum $x_{i,\text{manuell}}$ bei manueller Simulation liegt bei folgender Auslegungskombination:

$$x_{\text{PV,manuell}} = 30 \quad x_{\text{LIB,manuell}} = 16 \quad x_{\text{FC,manuell}} = 6$$

Dieses Optimum steht im Einklang mit dem Endergebnis des Optimierungsverfahrens. Die manuellen Simulationen zeigen, dass jede Reduktion oder Erhöhung zu diesem Auslegungsoptimum zu einer Erhöhung der Kosten führt und damit in einer Verschlechterung des Ergebnisses resultiert. Dieses Optimum $x_{i,\text{manuell}}$ zeigt auch, dass das flächenbasierte Optimierungsverfahren bereits ohne anschließende Iterationsphase eine hohe Güte vorweist. Außerdem zeigt sich, dass das flächenbasierte Optimierungsverfahren durch Verfeinerung der Gitternetzstruktur der 3D-Flächen in der Verfeinerungsphase eine Verbesserung des Ergebnisses nach der Initialphase ermöglicht. Auch die Erstabschätzung der Auslegung durch Approximation erweist sich als geeignet, um damit ein Gitternetz an zu simulierenden Auslegungen festzulegen.

In *Bild 5.48* sind die Systemkosten in Abhängigkeit des notwendigen Netzbezugs aller Auslegungen abgebildet, die die H_2 -Überschussbedingung erfüllen und damit höhere H_2 -Erzeugung als H_2 -Bedarf haben. Dieses Bild gibt einen Überblick über den Zusammenhang zwischen Kosten und Autarkiegrad. Im Bild sind ebenfalls die maximale Stromdefizit-Grenze sowie das Stromdefizit bei 100 % abgebildet. Bei allen Auslegungen gilt die Annahme, dass das Stromdefizit fiktiv über das Netz bezogen werden müsste, was über 20 Jahre Kosten (Kapitalwert) iHv. 36.863 € bei 7.067 kWh/a Strombedarf verursacht. Überschüssig produzierter Strom oder H_2 würde dagegen in diesem Fall nicht vergütet werden. In dem Bild ist eine klare Tendenz zu stark steigenden Systemkosten ersichtlich, umso höher der Autarkiegrad ist. Die schwarzen Punkte symbolisieren Auslegungen, bei denen keine FC vorhanden ist und entsprechend der Strombedarf über PV-Anlage und LIB gedeckt werden muss.

Entlang der eingezeichneten Kurven in *Bild 5.48* sind Auslegungen ersichtlich, bei denen eine bestimmte LIB-Kapazität (8, 16 oder 24 kWh) bei stetig steigender Anzahl an PV-Modulen angesetzt ist. Hieran ist ersichtlich, dass der positive Effekt auf den Autarkiegrad einer je um 8 kWh größeren LIB-Kapazität zunehmend geringer wird. Um in bestimmte Regionen mit geringem Stromdefizit zu kommen, ist dagegen ein Wasserstoffsystem mit FC erforderlich. Außerdem zeigt sich, dass ab einem gewissen Punkt die Nutzung des Wasserstoffsystems günstiger ist als ein System mit reiner PV-Anlage und LIB. Ein solches System mit lediglich PV-Anlage und LIB würde räumlich ebenfalls an seine Grenzen stoßen durch die zunehmende PV-Modulfläche. Die zwei schwarzen Punkte mit geringstem Stromdefizit liegen bei einer Auslegung mit 81 PV-Modulen und 48 bzw. 72 kWh LIB-Kapazität. Im roten Cluster mit einer FC-Leistung von 531 W sind dagegen lediglich um die 30 PV-Module notwendig, was platztechnisch noch gut zu realisieren ist im Gegensatz zu den 81 PV-Modulen.

Insgesamt zeigt sich, dass mit Erhöhung der FC-Leistung ein immer höherer Autarkiegrad möglich wird. Während eine 885 W FC noch nicht ganz ausreicht, unter die gezogene maximale Stromdefizitgrenze zu kommen, wird diese Grenze erstmals bei Nutzung einer 1.062 W FC unterschritten. Es ist aber auch ersichtlich, dass die Nutzung einer 1.239 W FC nur geringfügig höhere Systemkosten verursacht. Auch wenn die optimale Auslegung bei Nutzung einer 1.062 W FC vorliegt, sollte daher in Erwägung gezogen werden, zugunsten einer noch höheren Versorgungssicherheit die größere FC mit 1.239 W zu wählen.

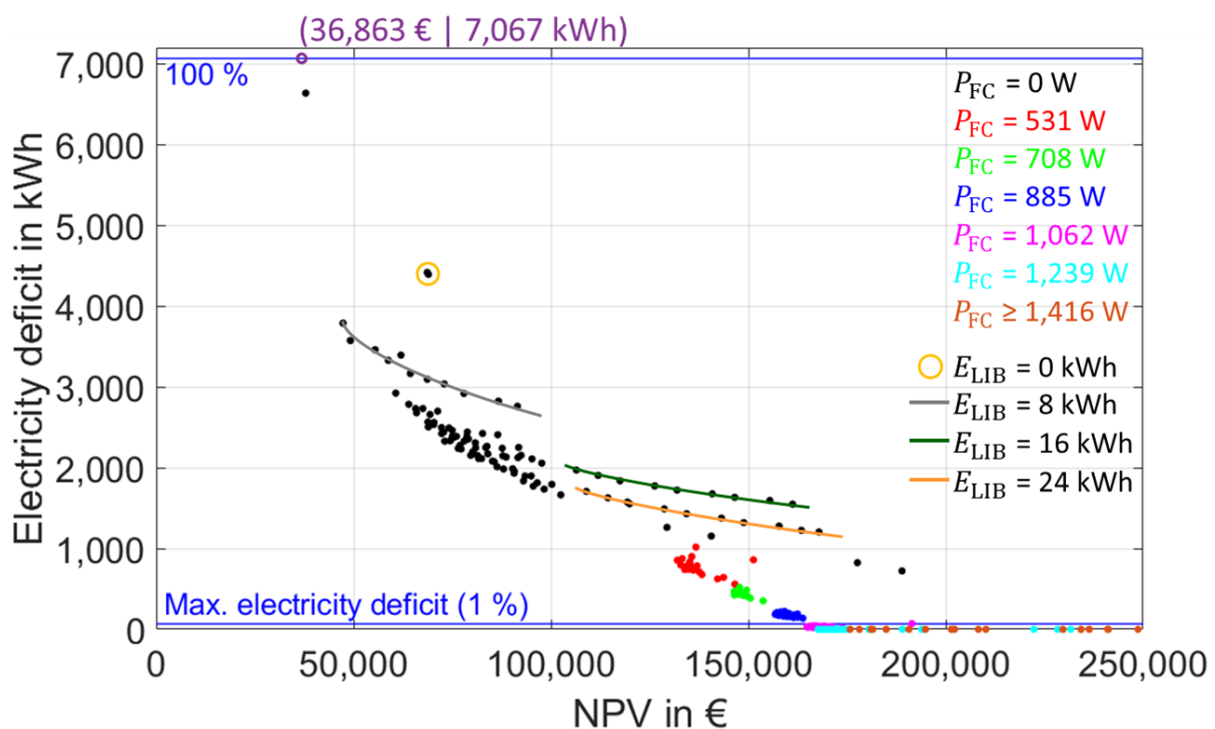


Bild 5.48: Kapitalwert (Zielfunktion) gegenüber dem Stromdefizit (Nebenbedingung) für alle Auslegungen, die die Wasserstoffbilanzbedingung erfüllen.

Während *Bild 5.48* die Annahme trifft, dass Stromüberschuss und Wasserstoffüberschuss nicht vergütet werden, sind in *Bild 5.49* zum Vergleich die Systemkosten bei Vergütung aufgezeigt.

Hierbei wird einerseits der Stromüberschuss mit der Einspeisevergütung entsprechend der *Tabelle 4.8* vergütet. Wasserstoffüberschuss wird ebenfalls vergütet in dem Sinne, dass angenommen wird, dass dieser Wasserstoffüberschuss hätte gar nicht erzeugt werden müssen und der dafür aufgebrauchte Strom würde in das Stromnetz eingespeist und vergütet werden. Und zuletzt werden ebenfalls die Kosten für den ELY rausgerechnet, falls dieser nicht erforderlich ist. An diesem Ansatz zeigt sich, dass die Nutzung einer PV-Anlage in Kombination mit einer LIB zu geringeren Systemkosten gegenüber reinem Netzbezug führt und sich damit rechnet. Allerdings ist nach aktuellem Stand die Nutzung einer LIB nicht deutlich wirtschaftlicher als die Nutzung nur einer PV-Anlage. Gerade zu große LIBs rechnen sich nicht. Allerdings kann mit einer LIB der Strombedarf über das Stromnetz deutlich reduziert werden. Um dagegen in Bereiche zu kommen, in denen der Haushalt weitestgehend autark ist, ist wiederum das Wasserstoffsystem erforderlich, was die Systemkosten stark in die Höhe treibt. Die unteren beiden hellblau umrandeten schwarzen Punkte kommen zwar ohne Wasserstoffsystem aus, benötigten allerdings 81 PV-Module bei einer LIB-Kapazität von 48 bzw. 72 kWh. Dies erfordert enormen Platzbedarf und ist aus diesen Gründen meist nicht realisierbar. Im roten Cluster mit einer FC-Nennleistung von 531 W sind dagegen bei guter Auslegung nur etwa 30 PV-Module erforderlich.

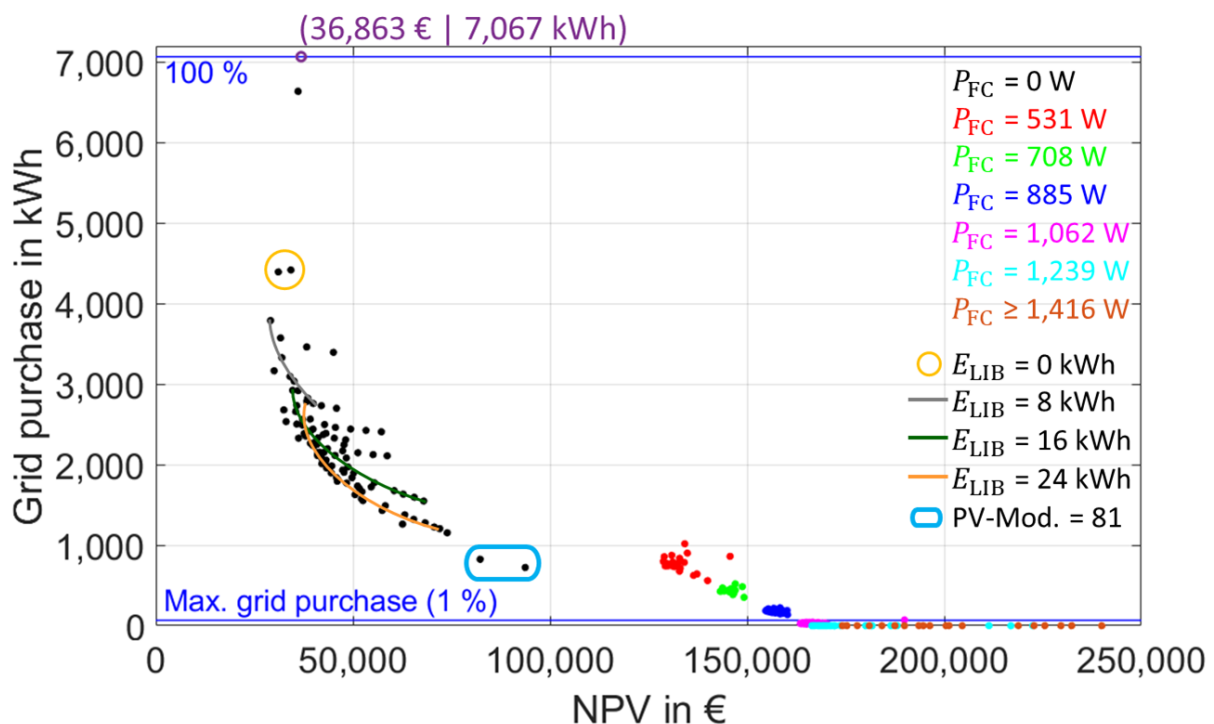


Bild 5.49: Kapitalwert (Zielfunktion) gegenüber dem Stromdefizit (Nebenbedingung) für alle Auslegungen, die die Wasserstoffbilanzbedingung erfüllen, wenn ein Netzanschluss vorliegt und Strom- und Wasserstoffüberschuss vergütet werden.

5.3 Auswertung der Simulationsergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der entwickelten Analyseverfahren unter ganzheitlicher Einbeziehung aller Simulink-Modell-Bestandteile vorgenommen. Es erfolgt eine Auswertung der Ergebnisse der Energiebilanzanalyse, der Lebensdauerprognose, der Kostenanalyse und des Optimierungsverfahrens.

5.3.1 Ergebnisse der Energiebilanzanalyse

Die im Zuge dieses Abschnitts vorgestellten Ergebnisse zur Energiebilanzanalyse wurden im Journal *Hydrogen* von MDPI mit dem Titel „**Investigation of Different Load Characteristics, Component Dimensioning, and System Scaling for the Optimized Design of a Hybrid Hydrogen-Based PV Energy System**“ [425] veröffentlicht. Die darin vorgestellten Ergebnisse wurden selbst erarbeitet und werden im Folgenden in überarbeiteter und in das Deutsche übersetzter Form vorgestellt [425]:

Im Folgenden werden die Ergebnisse verschiedener Parameterstudien vorgestellt. Der Referenzhaushalt, der für die ELY- und FC-Parameterstudie zugrunde gelegt wird, besteht aus einer 700 W FC, einer LIB mit einer Speicherkapazität von 20 kWh (65 % nutzbare Kapazität) und einer PV-Anlage mit 24 Modulen zu je 310 W_p, die innerhalb eines Jahres einen Strom iHv. insgesamt 8.508 kWh ohne Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten erzeugt. Der gesamte Strombedarf beträgt insgesamt 4.754 kWh und setzt sich wie folgt zusammen:

- Haushaltsstrombedarf iHv. 2.356 kWh/a basierend auf einem in der Schweiz gemessenen realen Lastprofil (siehe *Bild 4.7*)
- Raumwärmebedarf iHv. 4.000 kWh/a, der mit Hilfe der FC-Abwärmenutzung um ca. 700 kWh/a reduziert wird und dann durch eine WP mit einem durchschnittlichen COP-Wert von rund 2,3 auf ca. 1.416 kWh/a Strombedarf reduziert wird.
- Warmwasserbereitungsbedarf iHv. 1.000 kWh/a. Dabei wird von einem permanenten Wärmeverlust von 100 W im Warmwassersystem ausgegangen, was den realen Energiebedarf auf 1.876 kWh/a erhöht. Die vom ELY bereitgestellte Abwärme reduziert diesen Wärmebedarf um etwa 200 kWh/a auf 1.676 kWh/a. Dieser Energiebedarf wird dann durch eine WP mit einem angenommenen durchschnittlichen COP-Wert von etwa 3,0 auf etwa 559 kWh/a Strombedarf reduziert.
- Strombedarf für die H₂-Kompression in Höhe von etwa 420 kWh/a, welche für die Speicherung des produzierten H₂ in den Druck-H₂-Tank erforderlich ist.

Zunächst werden die Parameterstudien zur Variation der Nennleistung von ELY und FC auf der Grundlage des in der Schweiz aufgezeichneten realen Lastprofils vorgestellt. Darauf folgt eine Parameterstudie zu verschiedenen Lastcharakteristiken und deren Auswirkungen auf bestimmte Systemgrößen. Hierfür werden mithilfe des LPG generierte Lastprofile verwendet (siehe Abschnitt 4.4). Dazu werden zwei verschiedene LIB-Kapazitäten untersucht, wobei einmal kein Wärmebedarf und einmal ein System mit einem Wärmebedarf von 4.000 kWh für die Raumheizung und einem Warmwasserbedarf von 1.000 kWh angenommen wird. In einer weiteren Parameterstudie werden die Auswirkungen der Installation eines solchen Energiesystems in einem aus 20 Haushalten bestehenden Quartier anstelle von Einzelinstallationen in einzelnen Privathaushalten untersucht. Zuletzt wird eine Parameterstudie zu den Auswirkungen einer Variation des Wärmebedarfs im Winter von 4.000 kWh stufenweise auf 20.000 kWh durchgeführt.

Ergebnisse der ELY-Parameterstudie

Der ELY ist ein zentraler Bestandteil des H₂-basierten Energiesystems. Um eine möglichst hohe H₂-Erzeugung im Sommer zu gewährleisten und damit den H₂-Bedarf im Winter mit dem erzeugten H₂ vollständig decken zu können, muss die Auslegung des ELY möglichst gut auf

den Anwendungsfall abgestimmt sein. Dies wurde bereits in einer kurzen Parameterstudie in einer vorherigen Veröffentlichung [470] deutlich. Dort wurde festgestellt, dass eine für höhere PV-Energieerträge im Winter ($\gamma_E = 60^\circ$) geneigte PV-Anlage zu einem deutlichen H_2 -Defizit von 23 % führt, während eine für höhere PV-Energieerträge im Sommer ($\gamma_E = 30^\circ$) geneigte PV-Anlage einen H_2 -Überschuss von 1,7 % erzielt. Die Auslegung eines durch eine PV-Anlage gespeisten ELY hängt hauptsächlich von den folgenden Faktoren ab:

- Nennleistung der PV-Anlage
- Neigungswinkel der PV-Anlage
- Ausrichtung der PV-Anlage
- Standort der PV-Anlage (Jahres-Stromerzeugung)
- Haushaltsstrombedarf (besonders die Last in den Sommermonaten)
- Energiemanagementkonzept der LIB in Kombination mit dem ELY

Die höchste Betriebsleistung des ELY ist in den Sommermonaten zu erwarten, da zu dieser Zeit die PV-Leistung am höchsten und die zu erwartende Last im betrachteten Haushalt am niedrigsten ist. Da die solare Einstrahlung des gewählten Standortes einen entscheidenden Einfluss auf die Auslegung des ELY hat, wird zunächst eine Analyse des Einstrahlungsprofils durchgeführt. Die Wetterdaten dafür stammen vom DWD [419]. Für das Einstrahlungsprofil wurde der Standort Würzburg zugrunde gelegt und ein Modellhaushalt mit einem Neigungswinkel von $\gamma_E = 45^\circ$ mit Süd-Ausrichtung angenommen. Dies führt zu der in *Bild 5.50* dargestellten Einstrahlungsverteilung.

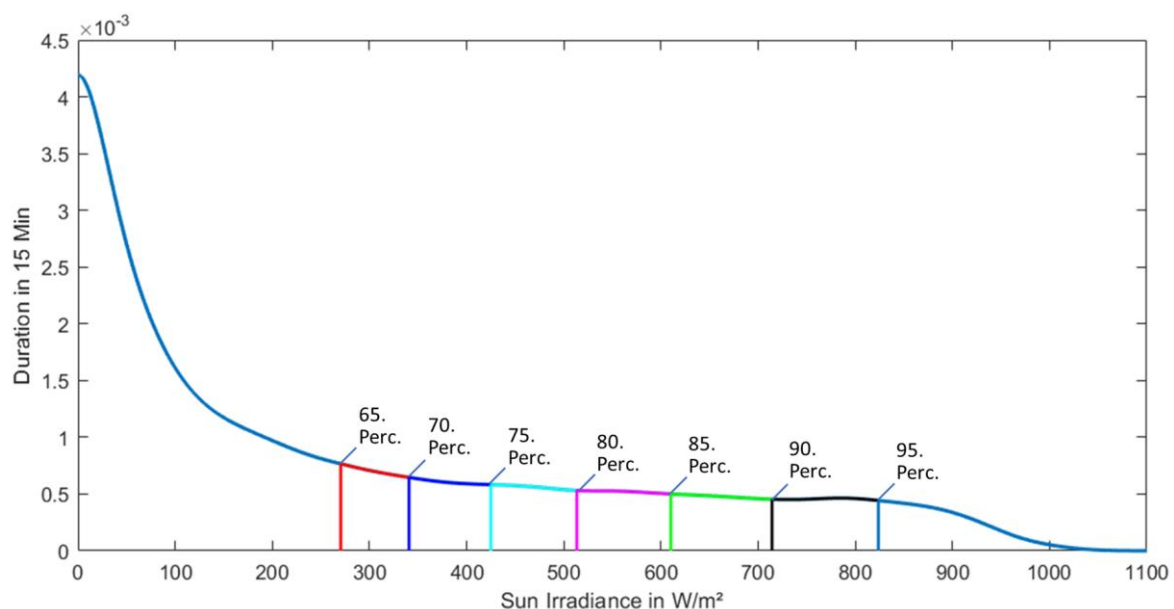


Bild 5.50: Häufigkeitsverteilung der Globalstrahlung bei einer nach Süden ausgerichteten und um 45° geneigten Ebene für Würzburg (Deutschland) im Jahr 2015. Die Perzentile sind, beginnend mit dem 65. Perzentil (rot), in 5%-Schritten markiert [425].

Der gewählte Ansatz verfolgt das Ziel, den ELY auf der Grundlage der Perzentile der Einstrahlungsverteilung, d. h. der Häufigkeit des Auftretens bestimmter Einstrahlungsniveaus während des Tages, auszulegen. Daraus wird eine geeignete Auslegung für diesen Anwendungsfall in

Bezug auf Ressourceneinsatz und Lebensdauer ermittelt. Zu diesem Zweck wurden nur die Tageseinstrahlungswerte in den Monaten Mai bis September berücksichtigt, in denen häufig genug PV-Stromüberschuss zur H₂-Erzeugung vorliegt. In *Bild 5.50* sind die Perzentile in verschiedenen Farben dargestellt, beginnend mit dem 65. Perzentil (rot) und weiter in 5 %-Schritten. Das 70. Perzentil beträgt 295,4 W/m², was bedeutet, dass 70 % der Bestrahlungsstärkewerte unter diesem Wert liegen. Auf der Grundlage dieser Bestrahlungsstärke wird die nach Abzügen der Verluste zur Verfügung stehende PV-Leistung $P_{PV,real}$ nach der folgenden Formel berechnet:

$$P_{PV,real} = E_{\text{Perzentil}} \cdot n_{\text{Modul}} \cdot A_{\text{Modul}} \cdot \eta_{\text{STC}} \cdot \text{PR} \quad (181)$$

mit $E_{\text{Perzentil}}$ für die Bestrahlungsstärke auf die geneigte PV-Modul-Ebene, die unter Berücksichtigung des jeweiligen Perzentils vorliegt, n_{Modul} die Anzahl der PV-Module, A_{Modul} für die Fläche eines PV-Moduls und η_{STC} für den Modulwirkungsgrad unter STC. Bei einem ermittelten PR von 0,84 für die modellierte PV-Anlage (mit $A_{\text{Module}} = 1,658 \text{ m} \cdot 1,005 \text{ m}$, $n_{\text{Module}} = 24$ und $\eta_{\text{STC}} = 18,6 \%$) beträgt die Leistung der PV-Anlage für das 70. Perzentil $P_{PV,real} = 2,29 \text{ kW}$. In den typischen Monaten des ELY-Betriebs (Mai bis September) beträgt die durchschnittliche Haushaltslast tagsüber 350 W. Die Auslegung des ELY auf der Grundlage des 70. Perzentils wird dann auf der Basis der PV-Leistung unter Abzug der Haushaltslast festgelegt, was eine Leistung von 1,94 kW ergibt. In der Parameterstudie werden ELY-Auslegungen entsprechend des 70., 75., 80., 85., 90. und 95. Perzentils vorgenommen. Die Ergebnisse der Parameterstudie für die ELY-Auslegung sind in *Tabelle 5.13* aufgeführt.

Für das EOL des ELY wird ein maximaler Spannungsabfall von 20 % angenommen. In *Tabelle 5.13* gibt die Zeile „Jahre bis EOL“ an, wie viele Jahre der ELY in Betrieb sein kann, bis die maximale Spannungsdegradation von 20 % erreicht wird. In jedem Betriebsjahr führt die Spannungsdegradation zu einer geringeren H₂-Erzeugung, die in der Zeile „Gesamte H₂-Erzeugung in kg_{H₂} (inkl. Degradation)“ berücksichtigt wird.

Von der Auslegung auf der Basis des 80. Perzentils bis zur Auslegung auf der Basis des 95. Perzentils gibt es keinen signifikanten Anstieg der H₂-Erzeugung. Aufgrund der geringeren Auslastung mit entsprechend geringster durchschnittlicher Stromdichte weist der 5 kW ELY den höchsten durchschnittlichen Wirkungsgrad auf, was zu dem geringsten Strombedarf pro kg_{H₂} führt. In Bezug auf den Strombedarf ist diese Auslegung daher am sinnvollsten. Bei einer Auslegung nach dem 80. Perzentil anstatt nach dem 85. Perzentil ergab sich eine signifikante Lebensdauerreduktion von 27,62 %, wobei die geschätzten CAPEX (2022) nach Kreidelmeyer et al. [252] um 16,66 % niedriger liegen. Zur besseren Einordnung ist es sinnvoll, die Kosten pro kg_{H₂} zu betrachten. Dazu wird die Annahme getroffen, dass der ELY in jedem Betriebsjahr bis zu seinem EOL identisch zum Simulationsjahr arbeitet. Während des Betriebs kommt es aufgrund der kontinuierlichen Degradation zu Verschlechterungen des Wirkungsgrads und damit der H₂-Erzeugung [252]. Demnach liegen die Kosten für den 3 kW ELY (80. Perzentil) mit 7,12 €/kg_{H₂} um 16,9 % höher als für den 3,6 kW ELY (85. Perzentil) mit 6,09 €/kg_{H₂}. Die niedrigsten Kosten pro kg_{H₂} werden demnach mit dem 3,6 kW ELY nach dem 85. Perzentil erreicht. Die Auslegung nach diesem Perzentil ist im Vergleich zu allen anderen betrachteten Auslegungen am sinnvollsten und wird daher für den betrachteten Musterhaushalt empfohlen.

Tabelle 5.13: Ergebnisse der Parameterstudie zur Variation der Elektrolyseur-Auslegung.

	Nennleistung des Elektrolyseurs in kW					
	5,0	4,2	3,6	3,0	2,5	2,0
ELY-Auslegung auf Basis des Einstrahlungsperzentils	95. Perz.	90. Perz.	85. Perz.	80. Perz.	75. Perz.	70. Perz.
Maximale Leistung des ELY in kW	7,83	6,58	5,64	4,70	3,92	3,13
Strom zum ELY in kWh (mit Umwandlungsverlusten)	3.622	3.724	3.803	3.848	3.704	3.352
Erzeugter H ₂ innerhalb eines Jahres in kg _{H₂}	78,36	78,58	78,37	77,05	72,64	64,76
Strombedarf für 1 kg _{H₂} in kWh/kg	54,12	55,36	56,57	58,07	59,14	59,89
Durchschnittlicher Wirkungsgrad in %	72,25	70,48	68,82	66,87	65,50	64,52
Nutzungsgrad im Verhältnis zum Betrieb mit maximaler Leistung bei eingeschaltetem ELY in %	39,91	46,31	52,56	61,08	68,59	75,23
Betriebsstunden innerhalb eines Jahres	1.159	1.222	1.283	1.340	1.379	1.423
Jahre bis EOL	19,17	17,18	14,88	10,77	8,17	6,63
CAPEX für den ELY im Jahr 2022 in € (nach [252])	9.000	7.560	6.480	5.400	4.500	3.600
Gesamte H ₂ -Erzeugung in kg _{H₂} (inkl. Degradation)	1.368	1.230	1.063	758	544	394
Kosten pro kg _{H₂} während des gesamten Betriebszeitraums in €/kg _{H₂}	6,58	6,15	6,09	7,12	8,27	9,13
Netto-H ₂ -Bilanz in % (positiver Wert bedeutet H ₂ Defizit)	-4,39	-4,99	-4,73	-3,36	2,37	15,58
Autarkiegrad in % (mit H ₂ -Defizitausgleich durch das Netz)	99,39	99,43	99,38	99,40	98,72	95,34

Eine überdimensionierte ELY-Auslegung sollte ebenfalls vermieden werden. Während die Netto-H₂-Bilanz vom 2 kW ELY bis zum 4,2 kW ELY kontinuierlich bis zu einem H₂-Überschuss von 4,99 % ansteigt, sinkt die überproduzierte H₂-Menge beim 5 kW ELY wieder leicht auf nur 4,39 %. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mit der größeren Auslegung auch die Mindestbetriebsleistung des ELY ansteigt und der ELY daher erst bei höherer PV-Überschussleistung mit der H₂-Erzeugung beginnt.

Zusätzlich zu den oben erwähnten Untersuchungen wurde die Frage analysiert, ob es sinnvoll ist, den ELY nicht erst dann einzuschalten, wenn die LIB vollgeladen ist, sondern bereits, wenn 70 % SOC erreicht sind. Der ELY würde dann zunächst nur mit minimaler Leistung betrieben werden, während die LIB auf den maximalen SOC weitergeladen wird. Das führt dazu, dass weniger Strom in das Stromnetz eingespeist werden muss bzw. Strom nicht nutzbar verloren geht. Für den Fall, dass die Überschussleistung der PV-Anlage zeitweise wieder unter die Mindestleistung des ELY fällt und der ELY abgeschaltet werden muss, kann diese dann weiter zum

Laden der LIB genutzt werden, da dieser noch nicht vollständig geladen ist. Für diese Untersuchung wird die Auslegung des ELY mit 5 kW Nennleistung zugrunde gelegt. Die Simulation zeigt, dass hierdurch statt 622 kWh nur noch 371 kWh ins Netz eingespeist werden müssen. Im Gegenzug erhöht sich die H₂-Erzeugung um 6,91 kg_{H₂} auf 85,27 kg_{H₂} und der durchschnittliche Wirkungsgrad steigt auf 70,13 %. Allerdings sinkt die Lebensdauer dadurch deutlich um 3,89 Jahre auf 15,28 Jahre. Die Kosten pro kg_{H₂} steigen dadurch von 6,58 €/kg_{H₂} auf 7,58 €/kg_{H₂}. Während die Änderung der Steuerung mit früherer Inbetriebnahme des ELY also zu einer Steigerung der H₂-Erzeugungsrate führt, ist diese Steuerung unter dem Gesichtspunkt der Lebensdauer und der Systemkosten nicht vorteilhaft. Dieses Beispiel zeigt, wie wichtig die Einbeziehung einer Lebensdauerprognose in Verbindung mit einer Kostenschätzung ist.

Wie in *Bild 5.51* zu sehen ist, sind die Kosten pro kg_{H₂} über den gesamten Betrachtungszeitraum bei einem Auslastungsgrad von ca. 50 % am niedrigsten. Bei höheren Auslastungsgraden steigen die Kosten deutlich an, was auf die Verkürzung der Lebensdauer aufgrund höherer Degradation zurückzuführen ist. Andererseits steigen die Kosten bei niedrigeren Auslastungsgraden aufgrund der Überdimensionierung ebenfalls allmählich an.

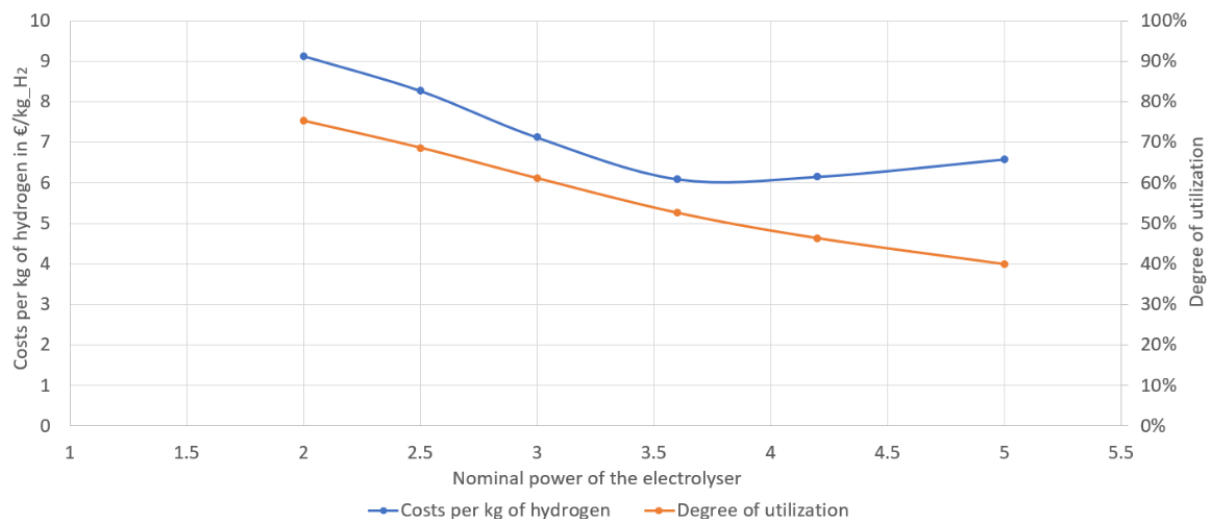


Bild 5.51: Verhältnis zwischen den Kosten pro kg_{H₂}, der Nennleistung des ELY und dem Auslastungsgrad [425].

Ergebnisse der FC-Parameterstudie

Ein weiterer Untersuchungsgegenstand ist die optimale Auslegung der FC. Diese hängt maßgeblich von der zu deckenden Last im Haushalt ab. Dabei müssen die Wintermonate explizit berücksichtigt werden, da die FC hauptsächlich in dieser Zeit betrieben wird. Mit der Intention eines energieautarken Energiesystems wird die in den Wintermonaten zu erwartende Stromerzeugung durch die PV-Anlage bei der Auslegung der FC nicht berücksichtigt, da in den Breitengraden des vorgesehenen Standorts im Winter nur sehr geringe PV-Stromerzeugung zu erwarten ist.

Die Auslegung der FC entsprechend der Haushaltslast erfolgt auf der Grundlage bestimmter Perzentile der Leistungsverteilung. Die Leistungsverteilung wird entsprechend der Häufigkeit bestimmter Leistungsbedarfe in den Wintermonaten November bis Februar erstellt. Im Rahmen

der Parameterstudie werden die FC-Auslegungen nach dem 25., 50., 75., 90. und 99,8. Perzentil betrachtet. Die Ergebnisse dieser Parameterstudie sind in *Tabelle 5.14* dargestellt.

Tabelle 5.14: Ergebnisse der Parameterstudie zur Variation der FC-Auslegung.

	Nennleistung der FC in W				
	530	680	820	890	1.200
FC-Auslegung auf Basis des Perzentils der Lastverteilung im Winter	25. Perz.	50. Perz.	75. Perz.	90. Perz.	99,8. Perz.
Stromerzeugung in kWh _{el}	1.141	1.380	1.408	1.462	1.504
H ₂ -Bedarf in kg	61,79	74,82	74,86	77,26	76,27
Durchschnittlicher el. Wirkungsgrad in %	47,24	47,84	48,93	49,30	51,23
Auslastung im Verhältnis zum Nennbetrieb bei eingeschalteter FC in %	79,53	76,06	67,12	64,42	52,22
FC – Betriebsstunden pro Jahr in h	2.706	2.591	2.574	2.564	2.399
FC – Jahre bis EOL	16,85	16,64	16,82	16,86	16,74
FC – Betriebsstunden bis EOL in h	45.606	43.113	43.296	43.233	40.169
CAPEX der FC in € (basierend auf [282])	4.981	6.767	7.660	8.318	11.279
Kosten pro kWh _{el} während des gesamten Betriebszeitraums in €/kWh _{el}	0,26	0,29	0,32	0,34	0,45
LIB – Jahre bis EOL (Stand 2022)	9,22	9,19	9,20	9,21	9,23
LIB – Vollzyklen innerhalb eines Jahres	98,8	105,2	105,7	105,4	108,1
Netto H ₂ -Nutzung in % (+ bedeutet H ₂ Defizit)	-20,23	-4,92	-4,87	-0,30	-2,31
Autarkiegrad in % (mit H ₂ Defizitausgleich durch das Netz)	94,88	99,44	99,68	99,80	100

Die Ergebnisse zeigen, dass im betrachteten Anwendungsfall bereits die Auslegung nach dem 50. Perzentil eine weitreichende Autarkie mit einem Autarkiegrad von 99,44 % (Netzbezug von 26,76 kWh) ermöglicht. Erst durch Auslegung nach dem 99,8. Perzentil würde eine vollständige Autarkie möglich. In Bezug auf die Kosten pro kWh_{el} wäre diese Auslegung jedoch 55 % höher als die Kosten für die 680 W FC. Die 1.200 W FC weist den höchsten Wirkungsgrad auf, da diese FC durch die Leistungsrosselung in Abhängigkeit vom SOC der LIB am längsten im Teillastbereich läuft (vgl. Abschnitt 4.5.2). Eine niedrigere Leistung einer FC geht mit geringfügig höheren elektrischen Wirkungsgraden einher.

Auch zum Effekt der Leistungsrosselung gegenüber eines Betriebs ohne Leistungsrosselung wird eine Untersuchung vorgenommen. Zu diesem Zweck wird eine Simulation durchgeführt, bei der die 680 W FC einmal mit und einmal ohne Leistungsrosselung verwendet wird. Dabei zeigt sich, dass sich der H₂-Überschuss aus dem Einsatz der FC mit Leistungsrosselung in ein H₂-Defizit umkehrte, wenn keine Leistungsrosselung vorgenommen wird. Während die FC mit Leistungsrosselung einen H₂-Überschuss von 4,92 % erzielt, ergibt sich bei der FC ohne Leistungsrosselung ein H₂-Defizit von 0,39 %, was vor allem auf den geringeren Wirkungsgrad von 44,99 % zurückzuführen ist. Die Kosten pro kWh_{el} stiegen um 10,34 %, und die

Lebensdauer sinkt um etwa 10 %. Dies ist überwiegend auf häufigeres An- und Ausschalten der FC zurückzuführen. Dies liegt daran, dass die LIB schneller vollgeladen ist, wenn keine Leistungsrosselung vorgenommen wird und die FC daher nach Anschalten schneller wieder ausgeschaltet werden muss. Bei der 1.200 W FC beträgt die Verkürzung der Lebensdauer sogar 20,6 %, wenn keine Leistungsrosselung vorgenommen wird. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass eine Leistungsrosselung in der FC zu empfehlen ist. Im Hinblick auf die Lebensdauer sollte die Leistungsrosselung jedoch sanft und weniger häufig erfolgen, und eine LIB sollte als Zwischenspeicher verwendet werden.

Ergebnisse der Parameterstudie der Lastcharakteristik

Die Auswertung der Simulationsergebnisse zu dieser Parameterstudie geht dem Einfluss unterschiedlicher Lastcharakteristiken auf den Autarkiegrad, die Auslegung und der Energiebilanz nach. Zu diesem Zweck wird zunächst eine Auslegung mit einer 6 kWh LIB diskutiert. Der Wärmebedarf (Raumheizung und Warmwasserbereitung) wird dazu zunächst negiert. Der Jahres-Strombedarf des Haushaltes beträgt damit 2.500 kWh Haushaltsstrom zuzüglich ca. 240 kWh für die H₂-Kompression.

Anhand dieser Studie zeigt sich ein deutlicher Einfluss der Lastcharakteristik auf den H₂-Bedarf und die H₂-Erzeugung. Während Haushalt 1 (HH1) (erhöhter Strombedarf in der Nacht) mit 46,0 kg den höchsten H₂-Bedarf aufweist, hat HH2 mit 37,7 kg den geringsten H₂-Bedarf, was einer Differenz von 18,13 % entspricht. Durch Verschiebung des Strombedarfs auf die Mittagszeit im Sinne des Lastprofils HH2 kann entsprechend der H₂-Bedarf am stärksten reduziert werden. Das recht ausbalancierte Lastprofil von HH3 hat nur einen geringfügig höheren H₂-Bedarf als HH2. Die H₂-Erzeugungsrate aller Haushalte ist weitestgehend gleich bei einer Differenz von nur max. 4 %. Interessant ist, dass das Lastprofil mit dem höchsten H₂-Bedarf (HH1) auch gleichzeitig die höchste H₂-Erzeugung aufweist. Das liegt daran, dass ein verstärkter Strombedarf in den Nachtstunden liegt und dieser von der LIB gedeckt wird, im Gegenzug aber weniger Strombedarf tagsüber vorliegt und daher mehr PV-Strom zur H₂-Erzeugung genutzt werden kann. Dennoch ergibt sich bei HH4 ein H₂-Defizit von 1,38 kg. HH2 schneidet mit einem H₂-Überschuss von 5,16 kg am besten ab.

Ein weiterer Unterschied ist beim Stromdefizit festzustellen. Hier ist das Lastprofil von HH4 mit einem Stromdefizit von 96,88 kWh am schlechtesten. Im Gegensatz dazu ist das ausgeglichene Lastprofil von HH3 mit nur 14,73 kWh am besten. Diese Ergebnisse zeigen, dass bei sonst gleichen Bedingungen der Autarkiegrad durch eine Lastverschiebung in Richtung eines ausgeglicheneren Lastprofils deutlich erhöht werden kann.

Die unterschiedliche Lastcharakteristik wirkte sich auch auf die Lebensdauer der FC aus. Hier ist die Häufigkeit der Starts und Stopps der entscheidende Faktor. Während die FC bei HH1 191-mal ein- und ausgeschaltet werden musste, waren es bei HH2 nur 112-mal, bei HH3 127-mal und bei HH4 179 Mal. Die Häufigkeit der Starts und Stopps konnte durch die Erhöhung der LIB-Kapazität von 6 kWh auf 10 kWh deutlich reduziert werden, was die Lebensdauer der FC deutlich erhöhte.

Die unterschiedlichen Lastcharakteristiken haben einen signifikanten Einfluss auf die Nutzungsanteile der Energiespeicherformen. Während bei HH1 nur 30,88 % des Strombedarfs direkt über PV gedeckt werden, sind es bei HH3 40,43 % und bei HH2 sogar 44 %. Andererseits werden bei HH1 22,57 % des Strombedarfs direkt durch die FC gedeckt, während der Anteil bei HH2 nur 18,44 % beträgt. Im Vergleich zu HH4 werden in HH2 fast 10 % mehr Energie direkt durch die PV-Anlage gedeckt, wobei dieser Unterschied hauptsächlich durch die LIB-Zwischenspeicherung ausgeglichen wird.

Der Vergleich der Ergebnisse bei Verwendung einer 6 kWh LIB und einer 10 kWh LIB ohne Einbeziehung des Wärmebedarfs zeigt, dass eine Erhöhung der LIB-Kapazität mit einer zunehmenden Vereinheitlichung des H₂-Bedarfs einhergeht (siehe *Bild 5.52*). Während bei der 6 kWh LIB ein Unterschied von bis zu 18,13 % zwischen den Haushalten besteht, sind es bei der 10 kWh LIB lediglich 6,1 %. Darüber hinaus sinkt der H₂-Bedarf um durchschnittlich 19,8 %. Folglich kann durch die Erhöhung der LIB-Kapazität eine zunehmende Vereinheitlichung der Bedarfe trotz der großen Unterschiede in den Lastcharakteristiken erreicht werden. Dies gilt jedoch nur für den reinen Haushaltsstrom, der das ganze Jahr über recht ausgeglichen ist. Bei saisonalen Verschiebungen des Strombedarfs kann dieser Ansatz jedoch nicht mehr aufrechterhalten werden, da dies mit einer deutlichen Veränderung hin zur stärkeren Deckung des Strombedarfs über das Wasserstoffsystem einhergeht.

Im letzten Teil dieser Parameterstudie wird für alle vier Lastcharakteristiken auch der Wärmebedarf berücksichtigt. Dazu muss ein neues Systemlayout mit einer PV-Anlage mit 24 Modulen, einem 3,6 kW ELY, einer 700 W FC und einer LIB mit einer Kapazität von 20 kWh (nutzbare Kapazität von 65 %) verwendet werden. Es wird ein Raumwärmebedarf von 4.000 kWh und ein Wasserwärmebedarf von 1.000 kWh angenommen. Wie aus *Tabelle 5.15* hervorgeht, sind der H₂-Bedarf und die H₂-Erzeugung aller Haushalte sehr ähnlich. Auch die Vorhersagen zur Lebensdauer von ELY, FC und LIB werden in allen vier Fällen nahezu vereinheitlicht. Der Prozentsatz der direkten Nutzung der PV-Stromerzeugung ist zudem wesentlich konsistenter als bei der Nichtberücksichtigung des Wärmebedarfs, mit einer maximalen Abweichung von 4,86 %. Zu wesentlichen Teilen trägt für diesen Effekt auch die deutlich größer ausgelegte LIB bei.

Tabelle 5.15: Ergebnisse der Parameterstudie zur Variation der Lastcharakteristik HH1–HH4 bei nutzbarer LIB-Kapazität von 65 %.

	HH1	HH2	HH3	HH4	HH1	HH2	HH3	HH4	HH1	HH2	HH3	HH4
ELY- Nennleistung	3 kW				3 kW				3,6 kW			
FC-Nennleistung	530 W				530 W				700 W			
PV-Module ($\gamma_E = 45^\circ$, Süd)	13				13				24			
LIB-Kapazität	6 kWh				10 kWh				20 kWh			
Raumwärmebedarf	0 MWh				0 MWh				4 MWh			
Warmwasserbedarf	0 MWh				0 MWh				1 MWh			
PV-Stromerzeugung in kWh	4.609				4.609				8.509			
Gesamter Strombedarf in kWh	2744	2736	2736	2743	2716	2723	2719	2719	4800	4815	4810	4810
H ₂ -Bedarf in kg	46,0	37,7	39,3	41,3	34,1	32,0	32,0	33,3	73,1	72,8	72,6	72,4
H ₂ -Erzeugung in kg	44,6	42,8	42,8	44,2	39,1	40,2	39,6	39,7	74,4	77,3	76,4	75,1
Netto H ₂ -Bilanz in kg (+ bedeutet H ₂ -Defizit)	1,4	-5,2	-3,6	-2,8	-5,0	-8,2	-7,6	-6,4	-1,3	-4,5	-3,8	-2,7
Stromüberschuss in kWh	232	231	208	231	231	219	203	218	560	473	480	524
Stromdefizit in kWh	43,8	32,9	14,7	96,9	15,6	16,0	3,5	35,9	27,5	22,6	14,9	42,1
ELY – Jahre bis EOL	19,7	19,9	20,3	19,8	22,5	21,2	22,0	22,1	15,6	15,2	15,3	15,5
ELY – Betriebsstunden bis EOL in 1.000 h	22,6	23,0	22,7	22,7	22,6	23,0	22,7	22,7	18,7	19,3	18,9	18,6
FC – Jahre bis EOL	8,4	11,9	11,0	9,0	16,6	19,3	18,9	16,7	17,9	17,0	16,8	16,6
FC – Betriebsstunden bis EOL in 1.000 h	24,2	32,0	30,0	24,2	37,1	43,2	41,6	37,9	44,1	44,1	43,8	43,1
LIB – Jahre bis EOL	7,7	8,3	8,2	7,7	8,8	9,2	9,2	8,8	9,1	9,3	9,3	9,1
LIB – Vollzyklen pro Jahr	224	181	200	215	148	116	128	143	114	99	104	111
PV-Direktnutzungsgrad in %	30,9	44,0	40,4	34,1	34,3	45,3	42,3	36,6	37,3	42,1	41,0	38,9
FC-Direktnutzungsgrad in %	22,6	18,4	18,7	19,1	15,1	15,0	14,4	13,8	18,8	19,7	19,2	17,9
LIB-Nutzungsgrad (über PV geladen) in %	35,9	28,5	31,7	34,0	41,5	31,8	35,2	39,1	34,7	30,0	31,4	33,1
LIB-Nutzungsgrad (über FC geladen) in %	8,8	7,7	8,4	9,0	8,3	7,2	7,7	9,0	8,5	7,5	7,9	8,9

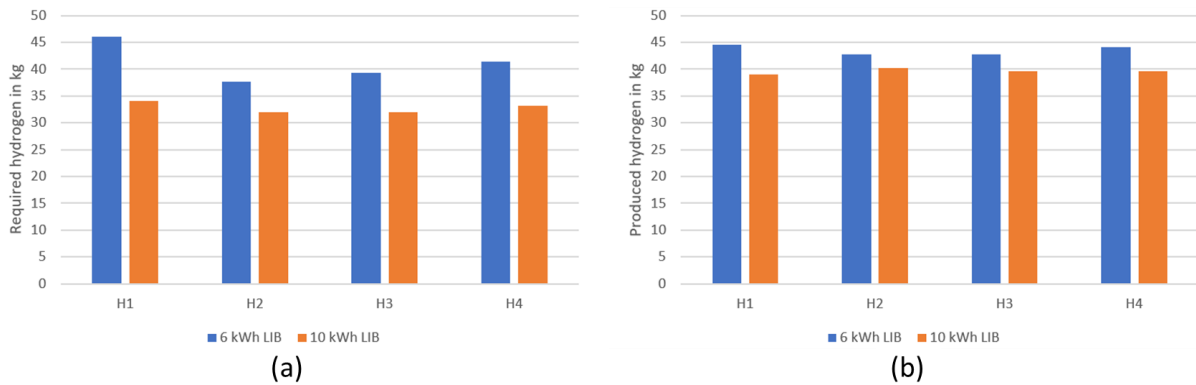


Bild 5.52: Wasserstoffbedarf (a) und Wasserstoffproduktion (b) innerhalb eines Jahres für die vier verschiedenen Lastcharakteristiken (HH1-HH4), mit einer 6 kWh LIB (blau) und mit einer 10 kWh LIB (orange) [425].

Ergebnisse der Parameterstudie zur Quartierlösung

Das Lastprofil, das die Lastcharakteristiken der Quartierlösung beschreibt, ist in *Bild 5.53* dargestellt. Wie in dieser Abbildung zu sehen ist, ist das Lastprofil für die Quartierlösung, die 20 Haushalte umfasst, im Vergleich zum Lastprofil eines einzelnen Haushalts gleichmäßiger und ausgeglichener (vgl. *Bild 4.8*). Dies lässt die Hypothese aufkommen, dass die Komponenten einer kleineren Dimensionierung bedürfen, verglichen damit, dass für jeden einzelnen Haushalt ein eigenes Energiesystem installiert werden würde. Dieser Hypothese wird in diesem Abschnitt nachgegangen.

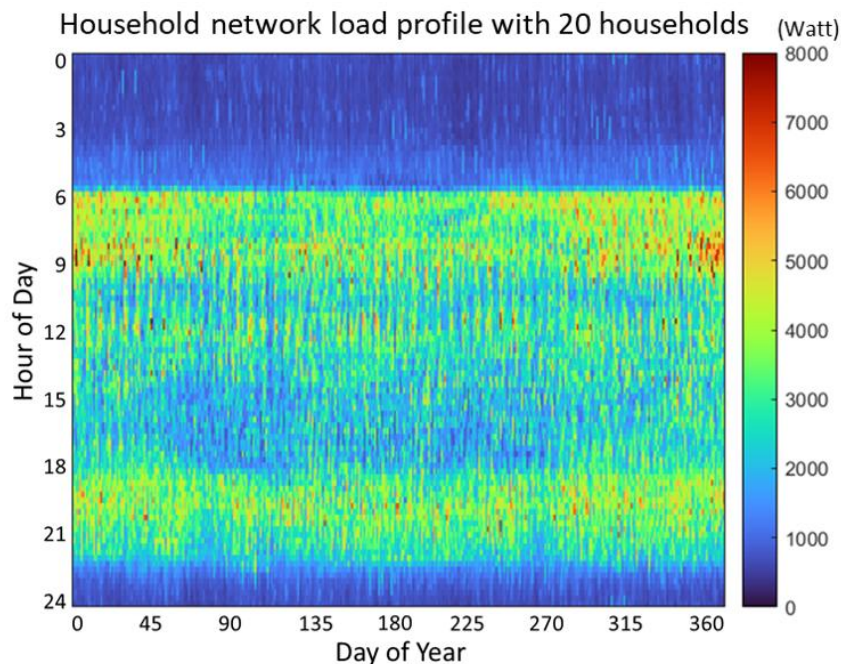


Bild 5.53: Heatmap zum Lastprofil für ein Stadtquartier bestehend aus 20 Haushalten [425].

Die Quartierlösung ist ebenfalls so auszulegen, dass eine Energieautarkie gewährleistet werden kann. Dazu wird bei der Auslegung der PV-Anlagen davon ausgegangen, dass alle Haushalte im Quartier über die gleiche PV-Anlage verfügen, die nach Süden ausgerichtet ist und einen

Neigungswinkel von $\gamma_E = 45^\circ$ hat. Die PV-Anlagen werden demzufolge unter den gleichen Bedingungen und Installationsvorschriften installiert wie die der Einzelhaushalte.

Um die Quartierlösung mit der Einzelhaushaltslösung vergleichbar zu machen, wird eine Standardisierung vorgenommen. Als Rahmenbedingungen werden für jeden Einzelhaushalt ein Strombedarf für Haushaltsstrom von 2.500 kWh, ein Wärmebedarf von 4.000 kWh und ein Warmwasserbedarf von 1.000 kWh definiert. Die Quartierlösung hat entsprechend der 20 zusammengefassten Einzelhaushalte den 20-fachen Energiebedarf. Die Quartierlösung unterscheidet sich folglich von der Einzelhaushaltslösung nur durch eine andere Energieverteilung mit gleichmäßigerem Energiebedarf. Für die Lastprofile der Einzelhaushalte werden synthetisch erzeugte Lastprofile verwendet, die mithilfe des Softwaretools LPG [422] generiert wurden. Die verschiedenen Lastprofile repräsentierten unterschiedliche Energienutzungsverhalten von verschiedenen Haushaltskonstellationen. Entscheidende Kriterien sind die Anzahl und Art (Kinder oder Erwachsene) der im Haushalt lebenden Personen und deren Anwesenheitsverhalten, das vom Erwerbsstatus abhängt. Insgesamt werden 10 verschiedene Haushaltstypen verwendet. Alle 10 Haushaltstypen werden dann noch einmal dupliziert und dabei um eine Woche verschoben, um abschließend 20 verschiedene Haushaltslastprofile zu erhalten.

Um einen Vergleich zwischen der Quartierlösung und der Einzelhaushaltslösung durchzuführen, werden die ermittelten jährlichen Simulationsergebnisse der Schlüsselparameter der 20 Einzelhaushalte aufsummiert und mit den Jahreswerten der Simulationsergebnisse der Quartierlösung verglichen. Die Simulationsergebnisse sind in *Tabelle 5.16* dargestellt.

Tabelle 5.16: Ergebnisse der Parameterstudie zur Quartierlösung.

	Summe Einzelhaushalte	Quartier 1 ELY	Quartier 2 ELYs
Gesamter Strombedarf in kWh	99.180	98.125	97.964
Stromerzeugung über FC in kWh	28.760	27.457	27.347
Strom zum ELY in kWh	76.309	75.875	77.533
Stromüberschuss in kWh	7.294	7.380	5.735
Stromdefizit in kWh	1.055	59	60
H ₂ -Bedarf in kg _{H₂}	1.560	1.459	1.451
H ₂ -Erzeugung in kg _{H₂}	1.676	1.672	1.650
ELY – Betriebsstunden in einem Jahr in h	1.537	1.560	1.909 716
ELY – Jahre bis EOL	15,3	15,4	11,7 32,9
ELY – Betriebsstunden bis EOL in h	23.481	24.042	22.416 23.535
FC – Betriebsstunden in einem Jahr in h	2.711	2.645	2.664
FC – Jahre bis EOL	16,00	15,98	16,01
FC – Betriebsstunden bis EOL in h	43.393	42.267	42.653
LIB – Vollzyklen innerhalb eines Jahres	104,8	96,1	96,1
LIB – Jahre bis EOL	9,18	9,34	9,35

Die Simulation errechnete für die Quartierlösung eine H₂-Erzeugung von 1.672 kg_{H₂} und damit eine nahezu identische H₂-Erzeugung wie bei der Einzelhaushaltslösung. Der Wirkungsgrad des ELY war in beiden Fällen nahezu identisch. Typischerweise ist jedoch bei einem größeren ELY-System wie der für die Quartierlösung auch ein höherer Wirkungsgrad zu erwarten. Nach der Modellierung eines ELY mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 75 % im Gegensatz zum durchschnittlichen Wirkungsgrad von 70,14 % für die Einzelhaushaltslösung ergibt sich ein Anstieg der abschließenden H₂-Erzeugung von 1676,3 kg_{H₂} auf 1.768,6 kg_{H₂}. Unter Vernachlässigung von Skaleneffekten ist folglich kein Unterschied in der H₂-Erzeugung zwischen der Quartiers- und der Einzelhaushaltslösung erkennbar. Anders verhält es sich jedoch mit dem H₂-Bedarf durch die FC. Hier wird die FC mit einem konstanten Leistungs- und Wirkungsgradverhalten für die Quartier- und Einzelhaushaltslösungen modelliert. Insgesamt ist der H₂-Bedarf für die Quartierlösung um 6,5 % geringer.

Eine weitere Analyse umfasst den Vergleich eines Energiesystems mit zwei kleineren ELYs anstelle eines Großen. Dabei stellt sich heraus, dass der erste kleinere ELY, der häufig in Betrieb war, einen geringeren durchschnittlichen Wirkungsgrad als der große ELY hatte. Dies ist hauptsächlich auf die höhere Auslastung bei Verwendung von zwei kleineren ELYs zurückzuführen. Der zweite ELY wird in diesem Szenario eingeschaltet, sobald der erste ELY die Nennleistung erreicht. Ursprünglich war eine Auslastung bis zur Maximalleistung vorgesehen, was allerdings verworfen wurde, da dies zu einer starken Zunahme der Degradation führte, da die Maximalleistung regelmäßig erreicht wurde. In der neuen Steuerung wird erst über die Nennleistung hinausgegangen, wenn beide ELY ihre Nennleistung erreicht haben.

Der nicht nutzbare Stromüberschuss ist um 22,3 % geringer, wenn zwei ELYs anstelle eines großen ELYs eingesetzt wurden. Allerdings verringert sich insgesamt sogar die H₂-Erzeugung um 1,3 % von 1.676 kg auf 1.650 kg im Vergleich zum Einsatz eines einzelnen ELY. Der Einsatz von zwei ELYs, bei denen der erste ELY einen höheren Auslastungsgrad aufweist, geht mit einem geringeren Wirkungsgrad einher, was zu diesem leichten Rückgang der H₂-Erzeugung führt.

Der wichtigste Vergleichsparameter ist die Lebensdauer der ELYs. Bei Verwendung von zwei ELYs hat das erste ELY eine erwartete Lebensdauer von 11,7 Jahren, während das zweite ELY eine theoretische Lebensdauer von 32,9 Jahren aufweist. Der zweite ELY ist nur 716 h lang in Betrieb, bei einer durchschnittlichen Stromdichte von 1,46 A/cm². Im Gegensatz dazu ist der erste ELY 1.909 h in Betrieb. Die Lebensdauer beim 100 kW ELY liegt dagegen bei 15,9 Jahren. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Verwendung von zwei kleineren ELYs anstelle eines großen ELYs keine signifikanten positiven Auswirkungen hat. Es ist die geringere erwartete Lebensdauer des ersten kleinen ELY, die den Vorteil in Frage stellt. Mit einem optimierten EMS, bei dem die beiden ELYs in einer ausgewogeneren Weise mit geringeren Stromdichten betrieben werden, kann wahrscheinlich eine Verbesserung erzielt werden.

Ergebnisse der Parameterstudie zu Wetterschwankungen

In einer weiteren Studie wird der Einfluss von Wetterdaten untersucht. Hierfür wurden Wetterdaten aus vier verschiedenen Jahren verwendet. Neben den Wetterdaten (Temperatur, Windge-

schwindigkeit und Einstrahlung) wird auch jeweils ein dem Wetter angepasstes Wärmebedarfprofil berücksichtigt, da dieses in direktem Zusammenhang mit dem Temperaturverlauf steht. Der Standort (Würzburg, Deutschland) und die Höhe des Energiebedarfs (Haushaltsstrom und Wärmebedarf) bleiben identisch zu dem des Standard-Haushalts. Für die Untersuchung herangezogen werden Wetterdaten zu den Jahren 2014–2017.

Bild 5.54 zeigt den H₂-Bedarf (a) und die H₂-Erzeugung (b) der vier Simulationen nach Monaten. Aus diesem Bild geht hervor, dass H₂-Erzeugung und H₂-Bedarf in Abhängigkeit des Wetterjahres leicht variieren. Der gesamte jährliche H₂-Bedarf ist im Jahr 2014 mit 67,9 kg_{H₂} am niedrigsten und im Jahr 2016 mit 79,9 kg_{H₂} am höchsten (eine Differenz von 17,6 %). Die H₂-Erzeugung schwankt dagegen nur um 7,6 %: 78,5 kg_{H₂} im Jahr 2014 im Vergleich zu 84,5 kg_{H₂} im Jahr 2015. Die solare Bestrahlungsstärke für die jeweiligen Jahre weicht dagegen nur geringfügig ab, weist aber bei monatlicher Betrachtung Unterschiede auf (siehe Bild 5.54c).

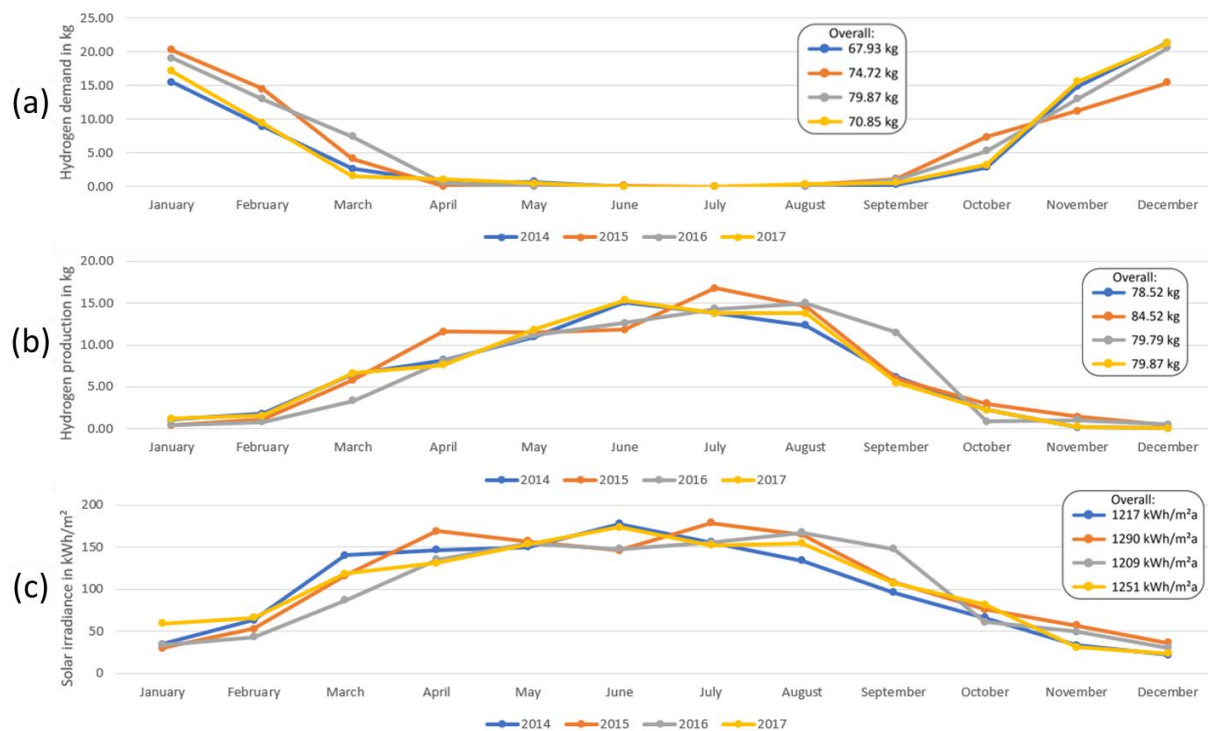


Bild 5.54: Jahresverlauf der Jahre 2014–2017 (am Standort Würzburg (Deutschland)) für den monatlichen Wasserstoffbedarf (a), die monatliche Wasserstoffherzeugung (b) und die monatliche Sonneneinstrahlung (c) [425].

Bild 5.55 zeigt den monatlichen H₂-Bedarf (a) und die H₂-Erzeugung (b) in Abhängigkeit von der monatlichen Sonneneinstrahlung. Mit einem Bestimmtheitsmaß von 0,9219 für (a) und 0,9539 für (b) zeigen die Kurven eine sehr gute Annäherung an die simulierten Stützstellen. Die Abweichungen zwischen den Kurvenverläufen und den Messpunkten sind vor allem auf Schwankungen im Strombedarf der entsprechenden Monate zurückzuführen, aber auch die zeitliche Divergenz zwischen Stromerzeugung und Strombedarf spielt eine Rolle. Die solare Bestrahlungsstärke entspricht der Bestrahlungsstärke auf die Oberfläche der PV-Anlage bei einer Neigung des Moduls von $\gamma_E = 45^\circ$ und Süd-Ausrichtung. Ab einer Sonneneinstrahlung von etwa 143 kWh/m² pro Monat ist kaum noch H₂-Bedarf zu erwarten, während unter 25 kWh/m²

pro Monat kaum noch eine H_2 -Erzeugung stattfindet. Die Kurve des H_2 -Bedarfs hängt vom Strombedarf ab, wobei vor allem der Wärmebedarf eine Rolle spielt. Die Nennleistung der PV-Anlage spielt bei der H_2 -Erzeugung eine große Rolle. In diesem Beispiel werden 26 Module mit je $310 W_p$ mit einem Wirkungsgrad von 18,6 % unter STC und einer Süd-Ausrichtung mit einem Neigungswinkel von $\gamma_E = 45^\circ$ verwendet.

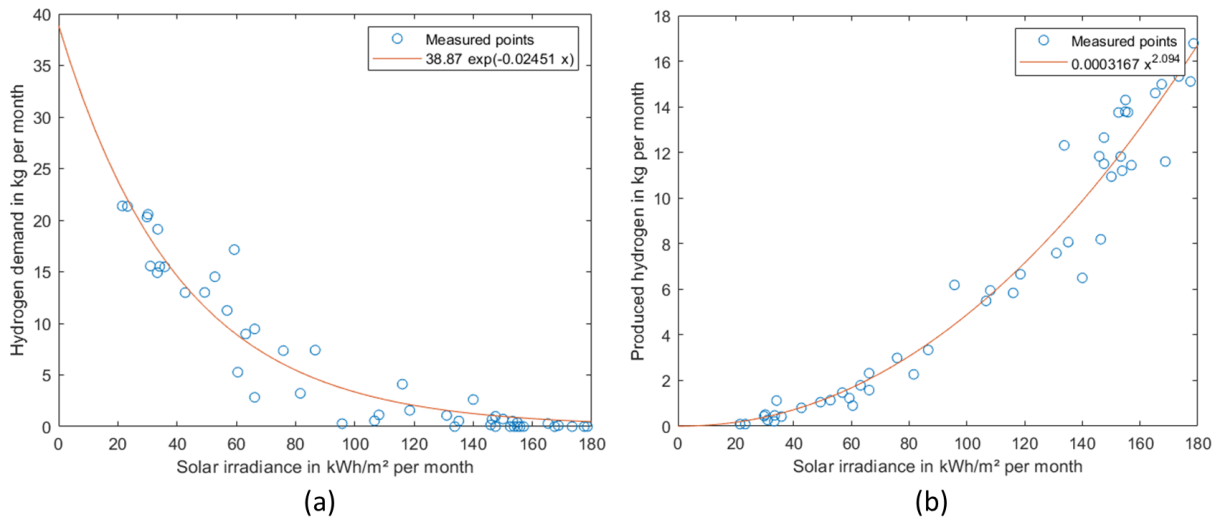


Bild 5.55: Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung auf den Wasserstoffbedarf (a) und die Wasserstoffherzeugung (b) [425].

Ergebnisse der Parameterstudie zu Variationen des Wärmebedarfs

Der Untersuchungsschwerpunkt dieser Parameterstudie liegt auf den Auswirkungen durch Variationen des Wärmebedarfs. Hierbei wird nur der Raumwärmebedarf variiert, der in 4.000 kWh-Schritten von 4.000 kWh auf 20.000 kWh erhöht wird. Der Warmwasserbedarf bleibt in dieser Studie dagegen konstant bei 1.000 kWh pro Jahr. Der schrittweise steigende Raumwärmebedarf hat zur Folge, dass das gesamte System einer Neuauslegung bedarf, um weiterhin Energieautarkie sicherzustellen. Die jeweiligen Neuauslegungen des Systems in Abhängigkeit des Raumwärmebedarfs sind zusammen mit den Ergebnissen dieser Parameterstudie in *Tabelle 5.17* dargestellt.

Die Erhöhung des Wärmebedarfs führt zu einer Verlagerung des Strombedarfs hin zu einem höheren Anteil im Winterzeitraum, was eine Erhöhung der über die Wasserstoffsystem bereitgestellten Energie zur Folge hat. Mit steigendem Wärmebedarf sinkt der Anteil des direkt von der PV-Anlage gedeckten Stromes von 38,73 % auf zuletzt 31,55 %. Im Gegenzug steigt der Anteil, der direkt von der FC gedeckt werden muss, deutlich von 19,96 % auf 33,83 %. Dies zeigt ebenfalls, dass der Wärmebedarf verstärkt direkt über die FC gedeckt werden kann und keiner Zwischenspeicherung in der LIB bedarf. Darüber hinaus nimmt der nutzbare Abwärmeanteil von der FC für die Raumwärme mit steigendem Wärmebedarf und der Erhöhung der FC-Nennleistung weitestgehend proportional zu.

Tabelle 5.17: Ergebnisse der Parameterstudie zur Variation des Wärmebedarfs.

	Raumwärmebedarf in kWh				
	4.000	8.000	12.000	16.000	20.000
ELY-Nennleistung in kW	3,6	5	7	9	10
FC-Nennleistung in W	700	1.200	2.000	3.000	3.500
PV-Module ($\gamma_E = 45^\circ$, Süd)	24	34	44	54	64
LIB-Kapazität in kWh	20	20	25	30	35
PV-Stromerzeugung in kWh	8.509	12.054	16.308	19.144	22.690
Gesamter Strombedarf in kWh	4.754	6.394	8.115	9.910	11.547
Strombedarf der Raumwärme-WP in kWh	1.417	2.949	4.503	6.053	7.588
Stromerzeugung über die FC in kWh	1.377	2.213	3.007	3.952	4.743
Wärmebedarfseinsparungen durch FC-Abwärme in kWh	708	1.141	1.523	1.923	2.349
H ₂ -Bedarf in kg	74,7	117,5	157,8	203,6	245,5
H ₂ -Erzeugung in kg	78,4	118,6	159,6	207,1	242,1
Netto H ₂ -Nutzung (+ bedeutet H ₂ Defizit)	-3,71	-1,07	-1,83	-3,58	3,46
PV-Direktnutzungsgrad in %	38,73	35,74	33,73	32,21	31,55
FC-Direktnutzungsgrad in %	19,96	27,27	30,36	33,09	33,83
LIB-Nutzungsgrad (über PV geladen) in %	32,39	29,95	29,58	28,28	27,77
LIB-Nutzungsgrad (über FC geladen) in %	8,13	6,63	6,04	6,13	6,54

In Bild 5.56 ist der monatliche H₂-Bedarf in Abhängigkeit des Wärmebedarfs abgebildet. Insgesamt steigt der H₂-Bedarf mit steigendem Wärmebedarf relativ linear an von 74,67 kg bei 4.000 kWh Wärmebedarf auf 245,52 kg bei 20.000 kWh. Das Bestimmungsmaß liegt hier bei $R^2 = 99,97\%$. Als Funktion des Wärmebedarfs ergibt sich folgende Formel für den H₂-Bedarf m_{H_2} :

$$f(x) = 0.0107x + 31.5 \quad (182)$$

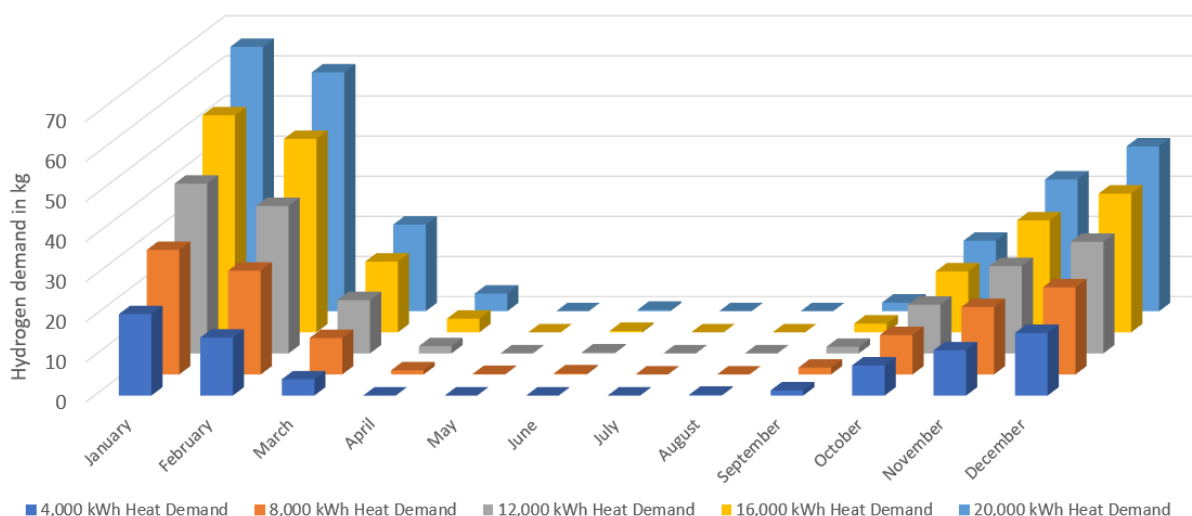


Bild 5.56: Wasserstoffbedarf pro Monat für alle Parameterstudien zur Variation des Wärmebedarfs [425].

Ausgehend vom Prinzip aus *Bild 5.55* zeigt *Bild 5.57* die H₂-Bedarfs- und -erzeugungskurven bei unterschiedlichem Wärmebedarf bzw. PV-Systemauslegung. Für den H₂-Bedarf (a) ergibt sich eine weitestgehend einheitliche Verschiebung der Kurve nach oben, wenn der Wärmebedarf steigt, während sich die H₂-Erzeugungskurve (b) weitgehend einheitlich verschiebt, umso größer die PV-Anlage ausgelegt wird. Die Anzahl der PV-Module wurde entsprechend dem für die Energieautarkie erforderlichen Minimum gewählt. Werden weniger PV-Module eingesetzt, führt dies zu einem stärkeren Anstieg des H₂-Bedarfs bei geringer Sonneneinstrahlung und zu einem weniger steilen Anstieg der H₂-Erzeugung.

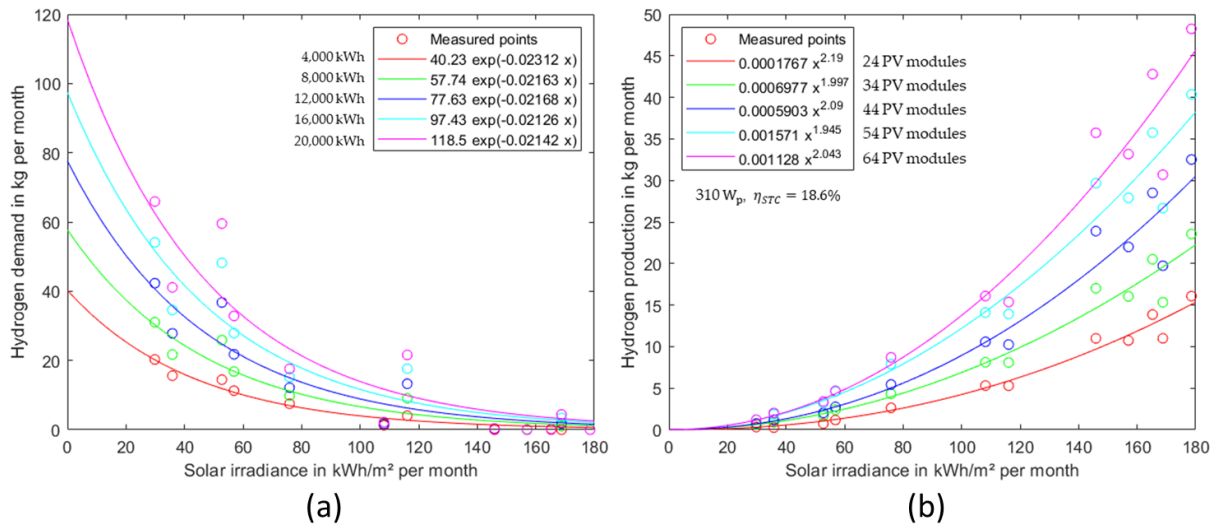


Bild 5.57: Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung auf die Wasserstoffbedarf (a) und die Wasserstofferzeugung (b) für verschiedene Wärmebedarfe [425].

Wenn der Bedarf an Raumwärme und Warmwasserbereitung vernachlässigt wird, ergibt sich die in *Bild 5.58* dargestellte lineare Beziehung zwischen dem H₂-Bedarf und dem Haushaltsstrom. Die Messpunkte wurden durch weitere Simulationen mit einem schrittweisen Anstieg des Haushaltsstroms ermittelt, wobei auf Sicherstellung der Energieautarkie geachtet wurde. Die Daten wurden mit den Wetterdaten zum Jahr 2015 für den Standort Würzburg (Deutschland) simuliert.

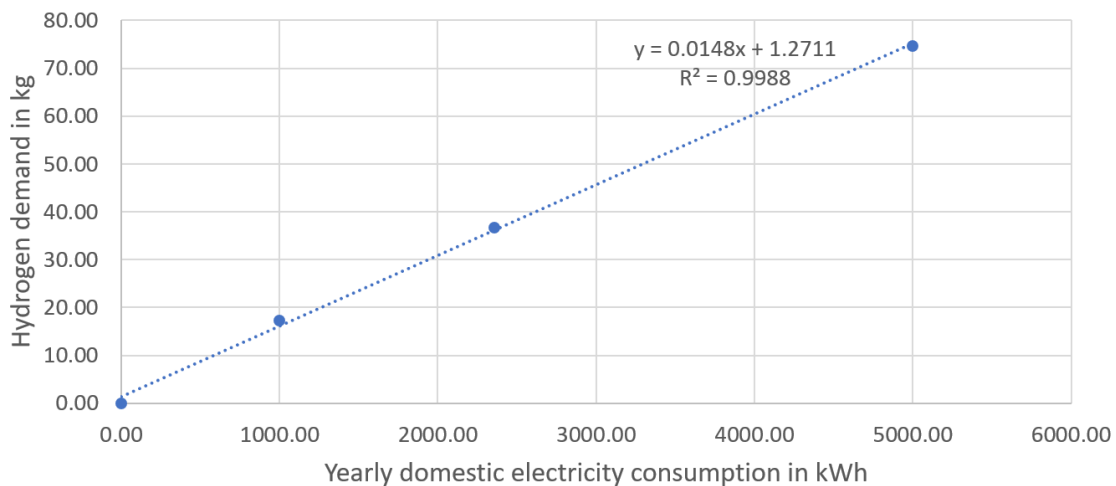


Bild 5.58: Abhängigkeit zwischen dem jährlichen Haushaltsstrom- und Wasserstoffbedarf für Würzburg, unter Nullsetzung des Wärmebedarfs [425].

5.3.2 Ergebnisse der Lebensdaueranalyse

Die im Zuge dieses Abschnitts vorgestellten Ergebnisse zur Anwendung des entwickelten Lebensdauerprognoseverfahrens wurden im Journal *Solar* von MDPI mit dem Titel „**Dimensioning and Lifetime Prediction Model for a Hybrid, Hydrogen-Based Household PV Energy System Using Matlab/Simulink**“ [470] veröffentlicht. Die darin vorgestellten Ergebnisse wurden selbst erarbeitet und werden im Folgenden in überarbeiteter und in das Deutsche übersetzter Form vorgestellt [470]:

Für die Bewertung und Analyse des Lebensdauerprognosemodells wurden einige Parameterstudien durchgeführt. Dazu werden verschiedene Komponentenauslegungen einzelner Komponenten verglichen, wobei die anderen Komponenten in einer vordefinierten Basiskonfiguration belassen werden. Als Basiskonfiguration werden eine 720 W FC, eine 6,83 kW_p PV-Anlage, eine 20 kWh LIB und ein 5 kW ELY angenommen. Für die PV-Anlage wird angenommen, dass diese das ganze Jahr über verschattungsfrei ist. Die Wetterdaten stammen vom DWD und beziehen sich auf den Standort Würzburg und betreffen das Jahr 2015. Eine Zusammenfassung der für die Parameterstudien angesetzten Systemparametrisierungen ist in *Tabelle 5.18* dargestellt. In *Tabelle 5.20* sind die Ergebnisse der Parameterstudien zusammengetragen.

Zum besseren Verständnis der Energiebilanz im Rahmen dieser Arbeit sind die monatlichen Ergebnisse der Stromerzeugung und des Strombedarfs der Komponenten für die Basiskonfiguration in *Tabelle 5.19* dargestellt. *Bild 5.59* zeigt die monatliche Stromerzeugung (linker Balken) im Vergleich zum monatlichen Strombedarf (rechter Balken). Von Oktober bis März ist die FC-Stromerzeugung relativ hoch, da der allgemeine Strombedarf in diesen Monaten wegen des höheren Wärmebedarfs ebenfalls höher ist und die PV-Stromerzeugung gering ist. Der grüne Balken zeigt den Strom, der im ELY zur H₂-Erzeugung verwendet wird.

Tabelle 5.18: Charakteristika der Partialkomponenten als Grundlage der Simulationen.

PV-Anlagen-Charakteristik	Wert
Punkt maximaler Leistung unter STC (P_{MPP})	310 W _p
Spannung im Punkt maximaler Leistung (U_{MPP})	33,3 V
Strom im Punkt maximaler Leistung (I_{MPP})	9,31 A
Leerlaufspannung (U_L)	40,5 V
Kurzschlussstrom (I_K)	9,81 A
Abmessung (l x b)	1,66 m x 1 m
Temperaturkoeffizient β_{PV}	-0,28 %/K
Temperaturkoeffizient α_{PV}	-0,02 %/K
Verluste (Verschmutzung, Leitungsverluste, etc.)	10 %
ELY-Charakteristik	Wert
Nominale Betriebstemperatur	63°C
Strombereich	15–75 A
Betriebsdruck	1–20 bar
Durchschnittliche Effizienz	70 %
LIB-Charakteristik	Wert
Nennleistung	12,8 kW
Effizienz	95 %
FC-Charakteristik	Wert
Nominale Betriebstemperatur	64°C
Durchschnittliche Effizienz	45 %
Haushalts-Charakteristik	Wert
Haushaltsstrombedarf	2.356 kWh/a
Raumwärmebedarf	4.000 kWh/a
Warmwasserbereitungsbedarf	1.000 kWh/a
Wasserstoffspeicher-Charakteristik	Wert
Maximaler Tankdruck	300 bar
Umrichter-Charakteristik	Wert
DC/DC	95 %
DC/AC	95 %
AC/DC	95 %
Wärmesystem-Charakteristik	Wert
Verluste durch Abwärmenutzung der FC durch Konvektion, etc.	25 %
Verluste durch Abwärmenutzung des ELY durch Konvektion, etc.	25 %
Gesamt-Wärmeverlust im Warmwassersystem durch Tankwände, Rohrleitungen, etc.	100 W

Tabelle 5.19: Simulations-Ergebnisse auf monatlicher Basis zu verschiedenen Systemgrößen.

	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Summe
PV-Stromerzeugung (ideal) in kWh	185	332	715	1.022	949	872	1.055	966	658	464	351	224	7.794
PV-Stromerzeugung (real) ins Hausnetz in kWh	158	271	448	499	467	379	330	331	399	314	275	193	4.064
Gesamter Strombedarf in kWh	513	505	446	419	381	316	271	268	361	410	453	462	4.805
Haushalts-Strombedarf in kWh	197	145	167	194	224	195	161	157	202	234	233	248	2.356
Strombedarf Raumwärme-WP in kWh	231	279	193	129	66	30	4	4	80	101	147	144	1.407
Strombedarf Warmwasser-WP in kWh	83	77	62	46	43	39	26	33	49	58	65	68	648
Strombedarf Kompressor in kWh	2	5	24	50	49	52	81	74	30	17	8	3	394
Stromerzeugung FC in kWh	373	274	90	0	0	4	0	6	30	152	213	295	1.437
Strom zum ELY (real) in kWh	18	45	232	472	435	450	672	587	226	126	58	20	3.341
Entladener Strom LIB in kWh	169	196	216	185	147	111	72	87	179	189	200	186	1.936
Geladener Strom LIB in kWh	208	242	275	224	178	144	87	108	215	232	240	226	2.379
Netzeinspeisung in kWh	2	6	34	41	55	34	44	48	32	18	10	1	324
Netzbezug in kWh	23	13	1	0	0	0	0	0	0	5	15	15	72
Wasserstoffbedarf in kg	20,5	14,9	4,8	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	1,6	8,0	11,5	15,9	77,6
Wasserstoffherzeugung in kg	0,4	1,0	5,2	10,5	9,7	10,0	14,8	12,9	5,1	2,8	1,3	0,5	74,4
Wärmebedarfseinsparung durch FC in kWh	203	149	45	0	0	2	0	0	10	69	104	146	730
Entladener Strom LIB (während FC-Betrieb) in kWh	121	98	33	0	0	0	0	0	8	64	68	101	494
Geladener Strom LIB (während FC-Betrieb) in kWh	191	202	124	0	0	8	0	8	51	128	163	195	1.070
Geladener Strom LIB (über PV-Anlage) in kWh	17	40	150	224	178	135	87	100	164	104	77	32	1.309
Direktnutzung der PV-Stromerzeugung in kWh	139	225	264	234	234	210	199	183	203	192	188	160	2.431

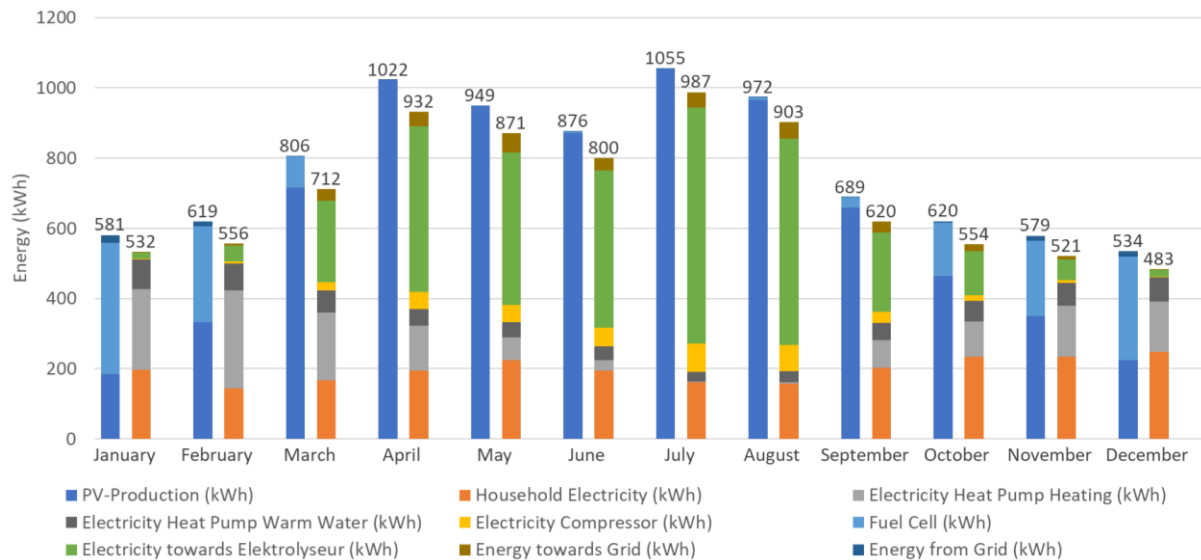


Bild 5.59: Stromerzeugung (linker Balken) und Stromverbrauch (rechter Balken) jedes Monats ausgehend von den Simulationsergebnissen des entwickelten Simulink-Modells [470].

Parameterstudie zur ELY-Größe

Eine Parameterstudie befasst sich mit den Auswirkungen unterschiedlicher ELY-Auslegung auf die Lebensdauer der Komponenten. Dazu wurden drei verschiedene Leistungsklassen verglichen: 5 kW (ELYS1), 3,5 kW (ELYS2) und 2 kW (ELYS3) Nennleistung. Unter Inkaufnahme von Wirkungsgradverlusten können die ELYs mit Höchstleistungen von 7,83 kW (ELYS1), 5,01 kW (ELYS2) und 2,98 kW (ELYS3) betrieben werden, während die Mindestleistung 1,2 kW (ELYS1), 0,77 kW (ELYS2) bzw. 0,46 kW (ELYS2) beträgt. Diese Grenzen wurden einem realen ELY von H-Tec Systems [254] nachempfunden. Da für die PV-Anlage eine Nennleistung von 6,8 kW_p unter STC angenommen wird, ist ELYS1 leicht überdimensioniert. Die Steuerung ist so ausgelegt, dass sich der ELY erst dann einschaltet, wenn ein Überschuss an PV-Strom vorhanden ist, der über der Minimalleistung des ELY liegt, und wenn die LIB zu mindestens 70 % geladen ist (siehe Abschnitt 4.5.2). Der ELY läuft zunächst mit Mindestleistung, bis die LIB den maximalen Ladezustand erreicht hat. Danach geht der gesamte Stromüberschuss an den ELY, sofern dieser die maximale Leistung nicht überschreitet. Die Energie, die über die maximale Leistung hinausgeht, ist nicht nutzbar.

Die Simulation berechnet Abweichungen im Wirkungsgrad mit durchschnittlichen 70,73 % für ELYS1, 68,51 % für ELYS2 und 66,09 % für ELYS3. Die Gründe dafür sind Unterschiede im Betriebspunkt. Während ELY 1 hauptsächlich bei niedriger Leistung arbeitet, wo ELYs effizienter sind und eine geringere Degradation aufweisen, wird ELYS3 stärker ausgelastet und arbeitet oft sogar bei Maximalleistung (siehe Bild 5.60). Die höhere Auslastung führt zu einer höheren Degradation, was die Lebensdauer damit verringert. Auch die Betriebsstunden sind deutlich geringer. Die Lebenserwartung beim 2 kW ELY sinkt um 59,9 % im Vergleich zum 3,5 kW ELY. Dies zeigt, dass ein unterdimensionierter ELY, der mit häufig voller Auslastung betrieben wird, im Hinblick auf die Lebenserwartung nicht sinnvoll ist. Hinsichtlich der Lebensdauer ist der ELYS2 (3,5 kW) mit 12,2 Jahren am besten. ELYS2 hat über den gesamten Nutzungszeitraum 21.130 Betriebsstunden, während ELYS1 nur 17.290 hat. Dies liegt an der

geringeren Mindestleistung, unter der ELYS2 häufig betrieben wird (siehe *Bild 5.60*). Dadurch wird ELYS2 häufiger bei geringerer Auslastung und damit einhergehender geringerer Degradation betrieben, weswegen die Lebensdauer für ELYS2 um 3,4 % höher als für ELYS1 prognostiziert wird.

Die Simulation zeigt außerdem, dass ELYS3 mit einer Nennleistung von 2 kW mit einer H_2 -Erzeugung von $60,78 \text{ kg}_{H_2}$ eine um 16 % geringere H_2 -Erzeugung als bei einem 3,5 kW ELY mit $72,32 \text{ kg}_{H_2}$ und eine um 18,2 % geringere H_2 -Erzeugung als bei einem 5 kW ELY mit $74,35 \text{ kg}_{H_2}$ aufweist. Die H_2 -Erzeugung wird folglich durch Erhöhung der Auslegung von 3,5 kW auf 5 kW nur unwesentlich um $1,75 \text{ kg}_{H_2}$ erhöht. Daraus geht hervor, dass der Einsatz des 5 kW ELY, der etwas überdimensioniert ist und dadurch auch auf die Nutzung gelegentlich auftretender hoher PV-Stromüberschüsse ausgelegt ist, nicht zielführend ist. In Bezug auf die Lebenserwartung schneidet der 3,5 kW ELY etwas besser ab: 11,8 Jahre (5 kW ELY) zu 12,2 Jahren (3,5 kW ELY). Die Histogramme in *Bild 5.60* zeigen die Leistungsverteilungen der drei ELYs. Beim 5 kW ELY fiel darüber hinaus ein höherer Anteil nicht nutzbaren Stroms an, was auf die höhere erforderliche Mindestleistung zurückzuführen ist. Mit dem 5 kW ELY liegt der Stromüberschuss bei 324,2 kWh, während mit dem 3,5 kW ELY nur 246,0 kWh Stromüberschuss vorliegen.

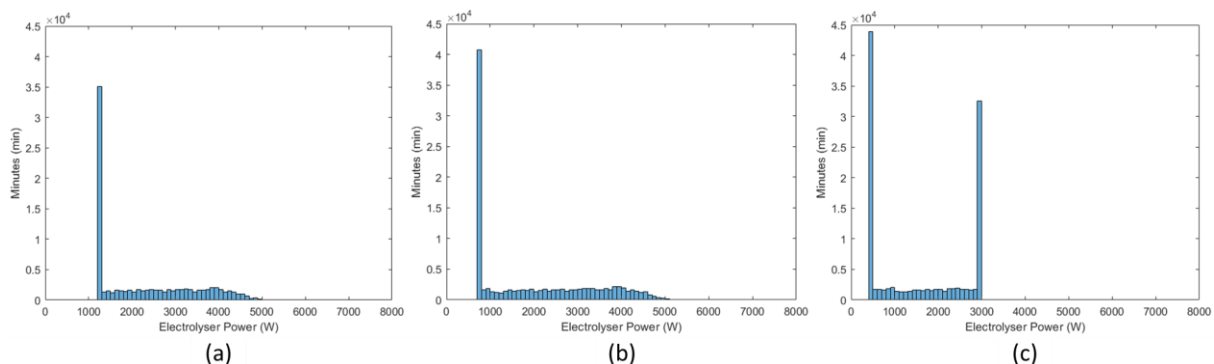


Bild 5.60: Histogramme der Leistungsverteilungen unter verschiedenen ELY-Auslegungen: (a) 5 kW, (b) 3 kW und (c) 2 kW Nennleistung [470].

Parameterstudie zur FC-Auslegung

Eine weitere Parameterstudie befasst sich mit den Auswirkungen von unterschiedlichen FC-Leistungen auf die Lebensdauer und die Energiebilanz. Auf Grundlage der Eingangsdaten liegt eine durchschnittliche elektrische Leistung von ca. 700 W in den Wintermonaten unter Berücksichtigung des Haushaltsstrombedarfs und des Strombedarfs für Warmwasser und Raumwärme vor. Daraus abgeleitet werden in dieser Parameterstudie folgende drei FC-Größen: eine unterdimensionierte FC mit 300 W (FCS1), eine FC mit 720 W (FCS2) und eine überdimensionierte FC mit 1.200 W Nennleistung (FCS3). Die Ergebnisse des Vergleichs sind in *Tabelle 5.20* dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass der 1.200 W FC aufgrund der geringsten durchschnittlichen Auslastung und der niedrigsten Betriebsstunden den höchsten Wirkungsgrad aufweist, wobei die Unterschiede nicht signifikant sind.

Tabelle 5.20: Lebensdauervergleich verschiedener Parameterstudien (R_{aut} beschreibt die Netto-Autarkie die erreicht werden kann, wenn ein H_2 -Defizit (negative Netto- H_2 -Bilanz R_{H_2Bil}) durch das Energienetz kompensiert werden muss (Berechnung: $H_{S,H_2} \cdot \Delta m_{H_2} \cdot \eta_{FC,el,avg}$, mit H_{S,H_2} für den Brennwert von H_2 , Δm_{H_2} für die zu kompensierende H_2 -Masse und $\eta_{FC,el,avg}$ für den durchschnittlichen el. Wirkungsgrad der FC; die Netto- H_2 -Bilanz beschreibt, wie viel H_2 -Bedarf im Vergleich zur H_2 -Erzeugung vorliegt (Minus: höherer H_2 -Bedarf als H_2 -Erzeugung), $h_{Betr.}$ steht für Betriebsstunden, α_{EOL} für Jahre bis EOL und kLA steht für „keine Leistungsanpassung“).

Studie	ELY in kW	FC in W	PV in kW _p	LIB in kWh	R_{aut} in %	Netto R_{aut} in %	Netto R_{H_2Bil} in %	ELY Deg.		FC Deg.		LIB Deg.	
								α_{EOL}	$h_{Betr.}$	α_{EOL}	$h_{Betr.}$	Jahre	Vollzyklen
ELYS1	5	700	6,8	20	98,5	97,2	-4,4	11,8	17.290	15,7	44.213	9,1	971
ELYS2	3,5	700	6,8	20	98,5	96,7	-5,9	12,2	21.130	15,9	44.780	9,1	961
ELYS3	2	700	6,8	20	98,4	92,0	-25,9	6,6	12.806	15,9	44.271	9,1	953
FCS1	5	1.200	6,8	20	99,8	97,6	-6,9	12,0	17.802	15,3	40.939	9,1	1.001
FCS2	5	700	6,8	20	98,5	97,2	-4,4	11,8	17.290	15,7	44.213	9,1	971
FCS3	5	300	6,8	20	85,3	85,3	40,7	11,9	16.876	15,4	46.735	9,3	840
FCS4	5	700 kLA	6,8	20	99,4	95,8	-13,0	11,8	17.714	14,1	31.370	9,1	1.016
PVS1	5	700	6,8	20	98,5	97,2	-4,4	11,8	17.290	15,7	44.213	9,1	971
PVS2	5	700	10,3	20	98,8	98,7	54,9	10,8	20.745	18,0	41.511	9,2	955
PVS3	5	700	13,6	20	99,0	98,9	65,2	7,5	13.049	18,3	37.884	9,2	896
PVAS1	5	700	6,8 45° S	20	98,5	97,2	-4,4	11,8	17.290	15,7	44.213	9,1	971
PVAS2	5	700	6,8 45° O/W	20	98,2	84,8	-57,8	11,9	16.616	15,0	51.593	9,2	895
PVAS3	5	700	6,8 60° S	20	98,5	92,4	-23,4	12,0	16.182	15,1	43.446	9,1	979
PVAS4	5	700	6,8 30° S	20	98,5	98,5	1,7	11,8	17.801	15,9	45.981	9,1	961
LIBS1	5	700	6,8	5	93,7	88,8	-13,0	11,8	18.580	6,2	25.995	7,0	1.861
LIBS2	5	700	6,8	10	96,6	93,6	-9,0	12,0	17.788	9,7	32.430	8,0	1.447
LIBS3	5	700	6,8	15	97,9	95,9	-6,7	12,1	17.706	12,6	37.811	8,7	1.168
LIBS4	5	700	6,8	20	98,5	97,2	-4,4	11,9	17.440	15,6	44.254	9,1	967
LIBS5	5	700	6,8	40	99,3	99,2	0,1	11,4	16.468	21,3	57.272	9,8	554

Bei Verwendung der unterdimensionierten FC müssen insgesamt 731,2 kWh vorrangig in den Wintermonaten aus dem Stromnetz bezogen werden, während mit dem 720 W FC nur 71,8 kWh und mit dem 1.200 W FC nur 10,5 kWh aus dem Stromnetz bezogen werden müssen. Wenn Energieautarkie angestrebt wird, sollte daher eine überdimensionierte FC verwendet werden, auch wenn bereits mit der 720 W FC nur geringer Stromdefizit vorliegt. Die Überdimensionierung der FC führt allerdings zu einer geringeren Lebenserwartung als ein auf die Durchschnittsleistung des Haushalts zugeschnittene FC. Während die 720 W FC eine geschätzte Lebenserwartung von 15,7 Jahren hat, beträgt die Lebensdauer der 1.200 W FC 15,3 Jahre. Dies liegt daran, dass die 1.200 W FC häufiger an- und ausgeschaltet werden muss, da sie den LIB schneller auflädt. Diese Ein- und Ausschaltvorgänge beschleunigen die Alterung erheblich, wie in Abschnitt 3.4.2 beschrieben ist. Dadurch kommt die 720 W FC im Vergleich zur 1.200 W FC auf um 8 % höhere Betriebsstunden bis EOL. Die 1.200 W FC wird innerhalb eines Jahres 66-mal eingeschaltet, da die LIB schneller aufgeladen wird und die FC deshalb wieder ausgeschaltet werden muss. Im Gegensatz dazu wird die 720 W FC 57-mal und die 300 W FC 52-mal eingeschaltet.

Schließlich wurde eine zusätzliche Simulation durchgeführt, bei der die FC anstelle einer Leistungsanpassung in Abhängigkeit des SOC der LIB (vgl. Abschnitt 4.5.2) mit dauerhaft konstanter Leistung von 720 W betrieben wird. Dies führt zu fast doppelt so vielen Starts und Stopps (96-mal), was die Lebensdauer auf 14,07 Jahre reduziert. Auch der Wirkungsgrad ist mit 45,0 % im Vergleich zu 48,3 % bei leistungsangepasstem Betrieb geringer. Diese Untersuchung zeigt damit, dass eine an den SOC der LIB angepasste FC-Leistung einen positiven Effekt hat und daher empfohlen wird.

Parameterstudie zur Auslegung der PV-Anlage

Diese Parameterstudie befasst sich mit der Auswirkung verschiedener PV-Anlagen-Auslegungen auf die Lebensdauer der Hauptkomponenten. Dazu werden drei PV-Anlagengrößen verglichen: 6,82 kW_p (PVS1), 10,23 kW_p (PVS2) und 13,64 kW_p (PVS3). Die PV-Module sind mit einem Neigungswinkel von $\gamma_E = 45^\circ$ nach Süden ausgerichtet. Die Simulationen zeigen, dass eine Erhöhung der Leistung der PV-Anlage einen großen positiven Effekt auf die Lebensdauer der FC hat. Die Simulationen werden mit dem 5 kW ELY und dem 720 W FC durchgeführt. Der H₂-Bedarf eines Jahres liegt bei PVS1 bei 77,6 kg_{H₂}, bei PVS2 62,0 kg_{H₂} und bei PVS3 sind es 52,5 kg_{H₂}, während 74,35 kg_{H₂} (PVS1), 137,6 kg_{H₂} (PVS2) und 150,6 kg_{H₂} (PVS3) H₂ erzeugt wurden. Die vergleichsweise geringe Erhöhung der H₂-Erzeugung zwischen PVS2 und PVS3 ist durch den unterdimensionierten ELY bei der PVS3 zu erklären. Bei PVS3 kommt der ELY regelmäßig an seine maximale Leistungsgrenze. Dadurch liegt bei PVS3 2.483 kWh nicht nutzbarer Stromüberschuss vor, während es bei PVS2 nur 237,1 kWh sind.

Aufgrund der höheren Auslastung des ELY mit zunehmender PV-Anlagengröße sinkt die Lebensdauer des ELY deutlich. Die Lebensdauer bei PVS1 beträgt 11,94 Jahre bei 17.440 Betriebsstunden, bei PVS2 liegt die Lebensdauer bei 10,8 Jahren (20.745 h) und bei PVS3 sind es 7,47 Jahre (13.049 h). Bei der FC treten zwei Effekte auf: Die Lebensdauer der FC steigt mit zunehmender PV-Anlagengröße (15,66 Jahre (PVS1), 17,98 Jahre (PVS2), 18,33 Jahre (PVS3)), während die maximalen Betriebsstunden sinken (44.213 h (PVS1), 41.511 h (PVS2),

37.884 h (PVS3)). Auf die Lebensdauer der LIB hat PV-Anlagengröße keine signifikante Auswirkung. Die Lebensdauer bis zum EOL und die maximalen Vollzyklen während des Zeitraums sind weitestgehend identisch.

Parameterstudie zur Ausrichtung der PV-Anlage

Die Auswirkungen verschiedener Ausrichtungen und Neigungswinkel der PV-Anlage sind Bestandteil dieser Parameterstudie. Dazu werden die folgenden Auslegungen verglichen: Eine Standard-Ausrichtung nach Süden (Azimutwinkel $\alpha_E = 0^\circ$) mit einem Neigungswinkel von $\gamma_E = 45^\circ$ (PVAS1), eine nach Osten und Westen ausgerichtete PV-Anlage mit $\gamma_E = 45^\circ$ (PVAS2), eine Ausrichtung nach Süden mit $\gamma_E = 60^\circ$ (PVAS3), und zuletzt eine Ausrichtung nach Süden mit $\gamma_E = 30^\circ$ (PVAS4). Die monatliche Sonneneinstrahlung auf eine geneigte Ebene entsprechend der drei verschiedenen Neigungswinkel getrennt nach diffus und direktem Anteil ist in *Tabelle 5.21* dargestellt.

Tabelle 5.21: Energieertrag pro Monat in kWh/m² in Abhängigkeit des Neigungswinkels und des Einstrahlungsanteils für eine nach Süden ausgerichtete PV-Anlage.

Neigungswinkel	Strahlungsart	Einstrahlung in kWh/m ²												
		Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
0°	Global	20	37	85	149	162	161	189	157	91	55	34	21	1.163
30°	Diffus	16	25	50	67	91	83	77	65	55	33	21	16	598
30°	Direkt	12	26	63	106	77	77	117	109	55	40	31	17	730
30°	Global	28	50	114	174	169	160	194	174	109	73	52	32	1.328
45°	Diffus	15	24	48	63	84	76	71	61	51	31	20	15	560
45°	Direkt	15	29	68	106	73	70	107	105	57	44	37	21	731
45°	Global	30	53	116	169	157	146	179	165	108	76	57	36	1.291
60°	Diffus	13	21	42	54	72	65	61	52	44	27	18	13	483
60°	Direkt	17	31	67	94	59	53	84	89	54	45	40	24	657
60°	Global	30	52	109	148	131	118	145	141	98	73	58	37	1.141

In allen Fällen wird die gleiche Gesamtzahl an PV-Modulen (22 PV-Module mit je 310 W_p) verwendet. Für die Ost/West-Ausrichtung werden entsprechend 11 PV-Module nach Osten und 11 nach Westen ausgerichtet. Die Untersuchungen zeigen keinen signifikanten Einfluss auf die Lebensdauer von ELY und LIB durch die verschiedenen Ausrichtungen. Auf die Lebensdauer der FC hat die Ausrichtung dagegen eine Auswirkung. Am höchsten ist die Lebensdauer mit 15,95 Jahren bei PVAS4 und am niedrigsten ist sie mit 14,97 Jahren bei PVAS2. Von größerer Bedeutung ist die Auswirkung auf die Netto-H₂-Bilanz (siehe *Tabelle 5.20*). Ist die Netto-H₂-Bilanz negativ, ist der H₂-Bedarf höher als die H₂-Erzeugung. Eine Ost/West-Ausrichtung (PVAS2) führt zu einem großen H₂-Defizit von -57,8 %, da hiermit gerade im Winter nur wenig PV-Strom erzeugt werden kann. Dies liegt daran, dass die Sonne bei Ost/West-Ausrichtung im Winter nie ideal in Richtung Osten oder Westen gelegen ist und damit zu keiner Tageszeit im rechten Winkel (bezogen auf den Modulazimut) auf die Modulfläche scheint.

PVAS3 verursacht ein H_2 -Defizit von $-23,4\%$, obwohl der Neigungswinkel von $\gamma_E = 60^\circ$ ideal für eine höhere Stromerzeugung im Winter gegenüber flacheren Aufstellwinkeln ist. Allerdings führt dieser steilere Neigungswinkel von $\gamma_E = 60^\circ$ wiederum zu geringerer Stromerzeugung im Sommer. Dieser Neigungswinkel wirkt sich dadurch nicht ganzheitlich positiv aus. Der negative Effekt mit einer auf Jahressicht niedrigeren PV-Stromerzeugung gegenüber flacheren Aufstellwinkeln spielt eine tragende Rolle. Daher sind flachere Neigungswinkel mit einer höheren Stromerzeugung im Sommer zu bevorzugen. Die Parameterstudie zeigt damit insgesamt, dass eine Verschiebung der Stromerzeugung in Richtung Winterzeit nicht sinnvoll ist, genauso wie eine Ost/West-Ausrichtung.

Parameterstudie zur LIB-Kapazität

Als nächstes werden verschiedene LIB- Kapazitäten verglichen: 5 kWh (LIBS1), 10 kWh (LIBS2), 15 kWh (LIBS3), 20 kWh (LIBS4) und 40 kWh (LIBS5). LIBS1 altert ein Jahr schneller (7 Jahre) als LIBS2 (8 Jahre), die doppelt so groß ausgelegt ist, und wiederum ein Jahr schneller als LIBS4, die viermal so groß ausgelegt ist (9 Jahre). LIBS5 hat mit 9,8 Jahren die längste Lebensdauer. Allerdings ist die Auslastung von LIBS5 mit 554 Vollzyklen bis zum EOL deutlich geringer als die von LIBS5 (1.861 Vollzyklen).

Die LIB-Kapazität hat einen signifikanten Einfluss auf die FC, was zum einen an der höheren Auslastung liegt, da mehr Strom über die FC bei geringerer LIB-Kapazität bereitgestellt werden muss, und zum anderen an den häufigeren Starts und Stopps (LIBS1 ist schneller vollgeladen als LIBS5). Die Lebensdauer der FC bei Verwendung von LIBS1 beträgt 6,25 Jahre (26.000 Betriebsstunden), bei LIBS2 sind es 9,7 Jahre (32.430 Betriebsstunden), bei LIBS3 12,6 Jahre (37.810 Betriebsstunden), bei LIBS4 15,7 Jahre (44.213 Betriebsstunden) und bei LIBS5 sogar 21,3 Jahre (57.272 Betriebsstunden). Die LIB-Kapazität hat dagegen kaum Einfluss auf die Lebensdauer des ELY mit 11,4–12,1 Jahren.

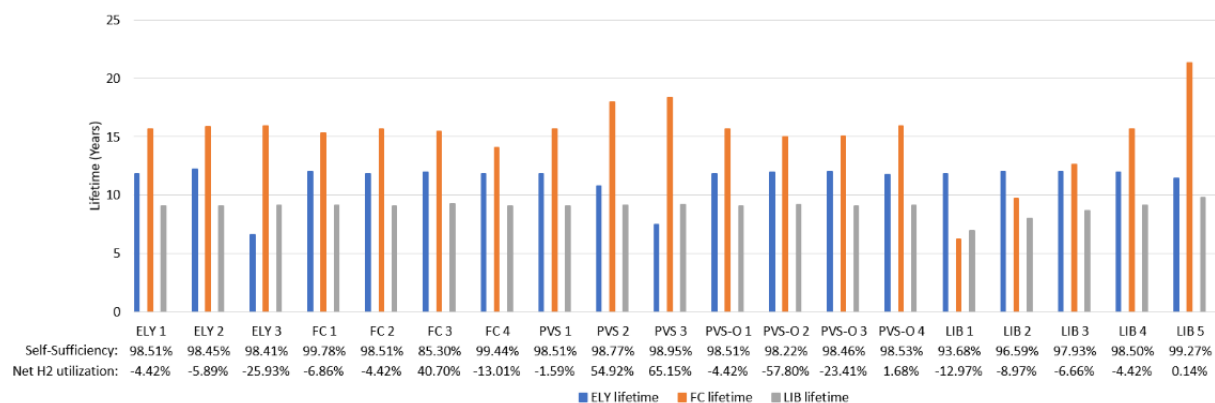


Bild 5.61: Lebensdauer-Vergleich zwischen allen Parameterstudien [470].

5.3.3 Ergebnisse der Kostenanalyse

Für die im Zuge dieses Abschnitts vorgestellten Ergebnisse zur Kostenanalyse des Wasserstoffsystems auf Haushaltsebene ist eine Journal-Veröffentlichung zusammen mit Dominik Keiner und Christian Breyer von der LUT University in Lappeenranta (Finnland) in Vorbereitung. Die aus der in Vorbereitung befindlichen Veröffentlichung entstammenden Ergebnisse

wurden selbst erarbeitet und werden im Folgenden in überarbeiteter und in das Deutsche übersetzter Form vorgestellt:

Im Folgenden werden die Rahmenbedingungen für die Studien zur Kostenanalyse beschrieben. In dieser Studie wird die zu erwartende Kostenentwicklung eines autarken Wasserstoffsystems für einen Haushalt an verschiedenen Standorten in Europa untersucht. Die Eingangsdaten der jeweiligen Standorte wurden dabei sehr nah an die Standards des jeweiligen Standortes angelehnt. Die Standorte unterscheiden sich in Bezug auf den Raumwärmebedarf aufgrund der unterschiedlichen Äquatornähe deutlich. Für den standortspezifischen Wärmebedarf wurde die Arbeit von Keiner et al. [426] herangezogen. Darin ist der Wärmebedarf pro Einwohner in Abhängigkeit von der Jahresmitteltemperatur des jeweiligen Standorts aufgeführt (siehe *Bild 4.10*). Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes leben in Deutschland heute durchschnittlich etwa 2 Personen in einem Haushalt [488], weshalb der Modellhaushalt auf 2 Personen festgelegt wurde. Diese Haushaltsgröße wurde auch für die anderen Standorte in Europa angenommen. Der daraus resultierende Wärmebedarf des jeweiligen Standorts wurde als Referenzwert angesetzt und als Standard-Referenzhaus definiert. Auf der Grundlage des Referenzhauses wurden Wärmeeffizienzklassen der Hausdämmung definiert, die ausdrücken, wie hoch der Raumwärmebedarf im Vergleich zum definierten Referenzhaus prozentual ist. Der Raumwärmebedarf für das Referenzhaus wurde mit 100 % definiert. Darauf aufbauend werden in den Studien verschiedene Wärmebedarfe untersucht. Es wurden zwei weitere Wärmeeffizienzklassen festgelegt: Eine Wärmeeffizienzklasse 70 mit entsprechenden 70% des Wärmebedarfs des Referenzhauses und eine Wärmeeffizienzklasse 40 mit entsprechenden 40% des Wärmebedarfs des Referenzhauses.

Ein weiterer Unterschied bei den Heizsystemen für verschiedene Standorte ist der WP-Typ. In südlicheren Regionen wird meist eine LWP oder sogar ein Klima-Splitgerät verwendet. Daher wurde für die südlichen Standorte nur die Verwendung einer LWP untersucht. LWPs sind auch in Deutschland am weitesten verbreitet [489], da sie schnell nachgerüstet werden können und im Vergleich zu alternativen WPs einfacher zu installieren sind [490]. Dennoch ist eine GWP dort bereits aufgrund der niedrigen Wintertemperaturen attraktiv. Je nördlicher die Anlage steht, desto vorteilhafter wird die GWP. Daher wurde sowohl der Einsatz von LWPs als auch von GWPs für die Standorte Würzburg und Helsinki untersucht.

Die Vorlauftemperatur der Heizungsanlage wurde an den Gebäudestandard angepasst und entspricht den in Abschnitt 3.3.6 beschriebenen Werten. Für das Referenzhaus wurde die Verwendung von Radiatoren mit einer Vorlauftemperatur von 55°C angenommen, während für energieeffizientere Gebäude mit den Wärmeeffizienzklassen 40 und 70 eine Fußbodenheizung mit einer Vorlauftemperatur von 35°C angenommen wurde. Für die WP zur Warmwasserbereitung wurde eine Vorlauftemperatur von 60°C angesetzt.

Der Haushaltsstrombedarf ist aufgrund der Beschränkung auf europäische Standorte weitgehend identisch und wird daher für alle Standorte als einheitlich angenommen. Der Energiebedarf für Haushaltsstrom wird entsprechend dem durchschnittlichen Strombedarf pro Haushalt in Deutschland von 2.650 kWh pro Jahr angesetzt. Der Wärmebedarf für Warmwasserbereitung wurde ebenfalls für alle Standorte einheitlich auf 1.500 kWh festgelegt. Die Verluste durch

Rohre, Speicher etc. im Wärmesystem zur Warmwasserbereitung werden dagegen in Abhängigkeit von der Kellertemperatur des jeweiligen Standortes im Modell berechnet und sind somit standortspezifisch. Die vollständige Parametrisierung der Szenarien zur Kostenanalyse wird in *Tabelle 5.22* beschrieben.

In *Tabelle 5.22* sind darüber hinaus die angesetzten Auslegungen der entscheidenden Systemkomponenten PV-Anlage, LIB und FC für die jeweiligen Szenarien aufgeführt. Diese Auslegungen sind Resultat eines durchgeführten Optimierungsverfahrens für jedes der Szenarien auf Basis des in Abschnitt 4.8 beschriebenen Optimierungsverfahrens. Exemplarisch wurde für das Szenario HEL100g eine Vielzahl von Auslegungsvarianten simuliert, die in *Bild 5.62* mit ihren resultierenden Systemkosten in Abhängigkeit zum Stromdefizit abgebildet sind. Darin abgebildet sind die im Rahmen des Optimierungsverfahrens simulierten Auslegungen zuzüglich zusätzlicher manueller Simulationen verschiedener Auslegungsvarianten. Daraus ergibt sich ein Diagramm mit über 400 Auslegungsvarianten, in dem die Kostenentwicklung bei Verringerung des Stromdefizits mit ihren zu erwartenden Grenzkosten hervorgeht. Die schwarzen Punkte stellen dabei alle Auslegungsvarianten dar, die ohne die Wasserstofftechnik auskommen. Alle farbigen Punkte stellen dabei Auslegungen unter Nutzung der Wasserstofftechnik in Abhängigkeit der FC-Auslegung dar.

Aus dem Diagramm in *Bild 5.62* geht hervor, dass die Systemkosten erheblich steigen, umso geringer der Stromdefizit sein soll. Ohne den Einsatz der Wasserstofftechnologie wäre eine vollständige Autarkie eines Privathaushalts nur durch PV-Anlage und LIB ökonomisch nicht sinnvoll und darüber hinaus vom Platzbedarf für die PV-Anlage her nicht realisierbar. Zudem müsste der LIB deutlich überdimensioniert werden. Dies ist in *Bild 5.62* anhand der orangen und grünen Linie dargestellt. Diese Linien zeigen, dass der Nutzen einer Vergrößerung der PV-Anlage ab bestimmten Größenordnungen rapide abnimmt. Es gibt bspw. nur eine kleine Erhöhung des Autarkiegrads, wenn die PV-Anlagengröße von 46,5 kW_p (orange Linie) auf 77,5 kW_p (grüne Linie) erhöht wird. Hier wird bereits der Einsatz eines Wasserstoffsystems mit einer geringen FC-Leistung von 531 W wirtschaftlich sinnvoller.

Tabelle 5.22: Beschreibung der Szenarien zur Kostenanalyse mit E_{HH} für den Haushaltsstrombedarf, E_{RW} für den Raumwärmebedarf, E_{WW} für den Warmwasserbedarf, T_{WP} für die Senktemperatur der WP, BG für den Breitengrad, LG für den Längengrad und γ_E für den Neigungswinkel der PV-Anlage. Bei der Auslegung steht die Zahl bei PV für die Anzahl an PV-Modulen (je 310 W_p pro Modul), LIB steht für die Anzahl an LIB-Modulen (2 kWh Nennkapazität (mit 65 % nutzbarem Energieinhalt) pro Batteriemodul), und FC steht für die Anzahl an Zellen mit 177 W pro Schritt (entspricht 5 Zellen).

Szenario-Name	Energiebedarf (kWh)			WP-Typ	Wärmeeffizienzklasse	T_{WP} Senke (RW/WW)	Standort	BG/LG	γ_E	Auslegung		
	E_{HH}	E_{RW}	E_{WW}							PV	LIB	FC
WUE100a	2.650	11.400	1.500	LWP	100	55°C 60°C	Würzburg (DE)	49,8° 9,9°	32°	49	20	7
WUE100g	2.650	11.400	1.500	GWP	100	55°C 60°C	Würzburg (DE)	49,8° 9,9°	32°	46	17	6
WUE70a	2.650	7.980	1.500	LWP	70	35°C 60°C	Würzburg (DE)	49,8° 9,9°	32°	35	14	5
WUE70g	2.650	7.980	1.500	GWP	70	35°C 60°C	Würzburg (DE)	49,8° 9,9°	32°	34	12	4
WUE40a	2.650	4.560	1.500	LWP	40	35°C 60°C	Würzburg (DE)	49,8° 9,9°	32°	32	13	3
WUE40g	2.650	4.560	1.500	GWP	40	35°C 60°C	Würzburg (DE)	49,8° 9,9°	32°	26	8	3
HEL100a	2.650	16.000	1.500	LWP	100	55°C 60°C	Helsinki (FIN)	60,1° 24,9°	39°	89	27	8
HEL100g	2.650	16.000	1.500	GWP	100	55°C 60°C	Helsinki (FIN)	60,2° 24,9°	39°	79	18	7
HEL70a	2.650	11.200	1.500	LWP	70	35°C 60°C	Helsinki (FIN)	60,2° 24,9°	39°	62	18	7
HEL70g	2.650	11.200	1.500	GWP	70	35°C 60°C	Helsinki (FIN)	60,2° 24,9°	39°	50	16	5
HEL40a	2.650	6.400	1.500	LWP	40	35°C 60°C	Helsinki (FIN)	60,2° 24,9°	39°	48	13	4
HEL40g	2.650	6.400	1.500	GWP	40	35°C 60°C	Helsinki (FIN)	60,2° 24,9°	39°	42	9	4
SCHL100a	2.650	13.000	1.500	LWP	100	55°C 60°C	Schleswig (DE)	54,5° 9,6°	32°	59	19	6
CON100a	2.650	11.000	1.500	LWP	100	55°C 60°C	Konstanz (DE)	47,7° 9,2°	33°	42	19	7
ATH100a	2.650	4.200	1.500	LWP	100	55°C 60°C	Athen (GRE)	38,0° 27,7°	34°	28	14	4
BAR100a	2.650	5.600	1.500	LWP	100	55°C 60°C	Barcelona (SP)	41,4° 2,2°	36°	29	14	3

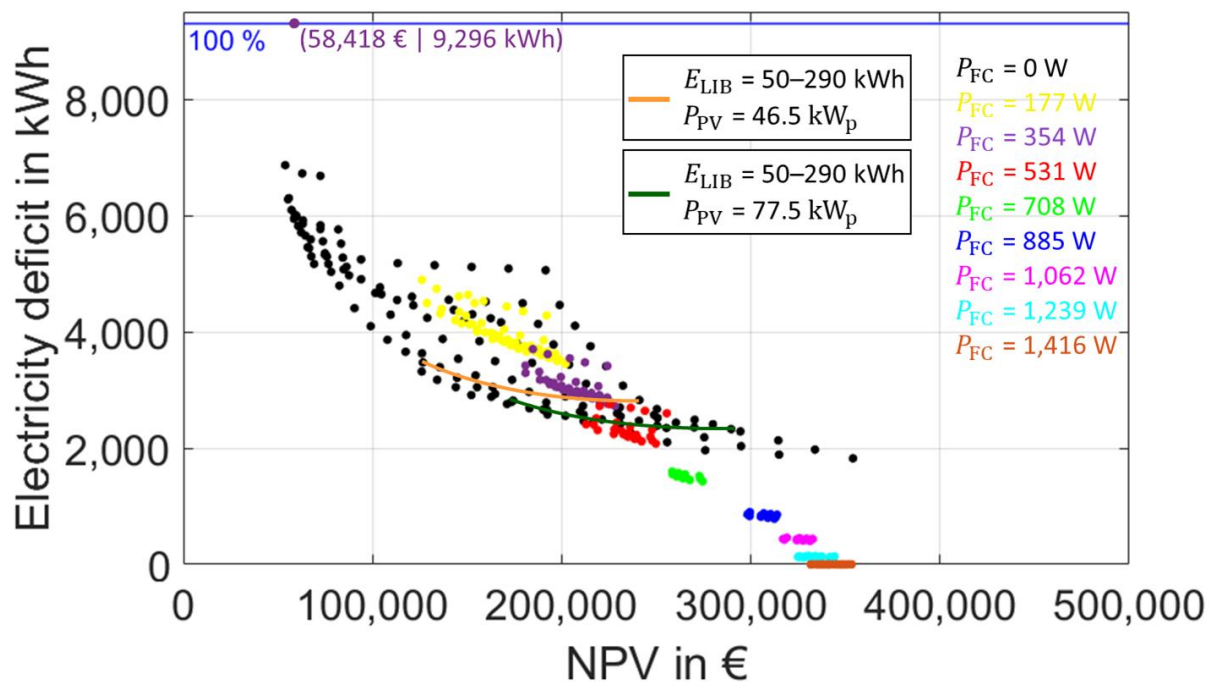


Bild 5.62: Kapitalwert (NPV für engl.: Net Present Value) in Abhängigkeit zum Stromdefizit eines netzunabhängigen Energiesystems in Helsinki (HEL100g) für eine große Anzahl von Auslegungsvarianten bei Anschaffung im Jahr 2024.

Kostenaufschlüsselung der Komponenten nach Jahr der Anschaffung und Szenario

Diese Studie fokussiert sich auf die anteiligen Kosten der Partialkomponenten. In einem ersten Schritt werden die repräsentativen Standorte Würzburg und Helsinki näher betrachtet. Dazu wird für beide Standorte das Referenzhaus mit Wärmeenergieeffizienzklasse 100 und einer GWP betrachtet. Bild 5.63 zeigt die Teilkosten für verschiedene Betrachtungsjahre und Kostenszenarien. Das Betrachtungsjahr ist dabei das Jahr, an dem die Anlage in Betrieb geht. Die drei Balken pro Betrachtungsjahr zeigen die Kostenentwicklungsszenarien in der Reihenfolge **langsam** (L für engl.: Laggard), **moderat** (M für engl.: Moderate) und **ambitioniert** (A für engl.: Ambitious). Dabei werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten des Systems unter einer Position zusammengefasst. Eine weitere Position sind die BOS-Kosten, unter denen alle zusätzlichen Komponenten wie z.B. Stromwandler, die nicht direkt einer Hauptkomponente zugeordnet werden können, zusammengefasst werden.

Die Diagramme aus Bild 5.63 zeigen auf, dass der ELY und der Wasserstofftank die entscheidenden Kostentreiber sind. Gerade bei nördlicherer Installation steigen die Kosten dieser Komponenten besonders stark. Der höhere H₂-Bedarf in nördlicheren Regionen erfordert eine größer auszulegende PV-Anlage, um damit mehr H₂ im Sommer zu erzeugen. Um mehr H₂ zu erzeugen, muss entsprechend der **ELY** größer ausgelegt werden. Außerdem muss aufgrund der Standortgegebenheiten der Solarressource über einen kürzeren Zeitraum im Jahr mehr H₂ erzeugt werden. Dies ist in den Heatmaps aus Bild 5.64 veranschaulicht. Während in Würzburg (Bild 5.64b) bereits im Februar gelegentlich und in Barcelona (Bild 5.64c) schon standardmäßig H₂ erzeugt wird, beginnt die H₂-Erzeugung in Helsinki (Bild 5.64a) erst richtig ab Ende März. Die PV-Anlage ist in Helsinki dabei so ausgelegt, dass sehr viel H₂ in den Mittagsstunden erzeugt werden kann. Da die PV-Anlage in Helsinki deutlich größer, die LIB aber nur geringfügig

größer ausgelegt ist, beginnt die H₂-Erzeugung in Helsinki im Sommer schon früher, da der LIB schneller vollgeladen ist.

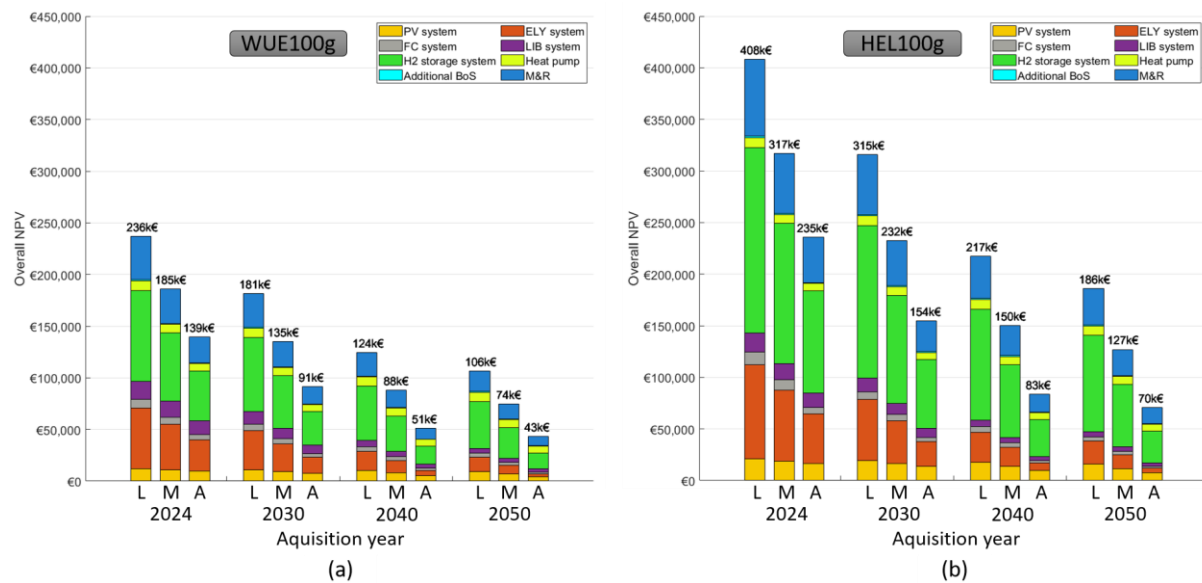


Bild 5.63: Teilkosten nach Anschaffungsjahr und Kostenentwicklungsszenario (langsam (L für engl.: Laggard); moderat (M für engl.: Moderate) und ambitioniert (A für engl.: Ambitious)) für die Szenarien (a) WUE100g und (b) HEL100g.

Im Vergleich dazu ist in Bild 5.65 der Wasserstoffbedarf über die FC in Form von Heatmaps abgebildet. Hieran zeigt sich, dass die FC in Helsinki (Bild 5.65a) im Winter sehr lange im Dauerbetrieb unter Nennleistung ist und über einen langen Zeitraum von September bis März zur zusätzlichen Stromerzeugung benötigt wird. In Würzburg (Bild 5.65b) wird die FC erst ab Oktober verstärkt und im März schon kaum noch benötigt. Außerdem zeigt sich bei Würzburg, dass die FC häufig nur über die Nachtsunden benötigt wird und zur Mittagzeit meist abschaltet oder in der Leistung reduziert wird, da die PV-Anlage ausreichend Strom erzeugt. Dies steht im deutlichen Kontrast zu Helsinki. In Barcelona (Bild 5.65c) zeichnet sich ein ähnliches Bild zu Würzburg ab, nur dass noch deutlich häufiger und über einen längeren Zeitraum die FC im Winter außer Betrieb gehen kann. Der erzeugte und in der LIB zwischengespeicherte PV-Strom reicht auch im Winter meist bis in die frühen Morgenstunden. Insgesamt zeigt sich durch die Vergleiche der drei Standorte, dass sich die Betriebsweise der FC (Bild 5.65) und des ELY (Bild 5.64) merklich in Abhängigkeit der Standortgegebenheiten unterscheiden. Daher kommen auch andere Auswirkungen hinsichtlich des Degradationsverhaltens zum Tragen. Dies macht eine simulationsbasierte und standortspezifische Berücksichtigung mithilfe des entwickelten Lebensdauerprognoseverfahrens erforderlich. Beispielsweise wird die FC an den Standorten Würzburg und Barcelona deutlich häufiger an- und ausgeschaltet als in Helsinki, was berücksichtigt werden muss. Daher sind pauschalisierte Ansätze zur Lebensdauerberechnung nicht zielführend.

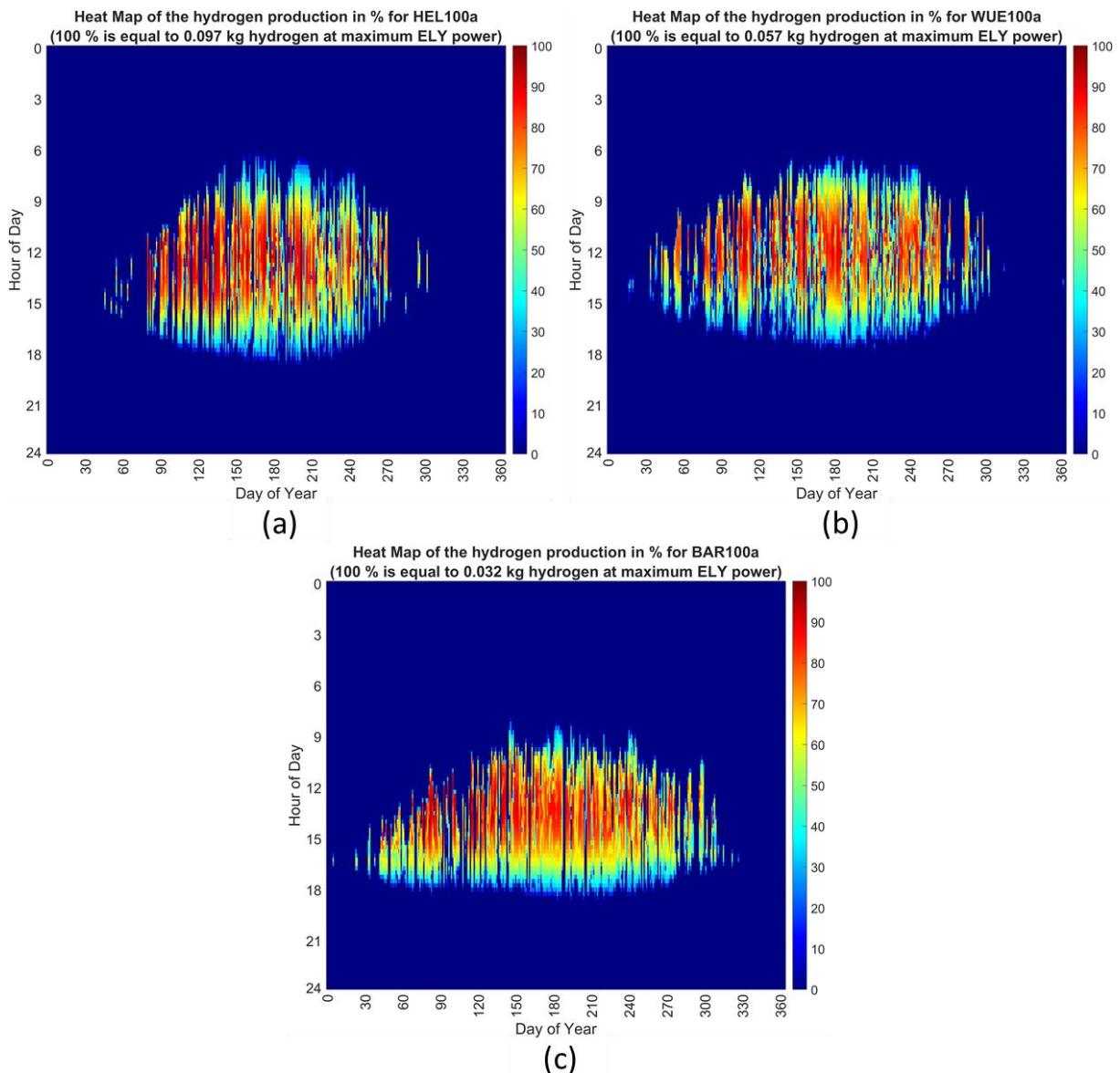


Bild 5.64: Heatmap zur Wasserstoffherzeugung des Elektrolyseurs für die Szenarien (a) HEL100a, (b) WUE100a und (c) BAR100a.

Die Kosten für den **Wasserstofftank** liegen in Helsinki etwa doppelt so hoch wie in Würzburg. Der Grund dafür ist, dass in Helsinki im Sommer deutlich mehr H_2 erzeugt und gespeichert werden muss, um den H_2 -Bedarf im Winter zu decken. Die **PV-Anlage** wird in Helsinki prozentual deutlich teurer als in Würzburg. Durch die mittlerweile sehr günstigen PV-Module sind die Kosten dafür aber weiterhin bescheiden. Die Kosten für die **FC** steigen nur wenig, da nur eine geringfügig größere Auslegung notwendig ist. Hier kann von der Sektorkopplung profitiert werden, mit welcher der Wärmebedarf durch die Abwärme der FC gesenkt werden kann. Dadurch steigen die Kosten für die **GWP** ebenfalls nur geringfügig. Die LIB ist mit 17 kWh (Würzburg) und 18 kWh (Helsinki) sehr ähnlich groß auszulegen und damit annähernd gleich teuer.

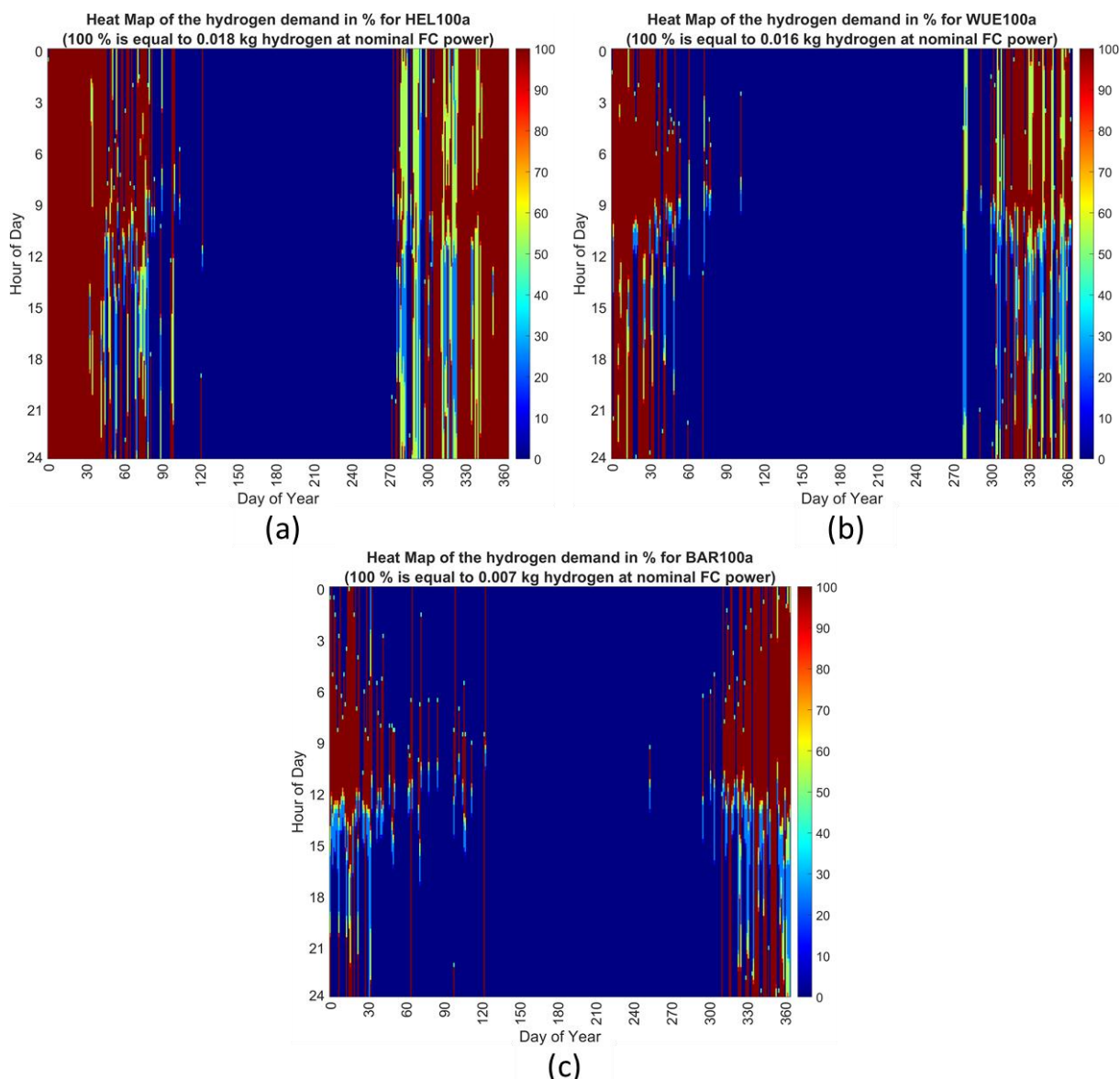


Bild 5.65: Heatmap zum Wasserstoffbedarf der Brennstoffzelle für die Szenarien (a) HEL100a, (b) WUE100a und (c) BAR100a.

Die höchsten Kosten fallen sowohl in Würzburg als auch in Helsinki für den Wasserstofftank an (siehe Bild 5.63). Die Kosten für das ELY-System liegen zum aktuellen Stand an zweiter Stelle. Es wird jedoch erwartet, dass die Kosten dafür bis 2050 erheblich sinken werden. Einen großen Anteil an den Gesamtkosten haben auch die Kosten für Wartung und Instandhaltung (M&R engl.: Maintenance and Repair), für die ebenfalls das Wasserstoffsystem maßgeblich verantwortlich ist. Die W&I-Kosten werden bis 2050 weiterhin einen großen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Die Kosten für die PV-Anlage werden bis 2050 um etwa 25–30 % sinken, während die Kosten für die FC und die LIB um mehr als die Hälfte sinken dürften.

Die Kostenverteilung deckt sich mit den Kosten für eine H₂-Batterie von Ostermeier H₂hydrogen Solutions [60]. Nach deren Kostenauflistung sind die Kosten für den Wasserstofftank mit 41 % der Gesamtsystemkosten ebenfalls maßgebend. Bei Ostermeier H₂hydrogen Solutions folgt ebenfalls der ELY an zweiter Stelle mit 18 % an den Gesamtkosten. Danach kommt mit

einigem Abstand die FC und die WP mit 10 % bzw. 9 %. Beim Produkt von Ostermeier H2hydrogen Solutions handelt es sich allerdings um ein weitgehend standardisiertes Produkt, weswegen die Kosten nicht in Gänze mit den Ergebnissen der Kostenanalyse vergleichbar sind. Die Kostenberechnungen zur Kostenanalyse erfolgen anwendungsfallspezifisch und ist lebensdauer- und kostenoptimiert.

Als nächstes werden alle Szenarien aus *Tabelle 5.22* anhand der Partialkosten für die Jahre 2024 und 2050 vergleichen (siehe *Bild 5.66*). Dazu wird das moderate Kostenentwicklungsszenario angenommen. Hierfür wird die Kostenart LCOFE (engl.: Levelized Cost Of Final Energy) eingeführt, mit der die Kosten trotz unterschiedlicher Systemauslegung und Standorte vergleichbar gemacht werden können. Diese Kostenart beschreibt die abgezinste Gesamtkosten des Energiesystems in Bezug auf eine kWh gedeckten Strombedarfs. Mit anderen Worten beschreibt die LCOFE die diskontierten Gesamtkosten des Energiesystems über den gesamten Nutzungszeitraum geteilt durch die diskontierte Strombedarfsdeckung des Systems:

$$\text{LCOFE} = \frac{\text{CAPEX}_0 + \sum_{t=1}^n \frac{\text{OPEX}_t}{(1+z)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{\text{el, Bedarf}, t}}{(1+z)^t}}$$

mit CAPEX_0 für die CAPEX der Anlage bei Anschaffung, OPEX_t für die laufenden Betriebsausgaben im Jahr t und $E_{\text{el, Bedarf}, t}$ für den gedeckten Strombedarf im Jahr t . Der Strombedarf inkludiert dabei den Haushaltsstrombedarf, den Kompressor-Strombedarf und den Strombedarf für Raumwärme und Warmwasserbereitung.

Sowohl in Helsinki als auch in Würzburg führt die Wärmeeffizienzklasse 70 mit einer GWP zu den geringsten LCOFE (siehe *Bild 5.66*). Insgesamt können die LCOFE je nach Szenario deutlich voneinander abweichen. Beispielsweise divergieren die LCOFE in Barcelona und Athen signifikant, obwohl sie ähnliche Breitengrade haben. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit standortspezifischer und dem Anwendungsfall bezogener Systemanalysen. Von 2024 (*Bild 5.66a*) bis 2050 (*Bild 5.66b*) werden die LCOFE eines Energiesystems auf Wasserstoffbasis deutlich sinken. Die LCOFE werden demzufolge bis 2050 bei moderatem Kostenszenario um über 60 % gesunken sein. In allen Szenarien werden 2050 vorrangig der Wasserstofftank und die dafür anfallenden W&I-Kosten ausschlaggebend für die Kosten sein.

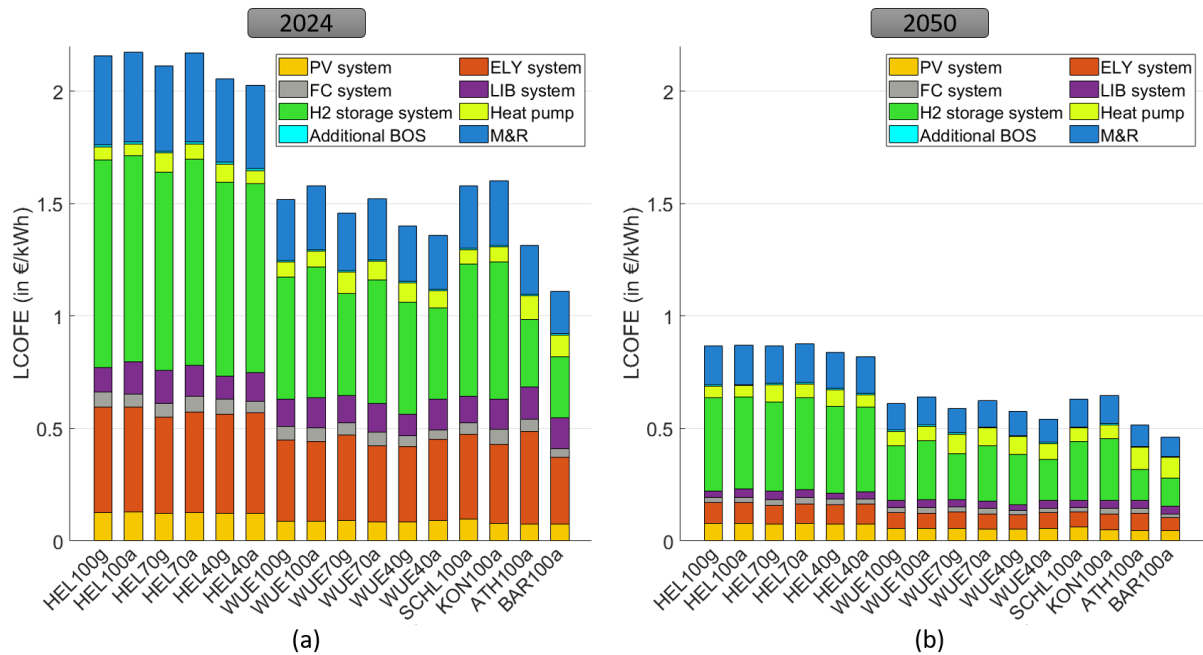


Bild 5.66: LCOFE nach Partialkomponente für verschiedene Szenarien für das Jahr (a) 2024 und (b) 2050.

Systemkosten bei verschiedenen Wärmebedarfen

In einer weiteren Studie wird der Einfluss der Wärmeeffizienz des Hauses und des WP-Typs untersucht. Hierfür werden die Standorte Würzburg und Helsinki näher betrachtet. Die anwendungsfallspezifischen Parametrisierungen für die jeweiligen Szenarien sind in *Tabelle 5.22* aufgeführt. *Bild 5.67* zeigt die Kostenentwicklung des Gesamtsystems für den Standort Würzburg, während in *Bild 5.68* die Kostenentwicklung des Gesamtsystems für Helsinki abgebildet ist. Die Diagramme in *Bild 5.67* und *Bild 5.68* zeigen, dass sowohl für Würzburg als auch für Helsinki eine GWP die kostengünstigere Art der WP darstellt. In Würzburg ist eine GWP 4,4–17,0 % billiger als eine LWP, während sie in Helsinki 10,0–19,7 % billiger ist. Außerdem zeigen die Diagramme, dass die Kosten für das Energiesystem bei besserer Gebäudedämmung deutlich sinken. In *Tabelle 5.23* ist dazu aufgeführt, wie stark die Kosten je nach Wärmeeffizienzklasse und WP-Typ bezogen auf das Referenzhaus sinken. Die Kosten sinken demnach durch Verbesserung der Gebäudedämmung auf Wärmeeffizienzklasse 70 deutlich. Durch Reduktion des Wärmebedarfs auf 40 % des Referenzhauses können die Kosten sogar fast halbiert werden. Die Kosten bei einer GWP können bei 70 % Wärmebedarf stärker als bei einer LWP gesenkt werden, während sich der Effekt bei 40 % umkehrt.

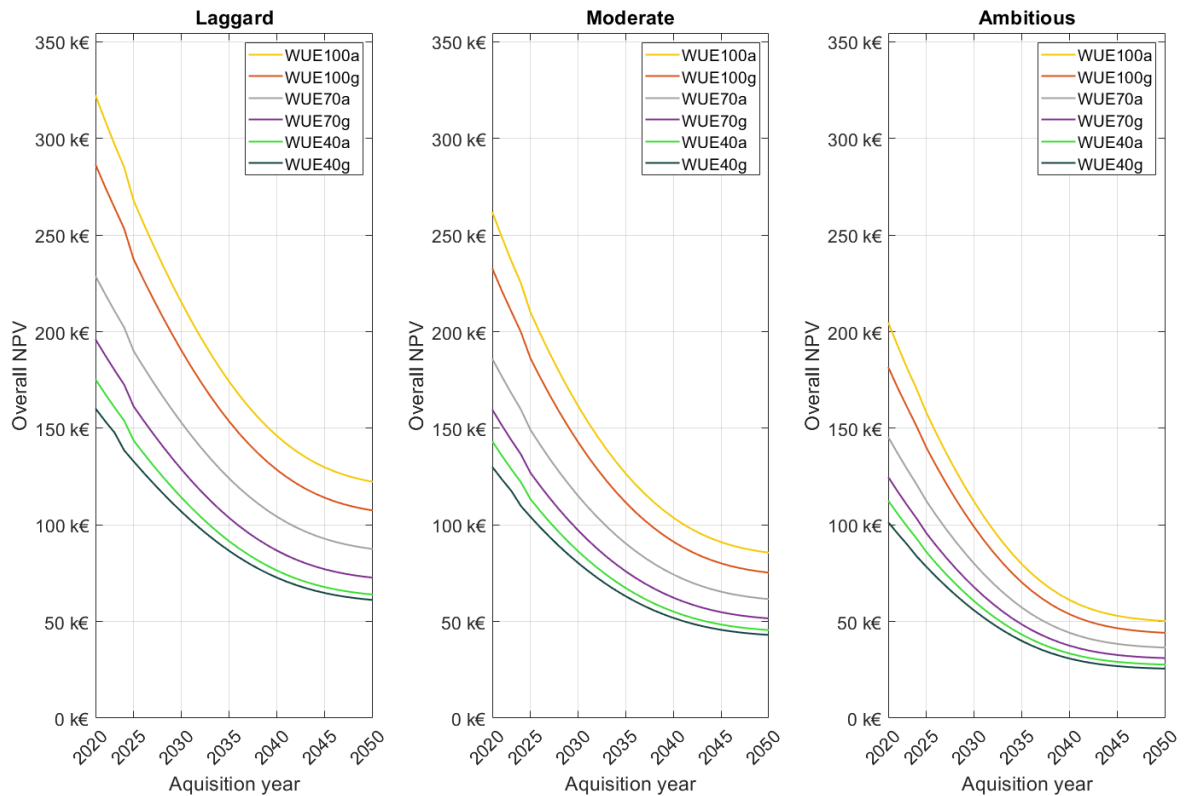


Bild 5.67: Systemkostenentwicklung für verschiedene Wärmebedarfe und WP-Typen für Würzburg (Deutschland).

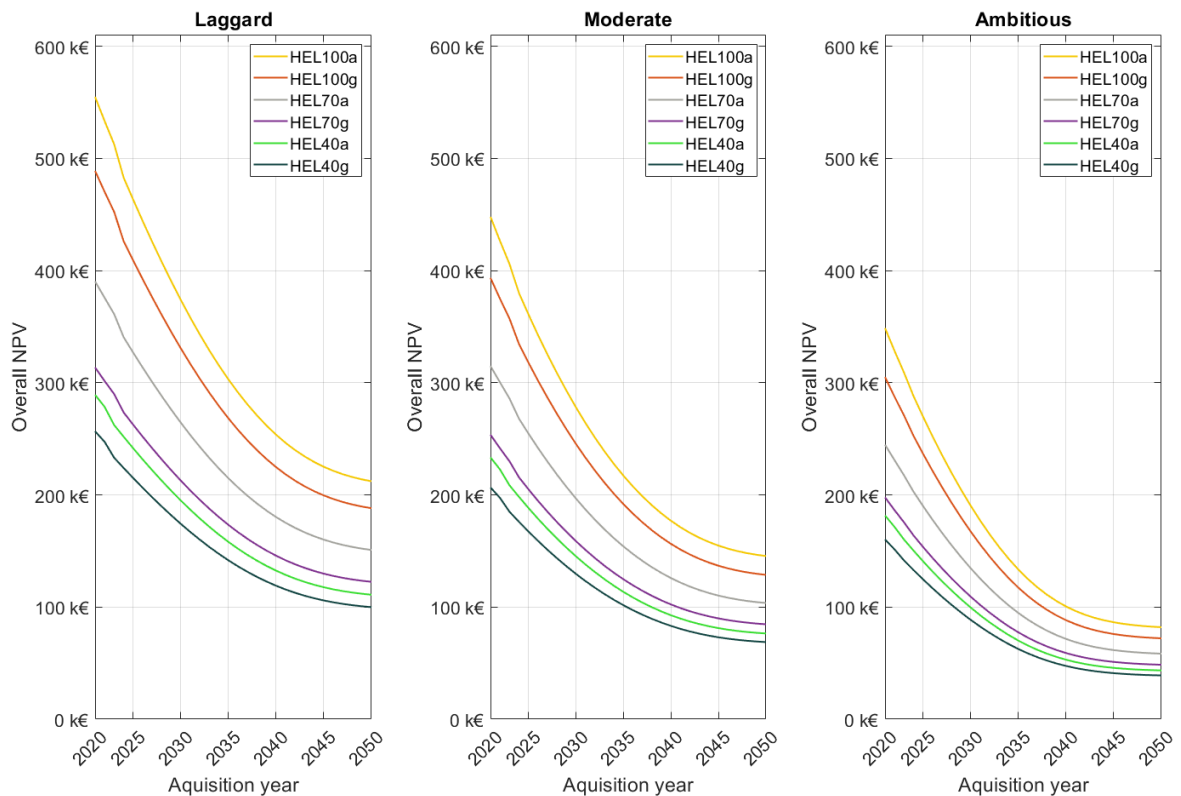


Bild 5.68: Systemkostenentwicklung für verschiedene Wärmebedarfe und WP-Typen für Helsinki (Finnland).

Tabelle 5.23: Gesamtsystemkosten je nach Wärmeeffizienzklasse und WP-Typ bezogen auf das Referenzhaus (σ beschreibt die Standardabweichung bezogen auf verschiedene Kostenentwicklungsszenarien und Anschaffungsjahre).

	100g → 70g	100a → 70a	100g → 40g	100a → 40a
Helsinki	-34,7 % ($\sigma = 1,0$ %)	-29,1 % ($\sigma = 0,3$ %)	-46,9 % ($\sigma = 0,5$ %)	-47,6 % ($\sigma = 0,3$ %)
Würzburg	-31,6 % ($\sigma = 0,9$ %)	-28,5 % ($\sigma = 0,5$ %)	-43,3 % ($\sigma = 0,7$ %)	-46,4 % ($\sigma = 0,9$ %)

Bild 5.67 und *Bild 5.68* zeigen ebenfalls die Kostenentwicklung bis 2050 auf. Hiernach können die Kosten bei Eintreten des ambitionierten Kostenentwicklungsszenarios bis 2050 um bis zu 77 % gegenüber den Durchschnittskosten im Jahr 2024 sinken. Sollten sich die Kosten dagegen entsprechend des langsamen Kostenentwicklungsszenarios entwickeln, könnten die Kosten bis 2050 auch lediglich um ca. 41 % gegenüber den Durchschnittskosten im Jahr 2024 sinken. Die Systemkosten und der dabei auf das Wasserstoffsystem entfallende Kostenanteil sind in *Tabelle 5.24* dargestellt. Der auf das Wasserstoffsystem entfallende Kostenanteil wird bis 2050 voraussichtlich um 5–15 % sinken, was darauf hindeutet, dass die Kosten des Wasserstoffsystems stärker sinken werden als die Kosten der übrigen Systemkomponenten. Die anteiligen Kosten für das Wasserstoffsystem sinken bei besserer Dämmung leicht (siehe *Tabelle 5.24*). Das Wasserstoffsystem ist in den meisten Szenarien für über 70 % der Systemkosten verantwortlich. Je weiter nördlich der Standort dabei gelegen ist, desto höhere anteilige Kosten entfallen auf das Wasserstoffsystem.

Vergleich der Energiesystemvarianten

In diesem Abschnitt wird ein Vergleich mit anderen Systemvarianten vorgenommen, die über kein Wasserstoffsystem zur saisonalen Energiespeicherung verfügen. Bei den anderen Varianten handelt es sich um netzgekoppelte Systeme. Verglichen werden die folgenden Systemvarianten:

- **V1:** Vollständig autarkes hybrides Wasserstoffsystem
- **V2:** PV + LIB + Stromnetz
- **V3:** PV + Stromnetz
- **V4:** Stromnetz

Die Varianten V2 bis V4 sind von den Stromkosten des lokalen Versorgers abhängig. Das Wasserstoffsystem (V1) ist dagegen komplett autark und damit unabhängig von den Stromkosten. Die Systemkosten aller vier Varianten werden daher in Abhängigkeit von den Netzbezugskosten verglichen. Bei den Varianten V2 bis V4 kann überschüssiger Strom in das Stromnetz eingespeist werden und wird entsprechend vergütet. Die Einspeisevergütung wird entsprechend der Funktion in *Tabelle 4.8* angesetzt. Die Varianten V2 bis V4 sind nicht auf die Gesamtkosten hin optimiert, sondern gehen von den gleichen Komponentenauslegungen wie die entsprechende Komponente im Wasserstoffsystem (V1) aus (siehe *Tabelle 5.25*).

Tabelle 5.24: Gesamtkosten des Energiesystems (in 1.000 €) und Anteil der Wasserstoffsystemkosten für verschiedene Szenarien.

Szenario Name	Gesamtkosten des Energiesystems in 1.000 €				Kostenanteil Wasserstoffsystem			
	2024	2030	2040	2050	2024	2030	2040	2050
WUE100a	158– 268	104– 206	59– 142	50– 122	78,0– 83,0 %	74,9– 81,7 %	69,0– 79,8 %	68,0– 78,3 %
WUE100g	140– 237	92– 182	52– 125	44– 107	78,0– 82,9 %	74,7– 81,6 %	68,4– 79,3 %	67,3– 77,7 %
WUE70a	112– 190	75– 146	42– 101	36– 87	77,0– 82,1 %	73,5– 80,6 %	66,8– 78,3 %	65,3– 76,5 %
WUE70g	96– 161	63– 123	36– 84	31– 72	75,1– 80,5 %	70,9– 78,5 %	63,0– 75,2 %	61,3– 73,2 %
WUE40a	86– 144	56– 109	32– 74	28– 64	73,7– 79,3 %	69,8– 77,5 %	62,7– 74,6 %	61,3– 72,7 %
WUE40g	78– 133	52– 102	30– 71	25– 61	77,5– 82,5 %	73,5– 80,7 %	65,7– 77,6 %	64,1– 75,7 %
HEL100a	270– 463	177– 358	96– 246	82– 211	82,0– 86,3 %	79,6– 85,4 %	74,8– 83,8 %	74,6– 82,7 %
HEL100g	236– 409	156– 317	85– 218	72– 187	83,5– 87,5 %	80,7– 86,4 %	75,4– 84,4 %	75,1– 83,2 %
HEL70a	190– 327	125– 253	69– 175	58– 150	81,9– 86,2 %	79,2– 85,1 %	73,9– 83,4 %	73,4– 82,1 %
HEL70g	153– 262	102– 204	57– 142	48– 122	80,0– 84,7 %	77,0– 83,5 %	71,1– 81,5 %	70,2– 80,1 %
HEL40a	141– 242	93– 187	51– 129	43– 110	81,7– 86,1 %	78,9– 84,9 %	73,5– 83,0 %	73,1– 81,7 %
HEL40g	125– 215	82– 167	46– 116	39– 99	82,4– 86,6 %	79,2– 85,2 %	72,8– 82,8 %	72,0– 81,3 %
SCHL100a	167– 287	110– 217	62– 150	53– 128	78,7– 83,7 %	75,4– 82,1 %	69,4– 79,9 %	68,6– 78,4 %
CON100a	153– 260	101– 200	56– 138	48– 118	79,2– 83,9 %	76,3– 82,8 %	70,6– 81,2 %	69,5– 79,7 %
ATH100a	86– 145	56– 106	33– 72	29– 62	70,5– 76,9 %	65,5– 73,9 %	57,1– 70,1 %	54,8– 67,6 %
BAR100a	78– 128	52– 97	31– 67	27– 58	68,1– 74,2 %	63,4– 71,9 %	55,4– 68,3 %	53,5– 65,9 %

Für den Standort Würzburg wird das Energiesystem mit einer LWP betrachtet, da diese Form der WP mit ca. 87 % im Jahr 2022 den mit Abstand größten Marktanteil in Deutschland ausmacht [489]. Dem Trend nach wird sich das Verhältnis in Zukunft weiter zu Gunsten der LWP

verschieben [489]. Im Gegensatz dazu wird für Helsinki im Standardszenario eine GWP angenommen, da diese in diesen Breitengraden der LWP wirtschaftlich überlegen ist.

Tabelle 5.25: Systementwurf der verschiedenen Systemvarianten für die entsprechenden Szenarien in der Form #PV/#LIB/#FC.

Variante	WUE100a	WUE70a	WUE40a	HEL100g	HEL70g	HEL40g
V1	49/20/7	35/14/5	32/13/3	79/18/8	50/16/5	42/9/4
V2	49/20/0	35/14/0	32/13/0	79/18/0	50/16/0	42/9/0
V3	49/0/0	35/0/0	32/0/0	79/0/0	50/0/0	42/0/0
V4	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0

Bild 5.69 und *Bild 5.70* zeigen, dass mit abnehmendem Wärmebedarf die Gewinnschwelle zwischen Variante V1 und V4 (reiner Netzbezug) früher erreicht wird. Eine Rentabilität gegenüber den Varianten V2 und V3 ist dagegen eher unwahrscheinlich, es sei denn, die Stromkosten steigen überproportional. Die Diagramme verdeutlichen, dass das System nach aktuellen Prognosen erst um 2050 herum in Preiszonen kommt, in denen das Wasserstoffsystem im Vergleich zu anderen netzgekoppelten Systemvarianten rentabel sein kann. Alternativ ist ein deutlicher Anstieg des Strompreises in früheren Jahren Voraussetzung für die Rentabilität. Das Wasserstoffsystem kann dagegen immer bei Nischenanwendungen vorteilhaft sein, wenn atypische Anwendungsfälle vorliegen. Darunter fallen bspw. Anwendungsfälle, bei denen die Verlegung einer Stromleitung über eine relativ lange Strecke erforderlich ist (bspw. abgelegene Häuser wie Almhütten und Aussiedlerhöfe). Alternativ könnten die Kosten für das Wasserstoffsystem auch durch Subventionen gesenkt werden und zur Wirtschaftlichkeit beitragen. Subventionen und die damit verbundene Absatzsteigerung könnten wiederum dazu beitragen, den Produktionsprozess und die Entwicklungsstufe zu verbessern und damit die Kostensenkung zu beschleunigen.

Die Diagramme in *Bild 5.69* und *Bild 5.70* zeigen auch, dass eine bessere Wärmeeffizienzklasse des Hauses nur einen begrenzten Einfluss auf die Konkurrenzfähigkeit des Wasserstoffsystems hat. Während die relative Wirtschaftlichkeit in etwa proportional zu anderen Systemvarianten bleibt, können die absoluten Systemkosten dagegen erheblich gesenkt werden. Vorteilhaft am Wasserstoffsystem ist wiederum, dass die Kosten für die WP durch die Nutzung der Abwärme der FC bei schlechter Hausdämmung nicht überproportional ansteigen.

Die Rentabilität des Wasserstoffsystems (V1) wird im Vergleich zur Systemvariante mit reiner Netzeinspeisung (V4) am schnellsten erreicht, gefolgt von der Systemvariante V3 mit PV-Anlage und Netzeinspeisung. Ab bestimmten Stromkosten-Schwellen schneidet die Variante V2 mit PV-Anlage, LIB und Netzeinspeisung immer am besten ab. In Würzburg und Helsinki gilt dieser Effekt gleichermaßen. In Würzburg wird die Konkurrenzfähigkeit des Wasserstoffsystems gegenüber alternativen Systemvarianten etwas schneller erreicht als in Helsinki.

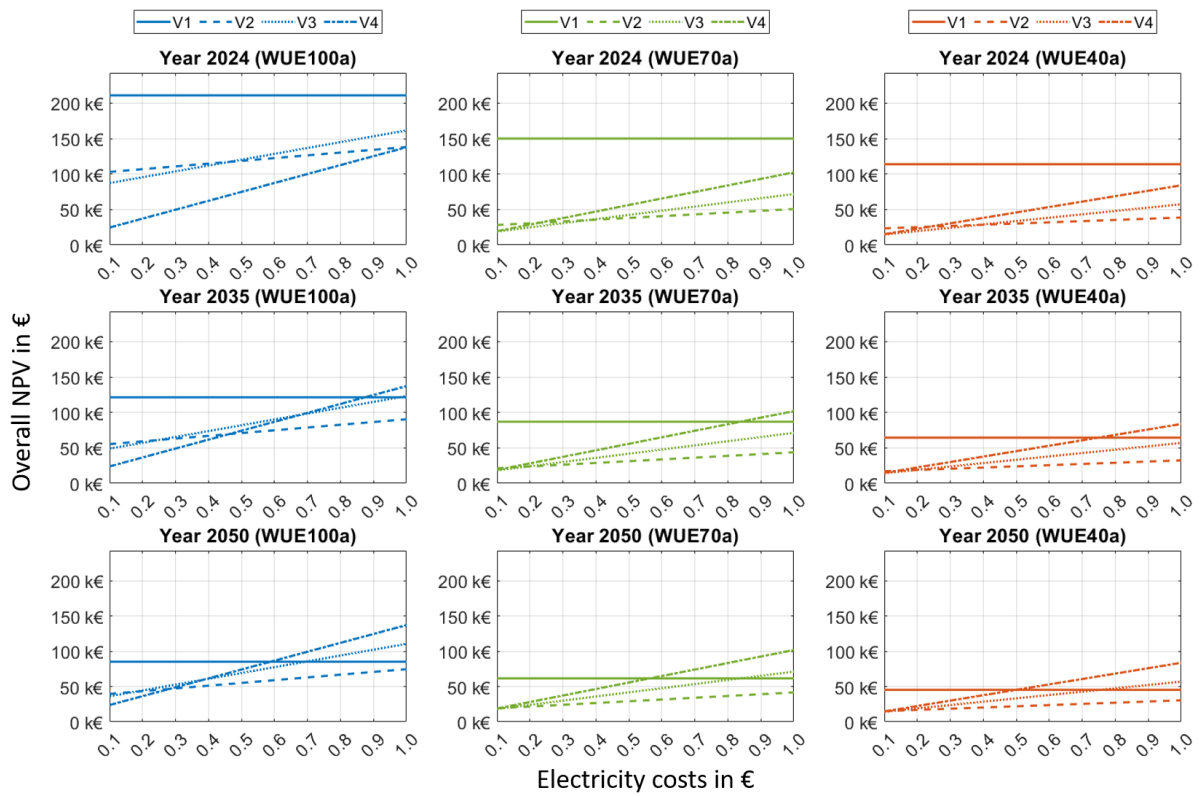


Bild 5.69: Systemkostenvergleich verschiedener Systemvarianten in Relation zum Netzbezugspreis für verschiedene Bezugsjahre und Studien zu Würzburg.

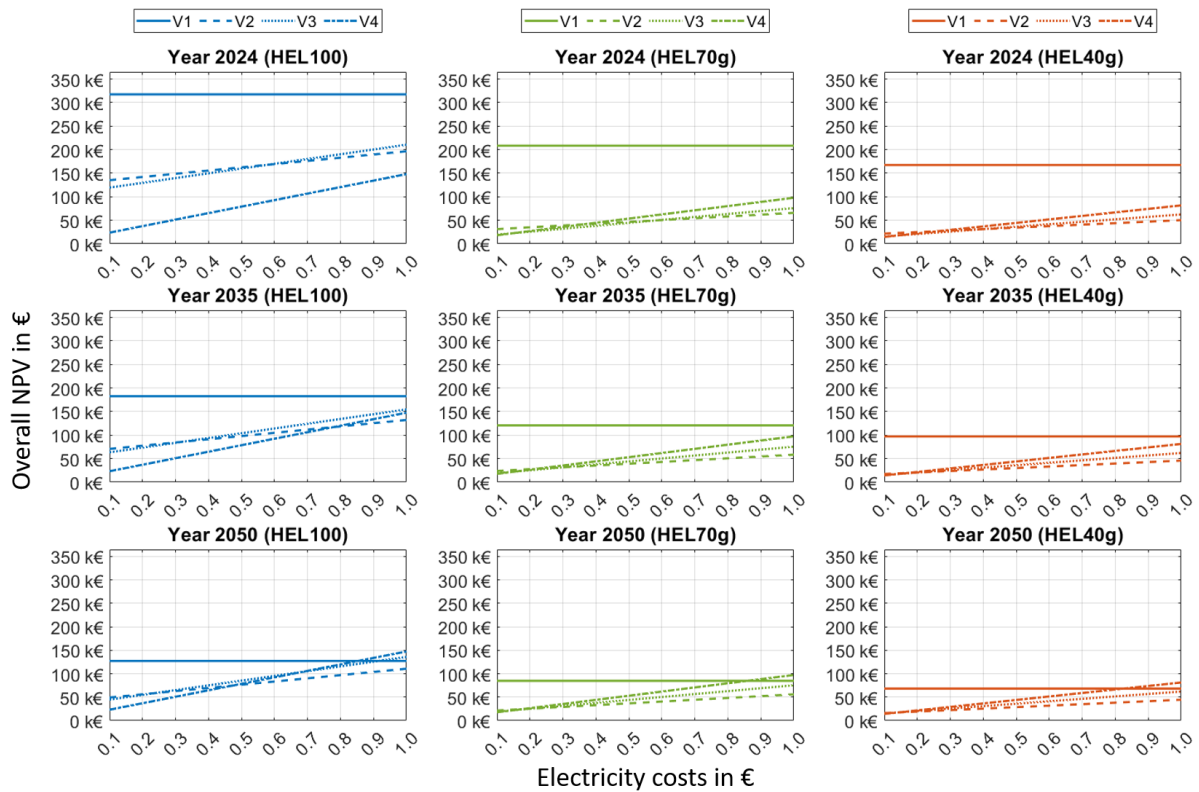


Bild 5.70: Systemkostenvergleich verschiedener Systemvarianten in Relation zum Netzbezugspreis für verschiedene Bezugsjahre und Studien zu Helsinki.

Kostenentwicklung eines energieautarken Systems nach Standort und Szenario

Im Folgenden wird die Kostenentwicklung gleicher Wärmeeffizienzklassen für verschiedene Standorte in Europa verglichen. Für jeden Standort wird das Szenario mit Wärmeeffizienzklasse 100 und LWP (100a) angenommen. Die Kosten gelten demnach für einen energieautarken Standardhaushalt mit typischem standortspezifischen Wärmebedarf und Wetterverlauf. Die verwendeten Lastprofile der jeweiligen Standorte werden in *Bild 4.5* und *Bild 4.9* im Rahmen des Abschnitts 4.4 vorgestellt. *Bild 5.71* zeigt einen deutlichen Anstieg der Kosten, je weiter nördlich der Standort gelegen ist. Für die drei Standorte in Deutschland liegen die Systemkosten sehr dicht beieinander, obwohl mit den drei für Deutschland gewählten Städten der komplette deutsche Raum von Süden nach Norden abgebildet wurde. Daher können die Systemkosten für Deutschland bei einem Durchschnittshaushalt weitgehend einheitlich angenommen werden. Im Mittelmeerraum liegen die Kosten dagegen um einiges niedriger als in Deutschland. Ursächlich dafür ist der deutlich geringere H_2 -Bedarf in Höhe von 39,9 kg_{H_2} (Athen) und 38,8 kg_{H_2} (Barcelona) im Vergleich zu 120–130 kg_{H_2} in Deutschland. In Finnland sind die Kosten eines autarken Haushalts-Energiesystems dagegen deutlich über denen aus Deutschland. Hauptverantwortlich dafür ist der mit 236,7 kg_{H_2} fast doppelt so hohe H_2 -Bedarf gegenüber Deutschland. *Bild 5.72* verdeutlicht noch einmal anhand der Kostenart LCOFE, dass sich die Kosten mit zunehmendem Breitengrad exponentiell entwickeln.

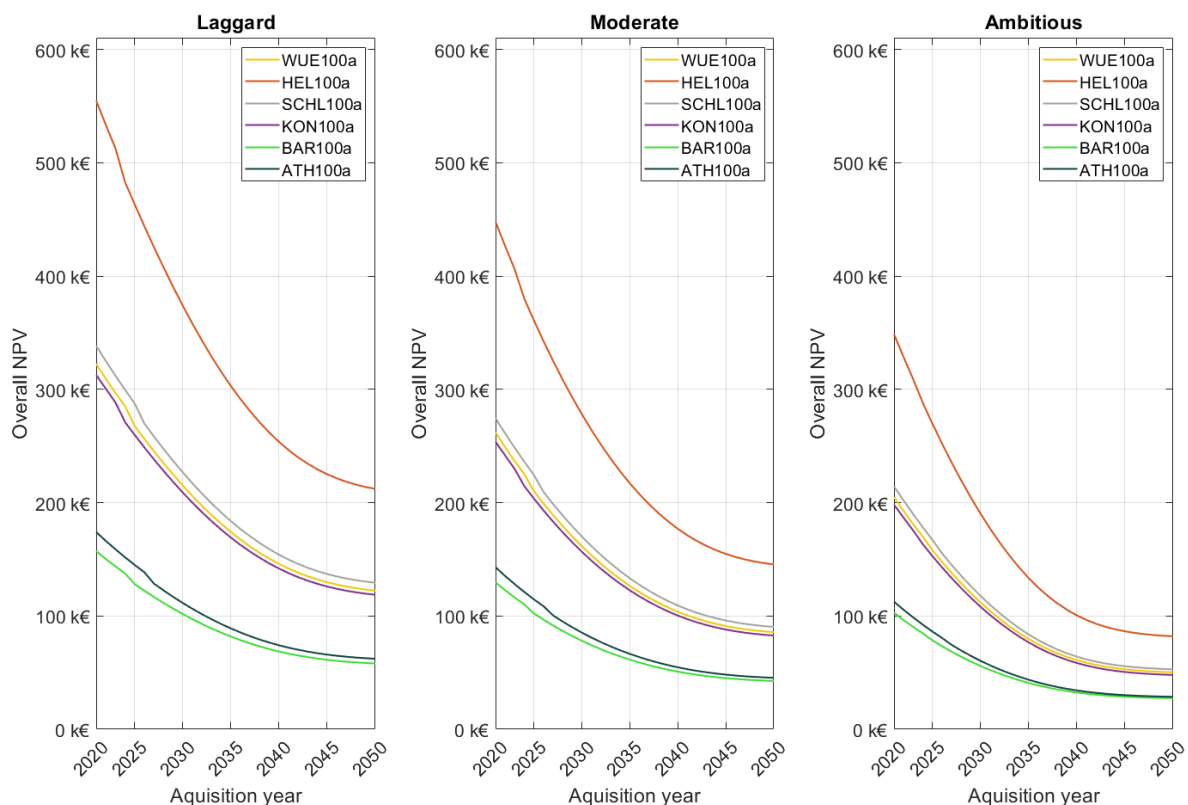


Bild 5.71: Systemkostenentwicklung für verschiedene Standorte, alle mit dem Szenario 100a.

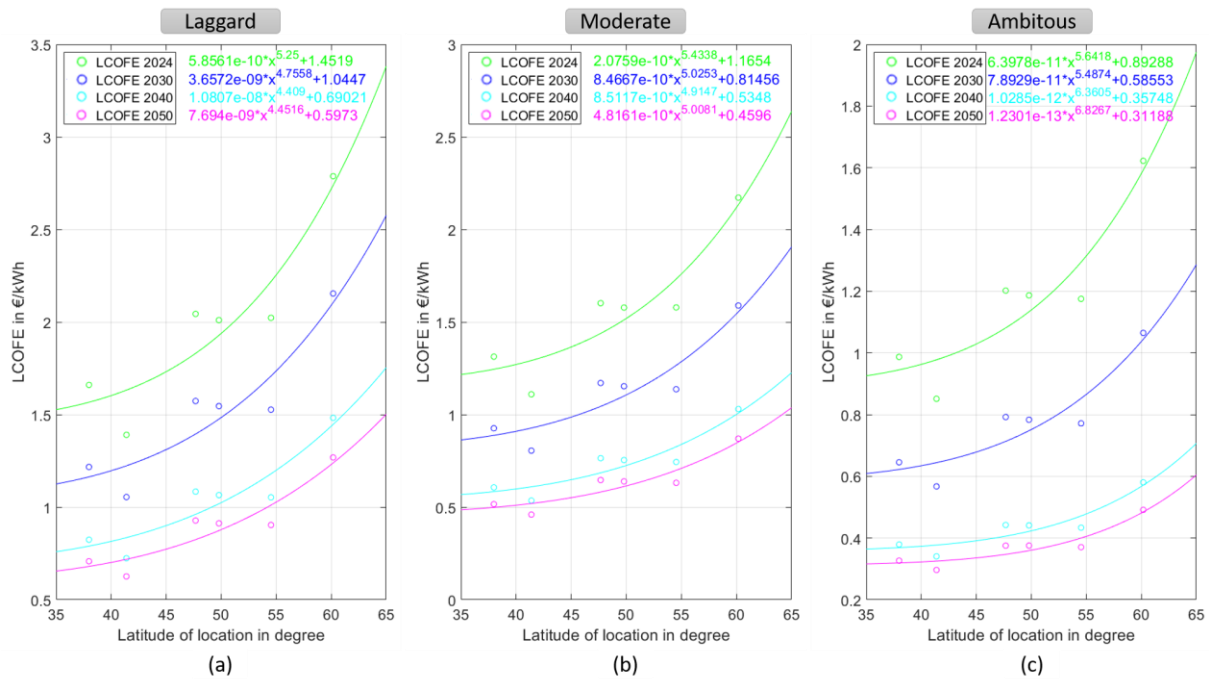


Bild 5.72: LCOFE in Abhängigkeit von der geografischen Breite für ein langsames (a), moderates (b) und ambitioniertes (c) Kostenentwicklungsszenario.

Tabelle 5.26: Simulierte Ergebnisse zu den Szenarien der Kostenanalyse.

Szenario	Auslegung			Stromerzeugung im Jahr		H ₂ -Erzeugung über 20 Jahre in kg	Gesamt-Strombedarf eines Jahres in kWh
	#PV in kW _p	#LIB in kWh	#FC in kW	E _{FC} in kWh	E _{PV} in kWh		
WUE100a	49	20	7	2.202	16.536	3.446	8.517
WUE100g	46	17	6	1.903	15.523	3.230	7.841
WUE70a	35	14	5	1.548	11.806	2.352	6.279
WUE70g	34	12	4	1.139	11.474	2.356	5.578
WUE40a	32	13	3	962	10.799	2.161	5.340
WUE40g	26	8	3	1.060	8.774	1.665	4.758
HEL100a	89	27	8	4.326	21.680	5.315	10.628
HEL100g	79	18	7	3.882	19.244	4.715	9.430
HEL70a	62	18	7	3.147	15.103	3.634	7.511
HEL70g	50	16	5	2.452	12.179	2.861	6.203
HEL40a	48	13	4	2.215	11.693	2.744	5.945
HEL40g	42	9	4	2.037	10.231	2.380	5.208
SCHL100a	59	19	6	2.388	17.550	3.616	9.091
CON100a	42	19	7	2.220	14.827	2.977	8.129
ATH100a	28	14	4	731	12.025	2.531	5.586
BAR100a	29	14	3	524	10.988	2.039	5.892

5.4 Robustheits- und Sensitivitätsanalyse

5.4.1 Robustheitsanalyse

Die Robustheitsanalyse ist ein probates Mittel zur Analyse der Richtigkeit und Kausalität von Simulationsergebnissen. Sie soll Aufschluss darüber geben, wie stabil die Ergebnisse bei Änderungen in den Eingangsdaten und unter Unsicherheiten sind [491]. Bei simulationsbasierten Ansätzen zeigt die Robustheitsanalyse auf, welche Auswirkung eine nicht direkt vom Systembetreiber kontrollierbare Störgröße auf die Leistungskennzahlen eines Systems hat [492]. Nach Gerwig [350] werden die Auswirkungen zufälliger Fehler ausgewertet, welche bei auf EE basierenden Energiesystemen unter anderem im Strombedarf und der Stromerzeugung auftreten können. Dabei kommt es nicht rein auf den Bedarf und die Erzeugung an, sondern vielmehr auf die zeitliche Divergenz. Die Robustheitsanalyse verfolgt damit auch das Ziel, Worst-Case-Szenarien aufzuzeigen und aus dieser Kenntnis heraus eine sicherere und zuverlässigere Auslegungsempfehlung zu treffen.

Ein Ansatz für die Robustheitsanalyse ist nach Gerwig [350] die Verwendung zufälligkeitsbehafteter Eingangsdaten. Noch praktikabler ist allerdings die Verwendung realer Messdaten, sofern diese in ausreichender Stückzahl vorliegen. Dieser Ansatz wird in der in diesem Abschnitt vorgestellten Robustheitsanalyse gewählt. Die Robustheit wird anhand der beiden Standorte Würzburg und Schleswig analysiert. Dazu werden für jeden Standort jeweils 8 Jahre an Wetterdaten herangezogen, die vom DWD [419] bezogen werden. Entsprechend wird das Modell für jeden Standort jeweils 8-mal durchsimuliert. Die verschiedenen Jahre an Wetterdaten führen dabei zu einer Variation der solaren Einstrahlung, des Temperaturverlaufs, der Windgeschwindigkeit, des Wärmebedarfsprofils für Raumwärme und Warmwasser, des Kellertemperaturverlaufs, und des zeitvarianten COP-Wertes der WP. Dies hat ein abweichendes Systemverhalten zur Folge, da der zeitliche Bezug zwischen Stromerzeugung und Strombedarf gänzlich variiert. In der Folge hat dies einen Einfluss auf alle Systemparameter. Die ideale Auslegung der Systemkomponenten kann davon betroffen sein. Daher dient die Robustheitsanalyse auch zur Untersuchung, wie sensitiv verschiedene Systemdaten auf Wetteränderungen reagieren und ob dies auch eine Änderung der Systemauslegung zur Folge haben kann. Die Robustheitsanalyse gibt entsprechend Aufschluss darüber, wie viel Sicherheitsaufschlag sinnvollerweise bei vollständigem Autarkiebestreben ohne Energiedefizite vorgesehen werden muss. Hierbei ist zu erwarten, dass die saisonale Energiespeicherungsfähigkeit durch H_2 dazu beiträgt, eine gewisse Toleranz im Wetterverlauf abzuf puffern.

Neben der Variation der Wetterdaten ist ebenfalls eine Variation der Lastprofile für Haushaltsstrom zu untersuchen. Die Auswertung dazu erfolgte bereits im Rahmen des Abschnittes 5.3.1 mit der Analyse verschiedener Haushalts-Lastcharakteristiken. Daher wird im Rahmen dieses Abschnitts der Fokus auf die Robustheit durch Wettervariation gelegt.

In *Bild 5.73* ist die Robustheitsanalyse bezogen auf den Standort Würzburg dargestellt. Das Bild zeigt, dass die Lebensdauer der LIB, der FC und des ELY alle im Bereich von $-3,9\%$ bis $+4,3\%$ liegen und damit relativ robust gegenüber Wettervariationen sind. Die LIB zeigt dabei die höchste Robustheit, und entsprechend die geringste Wetterabhängigkeit. Die H_2 -Erzeugung

(über einen Zeitraum von 20 Jahren) ist direkt gekoppelt an den Strombedarf des ELY. Hier zeigt sich, dass die Wettervariation im Mittel eine Abweichung um ca. $\pm 7\%$ hat. Gerade in Anbetracht dessen, dass der Wasserstoffspeicher Abweichungen saisonal puffern kann und damit eine Toleranz zwischen den Jahren zulässt, kann ein schlechteres Jahr mit einem besseren Jahr ausgeglichen werden.

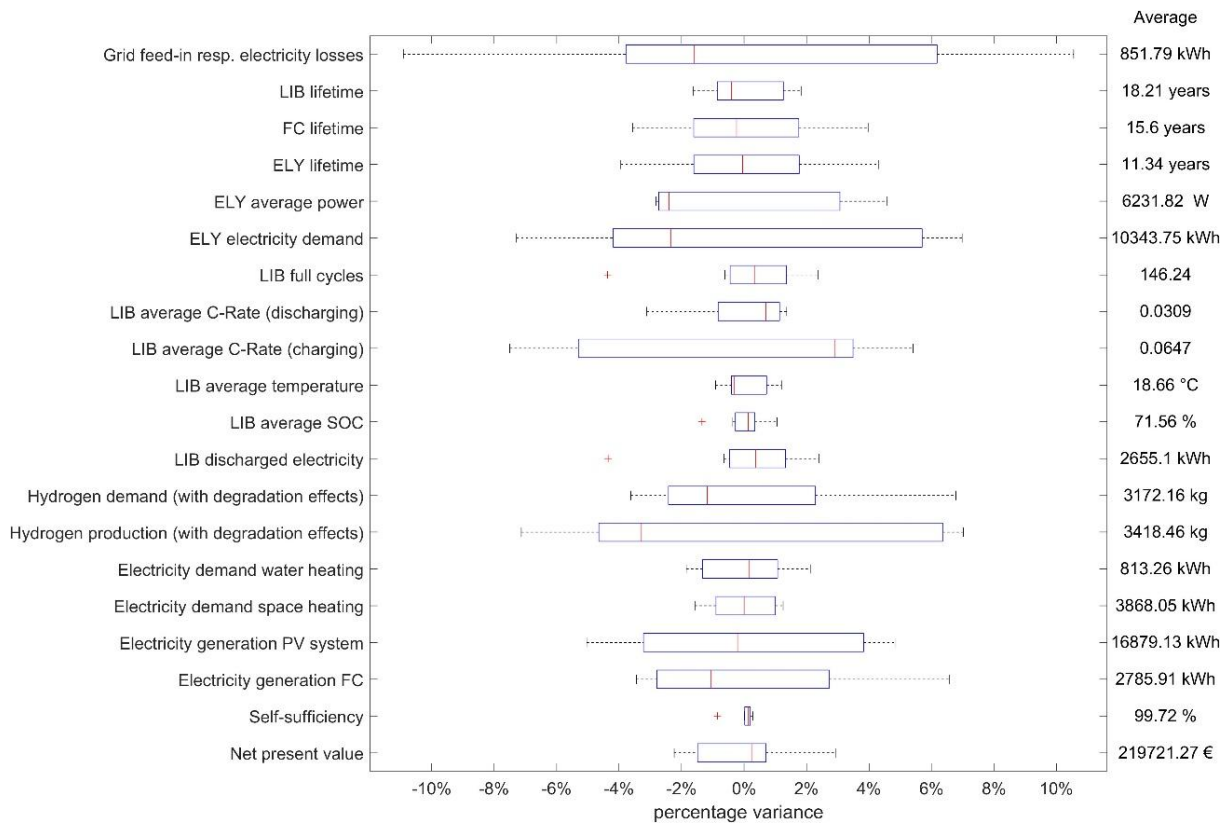


Bild 5.73: Ergebnisse der Robustheitsanalyse zum Standort Würzburg (Deutschland).

Weitaus wichtiger für die Sicherstellung der Autarkie ist der Einfluss des Wetters auf den H₂-Bedarf der FC. Hier liegt der Median in Richtung der Tendenz geringeren H₂-Bedarfs, mit einem Minimum von $-3,6\%$ H₂-Bedarf (siehe Bild 5.73). Ein Wetterjahr hatte dagegen im Vergleich zu den restlichen Jahren eine stärkere Abweichung mit $+6,7\%$ mehr FC-Strombedarf zur Folge. Da dies nur eine Ausnahme darstellt und der Median eher in Richtung geringeren H₂-Bedarfs tendiert, kann hieraus kein konkreter Handlungsbedarf bei der Auslegungswahl in Bezug auf die Versorgungssicherheit abgeleitet werden. Der Wasserstoffspeicher kann in dieser Größenordnung einzelne Jahre mit höherem Bedarf ausgleichen. Insgesamt liegt die H₂-Bilanz (H₂-Erzeugung minus H₂-Bedarf) unter Berücksichtigung der Degradation im Mittel bei 246 kg auf einen Zeitraum von 20 Jahren bei einem Minimum von -101 kg und einem Maximum von $+567$ kg.

Bild 5.73 zeigt einige die LIB betreffende Parameter wie die C-Rate, die durchschnittliche Temperatur, den durchschnittlichen SOC und den ausgespeicherten Strom. Diese Kenngrößen zeigen eine relative hohe Robustheit bei einer prozentualen Abweichung im Bereich von -5% bis $+5\%$ für den Bereich zwischen dem oberen und unteren Quartil. Die Anzahl an Vollzyklen der LIB sind ebenfalls sehr robust.

Der Strombedarf für Raumwärme und Warmwasser ist direkt abhängig von dem Temperaturverlauf innerhalb des jeweiligen Jahres und damit vor allem von dem temperaturabhängigen COP-Wert. Hier zeigt sich allerdings eine sehr geringe Beeinflussung durch das Wetter mit einer prozentualen Abweichung von $-1,5\%$ bis $+1,3\%$ für Raumwärme und $-1,8\%$ bis $+2,1\%$ bei Warmwasser. Die Stromerzeugung über die PV-Anlage ist dagegen deutlich stärker wetterabhängig. Im Vergleich zum Mittelwert divergierte die PV-Stromerzeugung um -5% bis $+4,9\%$.

Alles in allem hat die Variation des Wetters kaum eine Auswirkung auf den Eigenversorgungsgrad. Sie liegt mit Ausnahme eines Ausreißers bei $98,9\%$ durchweg über $99,7\%$. Als Auslegungs-Grundlage für die Robustheitsanalyse wurde eine für Würzburg im Rahmen des Optimierungsverfahrens berechnete Idealauslegung für einen Durchschnittshaushalt (vgl. Abschnitt 5.3.3) angesetzt. Der robuste nahezu 100-prozentige Eigenversorgungsgrad zeigt, dass die Ergebnisse des Optimierungsverfahrens hinsichtlich der Eignung für einen autarken Privathaushalt kausal sind. Das verbleibende Stromdefizit von wenigen kWh ließe sich durch Vorkehrungen im EMS wie bspw. eine kurzzeitige Absenkung der minimalen SOC-Grenze der LIB, durch DSM oder durch eine Erhöhung der FC-Leistung weitestgehend vermeiden. Die Gesamtkosten auf Grundlage des Kapitalwertes erweisen sich ebenfalls als äußerst robust. Hier liegt die Abweichung zwischen $-2,2\%$ und $+2,9\%$ zum Mittelwert.

Neben der Robustheitsanalyse für den Standort Würzburg wurde eine Robustheitsanalyse nach dem gleichen Schema für den Standort Schleswig durchgeführt (siehe *Tabelle 5.20*). Hier zeichnet sich ein sehr ähnliches Bild ab. Auch hier kann die H_2 -Erzeugung relativ stark divergieren, während der H_2 -Bedarf im Rahmen von $-4,4\%$ bis $+5,9\%$ liegt. Die PV-Stromerzeugung ist hier dagegen weniger volatil auf Jahressicht als in Würzburg. Die Robustheit des Kapitalwertes ist sehr ähnlich zu Würzburg und hat eine Abweichung von ca. $-3,8\%$ bis $+5,7\%$.

Insgesamt sind die entscheidendsten Systemgrößen, die eine Auswirkung auf Auslegungsentscheidungen haben können, sowohl für den Standort Würzburg als auch für den Standort Schleswig sehr robust. Daher ist keine unbedingte Notwendigkeit für Vorkehrungen beim Treffen von Auslegungsentscheidungen hinsichtlich eines Sicherheitsaufschlages erkennbar. Durch die Kombination eines Kurzzeit- und eines Langzeitspeichers kann eine sehr hohe Versorgungssicherheit über mehrere Jahre garantiert werden, was das System für ein energieautarkes Haus sehr interessant macht.

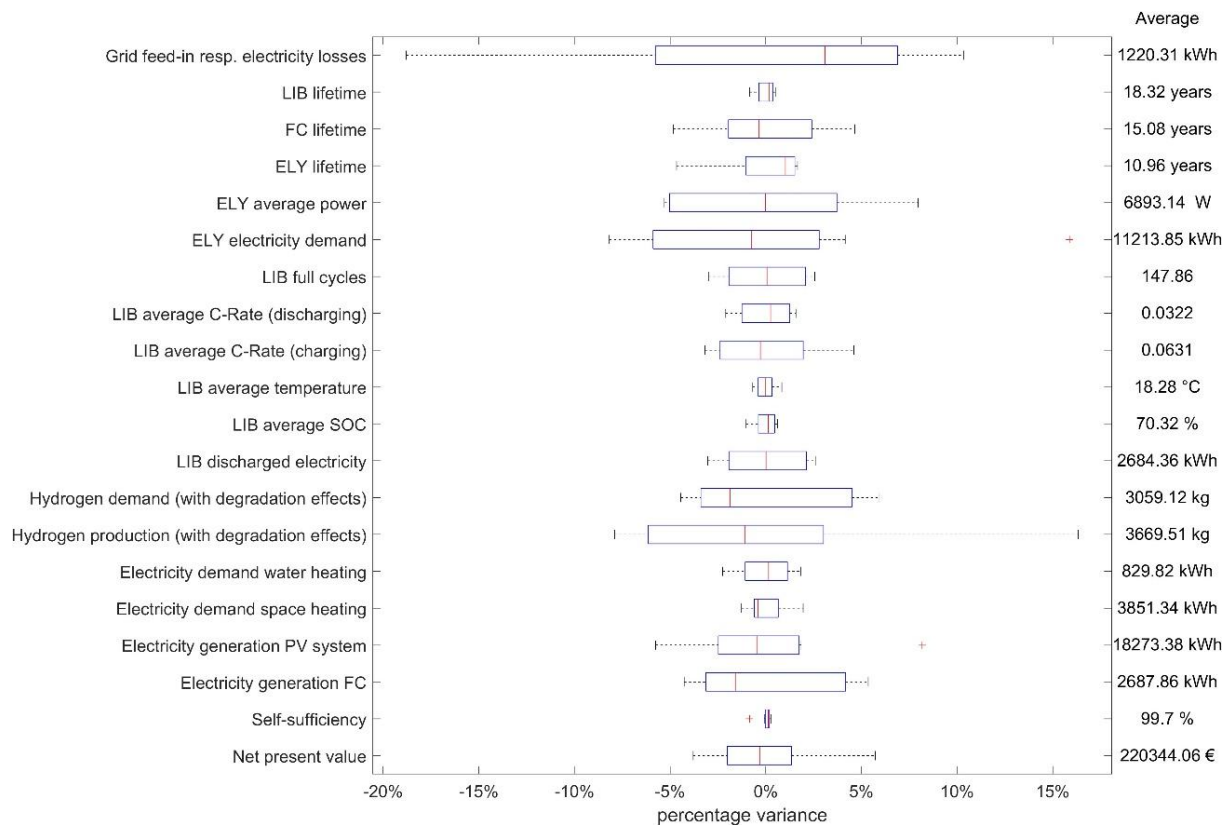


Bild 5.74: Ergebnisse der Robustheitsanalyse zum Standort Schleswig (Deutschland).

In Bild 5.75 ist die **Robustheit der PV-Stromerzeugung** für Würzburg (Bild 5.75a) und für Schleswig (Bild 5.75b) gegenübergestellt. Hier ist anzumerken, dass für Schleswig mehr PV-Nennleistung (+18,4 %) für einen autarken Haushalt zu installieren ist und damit die Stromerzeugung im Sommer höher ausfällt als in Würzburg. Das Bild zeigt, dass die monatliche Einstrahlung in Würzburg deutlich volatiler ist als die in Schleswig. In Würzburg liegt die PV-Stromerzeugung im Sommer aufgrund der geografischen Lage trotz einer geringeren PV-Nennleistung etwas höher als in Schleswig. Die monatliche Stromerzeugung kann je nach Wetterjahr um ca. 500 kWh (ausgenommen Ausreißer) abweichen. Es zeigen sich dabei hin und wieder größere Ausreißer sowohl nach oben als auch nach unten. In den Wintermonaten ist die Stromerzeugung im Vergleich zum Sommer im Allgemeinen deutlich reduziert. Über die verschiedenen Wetterjahre hinweg ist die PV-Stromerzeugung im Januar und Dezember sehr ähnlich gering. Im Februar und November wird die PV-Stromerzeugung dagegen zunehmend volatil sein.

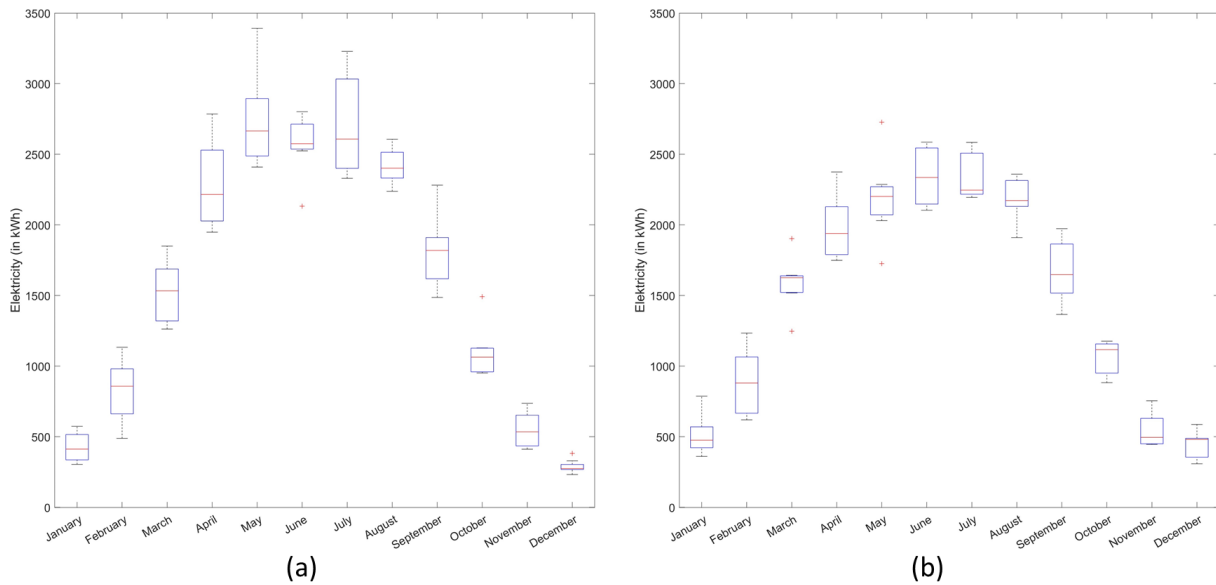


Bild 5.75: Ergebnisse der Robustheitsanalyse zur Stromerzeugung über die PV-Anlage für (a) Würzburg und (b) Schleswig.

In Bild 5.76 ist die **Robustheit der FC-Stromerzeugung** für Würzburg (Bild 5.76a) und Schleswig (Bild 5.76b) gegenübergestellt. An beiden Standorten zeigt sich, dass gerade in den Monaten Februar, März und Dezember eine sehr große Volatilität feststellbar ist. Im April ist an beiden Standorten kaum noch FC-Strombedarf vorhanden. Im Mai ist die FC kaum noch in Betrieb und im Juni und Juli bis auf einen Ausreißer in Schleswig gar nicht mehr. Gelegentlich muss die FC erst wieder im September eingeschaltet werden.

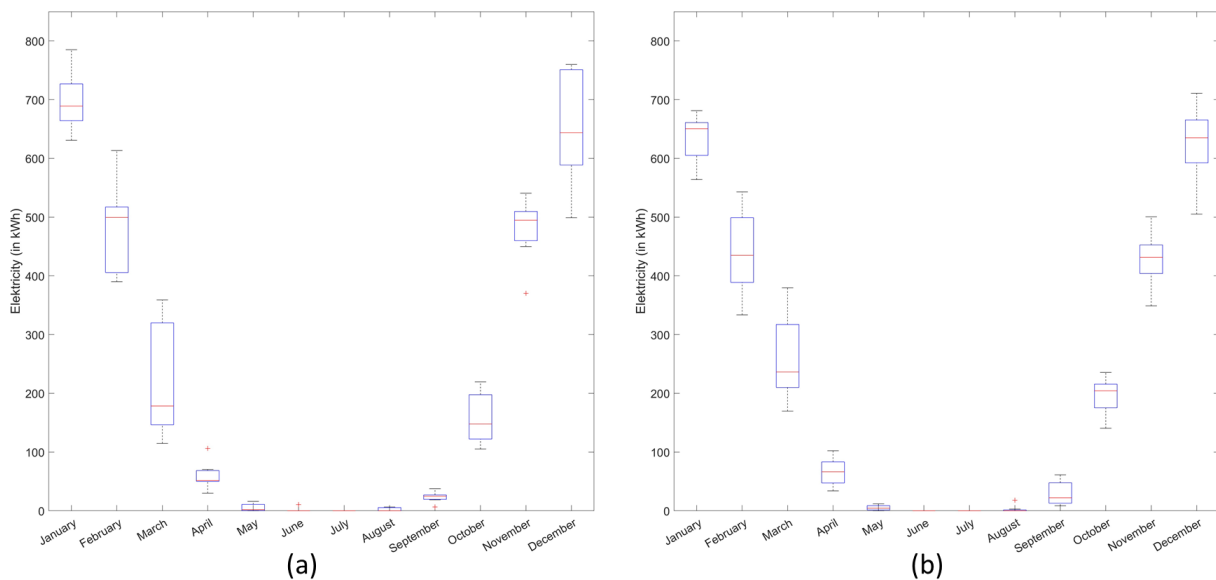


Bild 5.76: Ergebnisse der Robustheitsanalyse zur Stromerzeugung der FC für (a) Würzburg und (b) Schleswig.

5.4.2 Sensitivitätsanalyse

Eine Sensitivitätsanalyse dient der Quantifizierung des Einflusses verschiedener charakteristischer Kenngrößen und Parameter auf das Simulationsergebnis [68; 91]. Dazu werden verschiedene Kenngrößen ausgehend von einem charakteristischen Ausgangspunkt um eine festgelegte Größenordnung verändert und daraus die prozentuale Abweichung zum Basisfall berechnet [91]. Daraus lässt sich auf die Sensitivität einzelner Kenngrößen auf die Simulationsergebnisse schließen und deren Unsicherheit bestimmen [91]. Im Rahmen der in dieser Arbeit vorgenommenen Sensitivitätsanalyse werden alle Kenngrößen gleichermaßen um 10 % erhöht (rot) bzw. um 10 % reduziert (grün).

Einige Kenngrößen wie die Auslegung der Kernkomponenten weisen bei größerer Abweichung zum Standardwert einen signifikanten nichtlinearen Einfluss auf, wie aus dem Abschnitt 5.2.3 zur Evaluation des Optimierungsverfahrens hervorgeht. Daher wird im Rahmen der Sensitivitätsanalyse nur im nahen Bereich der optimalen Systemauslegung eine Kenngrößenveränderung vorgenommen, in dem ein weitestgehend linearer Einfluss auf die Simulationsergebnisse vorliegt. Das Simulationsergebnis wird dabei anhand der Sensitivität verschiedener Komponentenauslegungen (FC-Leistung, PV-Anlagen-Leistung, LIB-Kapazität), PV-Anlagen-Parameter, Energiebedarfe, Verlustfaktoren, Betriebstemperaturen und Temperatureinflüsse, und des Degradationsverhaltens untersucht.

Als wichtigste Faktoren der Simulationsergebnisse sind der Kapitalwert und der Eigenversorgungsgrad zu nennen. Die Sensitivität der Kenngrößen auf diese Faktoren sind in *Bild 5.77* dargestellt. Als charakteristischer Ausgangspunkt ist hierbei ein Kapitalwert von 240.656 € und ein Eigenversorgungsgrad von 99,47 % gegeben. Die LIB-Kapazität und die PV-Anlagen-Nennleistung haben einen nur sehr geringen Einfluss auf den Autarkiegrad und wirken sich auf den Kapitalwert ebenfalls nur geringfügig aus. Der weiterhin hohe Autarkiegrad trotz Reduktion der Kenngrößen wird deshalb erreicht, weil für den Wasserstoffspeicher ein Initialfüllstand angesetzt wurde und das Wasserstoffsystem dadurch Stromdefizite puffern kann. Der Wasserstoffspeicher würde sich allerdings mittelfristig zunehmend leeren, wodurch der Autarkiegrad in der Folge sinken wird.

Die Systemkosten steigen durch Reduktion der FC-Effizienz, gefolgt von einem Anstieg des Raumwärmebedarfs am stärksten. Weitere Kostentreiber sind die Vorlauftemperatur für das Raumwärmesystem, die ELY-Nennleistung und die FC-Nennleistung. Positiv auf die Systemkosten wirkt sich hingegen eine Reduktion des Raumwärmebedarfs aus, gefolgt von einem Anstieg der FC-Effizienz und der FC-Nennleistung. Alle verstärkten Einflussfaktoren haben direkten oder indirekten Einfluss auf den H₂-Bedarf. Der Haushaltsstrombedarf und vor allem der Warmwasserbereitungsbedarf haben im Gegensatz zum Raumwärmebedarf deutlich geringeren Einfluss auf die Systemkosten. Auch der Autarkiegrad ist davon kaum betroffen im Gegensatz zum Raumwärmebedarf, der bei einem Anstieg um 10 % zu einer Reduktion des Autarkiegrades um ca. 1,5 % führt. Daher sollte der Raumwärmebedarf bei der Auslegungsplanung möglichst genau bekannt sein.

Um eine hohe Robustheit gegenüber einem über die Jahre variierenden Raumwärmebedarf zu erreichen, sollte die FC-Nennleistung besser mit einem Sicherheitsaufschlag versehen werden.

Die FC-Nennleistung zeigte bei Reduktion den stärksten negativen Einfluss auf den Autarkiegrad auf, was darauf schließen lässt, dass die im Anwendungsfall gewählte FC gerade perfekt für den speziellen Anwendungsfall und die Eingangsgrößen ausgelegt ist. Ein Sicherheitszuschlag sollte daher für eine über die Jahre stabile Versorgungssicherheit für die FC-Nennleistung vorgesehen werden, um Variationen in den Jahren ebenfalls zuverlässig decken zu können. Zu einer etwas stärkeren Reduktion des Autarkiegrades führt ebenfalls die Vorlauftemperatur im Raumwärmesystem, da diese maßgeblich den COP-Wert der Wärmepumpe bestimmt. Die Vorlauftemperatur ist allerdings vorab relativ konstant bei der Planung festlegbar und sollte daher keine Probleme für die Versorgungssicherheit darstellen.

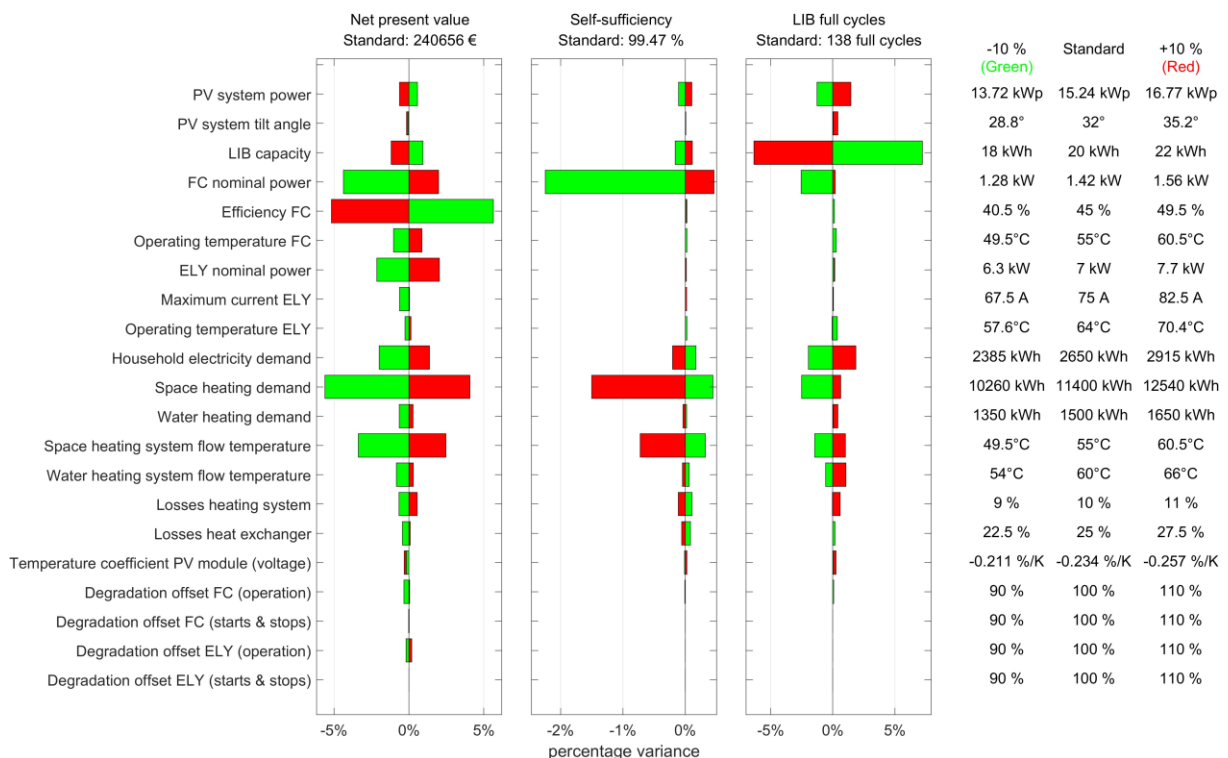


Bild 5.77: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Einfluss der Kenngrößen auf den Kapitalwert (engl: Net present value), den Autarkiegrad (engl: self-sufficiency) und die LIB-Vollzyklen.

Im weiteren Teil der Sensitivitätsanalyse wird dem Einfluss verschiedener Kenngrößen auf die Stromerzeugung der FC, den bereitgestellten Strom für den ELY und den ausgespeicherten Strom der LIB nachgegangen (siehe Bild 5.78). Eine Reduktion der FC-Nennleistung führt zu 8,0 % geringerer FC-Stromerzeugung, während eine Erhöhung der FC-Nennleistung lediglich zu einer um 3,4 % höheren FC-Stromerzeugung führt. Diese Diskrepanz zeigt auf, dass eine Erhöhung der FC-Nennleistung nur gelegentlich benötigt wird und zu vielen Zeitpunkten überdimensioniert wäre. Eine Reduktion der FC-Nennleistung führt dagegen zu einem höheren Stromdefizit, da die FC nicht mehr in der Lage ist, den Strombedarf ausreichend zu decken. Durch eine Erhöhung der LIB-Kapazität um 10 % kann die notwendige FC-Stromerzeugung im betrachteten Fall um etwa 2,5 % reduziert werden.

Auf den Strom für den ELY hat vorrangig die PV-Anlagen-Nennleistung einen großen Einfluss. Durch Erhöhung der PV-Anlagen-Nennleistung um 10 % kann 12,2 % mehr Strom an den ELY

gehen, um H_2 zu erzeugen. Im Gegenzug reduziert sich der für den ELY bereitgestellte Strom um 13,2 %, wenn die PV-Anlagen-Nennleistung um 10 % reduziert wird. Dies bedeutet, dass die PV-Anlage deutlich überdimensioniert wäre, wenn sie um 10 % vergrößert werden würde, allerdings noch deutlich unterdimensionierter wäre bei Verkleinerung um 10 %. Der Strom für den ELY ist gegenüber allen weiteren Kenngrößen nicht sensitiv. Daher sollte der ELY immer möglichst genau auf den Anwendungsfall und der daraus resultierenden PV-Anlagen-Größe und dem zu erwartenden PV-Stromüberschuss im Sommer ausgelegt werden.

Auf den ausgespeicherten Strom aus der LIB hat nach der LIB-Kapazität der Haushaltsstrombedarf mit +1,9 % bei Erhöhung den größten Einfluss. Dies zeigt auf, dass gerade der Haushaltsstrombedarf gut über einen LIB zwischengespeichert werden kann. Eine hohe LIB-Kapazität ist daher umso sinnvoller, je mehr Haushaltsstrombedarf vorliegt. Die Auslastung der LIB sinkt wiederum signifikant, wenn die FC-Nennleistung sinkt, während eine Erhöhung der FC-Nennleistung kaum einen Einfluss hat. Dieser Effekt ist dem geschuldet, dass die FC-Nennleistung bei Reduktion um 10 % nicht mehr ausreicht, um den LIB zur Strompufferung hinreichend aufzuladen und die LIB dadurch häufiger an die untere SOC-Grenze kommt.

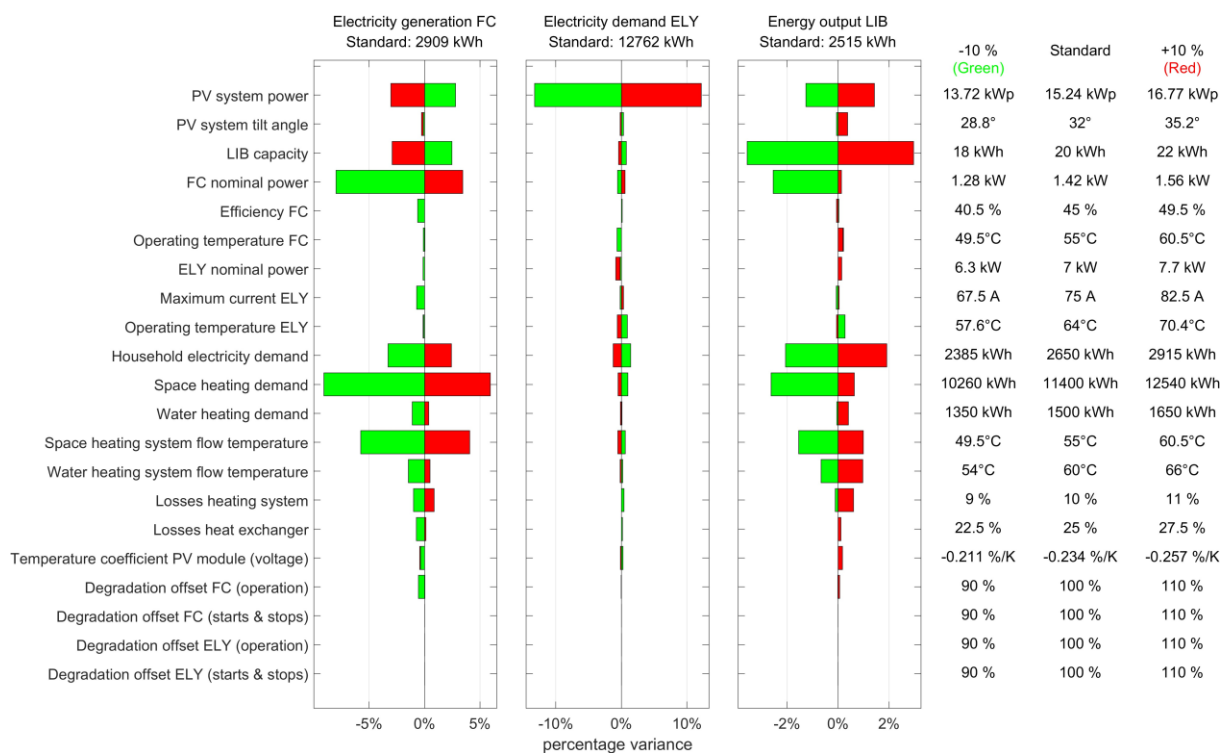


Bild 5.78: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Einfluss der Kenngrößen auf die Stromerzeugung der FC, den Strombedarf des ELY und die ausgespeicherte Energie der LIB.

In *Bild 5.79* ist der Einfluss verschiedener Kenngrößen auf die H_2 -Erzeugung, den H_2 -Bedarf und die H_2 -Bilanz über einen Zeitraum von 20 Jahren unter Berücksichtigung der Degradation aufgezeigt. Bei den Kenngrößen zur Degradation wurde ausgehend von der jeweiligen Degradationskurve ein Offset von ± 10 % veranschlagt.

Die H_2 -Erzeugung hängt maßgeblich von der PV-Anlagenleistung mit $-9,0$ % (Reduktion) bis $+6,7$ % (Erhöhung) ab. Einen stärkeren Einfluss auf die H_2 -Erzeugung hat ebenfalls die ELY-

Betriebstemperatur. Der maximale Strom des ELY, welcher die Leistungsgrenze beschreibt, hat dagegen kaum Einfluss und kann daher problemlos um 10 % reduziert werden, was ebenfalls vorteilhaft für die Degradation ist. Durch Reduktion der ELY-Nennleistung sinkt die H₂-Erzeugung dagegen maßgeblich um -5,1 %, während eine Erhöhung der Nennleistung die H₂-Erzeugung um +3,1 % erhöht. Dies zeigt auf, dass der ELY gut dimensioniert ist. Würde er kleiner ausgelegt werden, würde dies stärkere negative Folgen auf die H₂-Erzeugung haben, während eine größere Dimensionierung nur zu einer geringfügigen Erhöhung der H₂-Erzeugung führt. Auch das Degradationsverhalten des ELY während des Betriebs hat Auswirkungen auf die H₂-Erzeugung während des gesamten Betrachtungszeitraums von 20 Jahren.

Eine starke Reduktion des H₂-Bedarfs kann durch eine Erhöhung der FC-Effizienz, eine Reduktion des Raumwärmebedarfs und eine Reduktion der Vorlauftemperatur des Raumwärmesystems erreicht werden. Eine Erhöhung der PV-Anlagenleistung und der LIB-Kapazität haben dagegen gleichermaßen mit -3,1 % eher geringen Einfluss. Dies verdeutlicht, dass der H₂-Bedarf vorrangig durch Reduktion auf der Verbraucherseite reduziert werden kann. Der H₂-Bedarf ist des Weiteren nicht sensitiv in Bezug auf das Degradationsverhalten der FC. Die größten positiven Effekte auf die gesamte H₂-Bilanz haben eine Erhöhung der PV-Anlagen-Nennleistung und eine Reduktion des Raumwärmebedarfs. Negativ wirkt sich dagegen vor allem die Reduktion dieser beiden Kenngrößen aus.

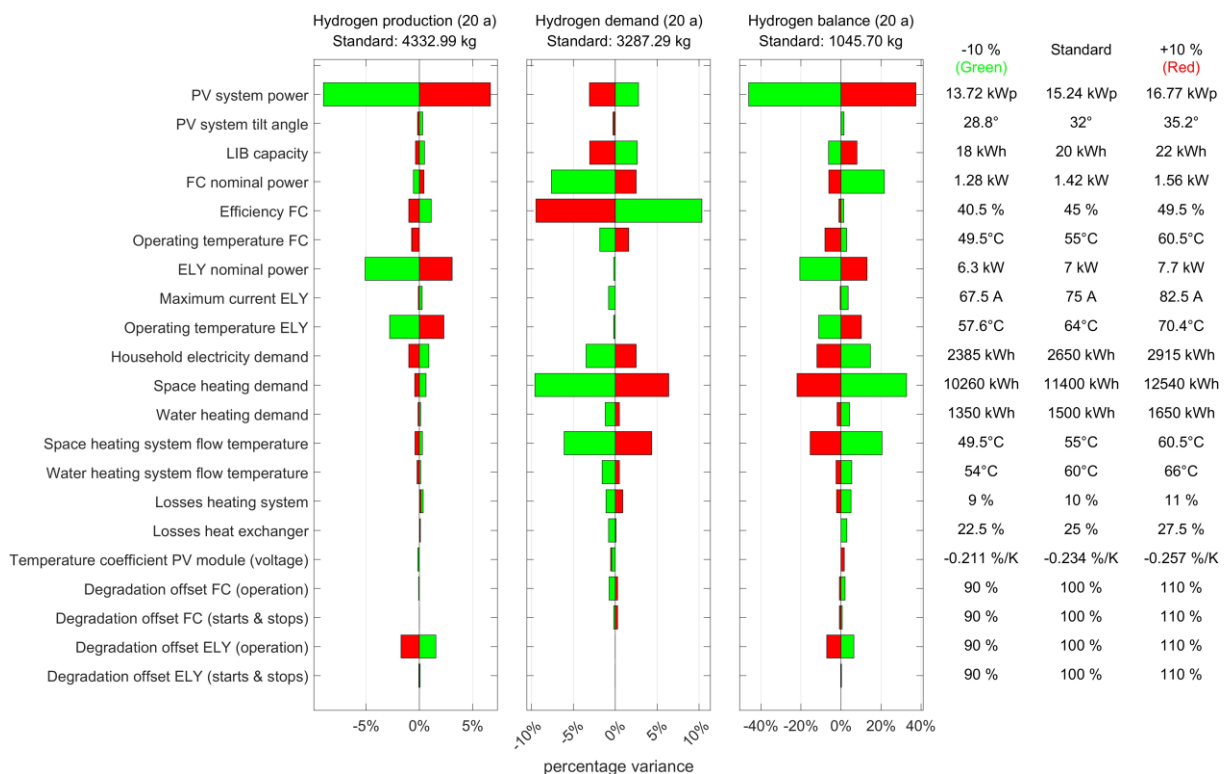


Bild 5.79: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Einfluss der Kenngrößen auf die Wasserstoffherzeugung, den Wasserstoffbedarf und die Wasserstoffbilanz.

Zuletzt wird der Sensitivität verschiedener Kenngrößen auf die Lebensdauer des ELY, der FC und der LIB nachgegangen (siehe Bild 5.80). Da mit geringerer PV-Anlagen-Nennleistung auch

seltener PV-Überschuss vorliegt und der ELY damit seltener in Betrieb gehen kann, steigt dementsprechend die Lebensdauer deutlich um 20 %. Eine Erhöhung der PV-Anlagen-Nennleistung führt dagegen zu einer um 16 % geringeren ELY-Lebensdauer.

Wird die ELY-Nennleistung um 10 % erhöht, steigt in der Folge die Lebensdauer um 15,6 % aufgrund geringerer Auslastung. Allerdings führte dies, wie in *Bild 5.77* ersichtlich ist, zu um 2 % höheren Systemkosten und ist daher insgesamt nicht zu empfehlen. Die Degradation durch den Betrieb ist bei einem ELY deutlich ausschlaggebender für die Lebensdauer als die Degradation durch Start&Stopps.

Die Lebensdauer der FC wird durch eine um 2 kWh höhere LIB-Kapazität sehr positiv beeinflusst mit einer Erhöhung um 9,5 %, während eine Reduktion um 2 kWh eine Reduktion der FC-Lebensdauer um 6,1 % bewirkt. Bei einer FC hat die Degradation durch den normalen Betrieb etwa einen gleichgroßen Einfluss wie die Degradation durch Starts&Stopps. Daher sollten hier die Starts&Stopps durch ein passendes EMS möglichst stark reduziert werden. Eine Reduktion des Raumwärmebedarfs hat ebenfalls einen sehr positiven Effekt auf die FC-Lebensdauer.

Bei der LIB bewegen sich die Lebensdaueränderungen durch die charakteristischen Kenngrößen im Bereich zwischen $-2,3\%$ und $+3,6\%$ und sind damit nicht signifikant. Größten Einfluss hierbei haben noch die LIB-Kapazität, der Raumwärmebedarf und die FC-Nennleistung. Dies verdeutlicht, dass eine stärkere Auslastung des LIBs gegenüber den Wasserstoffkomponenten vorzuziehen ist und daher bei der Systemplanung und Entwicklung des EMS priorisiert werden sollte.

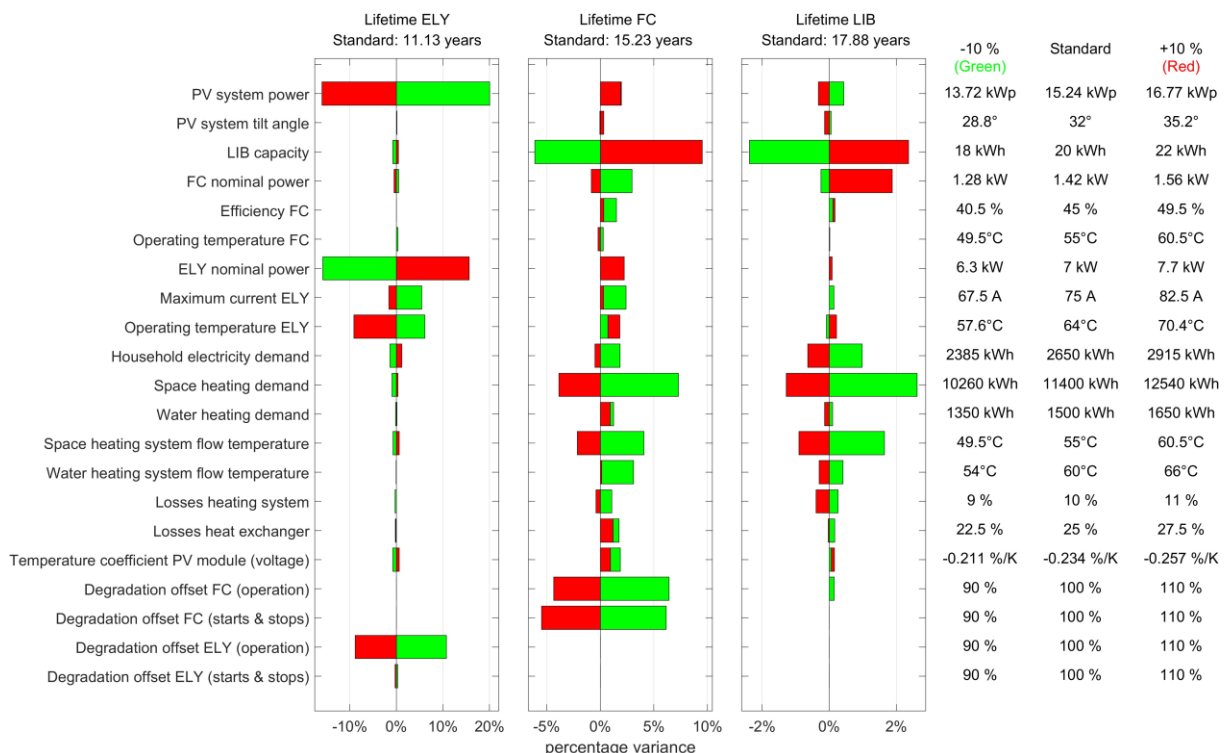


Bild 5.80: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Einfluss der Kenngrößen auf die Lebensdauer des ELY, der FC und der LIB.

6 Zusammenfassung und Ausblick

6.1 Zusammenfassung

Die Herausforderungen einer nachhaltigen Energieversorgung und des weitreichenden Übergangs zu erneuerbaren Energiequellen erfordern innovative Lösungen, die sowohl technische als auch ökonomische Aspekte berücksichtigen. Wasserstoff bietet im Hinblick auf die Defossilisierung und die Sicherstellung einer nachhaltigen Energiezukunft großes Potential und ist ein wichtiger Bestandteil für eine grüne und autarke Energiewende (vgl. Abschnitt 2.3). Mit einem Wasserstoffsystem auf Haushaltsebene können Privatpersonen aktiv und weitreichend bei einem Umbau der Energieversorgung auf 100 % erneuerbaren Energiequellen eingebunden werden. Ein solches System zeichnet sich besonders für Anwendungen aus, in denen eine netz-unabhängige und autarke Stromversorgung gefordert ist.

Bei der Integration von Wasserstoffsystemen treten diverse Herausforderungen auf, die einer breiten Anwendung derzeit entgegenstehen. Eine große Herausforderung sind die hohen Kosten und die geringe Gesamteffizienz. Zudem stellen wasserstoffbasierte Energiesysteme für den autarken Einsatz hochkomplexe, multifaktoriell beeinflusste Systeme dar, weshalb die optimale Auslegung detailliertes technisches und systemisches Wissen voraussetzt. Derzeit ist daher eine anwendungsfallsspezifische Auslegung unter umfassenden und interdisziplinären Gesichtspunkten kaum möglich. Aktuell existieren daher nur weitestgehend standardisierte Systemlösungen, die häufig weder ressourcen- noch kostenoptimal auf den Anwendungsfall zugeschnitten sind. Der Stand der Technik zeigt in diesem Kontext einen signifikanten Handlungsbedarf auf (vgl. Abschnitt 3.1 und 3.7). Existierende Veröffentlichungen konzentrieren sich meist nur auf Teilaspekte und bieten keine adäquate Unterstützung zur zuverlässigen und bedarfsgerechten Auslegung von Wasserstoffsystemen.

Ziel dieser Arbeit war es daher, fundierte Kenntnisse über die Wirkmechanismen im System zu erarbeiten, um Wasserstoffsysteme zukünftig zielgerichtet und anwendungsfallsspezifisch implementieren zu können. Die zentrale Zielsetzung dieser Arbeit beinhaltet dabei die Entwicklung eines ganzheitlichen und sektorübergreifenden **Energiesystemmodells**, welches eine realitätsnahe und detailtiefe Analyse eines Wasserstoffsystems für den Privathaushalt ermöglicht und dabei tageszeitliche und saisonale Einflüsse erfasst (vgl. Kapitel 4). Das entwickelte Modell berücksichtigt den gebäudeinternen Strom- sowie Wärmebedarf und bezieht daraus resultierende Synergieeffekte durch Sektorkopplung ein. Dabei bildet es die physikalischen, chemischen und elektrotechnischen Eigenschaften der Systemkomponenten in Form von mathematischen Modellen ab, um die Effizienz und das Verhalten des Gesamtsystems unter verschiedenen Betriebsbedingungen bewerten zu können. Das Modell ist nach dem Bottom-Up-Ansatz konzipiert (vgl. Abschnitt 2.1.3), wodurch eine detaillierte Betrachtung einzelner Komponenten und deren Wechselwirkungen ermöglicht wird. Der gewählte Modellansatz ermöglicht neben den systemtechnischen Details zugleich eine ökonomische Betrachtung. Im Modell ist eine hohe Flexibilität hinsichtlich der Parametrisierung der Systemkomponenten gegeben. Energiebedarfe, Lastcharakteristiken und regionale Wetterbedingungen können ebenfalls individuell in die Systemauslegung eingebunden werden.

Das Energiesystemmodell wurde um ein **Lebensdauerprognoseverfahren** ergänzt, wodurch aussagekräftigere Rückschlüsse bezüglich der Versorgungssicherheit und Langlebigkeit des Systems getroffen werden können. Die Lebensdauer der Wasserstoffkomponenten ist aktuell

stark von dem Betriebsverhalten und den Umfeldeinflüssen geprägt, weswegen eine Lebensdauerprognose maßgeblich dazu beiträgt, langfristig nachhaltige und wettbewerbsfähige Lösungen zu entwickeln. Des Weiteren wurde ein **Kostenschätzungsverfahren** entwickelt, welches auf den Ergebnissen des Lebensdauerprognoseverfahrens aufbaut und dadurch eine Bestimmung der im gesamten Nutzungszeitraum anfallenden Kosten ermöglicht. Zuletzt wurde ein heuristisches und rechenzeiteffizientes **Optimierungsverfahren** entwickelt, um die kosten- und ressourcenoptimale Auslegung des Systems unter Gewährleistung einer langfristigen Versorgungssicherheit zu bestimmen. Alle Verfahren sind flexibel und anpassbar, um auf die derzeitige hohe Dynamik im Marktumfeld reagieren und kontinuierlich auf den neuesten Stand der Forschung und Technologie angepasst werden zu können.

Das entwickelte Energiesystemmodell und die Analyseverfahren wurden durch zunächst partiellen und abschließend durch ganzheitlichen Vergleich mit anderen Arbeiten erfolgreich verifiziert und validiert (vgl. Abschnitt 5.1). Durch das geschaffene Know-how zum Degradationsverhalten konnte eine bedeutende Verbesserung der Systemauslegung und -steuerung hinsichtlich langfristiger Versorgungs- und Betriebssicherheit erreicht werden. Mithilfe dieses Wissens kann eine teilweise in anderen Arbeiten festgestellte starke Überdimensionierung und ein häufig lebensdauerschädlicher Betrieb zukünftig verhindert werden. Außerdem zeigte sich im realitätsnahen Betrieb infolge eines typischen Anwendungsfalls, dass das volatile und ereignisbasierte Betriebsverhalten von Elektrolyseur und Brennstoffzelle zu einer abweichenden Lebensdauer gegenüber Prüfstandsbedingungen führt, was eine betriebsbedingte Lebensdauerbetrachtung zwingend erforderlich macht.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden verschiedene Parameterstudien durchgeführt, um die Energiebilanz, Lebensdauer und Kosten des Gesamtsystems und von Systemteilen zu analysieren (vgl. Abschnitt 5.3). Diese Studien bieten wichtige Erkenntnisse über die Auswirkung verschiedener Faktoren wie die Auslegung der PV-Anlage, der Lithium-Ionen-Batterie, der Brennstoffzelle, des Elektrolyseurs und des Energiemanagementsystems (vgl. Abschnitt 5.3.1). Die Ergebnisse zeigen die Vorteile einer hybriden Energiespeicherlösung bestehend aus Kurzzeit- und Langzeitspeicher. Im Rahmen einer Parameterstudie zeigte sich ein um ca. 35 % geringerer Wasserstoffbedarf, wenn die Kapazität der Lithium-Ionen-Batterie von 5 kWh auf 20 kWh erhöht wird. Infolge der höheren Kapazität erhöhte sich ebenfalls die prognostizierte Brennstoffzellen-Lebensdauer um beachtliche 80 %.

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigte sich ein exponentieller Anstieg der Systemkosten mit zunehmender Entfernung zum Äquator (vgl. Abschnitt 5.3.3). Um Energieautarkie in einem Durchschnittshaushalt zu erreichen, liegt der Wasserstoffbedarf in Helsinki (Finnland) mit ca. 240 kg_{H₂} etwa doppelt so hoch wie in Deutschland. Die Wasserstoffsystemkomponenten sind dabei aktuell (2024) für ca. 68–87 % der Systemkosten verantwortlich. Basierend auf den in dieser Arbeit erstellten Kostenentwicklungsszenarien ist davon auszugehen, dass die Gesamtsystemkosten bis 2050 um ca. 41–77 % sinken werden. Aktuell liegen die Kosten pro zu deckender kWh des Strombedarfs im europäischen Raum unter moderatem Kostenszenario bei ca. 1,1–2,2 €/kWh und werden voraussichtlich bis 2050 auf ca. 0,4–1,1 €/kWh sinken (vgl. Abschnitt 5.3.3).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass durch das entwickelte Energiesystemmodell erstmals eine ganzheitliche und interdisziplinäre Dimensionierungsgrundlage geschaffen wurde, mit der die Bewertung, Planung und Entwicklung eines Wasserstoffhauses maßgeblich erleichtert und

verbessert wird. Das Modell und die dazugehörigen Analysemethoden ermöglichen eine erhebliche Ressourcen- und Kostenreduktion des Gesamtsystems und eine anwendungsfallsspezifische Auslegung.

6.2 Ausblick

Das Themenfeld rund um die Nutzung von Wasserstoff in allen Sektoren stößt aktuell auf größtes Interesse und unterliegt hochdynamischer Forschung. Kosten- und ressourcenschonende Möglichkeiten zur Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem sind dabei maßgeblich. Daher besteht weiterhin großer Forschungsbedarf darin, die notwendigen Systemkomponenten preiswerter zu produzieren und auszulegen. Während auf erneuerbare Energiequellen basierende Erzeugungsanlagen bereits ausgereift und kostengünstig sind, muss jetzt die Energiespeicherung sowie die Steuerung und Regelung des Energiesystems in den Fokus rücken.

Im entwickelten Energiesystemmodell wird der gebäudeinterne Strom- sowie Wärmebedarf betrachtet. In zukünftigen Arbeiten kann auch die Einbindung des Mobilitätssektors in Form eines E-Autos untersucht werden. Hierbei sind mögliche Synergien durch Vehicle-To-Grid sehr spannend. Das E-Auto kann hierbei als zusätzlicher Energiespeicher sehr nützlich sein. Außerdem besteht damit zukünftig die Möglichkeit, externe Batterieladung dazuzukaufen und in das Hausnetz einzuspeisen. Dadurch könnte das Wasserstoffsystem entlastet werden und Stromengpässen entgegengewirkt werden. Eine Problematik ist allerdings das Auftreten eines zu hohen Strombedarfs zum Laden des E-Autos im Winter. Wichtig hierbei sollte sein, dass das E-Auto möglichst direkt mit PV-Strom und nicht über das Wasserstoffsystem geladen wird.

Des Weiteren könnte die Speicherung anstelle von Wasserstoff auch in Form von anderen Stoffen wie Methanol erfolgen. Interessant ist dabei, wie teuer ein solches System werden würde und welche Auswirkung die höheren Verluste im Gesamtsystem durch zusätzliche Umwandlungsschritte haben. Hiermit kann eine Energiespeicherung mit konventionellen Tanks anstelle von teuren und technisch anspruchsvollen Wasserstofftanks erfolgen.

Sollte der Haushalt zu viel überschüssigen Wasserstoff erzeugen, könnte auch über den Abtransport in Flaschenbündeln nachgedacht werden und vielleicht sogar ein Absatzmarkt selbst erzeugten Wasserstoffs entstehen. Ggf. könnte hierzu ein Wasserstofftank auf Leihbasis etabliert werden, was die Einmalkosten bei Anschaffung deutlich mindern würde und die Schwelle der Kaufentscheidung reduziert.

Insgesamt besteht weitergehender Forschungsbedarf bezüglich Energiemanagementmethoden, mit denen die Lebensdauer erhöht und die Gesamtkosten gesenkt werden können. Mithilfe eines auf künstliche Intelligenz basierenden Energiemanagementsystems ist eine bessere Analyse der Lastcharakteristik des Haushalts möglich, was zu einem systemfreundlicheren Betrieb durch besseres Management der Verbraucher beiträgt.

Exemplarisch wurde gezeigt, dass das entwickelte Energiesystemmodell problemlos auf andere Systemskalierungen wie eine Quartierlösung ausgeweitet werden kann (siehe Abschnitt 5.3.1). Auch die Lebensdauerprognose und das Kostenschätzungsverfahren wurden so gestaltet, dass eine Ergänzung oder Anpassung an neue Systembestandteile effektiv und schnell umsetzbar ist.

Das entwickelte Energiesystemmodell legt damit den Grundstein für vielfältige weitere Forschungsvorhaben.

Literaturverzeichnis

- [1] Meschede, H., Piacentino, A., Guzovic, Z., Lund, H., Duic, N. (2024). Integrated renewable energy systems as the basis for sustainable development of energy, water and environment systems. *Energy*. 313. 133737. DOI: 10.1016/j.energy.2024.133737.
- [2] Breyer, C., Khalili, S., Bogdanov, D., Ram, M., Oyewo, A. S., Aghahosseini, A., ... & Sovacool, B. K. (2022). On the history and future of 100% renewable energy systems research. *IEEe Access* 10. ISBN: 78176-78218.
- [3] Breyer, C., Lopez, G., Bogdanov, D., Laaksonen, P. (2024). The role of electricity-based hydrogen in the emerging power-to-X economy. *International Journal of Hydrogen Energy*. 49. 351–359. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.08.170.
- [4] Madadi Avargani, V., Zendehboudi, S., Cata Saady, N. M., Dusseault, M. B. (2022). A comprehensive review on hydrogen production and utilization in North America: Prospects and challenges. *Energy Conversion and Management*. 269. 115927. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115927.
- [5] Lagler, A. (2021). Influence of Optimizing Prosumers on Urban Distribution Networks. Dissertation, Graz University of Technology.
- [6] Barth, M. (2024). Hybride Energiesysteme - Was ist ein hybrides System? i-mehr.com (Hrsg). Unter: <https://www.i-mehr.com/der-i-mehr-the-i-mehr/hybride-energiesysteme-hybrid-energy-systems/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [7] Franke, G., Schneider, M., Rinderknecht, S. (2020). Betriebsoptimierung von hybriden Microgrids unter Berücksichtigung von Unsicherheiten. 16. Symposium Energieinnovation in Graz/Austria.
- [8] Hirsch, A., Parag, Y., Guerrero, J. (2018). Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Elsevier - Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 90. 402–411. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.040.
- [9] Shah Danish, M. S., Senjyu, T., Funabashia, T., Ahmadi, M., Ibrahim, A. M., Ohta, R., Rashid Howlader, H. O., Zaheb, H., Sabory, N. R., Sediqi, M. M. (2019). A sustainable microgrid: A sustainability and management-oriented approach. *Energy Procedia*. 159. 160–167. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.12.045.
- [10] Wietschel, M., Haendel, M., Schubert, G., Köppel, W., Degünther, C. (2015). Kurzstudie: Kurz- und mittelfristige Sektorkopplungspotentiale - Im Rahmen der Studie Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Teilvorhaben 2 - Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen, Fraunhofer ISI; Umweltbundesamt.
- [11] Wietschel, Martin, Plötz, Patrick, Pfluger, B., Klobasa, M., Eßer, A. (2018). Sektorkopplung: Definition, Chancen und Herausforderungen, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.
- [12] Pan, Q., Held, M., Backmann, J. (2025). Technological and policy options for the defossilisation of chemical manufacturing. *RSC Sustainability*. 3(1). 64–80. DOI: 10.1039/D4SU00601A.
- [13] Brink, G. (2025). Sektorkopplung für Klimaneutralität, *Energiewende 2.0*. 245–289. DOI: 10.1007/978-3-658-46041-9_10.

- [14] Wietschel, M., Haendel, M., Boßmann, T., Schubert, G., Michaelis, J. (2019). Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung. Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Umweltbundesamt (Hrsg), Fraunhofer ISI.
- [15] Gerhardt, N., Richts, C., Hochloff, P. (2014). Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien.
- [16] Khalili, S., Lopez, G., Breyer, C. (2025). Role and trends of flexibility options in 100% renewable energy system analyses towards the Power-to-X Economy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 212. 115383. DOI: 10.1016/j.rser.2025.115383.
- [17] Bernath, C. (2023). Auswirkungen der Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf das europäische Stromerzeugungssystem : Eine modellbasierte Szenarioanalyse, KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Abgerufen am 06.05.2025. DOI: 10.5445/IR/1000155704.
- [18] Dangelmaier, W. (2013). *Fertigungsplanung. Planung von Aufbau und Ablauf der Fertigung Grundlagen, Algorithmen und Beispiele*. Springer-Verlag. ISBN: 9783642564536.
- [19] Dangelmaier, W. (2017). *Methoden der computergestützten Produktion und Logistik*, Heinz Nixdorf Institut, Universität Paderborn.
- [20] Walden, D. D. (2015). *Systems engineering handbook : a guide for system life cycle processes and activities*, International Council on Systems Engineering. ISBN: 9781119814290.
- [21] Glinz, M. (2003). *Einführung in die Modellierung*, Institut für Informatik, Universität Zürich.
- [22] Rosenow, H. (2018). *Trade Off Bewertungsmethodik für Tool- und Methodenentscheidungen zur Virtualisierung und Modellbasierung in der Entwicklung*.
- [23] INZTITUT. Was ist Modellierung? INZTITUT (Hrsg). Unter: <http://www.inztitut.de/blog/glossar/modellierung/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [24] Hamann, C. H., Vielstich, W. (2005). *Elektrochemie*, John Wiley & Sons Australia.
- [25] Werhahn, J. (2009). *Kosten von Brennstoffzellensystemen auf Massensbasis in Abhängigkeit von der Absatzmenge*. Forschungszentrum Jülich, Zentralbibl, Jülich. ISBN: 978-3-89336-569-2.
- [26] Palzer, A. (2016). *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*, Fakultät für Maschinenbau, Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- [27] Prina, M. G., Manzolini, G., Moser, D., Nastasi, B., Sparber, W. (2020). Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 129. 109917. DOI: 10.1016/j.rser.2020.109917.
- [28] Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., Leahy, M. (2010). A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*. 87(4). 1059–1082. DOI: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.
- [29] Mennel, T., Layer, Hrvoje Brlecic, Strippchen, Lisa, Hove, A., Qian, W. (2022). *Decentralized Flexibility and Integration of Renewable Energy. Experiences in Germany and Outlook for China*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg).

- [30] Henning, H.-M., Palzer, A. (2015). Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE).
- [31] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017). Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hrsg). Unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Abgerufen am 16.04.2025.
- [32] Brisbois, M. C. (2020). Decentralised energy, decentralised accountability? Lessons on how to govern decentralised electricity transitions from multi-level natural resource governance. *Global Transitions*. 2. 16–25. DOI: 10.1016/j.glt.2020.01.001.
- [33] Mischinger, S., Seidl, H., Limbacher, E. L., Fasbender, S., Stalleicken, F. (2023). dena-Innovationsreport Systemdienstleistungen: Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030.
- [34] Krauter, S. (2018). Simple and effective methods to match photovoltaic power generation to the grid load profile for a PV based energy system. *Solar Energy*. 159. 768–776. DOI: 10.1016/j.solener.2017.11.039.
- [35] Umweltbundesamt Deutschland (2024). Treibhausgasminderungsziele Deutschlands. Umweltbundesamt Deutschland (Hrsg). Unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [36] Wietschel, M., Zheng, L., Arens, M., Hebling, C., Ranzmeyer, O., Schaadt, A., Hank, C., Sternberg, A., Herkel, S., Kost, C., Ragwitz, M., Herrmann, U., Pfluger, B. (04.06.2021). Metastudie Wasserstoff - Auswertung von Energiesystemstudie. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG (Hrsg).
- [37] Maaßen, U. (2021). Energieverbrauch zieht wieder an. Zuwachs durch Erdgas und Kohle gedeckt / Windstrom deutlich unter Vorjahr. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (Hrsg). Unter: <https://ag-energiebilanzen.de/energieverbrauch-zieht-wieder-an/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [38] Umweltbundesamt (2024). Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren. Umweltbundesamt (Hrsg). Unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [39] Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) am Umweltbundesamt. Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2022. Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) am Umweltbundesamt (Hrsg). Unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-16_uba_hg_erneuerbareenergien_dt_bf.pdf. Abgerufen am 13.04.2025.
- [40] Jacobson, M. Z., Delucchi, M. A., Cameron, M. A., Mathiesen, B. V. (2018). Matching demand with supply at low cost in 139 countries among 20 world regions with 100% intermittent wind, water, and sunlight (WWS) for all purposes. *Renewable Energy*. 123. 236–248. DOI: 10.1016/j.renene.2018.02.009.

- [41] Boulmrharj, S., Khaidar, M., Bakhouya, M., Ouladsine, R., Siniti, M., Zine-dine, K. (2020). Performance Assessment of a Hybrid System with Hydrogen Storage and Fuel Cell for Cogeneration in Buildings. *Sustainability*. 12(12). 4832. DOI: 10.3390/su12124832.
- [42] Wurster, R., Schmidtchen, U. (2011). Wasserstoff-Sicherheits-Kompendium. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband e.V. (DWV) (Hrsg).
- [43] Khakimov, R., Moskvina, A., Zhdanev, O. (2024). Hydrogen as a key technology for long-term & seasonal energy storage applications. *International Journal of Hydrogen Energy*. 68. 374–381. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.04.066.
- [44] Wencker, T., Kukuk, J. (2020). Energieträger Wasserstoff. Grundlagen, Anwendung, Speicherung, Infrastruktur. ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg).
- [45] Rosen, M. A., Koochi-Fayegh, S. (2016). The prospects for hydrogen as an energy carrier: an overview of hydrogen energy and hydrogen energy systems. *Energy, Ecology and Environment*. 1(1). 10–29. DOI: 10.1007/s40974-016-0005-z.
- [46] International Energy Agency (2019). The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. International Energy Agency (Hrsg).
- [47] Cipriani, G., Di Dio, V., Genduso, F., La Cascia, D., Liga, R., Miceli, R., Galluzzo, G. R. (2014). Perspective on hydrogen energy carrier and its automotive applications. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- [48] Sharma, S., Ghoshal, S. K. (2015). Hydrogen the future transportation fuel: From production to applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 43. 1151–1158. DOI: 10.1016/j.rser.2014.11.093.
- [49] Usman, M. R. (2022). Hydrogen storage methods: Review and current status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 167. 112743. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112743.
- [50] Cox, K. E., Williamson, K. D., McCarty, R. D. (2019). Hydrogen: Its Technology and Implications. 1. Auflage. CRC Press. DOI: 10.1201/9780429487170. ISBN: 9780429487170.
- [51] Galimova, T., Fasihi, M., Bogdanov, D., Breyer, C. (2023). Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen: Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland. *Applied Energy*. 347. 121369. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121369.
- [52] ENERGY.GOV. Energy Storage Analysis. ENERGY.GOV (Hrsg). Unter: <https://www.hydrogen.energy.gov/program-areas/systems-analysis/energy-storage-analysis>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [53] Langemann, M. (2016). Bipolarplattenmaterialien für Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse. Elektrochemische Verfahrenstechnik. Dissertation, Forschungszentrum Jülich GmbH, RWTH Aachen.
- [54] Tjarks, G. H. (2017). PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen, Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH. ISBN: 978-3-95806-217-7.

- [55] Nebergall, J. (2022). Wasserstoff-Verbrennungsmotoren und Wasserstoff-Brennstoffzellen. Cummins (Hrsg). Unter: <https://www.cummins.com/de/news/2022/01/27/hydrogen-internal-combustion-engines-and-hydrogen-fuel-cells>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [56] Vielstich, W. (2003). Handbook of Fuel Cells: Fundamentals, Technology and Applications.
- [57] Larminie, J., Dicks, A. (2003). Fuel Cell Systems Explained. 1. Auflage. Wiley. DOI: 10.1002/9781118878330. ISBN: 9780470848579.
- [58] Keiner, D., Thoma, C., Bogdanov, D., Breyer, C. (2023). Seasonal hydrogen storage for residential on- and off-grid solar photovoltaics prosumer applications: Revolutionary solution or niche market for the energy transition until 2050? Applied Energy. 340. 121009. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121009.
- [59] HPS Home Power Solutions AG (2024). Der erste Ganzjahres-Stromspeicher für Gebäude. PICEA 2. HPS Home Power Solutions AG (Hrsg).
- [60] ostermeier H2ydrogen Solutions GmbH. H2-Battery. Reference projects. ostermeier H2ydrogen Solutions GmbH (Hrsg). Unter: <https://ohs.energy/en/reference-projects/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [61] H2 Core Systems GmbH (2025). HydroCab PowerCore®. H2 Core Systems GmbH (Hrsg). Unter: <https://www.h2coresystems.com/de/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [62] Behabtu, H. A., Messagie, M., Coosemans, T., Berecibar, M., Anlay Fante, K., Kebede, A. A., van Mierlo, J. (2020). A Review of Energy Storage Technologies' Application Potentials in Renewable Energy Sources Grid Integration. Sustainability. 12(24). 10511. Unter: <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/24/10511>. DOI: 10.3390/su122410511.
- [63] Wietschel, M., Ullrich, S., Markewitz, P., Schulte, F., Genoese, F. (Hrsg) (2015). Energietechnologien der Zukunft. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. DOI: 10.1007/978-3-658-07129-5. ISBN: 9783658071288.
- [64] photovoltaik.org. On-Grid und Off-Grid. On-Grid System in der Photovoltaik. photovoltaik.org (Hrsg). Unter: <https://photovoltaik.org/solarstrom/elektro/on-grid-und-off-grid>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [65] Kuster, J., Bachmann, C., Huber, E., Hubmann, M., Lippmann, R., Schneider, E., Schneider, P., Witschi, U., Wüst, R. (2019). Handbuch Projektmanagement. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-662-57878-0. ISBN: 978-3-662-57877-3.
- [66] Deutscher Wetterdienst (DWD). Wetter und Klima aus einer Hand. Deutscher Wetterdienst (DWD) (Hrsg). Unter: https://www.dwd.de/DE/Home/home_node.html. Abgerufen am 06.05.2025.
- [67] StudySmarter. Energiebilanzen. StudySmarter (Hrsg). Unter: <https://www.studysmarter.de/studium/physik-studium/energiestudien/energiebilanzen/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [68] Mainzer, K. (2019). Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme. Entwicklung und Anwendung eines übertragbaren Modellierungswerkzeugs zur nachhaltigen Systemgestaltung, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

- [69] Pfenninger, S., Hawkes, A., Keirstead, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 33. 74–86. DOI: 10.1016/j.rser.2014.02.003.
- [70] Villa Londono, J. E., Mazza, A., Pons, E., Lok, H., Bompard, E. (2021). Modelling and Control of a Grid-Connected RES-Hydrogen Hybrid Microgrid. *Energies*. 14(6). 1540. DOI: 10.3390/en14061540.
- [71] Albarghot, M., Rolland, L. (2016). MATLAB/Simulink modelling and experimental results of a PEM electrolyzer powered by a solar panel. *Journal of Energy and Power Engineering*. 1–6. DOI: 10.1109/EPEC.2016.7771691.
- [72] Trifkovic, M., Sheikhzadeh, M., Nigim, K., Daoutidis, P. (2014). Modeling and Control of a Renewable Hybrid Energy System With Hydrogen Storage. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*. 22(1). 169–179. DOI: 10.1109/TCST.2013.2248156.
- [73] Herb, F. (2010). Alterungsmechanismen in Lithium-Ionen-Batterien und PEM-Brennstoffzellen und deren Einfluss auf die Eigenschaften von daraus bestehenden Hybrid-Systemen, Fakultät für Naturwissenschaften, Universität Ulm. Unter: https://oparu.uni-ulm.de/xmlui/bitstream/handle/123456789/1896/vts_7404_10513.pdf?sequence=1.
- [74] Bonitz, S. (2016). Zur Lebensdauerabschätzung von Brennstoffzellen mit den Methoden der Betriebsfestigkeit, Fakultät für Mathematik/ Informatik und Maschinenbau, Technische Universität Clausthal. Unter: <https://core.ac.uk/download/pdf/79463149.pdf>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [75] Puranen, P., Kosonen, A., Ahola, J. (2021). Technical feasibility evaluation of a solar PV based off-grid domestic energy system with battery and hydrogen energy storage in northern climates. *Solar Energy*. 213. 246–259. DOI: 10.1016/j.solener.2020.10.089.
- [76] Acakpovi, A., Adjei, P., Nwulu, N., Asabere, N. Y. (2020). Optimal Hybrid Renewable Energy System: A Comparative Study of Wind/Hydrogen/Fuel-Cell and Wind/Battery Storage. *Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2020(1). 1–15. DOI: 10.1155/2020/1756503.
- [77] HOMER Energy (2022). Products. Unter: <https://www.homerenergy.com/products/pro/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [78] Balvert, R. den, Smit, M. A. (2020). Determining the Future Business Case for Small-Scale Hydrogen Storage of Renewable Energy for Autonomous Residential Applications. *Urban and Transit Planning*. 423–429. Unter: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-17308-1_38. DOI: 10.1007/978-3-030-17308-1_38.
- [79] Bocklisch, T. (2010). Optimierendes Energiemanagement von Brennstoffzelle-Direktspeicher-Hybrid-Systemen. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, TU Chemnitz. Unter: <http://archiv.tu-chemnitz.de/pub/2010/0028>.
- [80] Leonard, M. D., Michaelides, E. E. (2018). Grid-independent residential buildings with renewable energy sources. *Energy*. 148. 448–460. DOI: 10.1016/j.energy.2018.01.168.
- [81] Pu, Y., Li, Q., Zou, X., Li, R., Li, L., Chen, W., Liu, H. (2021). Optimal sizing for an integrated energy system considering degradation and seasonal hydrogen storage. *Applied Energy*. 302. 117542. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117542.

- [82] Dawood, F., Shafiullah, G. M., Anda, M. (2020). Stand-Alone Microgrid with 100% Renewable Energy: A Case Study with Hybrid Solar PV-Battery-Hydrogen. *Sustainability*. 12(5). 2047. DOI: 10.3390/su12052047.
- [83] Okundamiya, M. S. (2021). Size optimization of a hybrid photovoltaic/fuel cell grid connected power system including hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy*. 46(59). 30539–30546. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.185.
- [84] Utomo, O., Abeysekera, M., Ugalde-Loo, C. E. (2021). Optimal Operation of a Hydrogen Storage and Fuel Cell Coupled Integrated Energy System. *Sustainability*. 13(6). 3525. DOI: 10.3390/su13063525.
- [85] El-Sattar, H. A., Kamel, S., Sultan, H. M., Zawbaa, H. M., Jurado, F. (2022). Optimal design of Photovoltaic, Biomass, Fuel Cell, Hydrogen Tank units and Electrolyzer hybrid system for a remote area in Egypt. *Energy Reports*. 8. 9506–9527. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.07.060.
- [86] MathWorks, Inc. (2021). SIMULINK. Simulation und Model-Based Design.
- [87] Kaiser, L. (2014). Rahmenwerk zur Modellierung einer plausiblen Systemstruktur mechatronischer Systeme. Dissertation, Fakultät Maschinenbau, Universität Paderborn. Unter: <https://core.ac.uk/download/pdf/50517459.pdf>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [88] MathWorks, Inc. (2021). MATLAB. Mathematik. Grafiken. Programmierung.
- [89] Beucher, O. (2013). MATLAB und Simulink. Eine kursorientierte Einführung für Studierende der Natur- und Ingenieurwissenschaften : mit 101 Übungsaufgaben und 125 MATLAB/Simulink-Programmen. 1. Auflage. mitp, Heidelberg, München, Landsberg, Frechen, Hamburg. ISBN: 3826694678.
- [90] Pietruszka, W. D. (2006). MATLAB und Simulink in der Ingenieurpraxis. Modellbildung, Berechnung und Simulation. Springer Science & Business Media. ISBN: 9783835101005.
- [91] Haupt, A. (2021). Modellierung und Optimierung von Energiespeichern in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Dissertation, Fakultät für Maschinenbau und Schiffstechnik, Universität Rostock.
- [92] Modelica. Model complex systems more efficiently. Unter: <https://modelica.org/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [93] Waurich, V. (2021). Modelica-Compiler Methoden für zeitkritische Simulationen. Dissertation, Fakultät Maschinenwesen, Technische Universität Dresden. Unter: <https://tud.qucosa.de/id/qucosa:76841>.
- [94] Huber-Vatres, J. (2015). Integrative Ansätze in der energetischen Gebäudesimulation auf den Modellskalen Einzelraum, Gebäude und Stadtquartier. Dissertation, Fakultät Gestaltung, Universität der Künste Berlin. Unter: https://opus4.kobv.de/opus4-udk/files/982/00_dis_dina4_joerghubervatres_20150717.pdf. Abgerufen am 06.05.2025.
- [95] Franke, R. (31.01.2022). Use of OpenModelica in ABB OPTIMAX for model-based control and optimization of sustainable energy systems.
- [96] Nytsch-Geusen, C., Huber, J., Ljubijankic, M., Rädler, J. (2013). Modelica Building-Systems – eine Modellbibliothek zur Simulation komplexer energietechnischer Gebäudesysteme. *Bauphysik*. 35(1). 21–29. DOI: 10.1002/bapi.201310045.

- [97] Sinha, S., Chandel, S. S. (2014). Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 32. 192–205. DOI: 10.1016/j.rser.2014.01.035.
- [98] Lafleur, C. (2017). Methods for assessing the economic viability of stand-alone hybrid renewable energy systems, University of Victoria. Unter: <http://dspace.library.uvic.ca/handle/1828/11099>.
- [99] Swarnkar, N. M., Gidwani, L. (2016). Analysis of hybrid energy system for supply residential electrical load by HOMER and RETScreen: A case in Rajasthan, India. In: 2016 International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE), Jaipur, India. 1–6. DOI: 10.1109/ICRAIE.2016.7939487.
- [100] IEA-ETSAP. TIMES. The Integrated MARKAL-EFOM System - Modellgenerator zur Modellierung von Energiesystemen.
- [101] Welsch, J. (2018). Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X im deutschen und europäischen Energiesystem. Dissertation, Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik, Universität Stuttgart. Unter: <https://core.ac.uk/download/pdf/196215016.pdf>.
- [102] Moser, M., Gils, H.-C., Pivaro, G. (2020). A sensitivity analysis on large-scale electrical energy storage requirements in Europe under consideration of innovative storage technologies. *Journal of Cleaner Production*. 269. 122261. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.122261.
- [103] Degens, A. (2016). Design Guidelines For Highly Glazed Office Buildings In Steel Composite Construction Developed By Using Dynamic Thermal Simulations, Optimisation Methods And Life Cycle Assessment. Dissertation, Faculty of Sciences, Technology and Communication, Universität Luxembourg. Unter: https://orbilu.uni.lu/bitstream/10993/30954/1/phdthesisdegens_final%20version.pdf.
- [104] TRNSYS. Transient System Simulation Tool. Unter: <https://www.trnsys.com/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [105] Strodel, N. (2018). Wahrscheinlichkeitsbasierte Energiesystem- und Wirtschaftlichkeitsanalyse eines Energieverbundsystems unter Einbindung eines Aquiferwärmespeichers. Dissertation, Fakultät Nachhaltigkeit, Leuphana Universität. Unter: <https://pubdata.leuphana.de/frontdoor/index/index/year/2018/docid/869>.
- [106] Nußbicker-Lux, J. (2010). Simulation und Dimensionierung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Erdsonden-Wärmespeicher. Dissertation, Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik, Universität Stuttgart. Unter: https://www.igte.uni-stuttgart.de/veroeffentlichungen/dissertationen/pdf-itw/itw-dissertationen_2009-2_nussbickerlux.pdf.
- [107] Klein, S. A. (2010). TRNSYS 17. A Transienst System Simulation Program.
- [108] Raab, S. (2006). Simulation, Wirtschaftlichkeit und Auslegung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Heißwasser-Wärmespeicher. Cuvillier Verlag. ISBN: 9783736920484.
- [109] Khatib, T., Ibrahim, I. A., Mohamed, A. (2016). A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. *Energy Conversion and Management*. 120. 430–448. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.05.011.

- [110] Ammari, C., Belatrache, D., Touhami, B., Makhloufi, S. (2022). Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system - A review. *Energy and Built Environment*. 3(4). 399–411. DOI: 10.1016/j.enbenv.2021.04.002.
- [111] Valentin Software (2024). PV*SOL premium. Die Planungs- und Simulationssoftware für Photovoltaik-Systeme. Valentin Software (Hrsg). Unter: <https://valentin-software.com/produkte/pvsol-premium/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [112] Microsoft. Excel. Unter: <https://www.microsoft.com/de-de/microsoft-365/excel?market=de>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [113] Excel - Visual Basic (VBA). Grundlegendes zur Visual Basic-Syntax. Unter: <https://learn.microsoft.com/de-de/office/vba/language/concepts/getting-started/understanding-visual-basic-syntax>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [114] Qi, Z. (2014). Proton exchange membrane fuel cells. 1. Auflage. CRC Press, Boca Raton. ISBN: 978-1-4665-1371-6.
- [115] Singla, M. K., Nijhawan, P., Oberoi, A. S. (2021). Hydrogen fuel and fuel cell technology for cleaner future: a review. *Environmental science and pollution research international*. 28(13). 15607–15626. DOI: 10.1007/s11356-020-12231-8.
- [116] Fan, L., Tu, Z., Chan, S. H. (2021). Recent development of hydrogen and fuel cell technologies: A review. *Energy Reports*. 7. 8421–8446. DOI: 10.1016/j.egy.2021.08.003.
- [117] Lucia, U. (2014). Overview on fuel cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 30. 164–169. DOI: 10.1016/j.rser.2013.09.025.
- [118] TÜV Süd. Wasserstoff-Brennstoffzelle: Funktion & Arten. TÜV Süd (Hrsg). Unter: <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/wasserstoff-brennstoffzelle/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [119] Führen, D., Graw, M., Kröll, L. (2022). Wertschöpfungskette Brennstoffzelle. Metastudie. NOW GmbH (Hrsg). Unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/08/NOW_Wertschoepfungskette-Brennstoffzelle.pdf. Abgerufen am 06.04.2025.
- [120] Sicius, H. (2023). Handbuch der chemischen Elemente. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-662-65664-8. ISBN: 978-3-662-65663-1.
- [121] Felseghi, R.-A., Carcadea, E., Raboaca, M. S., TRUFIN, C. N., Filote, C. (2019). Hydrogen Fuel Cell Technology for the Sustainable Future of Stationary Applications. *Energies*. 12(23). 4593. DOI: 10.3390/en12234593.
- [122] SFC Energy. Wirkungsgrad der Brennstoffzelle. SFC Energy (Hrsg). Unter: <https://www.sfc.com/de/glossar/wirkungsgrad-der-brennstoffzelle/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [123] powerpac. Technologie der PEM-Brennstoffzelle. powerpac (Hrsg). Unter: <https://www.powerpac.ethz.ch/technologie/technologie0.pdf>. Abgerufen am 30.03.2025.
- [124] Scott, K., Xing, L. (2012). Direct Methanol Fuel Cells. In: *Advances in Chemical Engineering, Fuel Cell Engineering, Volume 41*. 41. 145–196. DOI: 10.1016/B978-0-12-386874-9.00005-1.
- [125] Siqens GmbH (2023). Wie funktioniert eine Methanol-Brennstoffzelle? Siqens GmbH (Hrsg). Unter: <https://siqens.de/methanol-brennstoffzelle/>. Abgerufen am 06.05.2025.

- [126] Kazula, S., Graaf, S. de, Enghardt, L. (2023). Review of fuel cell technologies and evaluation of their potential and challenges for electrified propulsion systems in commercial aviation. *Journal of the Global Power and Propulsion Society*. 7. 43–57. DOI: 10.33737/jgpps/158036.
- [127] Staffell, I., Ingram, A. (2010). Life cycle assessment of an alkaline fuel cell CHP system. *International Journal of Hydrogen Energy*. 35(6). 2491–2505. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2009.12.135.
- [128] Hamada, A. T., Orhan, M. F., Kannan, A. M. (2023). Alkaline fuel cells: Status and prospects. *Energy Reports*. 9. 6396–6418. DOI: 10.1016/j.egyr.2023.05.276.
- [129] Schulze Lohoff, A., Günther, D., Hehemann, M., Müller, M., Stolten, D. (2016). Extending the lifetime of direct methanol fuel cell systems to more than 20,000 h by applying ion exchange resins. *International Journal of Hydrogen Energy*. 41(34). 15325–15334. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.06.207.
- [130] Cigolotti, V., Genovese, M. (2021). Stationary Fuel Cell Applications: Current And Future Technologies. Costs, Performances, and Potential, Advanced Fuel Cells Technology Collaboration Programme (AFC TCP)-International Energy Agency (IEA). In Advanced Fuel Cells Technology Collaboration Programme (AFC TCP)-International Energy Agency (IEA). Unter: <https://iris.unical.it/handle/20.500.11770/348873>.
- [131] Metzger, N., Li, X. (2022). Technical and Economic Analysis of Fuel Cells for Forklift Applications. *ACS omega*. 7(22). 18267–18275. DOI: 10.1021/acsomega.1c07344.
- [132] Chauhan, C. K., Sharma, P., Kumar, S. (2019). Analysis and study of Hydrogen Fuel Cell Systems Used as an Electricity Storage Technology. In: *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*.
- [133] Hengeveld, D. W., Revankar, S. T. (2007). Economic analysis of a combined heat and power molten carbonate fuel cell system. *Journal of Power Sources*. 165(1). 300–306. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2006.12.053.
- [134] Whiston, M. M., Lima Azevedo, I. M., Litster, S., Samaras, C., Whitefoot, K. S., Whitacre, J. F. (2021). Paths to market for stationary solid oxide fuel cells: Expert elicitation and a cost of electricity model. *Applied Energy*. 304. 117641. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117641.
- [135] e-mobil BW GmbH - Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), WBZU GmbH (2012). *Energieträger der Zukunft. Potenziale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg*.
- [136] e-mobil BW GmbH - Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie Baden-Württemberg GmbH. *Die Rolle Von Wasserstoff In Der Energiewende. Entwicklungsstand und Perspektiven*.
- [137] Kampker, A., Heimes, H. H. (Hrsg) (2024). *Elektromobilität. Grundlagen einer Fortschrittstechnologie*. Springer Nature, Berlin, Heidelberg. ISBN: 978-3-662-65811-6.
- [138] PEMFC. Funktion und Aufbau einer PEMFC. PEMFC (Hrsg). Unter: <https://www.pemfc.de/pemfc.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [139] Peter, B. (2014). Einfluss der Trägermorphologie auf die 3D-Elektrodenstruktur von Kathoden in Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzellen. Dissertation, Fachbereich

- Material- und Geowissenschaften, Fachgebiet Erneuerbare Energien, TU Darmstadt. Unter: <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/4383>.
- [140] Matics, J. (2007). Betriebliche Modellierung, Auslegung und Management von dezentralen Energiesystemen. Dissertation, Fakultät für Ingenieurwissenschaften, Universität Duisburg-Essen. Unter: <https://bibliographie.ub.uni-due.de/servlets/doi/urn:nbn:de:hbz:5:1-63635-p0003-6>.
- [141] Huang, Z., Xing, L., Tu, Z. (2021). Load changing characteristics of the hydrogen-air and hydrogen-oxygen proton exchange membrane fuel cells. *International Journal of Energy Research*. 46(2). 1909–1921. DOI: 10.1002/er.7306.
- [142] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE) (2015). Regionalisierung der dezentralen Stromerzeugung im Netzentwicklungsplan 2025 - Methodik und Ergebnisse. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE) (Hrsg).
- [143] Al-Refai, M. A. (2014). Matlab/simulink simulation of solar energy storage system. *International Journal of Electrical and Computer Engineering* (Hrsg), World Academy of Science, Engineering and Technology.
- [144] Gallandat, N., Romanowicz, K., Züttel, A. (2017). An Analytical Model for the Electrolyser Performance Derived from Materials Parameters. *Journal of Power and Energy Engineering*. 05(10). 34–49. DOI: 10.4236/jpee.2017.510003.
- [145] El-Shafie, M., Kambara, S., Hayakawa, Y. (2019). Hydrogen Production Technologies Overview. *Journal of Power and Energy Engineering*. 07(01). 107–154. DOI: 10.4236/jpee.2019.71007.
- [146] Shiva Kumar, S., Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports*. 8. 13793–13813. DOI: 10.1016/j.egy.2022.10.127.
- [147] Lange, H., Klose, A., Lippmann, W., Urbas, L. (2023). Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*. 48(42). 15771–15783. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.01.044.
- [148] Töpler, J., Lehmann, J. (Hrsg) (2017). Wasserstoff und Brennstoffzelle. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-662-53360-4. ISBN: 9783662533598.
- [149] Wolong Electric Group. AEM Electrolyser. Multi core water electrolysis hydrogen production device-AEM Nexus. Unter: https://en.wolong.com.cn/products-solutions/new-energy-solutions/hydrogen/aem/108?utm_source=chatgpt.com. Abgerufen am 09.05.2025.
- [150] Xu, Q., Zhang, L., Zhang, J., Wang, J., Hu, Y., Jiang, H., Li, C. (2022). Anion Exchange Membrane Water Electrolyzer: Electrode Design, Lab-Scaled Testing System and Performance Evaluation. *EnergyChem*. 4(5). 100087. DOI: 10.1016/j.enchem.2022.100087.
- [151] Buttler, A., Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 82. 2440–2454. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003.

- [152] Enapter. AEM Elektrolyseure - das Beste aus zwei Welten. Enapter (Hrsg). Unter: <https://www.enapter.com/de/aem-electrolysers/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [153] Stiftung Klimaneutralität (2023). Factsheet: Resiliente Lieferketten für Grünen Wasserstoff. Elektrolyseure. Stiftung Klimaneutralität (Hrsg). Unter: https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2023/10/Factsheet_Resiliente-Lieferketten_Elektrolyseure.pdf. Abgerufen am 06.05.2025.
- [154] Holst, M., Aschbrenner, S., Smolinka, T., Voglstätter, C., Grimm, G. (2021). Cost Forecast For Low Temperature Electrolysis. Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.
- [155] Vanhoudt, W., Barth, F., Lanoix, J. C., Neave, J., Schmidt, P., Weindorf, W., Michalski, J. (2016). Power-to-gas: Short term and long term opportunities to leverage synergies between the electricity and transport sectors through power-to-hydrogen, Hincio SA and LBST-Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH.
- [156] Ansari, D., Grinschgl, J., Pepe, J. M. (2022). Elektrolyseure für die Wasserstoffrevolution. Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), German Institute for International and Security Affairs. DOI: 10.18449/2022A58.
- [157] Bünger, U., Michalski, J., Schmidt, P., Weindorf, W. (2017). Wasserstoff – Schlüsselement von Power-to-X. In: Wasserstoff und Brennstoffzelle, Springer Vieweg. 327–368. Unter: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-662-53360-4_16. Abgerufen am 06.05.2025. DOI: 10.1007/978-3-662-53360-4_16.
- [158] Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2013). Elektrolyse – Basics III. Funktionsprinzip der Elektrolyse.
- [159] Noack, C., Burggraf, F., Hosseiny, S. S., Lettenmeier, P., Kolb, S., Belz, S., Kallo, J., Friedrich, K. A., Pregger, T., Cao, K.-K., Heide, D., Naegler, T., Borggreffe, F., Bünger, U., Michalski, J., Raksha, T., Voglstätter, C., Smolinka, T., Crotogino, F., Donadei, S., Horvath, P.-L., Schneider, G.-S. (2015). Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck.
- [160] Falcão, D. S., Pinto, A. (2020). A review on PEM electrolyzer modelling: Guidelines for beginners. *Journal of Cleaner Production*. 261. 121184. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.121184.
- [161] Smolinka, T., Günther, M., Garche, J. (2010). Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien : NOW-Studie : Kurzfassung des Abschlussberichts, Fraunhofer ISE; FCBAT.
- [162] Savant, S. A. (2017). Accelerated stress testing protocols of proton exchange membrane (PEM) electrolyzers, Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).
- [163] Decourt, B., Lajoie, B., Debarre, R., Soupa, O. (2014). Hydrogen-Based Energy Conversion. More than Storage: System Flexibility, SBC Energy Institute.
- [164] Atlam, O., Kolhe, M. (2011). Equivalent electrical model for a proton exchange membrane (PEM) electrolyser. *Energy Conversion and Management*. 52(8-9). 2952–2957. DOI: 10.1016/j.enconman.2011.04.007.

- [165] Scheepers, F., Stähler, M., Stähler, A., Rauls, E., Müller, M., Carmo, M., Lehnert, W. (2020). Improving the Efficiency of PEM Electrolyzers through Membrane-Specific Pressure Optimization. *Energies*. 13(3). 612. DOI: 10.3390/en13030612.
- [166] Lewinski, K. A., van der Vliet, D., Luopa, S. M. (2015). NSTF Advances for PEM Electrolysis - the Effect of Alloying on Activity of NSTF Electrolyzer Catalysts and Performance of NSTF Based PEM Electrolyzers. *ECS Transactions*. 69(17). 893–917. Unter: <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/06917.0893ecst/meta>. DOI: 10.1149/06917.0893ecst.
- [167] Kurzweil, P., Dietlmeier, O. K. (2016). *Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen*. Springer-Verlag. ISBN: 9783658109004.
- [168] Stolzenburg, K. (Hrsg) (2019). *Speicheroptionen für Wasserstoff*.
- [169] TÜV Süd (2024). *Speicherung von Wasserstoff. Arten der Speicherung*. Unter: <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/speicherung-von-wasserstoff>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [170] Rudow, F. (2011). *Wasserstoffspeicherung im Metallhydrid*, Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt Dübendorf (EMPA). Unter: <http://fdchemie.pbworks.com/f/Wasserstoffspeicherung%20im%20Metallhydrid%20-%20Florian%20Rudow.pdf>.
- [171] EMCEL (2024). *Welche Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung gibt es?* EMCEL (Hrsg). Unter: <https://emcel.com/de/wasserstoffspeicherung/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [172] Brückner, N., Obesser, K., Bösmann, A., Teichmann, D., Arlt, W., Dungs, J., Wasserscheid, P. (2014). Evaluation of industrially applied heat-transfer fluids as liquid organic hydrogen carrier systems. *ChemSusChem*. 7(1). 229–235. DOI: 10.1002/cssc.201300426.
- [173] Wang, Y., Kowal, J., Leuthold, M., Sauer, D. U. (2012). Storage System of Renewable Energy Generated Hydrogen for Chemical Industry. *Energy Procedia*. 29. 657–667. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.09.076.
- [174] Feng, Z., Zhang, W., Wang, J.-A. J., Ren, F. (2012). Manufacturing Cost Analysis of Novel Steel/Concrete Composite Vessel for Stationary Storage of High-Pressure Hydrogen. (ORNL/TM-2013/113). Unter: <https://www.osti.gov/biblio/1072154>. DOI: 10.2172/1072154.
- [175] Vitkovice Cylinders Holding a.s. *Hydrogen Storage Bundle 300 bar*. Hyfindr (Hrsg). Unter: <https://hyfindr.com/en/shop/products/hydrogen-storage-bundle-300-bar>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [176] Messer Group GmbH. *300-bar technology. Same cylinder size - more gas*. Messer Group GmbH (Hrsg).
- [177] Barthélémy, H. (2012). Hydrogen storage – Industrial perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy*. 37(22). 17364–17372. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.04.121.
- [178] Shin, H. K., Ha, S. K. (2023). A Review on the Cost Analysis of Hydrogen Gas Storage Tanks for Fuel Cell Vehicles. *Energies*. 16(13). 5233. DOI: 10.3390/en16135233.

- [179] ILJIN Hysolus. Hydrogen Type 4 Cylinder 700 bar 185L. Hyfindr (Hrsg). Unter: <https://hyfindr.com/en/shop/products/hydrogen-type-4-cylinder-700-bar-185l>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [180] Tcharkhtchi, A., Villalonga, S., Zirak, N., Lucas, A., Farzaneh, S., Shirinbayan, M. (2023). Optimal dome design for 700 bar hydrogen tank type IV : Hyperelliptic functions and shape factor. *Energy Storage*. 5(7). DOI: 10.1002/est2.469.
- [181] Rai, A. (2024). Types of Compressed Hydrogen Storage. *Hydrogen Technology* (Hrsg). Unter: https://www.hydrogenenergy.in/types-of-compressed-hydrogen-storage?utm_source=chatgpt.com. Abgerufen am 09.05.2025.
- [182] Pande, N. (2023). Hydrogen Cylinders. *Green H2 World (GHW)* (Hrsg). Unter: https://www.greenh2world.com/post/hydrogen-cylinders?utm_source=chatgpt.com. Abgerufen am 09.05.2025.
- [183] Quaschnig, V. (2019). *Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Klimaschutz*. 10. Auflage. Hanser, München. ISBN: 978-3-446-46113-0.
- [184] Meteotest. *Meteonorm. Demodaten & Karten*. Meteotest (Hrsg). Unter: <https://mn8.meteonorm.com/demodaten-karten>. Abgerufen am 16.09.2025.
- [185] DIN 5034-1:2021-08. *Tageslicht in Innenräumen - Teil 1: Begriffe und Mindestanforderungen*. DIN Media GmbH. DOI: 10.31030/3257247.
- [186] DIN EN ISO 9488:2001-03. *Sonnenenergie-Vokabular (ISO_9488:1999); Dreisprachige Fassung EN_ISO_9488:1999*. Beuth Verlag GmbH. DOI: 10.31030/8541446.
- [187] Henne, B., Kiehlmann, S. (2011). *Astronomische Koordinatensysteme*. Unter: <https://lp.uni-goettingen.de/get/text/6855>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [188] Shivalingaswamy (2012). Determination of the Declination of the Sun on a Given Day. *European Journal of Physics Education*. Unter: <https://www.ajindex.com/dosyalar/makale/acarindex-1423880549.pdf>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [189] Filk, T. (2023). *Die Zeitgleichung*. Skript, Universität Freiburg. Unter: <https://physikdidaktik.uni-freiburg.de/wp-content/uploads/2023/06/DieZeitgleichung.pdf>. Abgerufen am 05.04.2025.
- [190] Wetzels, S. (1998). *Die Physik der Sonnenuhr*. Schriften des Historisch-wissenschaftlichen Fachkreises Freunde alter Uhren in der Deutschen Gesellschaft für Chronometrie. Deutsche Gesellschaft für Chronometrie (Hrsg).
- [191] Eicker, U. (2012). *Solare Technologien für Gebäude*. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden. DOI: 10.1007/978-3-8348-8237-0. ISBN: 978-3-8348-1281-0.
- [192] Klucher, T. M. (1979). Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*. 23(2). 111–114. DOI: 10.1016/0038-092x(79)90110-5.
- [193] Bendib, B., Belmili, H., Krim, F. (2015). A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 45. 637–648. DOI: 10.1016/j.rser.2015.02.009.
- [194] Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (2020). *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Morgan Kaufmann. ISBN: 978-3-662-61189-0.
- [195] SMA Solar Technology AG. Performance ratio. Quality factor for the PV plant. SMA Solar Technology AG (Hrsg).

- [196] photovoltaik.org. Performance Ratio. photovoltaik.org (Hrsg). Unter: <https://photovoltaik.org/kosten/photovoltaik-ertrag/performance-ratio>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [197] Sark, W. V., Reich, N. H., Müller, B., Armbruster, A., Kiefer, K., Reise, C. (2012). Review of PV performance ratio development. In: World Renewable Energy Forum, Denver CO, USA.
- [198] Krauter, S., Bendfeld, J., Möller, M. C. (2022). Microinverter testing update using high power modules: Efficiency, yield, and conformity to a new "estimation formula" for variation of PV panel size. A simple formula to estimate energy yield of all inverters & module configuration, Philadelphia.
- [199] Geiss, M., Derix, D., Hensel, A., Thoma, J., Kranzer, D. (2023). Medium Voltage String Inverter for Future Utility-Scale PV Power Plants. EU PVSEC 2023. Unter: <https://userarea.eupvsec.org/proceedings/EU-PVSEC-2023/3EO.1.3/>. Abgerufen am 06.05.2025. DOI: 10.4229/EUPVSEC2023/3EO.1.3.
- [200] Vöpel, A. (2025). Kosten und Preise für Wechselrichter 2025. gruenes haus (Hrsg). Unter: <https://gruenes.haus/wechselrichter-kosten-preise/>. Abgerufen am 09.05.2025.
- [201] Klausmann, F., Zhu, L. (2018). Technologiestudie Microgrid. Markt- und Technologieübersicht für Komponenten eines Microgrids, Fraunhofer Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation (IAO). Unter: <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/114445e1-28f1-4a7a-a73e-1b8f49886d66/details>. DOI: 10.24406/publica-fhg-299709.
- [202] Kim, T., Song, W., Son, D.-Y., Ono, L. K., Qi, Y. (2019). Lithium-ion batteries: outlook on present, future, and hybridized technologies. *Journal of Materials Chemistry A*. 7(7). 2942–2964. DOI: 10.1039/c8ta10513h.
- [203] Inclán, I. R., Wicke, T. (2023). Analyse der globalen Batterieproduktion: Produktionsstandorte und -mengen von Zellen mit LFP- und NMC-/NCA-Kathodenmaterial. Fraunhofer ISI (Hrsg). Unter: <https://www.isi.fraunhofer.de/de/blog/themen/batterie-update/globale-batterieproduktion-analyse-standorte-mengen-zellen-lfp-nmc-nca-kathoden.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [204] Hoyer, C. (2015). Strategische Planung des Recyclings von Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen in Deutschland. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. DOI: 10.1007/978-3-658-10274-6. ISBN: 978-3-658-10273-9.
- [205] Tichler, R., Reiter, G., Zauner, A., Mayrhofer, J., Maul, L., Leonhartsberger, K., Peppoloni, M. (2016). Integration eines Batteriespeichers zur optimierten Wasserstoffproduktion via Power-to-Gas: Technoökonomische Sondierung. Energieforschungsprogramm, Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG).
- [206] Sharma, S. S., Kumar, V., Joshi, R. R. (2010). An overview on energy storage options for renewable energy systems, Department of Electrical Engineering, GITS, Udaipur, India.
- [207] Hallam, C., Alarco, L., Flannery, W., Leffel, A. (2012). GIS decision model for global replication of hybrid closed-loop renewable energy systems, The University of Texas at San Antonio, Center for Innovation and Technology, Department of Entrepreneurship and Technology Management.

- [208] CellCube Energy Storage GmbH (2025). Comparison of Technologies. Overview of various different technologies. CellCube Energy Storage GmbH (Hrsg). Unter: <https://www.cellcube.com/comparison-of-technologies/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [209] Elalfy, D. A., Gouda, E., Kotb, M. F., Bureš, V., Sedhom, B. E. (2024). Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends. *Energy Strategy Reviews*. 54. 101482. DOI: 10.1016/j.esr.2024.101482.
- [210] Asri, L. I. M., Ariffin, W. N. S. F. W., Zain, A. S. M., Nordin, J., Saad, N. S. (2021). Comparative Study of Energy Storage Systems (ESSs). *Journal of Physics: Conference Series*. 1962(1). 12035. DOI: 10.1088/1742-6596/1962/1/012035.
- [211] Neoen. Victorian Big Battery. Neoen (Hrsg). Unter: <https://victorianbigbattery.com.au/>. Abgerufen am 09.05.2025.
- [212] ACES DELTA. Advanced Clean Energy Storage Site. Industrial Scale Green Hydrogen Production. ACES DELTA (Hrsg). Unter: <https://aces-delta.com/sites/>. Abgerufen am 09.05.2025.
- [213] Schuster, A. (2008). Batterie- bzw. Wasserstoffspeicher bei elektrischen Fahrzeugen. Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien. Unter: <https://repositum.tuwien.at/handle/20.500.12708/12337>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [214] Wien Energie Positionen (2021). Speicher im Energiesystem. Wien Energie Positionen (Hrsg). Unter: <https://positionen.wienenergie.at/grafiken/speicher-im-energiesystem/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [215] BYD. BATTERY-BOX PREMIUM LVS. BYD (Hrsg). Unter: <https://cdn.webshopapp.com/shops/264724/files/383278967/byd-b-box-lvs-datenblatt-2-0-de-inutec.pdf>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [216] Preßmair, G. (2020). Modellierung und Simulation von Lastprofilen batterieelektrischer Fahrzeuge zur Auslegung von Ladestationen in Wohnhausanlagen. Diplomarbeit, Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik, Institut für Verfahrens- und Energietechnik, Universität für Bodenkultur Wien.
- [217] Warner, J. (2015). *The handbook of lithium-ion battery pack design. Chemistry, components, types and terminology*. Elsevier, Amsterdam. ISBN: 978-0-12-801456-1.
- [218] King, D. (2019). Mikrotomographische Visualisierung struktureller Auswirkungen der zyklischen Alterung auf zylindrische Lithium-Ionen Akkumulatorzellen in Powerbanks. Masterarbeit, Energietechnik und Energiewirtschaft, Fachhochschule Vorarlberg.
- [219] Massachusetts Institute of Technology (MIT) Electric Vehicle Team (2008). A Guide to Understanding Battery Specifications. Massachusetts Institute of Technology (MIT) Electric Vehicle Team (Hrsg). Unter: https://web.mit.edu/evt/summary_battery_specifications.pdf. Abgerufen am 06.04.2025.
- [220] Schütt, H. Marktübersicht Batteriespeicher für Photovoltaikanlagen. *pv magazine* (Hrsg). Unter: <https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [221] Waible, B. (2018). Vermeidung von lokaler Überlastung des Verteilnetzes beim schnellen Ausbau der Elektromobilität. Masterarbeit, Hochschule Ulm.

- [222] Sachs, J., Sawodny, O. (2016). Multi-objective three stage design optimization for island microgrids. *Applied Energy*. 165. 789–800. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.12.059.
- [223] Bose, B., Garg, A., Panigrahi, B. K., Kim, J. (2022). Study on Li-ion battery fast charging strategies: Review, challenges and proposed charging framework. *Journal of Energy Storage*. 55. 105507. DOI: 10.1016/j.est.2022.105507.
- [224] Varuvel, E. G., Sonthalia, A., Aloui, F., Saravanan, C. G. (2023). Basics of heat transfer: Heat exchanger. In, *Handbook of Thermal Management Systems 2023*. 79–93. DOI: 10.1016/B978-0-443-19017-9.00016-7.
- [225] Max Weishaupt GmbH (2015). Planungs- und Installationshandbuch. Wärmepumpen.
- [226] AWE.bayern. Wärmepumpen - Funktionsweise - Funktionsschema. Einfaches Prinzip - Große Wirkung. AWE.bayern (Hrsg). Unter: <https://awe.bayern/so-funktioniert-eine-waermepumpe.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [227] Dott, R., Genkinger, A., Kobler, R., Alimpic, Z., Hubacher, P., Afjei, T. (2018). Wärmepumpen. Planung, Optimierung, Betrieb, Wartung. 5. Auflage. Faktor, Zürich. ISBN: 978-3-905711-41-7.
- [228] Ruhnu, O., Hirth, L., Praktiknjo, A. (2019). Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. *Scientific data*. 6(1). 189. DOI: 10.1038/s41597-019-0199-y.
- [229] Vaillant. Vorlauftemperatur: Fußbodenheizung & Heizanlage richtig einstellen. Vaillant (Hrsg). Unter: <https://www.vaillant.de/heizung/heizung-verstehen/tipps-rund-um-ihre-heizung/vorlauf-rucklauftemperatur/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [230] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. (2021). Praxisratgeber. Modernisieren mit Wärmepumpe. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. (Hrsg).
- [231] Schomaker, J., Oesterlein, T. Ratgeber Wärmepumpen. Informationen zu Wärmepumpen. Anondi GmbH (Hrsg).
- [232] Viessmann. Sole-Wasser-Wärmepumpe - Funktion, Vorteile und Förderung. Viessmann (Hrsg). Unter: <https://www.viessmann.de/de/wissen/technik-und-systeme/sole-wasser-waermepumpe.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [233] schweizer-fn (2022). Formelsammlung und Berechnungsprogramme Maschinen- und Anlagenbau. Wärmetauscher. schweizer-fn (Hrsg). Unter: <https://www.schweizer-fn.de/waerme/waermetauscher/waermetauscher.php>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [234] Ritter, F. (2011). Lebensdauer von Bauteilen und Bauelementen - Modellierung und praxisnahe Prognose, Darmstadt. ISBN: 978-3-942886-00-0.
- [235] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE) (2016). Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030. Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE) (Hrsg). Unter: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/10/20160728_MOS_Speichertechnologien-komprimiert.pdf. Abgerufen am 01.04.2025.
- [236] Corrosionpedia (2024). Service Life. What Does Service Life Mean? Corrosionpedia (Hrsg). Unter: <https://www.corrosionpedia.com/definition/1789/service-life>. Abgerufen am 06.05.2025.

- [237] Rebitzer, G., Ekvall, T., Frischknecht, R., Hunkeler, D., Norris, G., Rydberg, T., Schmidt, W.-P., Suh, S., Weidema, B. P., Pennington, D. W. (2004). Life cycle assessment part 1: framework, goal and scope definition, inventory analysis, and applications. *Environment international*. 30(5). 701–720. DOI: 10.1016/j.envint.2003.11.005.
- [238] Chao, M.-T. (1999). Degradation analysis and related topics: Some thoughts and a review, Institute of Statistical Science Academia Sinica Taipei, Taiwan, R.O.C.
- [239] Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., Standen, E. (2014). Study on development of water electrolysis in the EU, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, E4tech; element energy.
- [240] Papakonstantinou, G., Algara-Siller, G., Teschner, D., Vidaković-Koch, T., Schlögl, R., Sundmacher, K. (2020). Degradation study of a proton exchange membrane water electrolyzer under dynamic operation conditions. *Applied Energy*. 280. 115911. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115911.
- [241] Rakousky, C., Reimer, U., Wippermann, K., Kuhri, S., Carmo, M., Lueke, W., Stolten, D. (2017). Polymer electrolyte membrane water electrolysis: Restraining degradation in the presence of fluctuating power. *Journal of Power Sources*. 342. 38–47. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2016.11.118.
- [242] Rakousky, C., Keeley, G. P., Wippermann, K., Carmo, M., Stolten, D. (2018). The stability challenge on the pathway to high-current-density polymer electrolyte membrane water electrolyzers. *Electrochimica Acta*. 278. 324–331. DOI: 10.1016/j.electacta.2018.04.154.
- [243] Suermann, M., Bensmann, B., Hanke-Rauschenbach, R. (2019). Degradation of Proton Exchange Membrane (PEM) Water Electrolysis Cells: Looking Beyond the Cell Voltage Increase. *Journal of The Electrochemical Society*. 166(10). F645-F652. Unter: <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/2.1451910jes/meta>. DOI: 10.1149/2.1451910jes.
- [244] Lettenmeier, P. (2019). Wirkungsgrad - Elektrolyse. Whitepaper. Siemens AG (Hrsg). Unter: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:a5fa8257-6c71-496f-a324-454241f1df71/version:1626351542/white-paper-effizienz-de.pdf>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [245] Corti, H. R. (2022). Polymer electrolytes for low and high temperature PEM electrolyzers. *Current Opinion in Electrochemistry*. 36. 101109. DOI: 10.1016/j.coelec.2022.101109.
- [246] Bahr, M., Gusak, A., Stypka, S., Oberschachtsiek, B. (2020). Artificial Neural Networks for Aging Simulation of Electrolysis Stacks. *Chemie Ingenieur Technik*. 92(10). 1610–1617. DOI: 10.1002/cite.202000089.
- [247] Grahl-Madsen, L., Siracusano, S., Briguglio, N., Trocino, S., Baglio, V., Aricò, A., Tonella, S., Oldani, C., Merlo, L., Greenhalgh, D., Green, B. (2018). High Performance PEM Electrolyser for Cost-effective Grid Balancing Applications. HORIZON 2020 Programme - EUROPEAN COMMISSION (Hrsg), European Commission.
- [248] Lettenmeier, P., Wang, R., Abouatallah, R., Helmly, S., Morawietz, T., Hiesgen, R., Kolb, S., Burggraf, F., Kallo, J., Gago, A. S., Friedrich, K. A. (2016). Durable Mem-

- brane Electrode Assemblies for Proton Exchange Membrane Electrolyzer Systems Operating at High Current Densities. *Electrochimica Acta*. 210. 502–511. DOI: 10.1016/j.electacta.2016.04.164.
- [249] Babic, U., Tarik, M., Schmidt, T. J., Gubler, L. (2020). Understanding the effects of material properties and operating conditions on component aging in polymer electrolyte water electrolyzers. *Journal of Power Sources*. 451. 227778. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2020.227778.
- [250] Fateev, V. (2013). High pressure PEM electrolyzers: efficiency, lifetime and safety issues, National Research Center Kurchatov Institute.
- [251] Babic, U., Suermann, M., Büchi, F. N., Gubler, L., Schmidt, T. J. (2017). Critical Review—Identifying Critical Gaps for Polymer Electrolyte Water Electrolysis Development. *Journal of The Electrochemical Society*. 164(4). F387-F399. Unter: <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/2.1441704jes/meta>. DOI: 10.1149/2.1441704jes.
- [252] Kreidelmeyer, S., Dambeck, H., Kirchner, A., Wünsch, M. (2020). Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger, Prognos AG Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- [253] H-TEC SYSTEMS. Das Herzstück der Elektrolyse - PEM-Elektrolysestacks - Designed für optimale Systemintegration. H-TEC Series-S: S 30/30. H-TEC SYSTEMS (Hrsg).
- [254] H-TEC SYSTEMS (2021). Datenblatt SERIES S30. Unter: https://www.hannovermesse.de/apollo/hannover_messe_2021/obs/Binary/A1089304/H-TEC%20SYSTEMS%20Datenblatt%20SERIES%20S30%20DE.PDF. Abgerufen am 06.05.2025.
- [255] Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*. 42(52). 30470–30492. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.
- [256] VoltaChem (2015). Improving lifetime of electrolyzers to store energy using hydrogen. VoltaChem (Hrsg). Unter: <https://www.voltachem.com/news/improving-lifetime-of-electrolyzers-to-store-energy-using-hydrogen>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [257] Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Palzer, A., Lehner, F., Jansen, M., Kiemel, S., Miehe, R., Wahren, S., Zimmermann, F. (2018). Studie IndWEde. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland, Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure (BMVI); Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE). Unter: <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/94452b8e-4221-4e33-a7e5-a11a14279f8d/details>. DOI: 10.24406/publica-fhg-299328.
- [258] Sood, S., Prakash, O., Boukerdja, M., Dieulot, J.-Y., Ould-Bouamama, B., Bressel, M., Gehin, A.-L. (2020). Generic Dynamical Model of PEM Electrolyser under Intermittent Sources. *Energies*. 13(24). 6556. DOI: 10.3390/en13246556.
- [259] Madhav, D., Wang, J., Keloth, R., Mus, J., Buyschaert, F., Vandeginste, V. (2024). A Review of Proton Exchange Membrane Degradation Pathways, Mechanisms, and Mitigation Strategies in a Fuel Cell. *Energies*. 17(5). 998. DOI: 10.3390/en17050998.
- [260] Becker, H., Murawski, J., Shinde, D. V., Stephens, I. E. L., Hinds, G., Smith, G. (2023). Impact of impurities on water electrolysis: a review. *Sustainable Energy & Fuels*. 7(7). 1565–1603. DOI: 10.1039/D2SE01517J.

- [261] Gerloff, N. (2021). Comparative Life-Cycle-Assessment analysis of three major water electrolysis technologies while applying various energy scenarios for a greener hydrogen production. *Journal of Energy Storage*. 43. 102759. DOI: 10.1016/j.est.2021.102759.
- [262] Christensen, A. (2020). Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States and Europe.
- [263] Bristowe, G., Smallbone, A. (2021). The Key Techno-Economic and Manufacturing Drivers for Reducing the Cost of Power-to-Gas and a Hydrogen-Enabled Energy System. *Hydrogen*. 2(3). 273–300. DOI: 10.3390/hydrogen2030015.
- [264] Taibi, E., Blanco, H., Miranda, R., Carmo, M. (2020). Green hydrogen cost reduction. Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal. Irena, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-295-6.
- [265] Pei, P., Chang, Q., Tang, T. (2008). A quick evaluating method for automotive fuel cell lifetime. *International Journal of Hydrogen Energy*. 33(14). 3829–3836. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.04.048.
- [266] Jouin, M., Bressel, M., Morando, S., Gouriveau, R., Hissel, D., Péra, M.-C., Zerhouni, N., Jemei, S., Hilairet, M., Ould Bouamama, B. (2016). Estimating the end-of-life of PEM fuel cells: Guidelines and metrics. *Applied Energy*. 177. 87–97. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.05.076.
- [267] Hicks, M., Pierpont, D. (2009). Application of Accelerated Testing and Statistical Lifetime Modeling to Membrane Electrode Assembly Development. In: *Polymer Electrolyte Fuel Cell Durability*, Springer, New York. 385–396. DOI: 10.1007/978-0-387-85536-3_19.
- [268] Chandran, M., Palaniswamy, K., Karthik Babu, N. B., Das, O. (2022). A study of the influence of current ramp rate on the performance of polymer electrolyte membrane fuel cell. *Scientific reports*. 12(1). 21888. DOI: 10.1038/s41598-022-25037-0.
- [269] Borup, R. (2007). Effect of Fuel Impurities on PEM Fuel Cells. *International Workshop on Degradation Issues of Fuel Cells*.
- [270] Bruijn, F. A. de, Dam, V. A. T., Janssen, G. J. M. (2008). Review: Durability and Degradation Issues of PEM Fuel Cell Components. *Fuel Cells*. 8(1). 3–22. DOI: 10.1002/fuce.200700053.
- [271] Pei, P., Chen, H. (2014). Main factors affecting the lifetime of Proton Exchange Membrane fuel cells in vehicle applications: A review. *Applied Energy*. 125. 60–75. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.03.048.
- [272] Finsterwalder, F. (2007). PEFC stack durability in automotive applications, *International Workshop on Degradation Issues of Fuel Cells*, Hersonessos, Crete, Greece.
- [273] Liu, D. (2006). Durability study of proton exchange membrane fuel cells via experimental investigations and mathematical modeling. Virginia Tech.
- [274] Yu, P. T., Gu, W., Zhang, J., Makharia, R., Wagner, F. T., Gasteiger, H. A. (2009). Carbon-Support Requirements for Highly Durable Fuel Cell Operation. In: *Polymer Electrolyte Fuel Cell Durability*, Springer. 29–53. DOI: 10.1007/978-0-387-85536-3_3.

- [275] Knights, S. D., Colbow, K. M., St-Pierre, J., Wilkinson, D. P. (2004). Aging mechanisms and lifetime of PEFC and DMFC. *Journal of Power Sources*. 127(1-2). 127–134. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2003.09.033.
- [276] Taniguchi, A., Akita, T., Yasuda, K., Miyazaki, Y. (2004). Analysis of electrocatalyst degradation in PEMFC caused by cell reversal during fuel starvation. *Journal of Power Sources*. 130(1-2). 42–49. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2003.12.035.
- [277] Besse, S. (2007). General Durability Issues and Requirements Related to Back up Power Applications, International workshop on degradation issues of fuel cells, Hersonessos, Crete, Greece.
- [278] Schulze, M., Friedrich, K. A., Haug, A. (2009). Überblick über die Degradationsmechanismen in PEFC, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Unter: https://elib.dlr.de/61841/1/5_Schulze.pdf. Abgerufen am 06.05.2025.
- [279] Anghel, V. (2012). Prediction failure for PEM fuel cells. *International Journal of Advances in Engineering & Technology*. Unter: <https://citeseerx.ist.psu.edu/document?repid=rep1&type=pdf&doi=79039ac924951ff26bed55b74d2a218bfd240338>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [280] EU gefördertes Projekt KEEPEMALIVE (2013). Knowledge to Enhance the Endurance of PEM fuel cells by Accelerated Lifetime Verification Experiments. Final Report Summary, EU gefördertes Projekt KEEPEMALIVE.
- [281] BWK BD (2020). Nationale Wasserstoffstrategie. Wasserstoff und Brennstoffzellen. BWK BD (Hrsg).
- [282] Ammermann, H., Hoff, P., Atanasiu, M. (2015). Advancing Europe's energy systems. Stationary fuel cells in distributed generation : a study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. EUR-OP, Luxembourg. ISBN: 978-92-9246-134-8.
- [283] Stropnik, R., Mlakar, N., Lotrič, A., Sekavčnik, M., Mori, M. (2022). The influence of degradation effects in proton exchange membrane fuel cells on life cycle assessment modelling and environmental impact indicators. *International Journal of Hydrogen Energy*. 47(57). 24223–24241. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.04.011.
- [284] Weitzel, T., Schneider, M., Glock, C. H., Löber, F., Rinderknecht, S. (2018). Operating a storage-augmented hybrid microgrid considering battery aging costs. *Journal of Cleaner Production*. 188. 638–654. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.296.
- [285] Dufo-López, R., Lujano-Rojas, J. M., Bernal-Agustín, J. L. (2014). Comparison of different lead–acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems. *Applied Energy*. 115. 242–253. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.11.021.
- [286] Kairies, K.-P., Sauer, D. U. (2019). Alterungsmechanismen von Lithium-Ionen Batterien. Vortrag im elektrotechnischen Kolloquium an der Uni Paderborn, Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik, RWTH Aachen.
- [287] Vetter, J., Novák, P., Wagner, M. R., Veit, C., Möller, K.-C., Besenhard, J. O., Winter, M., Wohlfahrt-Mehrens, M., Vogler, C., Hammouche, A. (2005). Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*. 147(1-2). 269–281. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2005.01.006.

- [288] Millner, A. (2010). Modeling Lithium Ion battery degradation in electric vehicles. In: 2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply, Waltham, MA, USA. 349–356. DOI: 10.1109/CITRES.2010.5619782.
- [289] Sarasketa-Zabala, E., Laresgoiti, I., Alava, I., Rivas, M., Villarreal, I., Blanco, F. (2013). Validation of the methodology for lithium-ion batteries lifetime prognosis. In: 2013 World Electric Vehicle Symposium, Barcelona, Spain. 1–12. DOI: 10.1109/evs.2013.6914730.
- [290] Ploehn, H. J., Ramadass, P., White, R. E. (2004). Solvent Diffusion Model for Aging of Lithium-Ion Battery Cells. *Journal of The Electrochemical Society*. 151(3). A456. DOI: 10.1149/1.1644601.
- [291] Wright, R., Motloch, C., Belt, J., Christophersen, J., Ho, C., Richardson, R., Bloom, I., Jones, S., Battaglia, V., Henriksen, G., Unkelhaeuser, T., Ingersoll, D., Case, H., Rogers, S., Sutula, R. (2002). Calendar- and cycle-life studies of advanced technology development program generation 1 lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*. 110(2). 445–470. DOI: 10.1016/s0378-7753(02)00210-0.
- [292] Liaw, B. Y., Jungst, R. G., Nagasubramanian, G., Case, H. L., Doughty, D. H. (2005). Modeling capacity fade in lithium-ion cells. *Journal of Power Sources*. 140(1). 157–161. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2004.08.017.
- [293] Swierczynski, M., Stroe, D.-I., Stan, A.-I., Teodorescu, R., Kaer, S. K. (2015). Lifetime Estimation of the Nanophosphate LiFePO₄ Battery Chemistry Used in Fully Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 51(4). 3453–3461. DOI: 10.1109/TIA.2015.2405500.
- [294] Xu, B., Oudalov, A., Ulbig, A., Andersson, G., Kirschen, D. S. (2018). Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 9(2). 1131–1140. DOI: 10.1109/TSG.2016.2578950.
- [295] Keil, P. (2017). Aging of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicles. Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik, Technische Universität München.
- [296] Xiong, S. (2019). A Study Of The Factors That Affect Lithium Ion Battery Degradation. Masterarbeit, Faculty of the Graduate School, University of Missouri-Columbia.
- [297] Schmalstieg, J., Käbitz, S., Ecker, M., Sauer, D. U. (2014). A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*. 257. 325–334. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.012.
- [298] Liu, K., Wang, Y., Lai, X. (2022). Data Science-Based Full-Lifespan Management of Lithium-Ion Battery: Manufacturing, Operation and Reutilization. 1. Auflage. Springer International Publishing. ISBN: 978-3-031-01339-3.
- [299] Kümpel, N. (2024). Die wichtigsten Kennzahlen eines Stromspeichers. Wegatech (Hrsg). Unter: <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/stromspeicher/speicher-kennzahlen/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [300] Handro, A. (2018). Betrachtung und Abschätzung der Lebensdauer von Lithium-Ionen-Akkus. FRIWO Gerätebau GmbH (Hrsg).
- [301] Motapon, S. N., Lachance, E., Dessaint, L.-A., Al-Haddad, K. (2020). A Generic Cycle Life Model for Lithium-Ion Batteries Based on Fatigue Theory and Equivalent Cycle

- Counting. IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society. 1. 207–217. DOI: 10.1109/OJIES.2020.3015396.
- [302] Matsuishi, M., Endo, T. (1968). Fatigue of metals subjected to varying stress. In: Japan society of mechanical engineers. 2. 37–40.
- [303] Füsler, S. (2023). Graphical Rainflow Counting - Complete Algorithm for single courses (SCRF), HAW Hamburg, Germany.
- [304] Farmann, A., Waag, W., Marongiu, A., Sauer, D. U. (2015). Critical review of on-board capacity estimation techniques for lithium-ion batteries in electric and hybrid electric vehicles. *Journal of Power Sources*. 281. 114–130. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2015.01.129.
- [305] Mallon, K., Assadian, F., Fu, B. (2017). Analysis of On-Board Photovoltaics for a Battery Electric Bus and Their Impact on Battery Lifespan. *Energies*. 10(7). 943. DOI: 10.3390/en10070943.
- [306] Grolleau, S., Delaille, A., Gualous, H. (2013). Predicting lithium-ion battery degradation for efficient design and management. In: 2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27) in Barcelona, Spain. 1–6. DOI: 10.1109/evs.2013.6914799.
- [307] Suri, G., Onori, S. (2016). A control-oriented cycle-life model for hybrid electric vehicle lithium-ion batteries. *Energy*. 96. 644–653. DOI: 10.1016/j.energy.2015.11.075.
- [308] Zubi, G., Dufo-López, R., Carvalho, M., Pasaoglu, G. (2018). The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 89. 292–308. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.002.
- [309] Battery Finds (2022). Does LiFePO4 Battery Cycle Life Matter? Battery Finds (Hrsg). Unter: <https://batteryfinds.com/does-lifepo4-battery-cycle-life-matter/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [310] Schmidt, O. (2018). Levelized Cost of Storage - Gravity Storage, Imperial College London; Storage Lab.
- [311] Johnston, M. (2023). A Better Way to Estimate Battery Lifetime. Okra Solar (Hrsg). Unter: <https://www.okrasolar.com/blog/a-better-way-to-estimate-battery-lifetime>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [312] Degen, F., Winter, M., Bendig, D., Tübke, J. (2023). Energy consumption of current and future production of lithium-ion and post lithium-ion battery cells. *Nature Energy*. 8(11). 1284–1295. DOI: 10.1038/s41560-023-01355-z.
- [313] tion-renewables.com (2023). Battery storage. Stability for the energy transition. tion-renewables.com (Hrsg). Unter: https://tion-renewables.com/wp-content/uploads/2023/01/Tion-Renewables-AG_Whitepaper_Battery-storage%E2%80%94Stability-for-the-energy-transition.pdf. Abgerufen am 25.03.2025.
- [314] Few, S., Schmidt, O., Offer, G. J., Brandon, N., Nelson, J., Gambhir, A. (2018). Prospective improvements in cost and cycle life of off-grid lithium-ion battery packs: An analysis informed by expert elicitations. *Energy Policy*. 114. 578–590. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.12.033.
- [315] Gasprofi Magazin (2019). Wasserstoff und Wasserstoffflaschen: Verwendung und Sicherheit. Gasprofi Magazin (Hrsg). Unter: <https://magazin.gasprofi.de/wasserstoff/>. Abgerufen am 06.05.2025.

- [316] Sultan, H. M., Menesy, A. S., Kamel, S., Korashy, A., Almohaimeed, S. A., Abdel-Akher, M. (2021). An improved artificial ecosystem optimization algorithm for optimal configuration of a hybrid PV/WT/FC energy system. *Alexandria Engineering Journal*. 60(1). 1001–1025. DOI: 10.1016/j.aej.2020.10.027.
- [317] Wang, D., Liao, B., Zheng, J., Huang, G., Hua, Z., Gu, C., Xu, P. (2019). Development of regulations, codes and standards on composite tanks for on-board gaseous hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy*. 44(40). 22643–22653. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.133.
- [318] Luxor Cylinders (2025). G-Stor Pro H2. Specification Sheet Gas cylinders. Luxor Cylinders (Hrsg.). Unter: <https://www.luxfercylinders.com/specifications/>. Abgerufen am 08.04.2025.
- [319] Jordan, D. C., Haegel, N., Barnes, T. M. (2022). Photovoltaics module reliability for the terawatt age. *Progress in Energy*. 4(2). 22002. DOI: 10.1088/2516-1083/ac6111.
- [320] Tsanakas, J. A., Ha, L., Buerhop, C. (2016). Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 62. 695–709. DOI: 10.1016/j.rser.2016.04.079.
- [321] Virtuani, A., Caccivio, M., Annigoni, E., Friesen, G., Chianese, D., Ballif, C., Sample, T. (2019). 35 years of photovoltaics: Analysis of the TISO-10-kW solar plant, lessons learnt in safety and performance—Part 1. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 27(4). 328–339. DOI: 10.1002/pip.3104.
- [322] Bošnjaković, M., Galović, M., Kuprešak, J., Bošnjaković, T. (2023). The End of Life of PV Systems: Is Europe Ready for It? *Sustainability*. 15(23). 16466. Unter: <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/23/16466>. DOI: 10.3390/su152316466.
- [323] Kim, J., Rabelo, M., Padi, S. P., Yousuf, H., Cho, E.-C., Yi, J. (2021). A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy. *Energies*. 14(14). 4278. DOI: 10.3390/en14144278.
- [324] Khan, A. A., Reichel, C., Molina, P., Friedrich, L., Subasi, D. M., Neuhaus, H., Nold, S. (2024). Global warming potential of photovoltaics with state-of-the art silicon solar cells: Influence of electricity mix, installation location and lifetime. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 269. 112724. DOI: 10.1016/j.solmat.2024.112724.
- [325] Sinha, A. (2021). Glass/Glass Photovoltaic Module Reliability and Degradation: A Review.
- [326] Kaaya, I., Ascencio-Vásquez, J., Weiss, K.-A., Topič, M. (2021). Assessment of uncertainties and variations in PV modules degradation rates and lifetime predictions using physical models. *Solar Energy*. 218. 354–367. DOI: 10.1016/j.solener.2021.01.071.
- [327] Aghaei, M., Fairbrother, A., Gok, A., Ahmad, S., Kazim, S., Lobato, K., Oreski, G., Reinders, A., Schmitz, J., Theelen, M., Yilmaz, P., Kettle, J. (2022). Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 159. 112160. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112160.
- [328] Stein, J., Deline, C., Jordan, D. Photovoltaic Lifetime Project. NREL (Hrsg.). Unter: <https://www.nrel.gov/pv/lifetime.html>. Abgerufen am 06.05.2025.

- [329] Da Fonseca, J. E. F., Oliveira, F. S. de, Massen Prieb, C. W., Krenzinger, A. (2020). Degradation analysis of a photovoltaic generator after operating for 15 years in southern Brazil. *Solar Energy*. 196. 196–206. DOI: 10.1016/j.solener.2019.11.086.
- [330] Deline, C., Jordan, D., Sekulic, B., Parker, J., McDanold, B., Anderberg, A. (2024). PV Lifetime Project (2024 NREL Annual Report). (NREL/TP-5K00-90651). Unter: <https://www.osti.gov/biblio/2432497>. DOI: 10.2172/2432497.
- [331] Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K., Newmiller, J. (2016). Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 24(7). 978–989. DOI: 10.1002/pip.2744.
- [332] Jordan, D. C., Anderson, K., Perry, K., Muller, M., Deceglie, M., White, R., Deline, C. (2022). Photovoltaic fleet degradation insights. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 30(10). 1166–1175. DOI: 10.1002/pip.3566.
- [333] Lindig, S., Ascencio-Vasquez, J., Leloux, J., Moser, D., Reinders, A. (2021). Performance Analysis and Degradation of a Large Fleet of PV Systems. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 11(5). 1312–1318. DOI: 10.1109/jphotov.2021.3093049.
- [334] Jordan, D. C., Silverman, T. J., Wohlgemuth, J. H., Kurtz, S. R., VanSant, K. T. (2017). Photovoltaic failure and degradation modes. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 25(4). 318–326. DOI: 10.1002/pip.2866.
- [335] Schiereck, D. (WS 2014/15). Vorlesung Investition und Finanzierung. Skript, Fachgebiet Unternehmensfinanzierung, TU Darmstadt.
- [336] Schlink, H. (2019). Wirtschaftlichkeitsrechnung für Ingenieure. Springer Fachmedien Wiesbaden. ISBN: 978-3-658-22406-6.
- [337] Gruschka, H., Schnitzenbaumer, F. (2008). Methoden zu Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen bei Investitionsmaßnahmen und Angeboten, Bayerischer Kommunalen Prüfungsverband.
- [338] Heinrich, L. J., Riedl, R., Stelzer, D. (2014). Informationsmanagement. Grundlagen, Aufgaben, Methoden. Walter de Gruyter GmbH & Co KG. ISBN: 9783110353068.
- [339] VDI-Gesellschaft Produkt- und Prozessgestaltung (GPP) (2019-11). VDI 2221 Blatt 1:2019-11. Entwicklung technischer Produkte und Systeme - Modell der Produktentwicklung, VDI-Gesellschaft Produkt- und Prozessgestaltung (GPP).
- [340] Zirkler, S. C. Transdisziplinäres Zielkostenmanagement komplexer mechatronischer Produkte, Technische Universität München. Unter: <https://mediatum.ub.tum.de/829390>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [341] Harashima, F., Tomizuka, M., Fukuda, T. (1996). Mechatronics - What Is It, Why, and How? An editorial. *IEEE/ASME Transactions on Mechatronics*. 1(1). 1–4. DOI: 10.1109/tmech.1996.7827930.
- [342] Zhang, S. (1990). Instandhaltung und Anlagenkosten. Deutscher Universitätsverlag. ISBN: 978-3-8244-0037-9.
- [343] Gutenberg, E. (1968). Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-662-36950-0. ISBN: 978-3-662-36120-7.

- [344] Merei, G., Berger, C., Sauer, D. U. (2013). Optimization of an off-grid hybrid PV–Wind–Diesel system with different battery technologies using genetic algorithm. *Solar Energy*. 97. 460–473. DOI: 10.1016/j.solener.2013.08.016.
- [345] Kumar, R., Gupta, R. A., Bansal, A. K. (2013). Economic analysis and power management of a stand-alone wind/photovoltaic hybrid energy system using biogeography based optimization algorithm. *Swarm and Evolutionary Computation*. 8. 33–43. DOI: 10.1016/j.swevo.2012.08.002.
- [346] Hakimi, S. M., Moghaddas-Tafreshi, S. M. (2009). Optimal sizing of a stand-alone hybrid power system via particle swarm optimization for Kahnouj area in south-east of Iran. *Renewable Energy*. 34(7). 1855–1862. DOI: 10.1016/j.renene.2008.11.022.
- [347] Schuster, T., Collenberg, L. R. von (2017). *Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation*. Springer Berlin Heidelberg. ISBN: 978-3-662-47798-4.
- [348] Deutsch Bundesbank. Eurosystem. Unter: <https://www.bundesbank.de/de>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [349] Horsch, J. (2023). *Kostenrechnung*. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. DOI: 10.1007/978-3-658-39545-2. ISBN: 978-3-658-39544-5.
- [350] Gerwig, C. (2017). *Optimierung der Energiebilanzen im Microgrid*. Dissertation, Fachbereich 4 Mathematik, Naturwissenschaften, Wirtschaft und Informatik, Universität Hildesheim. Unter: <https://hilpub.uni-hildesheim.de/entities/publication/f29d0dd1-9b30-44b3-bda5-74e3756521f9>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [351] Ioannou, A., Angus, A., Brennan, F. (2018). Parametric CAPEX, OPEX, and LCOE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*. 13(5). 281–290. DOI: 10.1080/15567249.2018.1461150.
- [352] Smolinka, T. (2015). *Cost break down and analysis of PEM electrolysis systems for different industrial and power to gas applications*, Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE.
- [353] DNV (2022). *Energy Transition Outlook 2022. A global and regional forecast to 2050*.
- [354] Mayer, J. N., Philipps, S., Saad Hussein, N., Schlegl, T., Senkpiel, C. (2015). *Current and future cost of photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. Study on behalf of Agora Energiewende (Hrsg), Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE).
- [355] Nemet, G. F., Husmann, D. (2012). *PV Learning Curves and Cost Dynamics*. In: *Advances in Photovoltaics 2012*. 87. 85–142. DOI: 10.1016/B978-0-12-388419-0.00005-4.
- [356] Brauns, J., Turek, T. (2020). *Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy: A Review*. *Processes*. 8(2). 248. DOI: 10.3390/pr8020248.
- [357] Bernt, M. P. (2019). *Analysis of Voltage Losses and Degradation Phenomena in PEM Water Electrolyzers*. Dissertation, Fakultät für Chemie, Technische Universität München. Unter: <https://mediatum.ub.tum.de/1463630>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [358] Nigbur, F., Robinius, M., Wienert, P., Deutsch, M. (2023). *Levelised cost of hydrogen: Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful*. Agora Industry (Hrsg).

- [359] Noussan, M., Raimondi, P. P., Scita, R., Hafner, M. (2021). The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective. *Sustainability*. 13(1). 298. DOI: 10.3390/su13010298.
- [360] Ubale, S., Remenyte-Priscott, R., Stuart, A., Hague, A., Grant, D. M. Reliability Analysis of PEM Electrolyser Balance of Plant. In: 2025 Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS). 1–6. DOI: 10.1109/RAMS48127.2025.10935111.
- [361] Hydrogen Council (2020). Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective. Hydrogen Council (Hrsg). Unter: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf. Abgerufen am 07.04.2025.
- [362] Reksten, A. H., Thomassen, M. S., Møller-Holst, S., Sundseth, K. (2022). Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolyzers; a CAPEX model including electrolyser plant size and technology development. *International Journal of Hydrogen Energy*. 47(90). 38106–38113. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.08.306.
- [363] Proost, J. (2019). State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings. *International Journal of Hydrogen Energy*. 44(9). 4406–4413. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.07.164.
- [364] Vartiainen, E., Breyer, C., Moser, D., Román Medina, E., Busto, C., Masson, G., Bosch, E., Jäger-Waldau, A. (2022). True Cost of Solar Hydrogen. *Solar RRL*. 6(5). DOI: 10.1002/solr.202100487.
- [365] Novakovits, P. (2016). Kostenschätzung konventionelles Power-to-Gas. Güssing Energy Technologies GmbH (Hrsg).
- [366] Maroufmashat, A., Fowler, M. (2017). Transition of Future Energy System Infrastructure; through Power-to-Gas Pathways. *Energies*. 10(8). 1089. DOI: 10.3390/en10081089.
- [367] boerse.de. Historische Kurse CAD/EUR (Kanadischer Dollar / Euro). boerse.de (Hrsg). Unter: <https://www.boerse.de/historische-kurse/CAD-Euro/XY0100250273>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [368] James, B. D., DeSantis, D. A. (2015). Manufacturing cost and installed price analysis of stationary fuel cell systems.
- [369] Link, S., Stephan, A., Speth, D., Plötz, P. (2024). Rapidly declining costs of truck batteries and fuel cells enable large-scale road freight electrification. *Nature Energy*. 9(8). 1032–1039. DOI: 10.1038/s41560-024-01531-9.
- [370] Blum, L., Müller, M. (16.10.2019). Elektrolyseure und Brennstoffzellen zur Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff in der Energiewirtschaft - Stand und Perspektiven, Institut für Energie und Klimaforschung, Forschungszentrum Jülich.
- [371] Contini, V., Eubanks, F., Heinrichs, M., Valluri, M., Jansen, M., George, P., Mansouri, M. (2017). Manufacturing Cost Analyses of Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications. Battelle (Hrsg).
- [372] Kost, C., Shammugam, S., Fluri, V., Peper, D., Memar, A. D., Schlegl, T. (2021). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (Juni 2021), Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE.

- [373] Deutsch, M. (07.02.2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Datenanhang. frontier economics, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende (Hrsg).
- [374] Erlach, B., Henning, H., M., Kost, C. P., Palzer, A. (2018). Optimierungsmodell RE-Mod-D: Materialien zur Analyse" Sektorkopplung"-Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. acetech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften eV. (Hrsg).
- [375] Asmelash, E., Prakash, G., Leme, R., Gallina, G. (2019). Future of solar photovoltaic. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-156-0.
- [376] Fraunhofer ISE (2024). Photovoltaics report. Fraunhofer ISE (Hrsg). Unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [377] Krampe, L., Wunsch, M., Koepf, M. (2016). Eigenversorgung aus Solaranlagen: Anhang mit Annahmen und Ergebnissen. Prognos AG im Auftrag von Agora Energiewende (Hrsg).
- [378] Reitz, P. (2020). Potential-, Speicher- und Verbrauchsanalyse einer regenerativen Energieversorgung mit dem Fokus auf Batteriespeichersysteme. Abschlussbericht, Fakultät Maschinenbau und Versorgungstechnik, Technische Hochschule Nürnberg. Unter: https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/files/662/ab_ss2020_reitz-philipp_pospofr.pdf. Abgerufen am 06.05.2025.
- [379] Naumann, M. (2018). Techno-economic evaluation of stationary battery energy storage systems with special consideration of aging. Dissertation, Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik, Technische Universität München.
- [380] Tsiropoulos, I., Tarvydas, D., Lebedeva, N. (2018). Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications. Scenarios for costs and market growth. Publications Office of the European Union, Luxembourg. ISBN: 978-92-79-97254-6.
- [381] Ralon, P., Taylor, M., Ilas, A., Diaz-Bone, H., Kairies, K.-P. (2017). Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. International Renewable Energy Agency IRENA (Hrsg).
- [382] Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A., Staffell, I. (2017). The future cost of electrical energy storage based on experience rates. Nature Energy. 2(8). DOI: 10.1038/nenergy.2017.110.
- [383] Bloomberg New Energy Finance BNEF (2017). Storage System Costs More than Just a Battery. Bloomberg New Energy Finance BNEF (Hrsg).
- [384] Hocking, M., Kan, L., Young, P., Terry, D. C. (2016). Lithium 101 F.I.T.T. for investors. Welcome to the Lithium-ion Age, Deutsche Bank Market Research. 1–179. ISBN: 1055100898643.
- [385] Frankel, D., Kane, S., Tryggstad, C. (2018). The new rules of competition in energy storage, McKinsey & Company. Unter: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/The-new-rules-of-competition-in-energy-storage?cid=other-eml-alt-mip-mck-oth>

- 1806&hlkid=344ddedf47264589bf915495716bbf03&hctky=10298008&hdpid=9d5427a6-34aa-4b8c-92d2-18fa621ab#/. Abgerufen am 06.04.2025.
- [386] Eller, A., Gauntlett, D. (2017). Energy Storage Trends and Opportunities in Emerging Markets. Unter: <https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/7151-IFC-EnergyStorage-report.pdf>. Abgerufen am 06.04.2025.
- [387] Cheng, Q., Zhang, R., Shi, Z., Lin, J. (2024). Review of common hydrogen storage tanks and current manufacturing methods for aluminium alloy tank liners. *International Journal of Lightweight Materials and Manufacture*. 7(2). 269–284. DOI: 10.1016/j.ijlmm.2023.08.002.
- [388] Li, J., Lv, R., Gu, C., Liu, Y., Li, J., Li, X. (2023). An Ageing Test Standards Analysis on Thermoplastic Liners of Type IV Composite Hydrogen Storage Tanks. *Energies*. 16(6). 2818. DOI: 10.3390/en16062818.
- [389] James, B., Houchins, C., Huya-Kouadio, J., DeSantis, D. (2016). Final Report: Hydrogen Storage System Cost Analysis. (DOE-SA-0005253). Unter: <https://www.osti.gov/biblio/1343975>. Abgerufen am 06.05.2025. DOI: 10.2172/1343975.
- [390] Houchins, C., James, B., Acevedo, Y., Watts, Z. (2022). Hydrogen Storage System Cost Analysis (2017-2021) (Final Report), Argonne National Laboratory (ANL). (DOE-SA-07601). Unter: <https://www.osti.gov/biblio/1975554>. Abgerufen am 06.05.2025. DOI: 10.2172/1975554.
- [391] Cesaro, Z., Nayak-Luke, R. M., Bañares-Alcántara, R. (2021). Energy Storage Technologies: Power-to-X. In: *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*. 15–26. DOI: 10.1016/B978-0-12-820560-0.00002-3.
- [392] Specific Programme "Cooperation": Joint Technology Initiatives (2014). Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe. HyUnder. Specific Programme "Cooperation": Joint Technology Initiatives (Hrsg). Unter: <https://cordis.europa.eu/project/id/303417>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [393] Fischer, S. (2025). Wärmepumpe Preisentwicklung 2025: Aktuelle Trends und Entwicklungen. *regionalWärmepumpe* (Hrsg). Unter: <https://regional-waermepumpe.de/kosten-und-wirtschaftlichkeit/waermepumpe-preisentwicklung/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [394] BKI (2019). *Baukosten Gebäude Neubau 2019. Statistische Kostenkennwerte Teil 1*. BKI Baukosteninformationszentrum Deutscher Architektenkammern GmbH. ISBN: 9783945649770.
- [395] Winkler, M., Heptonstall, P., Gross, R. (2024). Reducing heat pump installed costs: Reviewing historic trends and assessing future prospects. *Applied Energy*. 375. 124014. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.124014.
- [396] Vandenberghe, L., Boyd, S. (2013). *Convex Optimization*. 1. Auflage. Cambridge University Press. DOI: 10.1017/cbo9780511804441. ISBN: 9780521833783.
- [397] Hagendorf, O., Pawletta, T., Larek, R. (2013). An approach to simulation-based parameter and structure optimization of MATLAB/Simulink models using evolutionary algorithms. *SIMULATION*. 89(9). 1115–1127. DOI: 10.1177/0037549713500066.

- [398] Bazmi, A. A., Zahedi, G. (2011). Sustainable energy systems: Role of optimization modeling techniques in power generation and supply—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 15(8). 3480–3500. DOI: 10.1016/j.rser.2011.05.003.
- [399] De, A. R., Musgrove, L. (1988). The optimization of hybrid energy conversion systems using the dynamic programming model—Rhapsody. *International Journal of Energy Research*. 12(3). 447–457. DOI: 10.1002/er.4440120309.
- [400] Fathima, A. H., Palanisamy, K. (2015). Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 45. 431–446. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.059.
- [401] Gamarra, C., Guerrero, J. M. (2015). Computational optimization techniques applied to microgrids planning: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 48. 413–424. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.025.
- [402] Schwaegerl, C., Tao, L., Mancarella, P., Strbac, G. (2011). A multi-objective optimization approach for assessment of technical, commercial and environmental performance of microgrids. *European Transactions on Electrical Power*. 21(2). 1269–1288. DOI: 10.1002/etep.472.
- [403] Weitzel, T., Glock, C. H. (2018). Energy management for stationary electric energy storage systems: A systematic literature review. *European Journal of Operational Research*. 264(2). 582–606. DOI: 10.1016/j.ejor.2017.06.052.
- [404] Benker, H. (2010). *Ingenieurmathematik kompakt – Problemlösungen mit MATLAB. Einstieg und Nachschlagewerk für Ingenieure und Naturwissenschaftler*. Springer-Verlag. ISBN: 9783642054532.
- [405] MathWorks, Inc. *MATLAB Optimization Toolbox*. MathWorks, Inc. (Hrsg). Unter: <https://de.mathworks.com/help/optim/getting-started-with-optimization-toolbox.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [406] MathWorks, Inc. *Solver-Based Optimization in MATLAB*. MathWorks, Inc. (Hrsg). Unter: <https://www.mathworks.com/content/dam/mathworks/fact-sheet/solver-based-optimization-in-matlab-cheat-sheet.pdf>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [407] MathWorks, Inc. *First Choose Problem-Based or Solver-Based Approach*. Optimization Toolbox. MathWorks, Inc. (Hrsg). Unter: <https://de.mathworks.com/help/optim/ug/first-choose-problem-based-or-solver-based-approach.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [408] MathWorks, Inc. *fmincon*. Find minimum of constrained nonlinear multivariable function. MathWorks, Inc. (Hrsg). Unter: <https://de.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [409] MathWorks, Inc. *Parameter Estimation*. MathWorks, Inc. (Hrsg). Unter: <https://de.mathworks.com/help/slido/parameter-estimation.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [410] MathWorks, Inc. *Response Optimization*. MathWorks, Inc. (Hrsg). Unter: <https://de.mathworks.com/help/slido/response-optimization.html>. Abgerufen am 06.05.2025.

- [411] MathWorks, Inc. Introducing the Phasor Simulation Method. MathWorks, Inc. (Hrsg). Unter: <https://de.mathworks.com/help/sps/powersys/ug/introducing-the-phasor-simulation-method.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [412] Singla, M. K., Oberoi, A. S., Nijhawan, P. (2019). Trends so far in Hydrogen Fuel Cell Technology: State of the art. *International Journal of Advanced Trends in Computer Science and Engineering*. 1146–1155. DOI: 10.30534/ijatcse/2019/23842019.
- [413] Mustafa Omer, A. (2008). Ground-source heat pumps systems and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 12(2). 344–371. DOI: 10.1016/j.rser.2006.10.003.
- [414] nPro. Erdbodentemperatur: Berechnung und Simulation von Temperaturprofilen. nPro (Hrsg). Unter: <https://www.npro.energy/main/de/5gdhc-networks/ground-temperature-soil>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [415] Park, C.-Y., Hong, S.-H., Lim, S.-C., Song, B.-S., Park, S.-W., Huh, J.-H., Kim, J.-C. (2020). Inverter Efficiency Analysis Model Based on Solar Power Estimation Using Solar Radiation. *Processes*. 8(10). 1225. DOI: 10.3390/pr8101225.
- [416] Fedkin, M. (2023). EME 812: Utility Solar Power and Concentration. Efficiency of Inverters, Geo-Environmental Engineering/Assistant Teaching Professor in the Renewable Energy and Sustainability Systems, Pennsylvania State University, College of Earth and Mineral Sciences. Unter: <https://www.e-education.psu.edu/eme812/>.
- [417] Chatter, M. (2023). Don't Neglect Round-Trip Efficiency and Cost of Charging When Considering Levelized Cost of Storage. Unter: <https://www.powermag.com/dont-neglect-round-trip-efficiency-and-cost-of-charging-when-considering-levelized-cost-of-storage/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [418] Reise, C. (2012). Ist eine Performance Ratio von mehr als 90% machbar? 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Unter: <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/5d1cb2ab-ed48-4275-a579-962e10f28a63/details>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [419] Deutscher Wetterdienst (DWD). Climate Data Center. Deutscher Wetterdienst (DWD) (Hrsg). Unter: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/. Abgerufen am 06.05.2025.
- [420] National Renewable Energy Laboratory (NREL). NSRDB: National Solar Radiation Database. Unter: <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [421] Kleiminger, W., Beckel, C. (2016). ECO data set (Electricity Consumption & Occupancy). A Research Project of the Distributed Systems Group. Unter: https://app.data-archive.ethz.ch/delivery/DeliveryManagerServlet?dps_pid=IE594964. Abgerufen am 06.05.2025.
- [422] Pflugradt, N., Stenzel, P., Kotzur, L., Stolten, D. (2022). LoadProfileGenerator (LPG). An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles. Unter: <https://www.loadprofilegenerator.de/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [423] Heesen, H. Synthese von Strom- und Wärmeprofilen nach VDI 4655, Hochschule Trier. Unter: umwelt-campus.de/energiertools.
- [424] VDI-Richtlinie: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Verein Deutscher Ingenieure (VDI). (VDI 4655).

- [425] Möller, M. C., Krauter, S. (2023). Investigation of Different Load Characteristics, Component Dimensioning, and System Scaling for the Optimized Design of a Hybrid Hydrogen-Based PV Energy System. *Hydrogen*. 4(3). 408–433. Unter: <https://www.mdpi.com/2673-4141/4/3/28>. Abgerufen am 06.05.2025. DOI: 10.3390/hydrogen4030028.
- [426] Keiner, D., Barbosa, L. D., Bogdanov, D., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Oyewo, S., Child, M., Khalili, S., Breyer, C. (2021). Global-Local Heat Demand Development for the Energy Transition Time Frame Up to 2050. *Energies*. 14(13). 3814. DOI: 10.3390/en14133814.
- [427] Beainy, A., Karami, N., Moubayed, N. (2014). Simulink model for a PEM electrolyzer based on an equivalent electrical circuit. 2nd Renewable Energy for Developing Countries in Beirut, Lebanon. DOI: 10.1109/REDEC.2014.7038547.
- [428] Ram, V., Infantraj, Salkuti, S. R. (2022). Modelling and Simulation of a Hydrogen-Based Hybrid Energy Storage System with a Switching Algorithm. *World Electric Vehicle Journal*. 13(10). 188. DOI: 10.3390/wevj13100188.
- [429] Wang, C. (2006). Modeling and control of hybrid wind/photovoltaic/fuel cell distributed generation systems. Dissertation, Department of Electrical and Computer Engineering, Montana State University.
- [430] Shiva Kumar, S., Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*. 2(3). 442–454. DOI: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [431] Hernández-Gómez, Á., Ramirez, V., Guilbert, D. (2020). Investigation of PEM electrolyzer modeling: Electrical domain, efficiency, and specific energy consumption. *International Journal of Hydrogen Energy*. 45(29). 14625–14639. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.03.195.
- [432] Brauns, J., Turek, T. (2022). Experimental evaluation of dynamic operating concepts for alkaline water electrolyzers powered by renewable energy. *Electrochimica Acta*. 404. 139715. DOI: 10.1016/j.electacta.2021.139715.
- [433] Varela, C., Mostafa, M., Zondervan, E. (2021). Modeling alkaline water electrolysis for power-to-x applications: A scheduling approach. *International Journal of Hydrogen Energy*. 46(14). 9303–9313. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.12.111.
- [434] Tremel, A. (2018). *Electricity-based Fuels*. Springer International Publishing, Cham. DOI: 10.1007/978-3-319-72459-1. ISBN: 9783319724584.
- [435] Pascuzzi, S., Anifantis, A., Blanco, I., Scarascia Mugnozza, G. (2016). Electrolyzer Performance Analysis of an Integrated Hydrogen Power System for Greenhouse Heating. A Case Study. *Sustainability*. 8(7). 629. DOI: 10.3390/su8070629.
- [436] Flamm, B., Peter, C., Büchi, F. N., Lygeros, J. (2021). Electrolyzer modeling and real-time control for optimized production of hydrogen gas. *Applied Energy*. 281. 116031. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.116031.
- [437] Diéguez, P. M., Ursúa, A., Sanchis, P., Sopena, C., Guelbenzu, E., Gandía, L. M. (2008). Thermal performance of a commercial alkaline water electrolyzer: Experimental study and mathematical modeling. *International Journal of Hydrogen Energy*. 33(24). 7338–7354. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.09.051.

- [438] Li, C.-H., Zhu, X.-J., Cao, G.-Y., Sui, S., Hu, M.-R. (2009). Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology. *Renewable Energy*. 34(3). 815–826. DOI: 10.1016/j.renene.2008.04.018.
- [439] Castrillo, E. D. R., Santaella, J. R. B., Duarte, L. E. V., Pabón, J. J. G. (2019). Modeling and simulation of an electrolyser for the production of HHO in Matlab- Simulink®. *Respuestas*. 24(2). 6–15. Unter: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7163151>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [440] Agbli, K. S., Péra, M. C., Hissel, D., Rallières, O., Turpin, C., Doumbia, I. (2011). Multiphysics simulation of a PEM electrolyser: Energetic Macroscopic Representation approach. *International Journal of Hydrogen Energy*. 36(2). 1382–1398. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.10.069.
- [441] Ottosson, A. (2021). Integration of Hydrogen Production via Water Electrolysis at a CHP Plant : A feasibility study. Masterarbeit, Department of Engineering Sciences and Mathematics, Luleå University of Technology. Unter: <https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2:1544746>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [442] Asensio, F. J., San Martín, J. I., Zamora, I., Saldaña, G., Martín I. (2017). Empirical-Analytical Modelling of the Thermal Performance of a PEMFC-based CHP System. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. Unter: <https://www.icrepq.com/icrepq17/275-17-asensio.pdf>. Abgerufen am 06.05.2025. DOI: 10.24084/repqj15.275.
- [443] HydrogenTools. Hydrogen Analysis Resource Center. Hydrogen Compressibility at different temperatures and pressures. HydrogenTools (Hrsg). Unter: <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/hydrogen-compressibility-different-temperatures-and-pressures>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [444] Klell, M. (2010). Storage of Hydrogen in the Pure Form. WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim. ISBN: 978-3-527-32273-2.
- [445] Jordan, T. (2007). Skript zur Vorlesung über Wasserstofftechnologie, Institut für Kern- und Energietechnik, Forschungszentrum Karlsruhe GmbH.
- [446] Ingenieurkurse.de. Spezielle Zustandsänderungen mit idealem Gas. Ingenieurkurse.de (Hrsg). Unter: <https://www.ingenieurkurse.de/thermodynamik/zustandsaenderung-mit-idealem-gas/spezielle-zustandsaenderungen-mit-idealem-gas.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [447] MathWorks, Inc. (2021). Fuel cell stack. Unter: <https://de.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/fuelcellstack.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [448] BARBIR, F. (1997). Efficiency and economics of proton exchange membrane (PEM) fuel cells. *International Journal of Hydrogen Energy*. 22(10-11). 1027–1037. DOI: 10.1016/s0360-3199(96)00175-9.
- [449] Martinez, P., Serra, M., Costa-Castello, R. (2017). Modeling and control of HTPEMFC based combined heat and power for confort control. 22nd IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA) in Limassol, Cyprus. DOI: 10.1109/ETFA.2017.8247630.

- [450] LeSage, J. Microgrid Energy Management System (EMS) using Optimization. Unter: <https://github.com/jonlesage/Microgrid-EMS-Optimization>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [451] Sosnowsky, R., Kuther, T. (2013). Lithium-Ionen-Akkus – Grundlagen und Design. Elektronik Praxis (Hrsg). Unter: <https://www.elektronikpraxis.de/lithium-ionen-akkus-grundlagen-und-design-a-407185/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [452] Xie, C., Sheng, L., Dai, H., Lv, S., Li, G. (2022). Study on the High Voltage and High Power Lithium ion Battery. In: 2022 3rd China International SAR Symposium (CISS), Shanghai, China. 1–4. DOI: 10.1109/CISS57580.2022.9971336.
- [453] Ayaz, R., Nakir, I., Tanrioven, M. (2014). An Improved Matlab-Simulink Model of PV Module considering Ambient Conditions. *Int. J. Photoenergy*. 11. 315893.
- [454] Xiao, W., Dunford, W. G., Capel, A. (2004). A novel modeling method for photovoltaic cells. In: 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference, Aachen, Germany. DOI: 10.1109/pesc.2004.1355416.
- [455] Bellini, A., Bifaretti, S., Iacovone, V., Cornaro, C. (Hrsg) (2009). Simplified model of a photovoltaic module. 2009 Applied Electronics.
- [456] Krauter, S. (1993). Betriebsmodell der optischen, thermischen und elektrischen Parameter von photovoltaischen Modulen. Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik, Technische Universität Berlin.
- [457] Kalogirou, S. A. (2009). Photovoltaic Systems. Elsevier. 469–519. DOI: 10.1016/B978-0-12-374501-9.00009-1. ISBN: 9780123745019.
- [458] TamizhMani, G., Ji, L., Tang, Y., Petacci, L., Osterwald, C. (2003). Photovoltaic Module Thermal/Wind Performance: Long-Term Monitoring and Model Development for Energy Rating. National Renewable Energy Lab., Golden, CO. (US). Unter: <https://www.osti.gov/biblio/15006842>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [459] Benghanem, M., Haddad, S., Alzahrani, A., Mellit, A., Almohamadi, H., Khushaim, M., Aida, M. S. (2023). Evaluation of the Performance of Polycrystalline and Monocrystalline PV Technologies in a Hot and Arid Region: An Experimental Analysis. *Sustainability*. 15(20). 14831. DOI: 10.3390/su152014831.
- [460] Dhilipan, J., Vijayalakshmi, N., Shanmugam, D. B., Jai Ganesh, R., Kodeeswaran, S., Muralidharan, S. (2022). Performance and efficiency of different types of solar cell material – A review. *Materials Today: Proceedings*. 66. 1295–1302. DOI: 10.1016/j.matpr.2022.05.132.
- [461] Özgür, T., Yakaryılmaz, A. C. (2018). A review: Exergy analysis of PEM and PEM fuel cell based CHP systems. *International Journal of Hydrogen Energy*. 43(38). 17993–18000. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.01.106.
- [462] Li, J., Lin, J., Song, Y., Xing, X., Fu, C. (2019). Operation Optimization of Power to Hydrogen and Heat (P2HH) in ADN Coordinated With the District Heating Network. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 10(4). 1672–1683. DOI: 10.1109/TSTE.2018.2868827.
- [463] Herrmann, A., Mädlow, A., Krause, H. (2019). Key performance indicators evaluation of a domestic hydrogen fuel cell CHP. *International Journal of Hydrogen Energy*. 44(35). 19061–19066. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.06.014.

- [464] Song, Z., Pan, Y., Chen, H., Zhang, T. (2021). Effects of temperature on the performance of fuel cell hybrid electric vehicles: A review. *Applied Energy*. 302. 117572. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117572.
- [465] Mogorosi, K., Oladiran, M. T., Rakgati, E. (2020). Mathematical Modelling and Experimental Investigation of a Low Temperature Proton Exchange Membrane Fuel Cell. *Energy and Power Engineering*. 12(11). 653–670. DOI: 10.4236/epe.2020.1211039.
- [466] Steinmüller, H., Reiter, G., Tichler, R., Friedl, C., Furtlehner, M., Lindorfer, J., Schwarz, M., Koppe, M. (2014). Power to Gas – eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und -analyse, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. Unter: https://www.researchgate.net/profile/Robert-Tichler/publication/272476549_Power_to_Gas_-_eine_Systemanalyse_Markt-_und_Technologiescouting_und_-_analyse/links/57adab1d08ae3765c3bdc17/Power-to-Gas-eine-Systemanalyse-Markt-und-Technologiescouting-und-analyse.pdf. Abgerufen am 08.04.2025.
- [467] H-TEC SYSTEMS - jetzt Quest One GmbH. Elektrolyse-Stacks SERIES S30. H-TEC SYSTEMS - jetzt Quest One GmbH (Hrsg). Unter: <https://www.h-tec.com/produkte/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [468] Ma, S., Jiang, M., Tao, P., Song, C., Wu, J., Wang, J., Deng, T., Shang, W. (2018). Temperature effect and thermal impact in lithium-ion batteries: A review. *Progress in Natural Science: Materials International*. 28(6). 653–666. DOI: 10.1016/j.pnsc.2018.11.002.
- [469] Dallinger, D., Link, J., Buttner, M. (2014). Smart Grid Agent: Plug-in Electric Vehicle. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 5(3). 710–717. DOI: 10.1109/TSTE.2014.2298887.
- [470] Möller, M. C., Krauter, S. (2023). Dimensioning and Lifetime Prediction Model for a Hybrid, Hydrogen-Based Household PV Energy System Using Matlab/Simulink. *Solar*. 3(1). 25–48. Unter: <https://www.mdpi.com/2673-9941/3/1/3>. Abgerufen am 06.05.2025. DOI: 10.3390/solar3010003.
- [471] Colella, W. G., James, B. D., Moton, J. M., Saur, G., Ramsden, T. (27 February 2014). Techno-economic analysis of PEM electrolysis for hydrogen production, *Strategic Analysis (SA)*.
- [472] Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*. 3(1). 81–100. DOI: 10.1016/j.joule.2018.12.008.
- [473] Stephan, P., Schaber, K., Stephan, K., Mayinger, F. (2013). *Thermodynamik*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg. DOI: 10.1007/978-3-642-30098-1. ISBN: 978-3-642-30097-4.
- [474] Elsner, P., Sauer, D. U. (2015). *Energiespeicher–Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft (Hrsg), Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften & Union der deutschen Akademien der Wissenschaften.

- [475] Mauler, L., Duffner, F., Zeier, W. G., Leker, J. (2021). Battery cost forecasting: a review of methods and results with an outlook to 2050. *Energy & Environmental Science*. 14(9). 4712–4739. DOI: 10.1039/d1ee01530c.
- [476] Partz, J. (2024). Wasserstoff Bündel kaufen: gefüllt & leer als Speicher. *gasido.de* (Hrsg). Unter: <https://www.gasido.de/wasserstoff-buendel-kaufen-eigenschaften-und-kosten>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [477] U.S. Department of Energy (2015). Physical Hydrogen Storage. U.S. Department of Energy (Hrsg). Unter: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/physical-hydrogen-storage>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [478] Hofmeister, M., Guddat, M. (2017). Techno-economic projections until 2050 for smaller heating and cooling technologies in the residential and tertiary sectors in the EU. Publications Office, Luxembourg. ISBN: 978-92-79-76014-3.
- [479] mehrwertsteuerrechner.de (2024). Prognose zur Strompreisentwicklung 2025, 2030, 2040 und 2050, von 30 Cent/kWh Strom auf 60 bis 80 Cent in 2030? mehrwertsteuerrechner.de (Hrsg). Unter: <https://www.mehrwertsteuerrechner.de/strompreisentwicklung-und-prognose/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [480] Rüf, M. (2020). Analyse von Optimierungspotentialen von elektrischen Prosumer-Haushalten mit E-Auto Nutzung, stationärem Batteriespeicher und exogener PV-Erzeugungs- und ..., *Energietechnik und Energiewirtschaft*, Fachhochschule Vorarlberg. Unter: <https://opus.fhv.at/frontdoor/index/index/docid/3651>.
- [481] Hofmann, J. (2020). Ein Physiologiemodell für Tactical Combat Casualty Care Training in mobilen Serious Games. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. DOI: 10.1007/978-3-658-30202-3. ISBN: 978-3-658-30201-6.
- [482] Jacobson, M. Z., Jadhav, V. (2018). World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels. *Solar Energy*. 169. 55–66. DOI: 10.1016/j.solener.2018.04.030.
- [483] SOLARWATT. SOLARWATT Battery vision. Erweitertes Datenblatt. SOLARWATT (Hrsg). Unter: <https://www.solarwatt.de/canto/download/h1g519t71t09r5a8frn7pfg509>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [484] Helmholtz Institut Erlangen-Nürnberg (2022). Elektrochemische Charakterisierung. Unter: <https://www.hi-ern.de/de/forschung/elektrokatalytische-grenzflaechenverfahrenstechnik/kompositmembrananalyse-und-design/elektrochemische-charakterisierung-von-einzelzellen>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [485] Yang, G., Yu, S., Mo, J., Kang, Z., Dohrmann, Y., List, F. A., Green, J. B., Babu, S. S., Zhang, F.-Y. (2018). Bipolar plate development with additive manufacturing and protective coating for durable and high-efficiency hydrogen production. *Journal of Power Sources*. 396. 590–598. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2018.06.078.
- [486] Möller, M. C., Krauter, S. (2022). Hybrid Energy System Model in Matlab/Simulink Based on Solar Energy, Lithium-Ion Battery and Hydrogen. *Energies*. 15(6). 2201. Unter: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/6/2201>. Abgerufen am 06.05.2025. DOI: 10.3390/en15062201.

- [487] Plattform H2BW (2025). Basiswissen Wasserstoff. Plattform H2BW (Hrsg). Unter: <https://www.plattform-h2bw.de/qualifizierung/wasserstoff-faq/basiswissen-wasserstoff>. Abgerufen am 07.04.2025.
- [488] Destatis - Statistisches Bundesamt Deutschland (2023). Haushalte nach Haushaltsgröße und Haushaltsmitgliedern. Destatis - Statistisches Bundesamt Deutschland (Hrsg). Unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/1-2-privathaushalte-bundeslaender.html>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [489] (2023). Branchenstudie 2023. Marktentwicklung - Prognose - Handlungsempfehlungen. Unter: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/05_Presse/01_Pressemitteilungen/BWP_Branchenstudie_2023_DRUCK.pdf. Abgerufen am 09.04.2025.
- [490] energie-experten.org (2022). Erdwärme-Nutzung: Kollektoren, Sonden & Grundwasser im Vergleich. energie-experten.org (Hrsg). Unter: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/erdwaerme>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [491] Hulatt, L., Freitas, G. (2025). Robustheitsanalyse. StudySmarter (Hrsg). Unter: <https://www.studysmarter.de/studium/ingenieurwissenschaften/elektrotechnik/robustheitsanalyse/>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [492] Schulze, T., Feldkamp, N., Bergmann, S., Straßburger, S. (2018). Data Farming und simulationsbasierte Robustheitsanalyse für Fertigungssysteme. Tagungsband ASIM SST (Hrsg), Institut für Technische und Betriebliche Informationssysteme, Otto-von-Guericke Universität Magdeburg.
- [493] Wagenhaeuser, M. (2021). Systemkosten erneuerbarer Erzeugungsanlagen. Bestandteile, Ansätze und mögliche Berücksichtigung.
- [494] Voormolen, J. A., Junginger, H. M., van Sark, W. (2016). Unravelling historical cost developments of offshore wind energy in Europe. *Energy Policy*. 88. 435–444. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.10.047.
- [495] Allan, G., Gilmartin, M., McGregor, P., Swales, K. (2011). Levelised costs of Wave and Tidal energy in the UK: Cost competitiveness and the importance of “banded” Renewables Obligation Certificates. *Energy Policy*. 39(1). 23–39. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.029.
- [496] Díaz, G., Gómez-Aleixandre, J., Coto, J. (2015). Dynamic evaluation of the levelized cost of wind power generation. *Energy Conversion and Management*. 101. 721–729. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.06.023.
- [497] Tidball, R., Bluestein, J., Rodriguez, N., Knoke, S. (2010). Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies. (NREL/SR-6A20-48595). Unter: <https://www.osti.gov/biblio/993653>. DOI: 10.2172/993653.
- [498] Centre for Energy Finance (CEEW). Understanding the cost of storing electricity. Centre for Energy Finance (CEEW) (Hrsg). Unter: <https://www.ceew.in/cef/quick-reads/explains/understanding-the-cost-of-storing-electricity>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [499] Tang, O., Rehme, J., Cerin, P. (2022). Levelized cost of hydrogen for refueling stations with solar PV and wind in Sweden: On-grid or off-grid? *Energy*. 241. 122906. DOI: 10.1016/j.energy.2021.122906.

- [500] Vector Renewables (2022). LCOH, how is the price of Green Hydrogen calculated? Vector Renewables (Hrsg). Unter: <https://www.vectorenrenewables.com/en/blog/how-is-the-price-of-green-hydrogen-calculated>. Abgerufen am 06.05.2025.
- [501] Povacz, L., Bhandari, R. (2023). Analysis of the Levelized Cost of Renewable Hydrogen in Austria. *Sustainability*. 15(5). 4575. DOI: 10.3390/su15054575.

Abbildungsverzeichnis

Bild 2.1:	Stromseitige Sektorkopplungsoptionen und deren Umwandlungsschritte zur Nutzung von Strom in anderen Nachfragesektoren nach [10].	10
Bild 2.2:	Energieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern für Deutschland im Jahr 2022 nach [38].	13
Bild 2.3:	Schema eines hybriden Wasserstoffsystems mit Sektorkopplung auf Haushaltsebene. Darstellung des Energieflusses an einem sonnigen Sommertag, in dem der Batteriespeicher aufgeladen wird, Verbraucher versorgt werden und der Elektrolyseur bei PV-Überschuss H ₂ erzeugt. (Gestrichelte Linien: nicht aktive Zweige).	17
Bild 2.4:	Schema eines hybriden Wasserstoffsystems mit Sektorkopplung auf Haushaltsebene. Darstellung des Energieflusses zur Nachtzeit, in dem der Batteriespeicher entladen wird, um alle Verbraucher zu versorgen und die Brennstoffzelle nicht zur zusätzlichen Stromversorgung benötigt wird. (Gestrichelte Linien: nicht aktive Zweige).	17
Bild 2.5:	Schema eines hybriden Wasserstoffsystems mit Sektorkopplung auf Haushaltsebene. Darstellung des Energieflusses zur Winterzeit, in dem die PV-Anlage nur wenig Strom erzeugt und die zur zusätzlichen Stromversorgung in Betrieb ist und der Batteriespeicher als Energiepuffer dient (Gestrichelte Linien: nicht aktive Zweige).	18
Bild 2.6:	Zuordnung der Anforderungen zu den Handlungsfeldern.	25
Bild 3.1:	(a) Monatliche Energiebilanzen für ein netzunabhängiges Energiesystem (negatives Vorzeichen: Stromerzeugung und Aufladung der Speicher. Positives Vorzeichen: Verbrauch und Entladung der Speicher) [75]. (b) Monatliche Abwärmeerzeugung in der FC und im ELY in Relation zum Raumwärme- und Warmwasserbedarf [75].	30
Bild 3.2:	Übersicht des LUT-PROSUME Micro-Sektorkopplungs-Modells, welches speziell für den Gebäudesektor konzipiert wurde (WEL = Wasserelektrolyse; HCP = Wasserstoff-Kompressor; HES = Wasserstoff Energiespeicher; PtH = Kraft-Wärme-Kopplung; TES = Thermischer Energiespeicher; STD-C = Standard Batterie-Elektrisches Fahrzeug (BEV); V2H-C = BEV mit Bidirektionaler Lademöglichkeit) [58].	31
Bild 3.3:	Marktanteile der im Jahr 2020 abgesetzten Brennstoffzellen nach FC-Technologie [119].	43
Bild 3.4:	Aufbau eines PEMFC-Stacks [137].	46
Bild 3.5:	Polarisationskurve einer PEMFC-Zelle [139] (OCV steht für die Nernstspannung und E ₀ steht für das Standard-Zellpotential).	46
Bild 3.6:	Polarisationskurve einer PEMFC in Abhängigkeit der Temperatur (anhand gemessener Punkte) [140].	47
Bild 3.7:	Funktionsprinzip einer ELY-Zelle auf Grundlage der (a) PEM-Technologie, (b) AEL-Technologie und (c) SOEC-Technologie [144].	48

Bild 3.8:	<i>Aufbau und Funktionsweise einer PEM-ELY-Zelle [161].</i>	50
Bild 3.9:	<i>Zell-Effizienz und Wasserstoffherzeugungsrates eines PEM-ELY in Abhängigkeit der Zellspannung [163].</i>	50
Bild 3.10:	<i>Aktueller Polarisationskurven-Bereich von PEM-ELYs mit eingezeichneter Polarisationskurve einer kommerziellen PEM-Zelle [54].</i>	51
Bild 3.11:	<i>Gemessene H₂-in-O₂-Konzentration bei verschiedenen Druckniveaus mit eingezeichneter technischer Grenzkonzentration von 2 % zur Bestimmung der minimalen Stromdichte [54].</i>	52
Bild 3.12:	<i>Vergleich verschiedener Wasserstoffspeicher-Formen in Abhängigkeit der volumetrischen und gravimetrischen Dichte [171].</i>	53
Bild 3.13:	<i>(a) 300 bar Wasserstoff-Flaschenbündel bestehend aus 50l-Flaschen [175]. (b) Zwei Arten von Druckwasserstoff-Tanks der nach den Wasserstoffspeicherbündeln nächstgrößeren Stufe.</i>	54
Bild 3.14:	<i>Tageszeitliche Einstrahlungsverläufe der globalen Bestrahlungsstärke für verschiedene Tage in Berlin [183].</i>	56
Bild 3.15:	<i>Mittlere jährliche globale horizontale Sonneneinstrahlung in Europa für den Zeitraum 1996–2015, basierend auf Wetterdaten von Meteororm [184].</i>	56
Bild 3.16:	<i>(a) Bildliche Beschreibung der Sonnenhöhe γ_s und des Sonnenazimut α_s [183] und (b) Deklinationswinkel ε im Jahresverlauf [187].</i>	57
Bild 3.17:	<i>Einfaches Ersatzschaltbild (a), Eindiodenmodell (b) und Zweidiodenmodell (c) eines PV-Moduls nach [183].</i>	60
Bild 3.18:	<i>I-U-Kennlinien eines PV-Arrays für (a) verschiedene Bestrahlungsstärken bei einer Temperatur von 25°C (STC) und (b) verschiedene Zelltemperaturen bei einer Bestrahlungsstärke von 1.000 W/m² (STC); P-U-Kennlinien eines PV-Arrays für (c) verschiedene Bestrahlungsstärken bei einer Temperatur von 25°C (STC) und (d) verschiedene Zelltemperaturen bei einer Bestrahlungsstärke von 1.000 W/m² (STC) nach [193].</i>	61
Bild 3.19:	<i>Energiespeichertypen nach Energieinhalt und Ausspeicherdauer [214].</i>	65
Bild 3.20:	<i>Verschiedene Möglichkeiten der Verschaltung einer LIB in Anlehnung [222]: (a) AC-gekoppelt; (b) DC-gekoppelt auf niedriger Spannung; (c) DC-gekoppelt auf hoher Spannung; (d) DC-gekoppelt am PV-Anschluss.</i>	67
Bild 3.21:	<i>Idealtypische Ladekurve einer LIB in Abhängigkeit des SOC [216].</i>	67
Bild 3.22:	<i>Funktionsschema eines Wärmepumpen-Kreislaufs [226].</i>	69
Bild 3.23:	<i>Typischer Verlauf des COP-Wertes in Abhängigkeit der Temperaturspreizung für verschiedene Wärmepumpentypen anhand einer quadratischen Regression auf Grundlage von Herstellerangaben in 2019 nach [228].</i>	70
Bild 3.24:	<i>(a) Temperaturverlauf vom Eingang (E) zum Ausgang (A) eines Gegenstrom-Wärmetauschers im kälteren (blau (k)) und wärmeren Kreislauf (rot (w)) nach [233]. (b) Skizze eines Gegenstrom-Wärmetauschers [233].</i>	71
Bild 3.25:	<i>(a) Gemessene (durchgezogene Linie) und durchschnittliche (gestrichelte Linie) Degradationsrate eines PEM-ELY unter verschiedenen Stromdichten bei 60°C Zelltemperatur nach [246].</i>	76

<i>Bild 3.26:</i>	<i>Entwicklung der Zellspannung einer PEM-ELY Zelle bei ständigem ein- und wieder ausschalten (Cell 2) und einer konstant betriebenen Zelle (Cell 1) [251].</i>	76
<i>Bild 3.27:</i>	<i>Während der Betriebszeit auftretende Einbußen in der Performance der MEA einer PEMFC [267].</i>	79
<i>Bild 3.28:</i>	<i>Reversible Degradation während des Betriebs einer PEMFC [74].</i>	80
<i>Bild 3.29:</i>	<i>Prozentuale Anteile der Degradationsfaktoren auf die Gesamtdegradation unter verschiedenen Betriebsbedingungen einer PEMFC nach [268].</i>	80
<i>Bild 3.30:</i>	<i>Degradationsfunktion einer PEMFC [74].</i>	81
<i>Bild 3.31:</i>	<i>(a) Kalendarische Alterung in Abhängigkeit der Temperatur bei 50 % SOC nach [294]. (b) Alterungsverhalten einer LIB in Abhängigkeit verschiedener Temperaturniveaus [284]. (c) Kapazitätsänderung mit zunehmender Lagerzeit unter verschiedenen Temperaturniveaus [286]. (d) Einfluss der Temperatur bei fester Lagerungszeit von ca. 9,6 Monaten in Abhängigkeit des Ladezustandes auf die relative Kapazität des Batteriespeichers [295].</i>	85
<i>Bild 3.32:</i>	<i>(a) Normalisierte Kapazität über die Zeit für Kalenderalterungstests bei 50°C unter Mittelung der Kapazitätsverluste drei parallel getesteter Zellen nach [297]. (b) Kalendarische Alterung in Abhängigkeit des SOC bei einer Temperatur von 25°C nach [294]. (c) Kapazitätsänderung der LIB mit zunehmender Lagerzeit unter verschiedenen SOC's bei einer Temperatur von 35°C nach [286].</i>	86
<i>Bild 3.33:</i>	<i>Beispiel eines Vorgangs zur Berechnung der äquivalenten Anzahl von Zyklen [301].</i>	88
<i>Bild 3.34:</i>	<i>(a) Vergleich des 4-Punkt und des 3-Punkt Kriteriums nach [303] und (b) exemplarischer Zählvorgang beim Rainflowzählverfahren nach [303].</i>	88
<i>Bild 3.35:</i>	<i>Zu erwartende Kostenentwicklung eines ELY-Systems auf Basis der PEM-Technologie und der AEL-Technologie im Vergleich nach [239; 357]. In den Kosten sind die Leistungselektronik, die Systemsteuerung und die Gastrocknung inkludiert. Ausgenommen von den Kosten sind die Netzanbindung, die Kompression, die externe Gasreinigung und der Wasserstoffspeicher.</i>	96
<i>Bild 3.36:</i>	<i>Kostenaufschlüsselung eines (a) PEM-Systems und (b) PEM-Stacks in Anlehnung an [239; 251].</i>	97
<i>Bild 3.37:</i>	<i>(a) Wasserstofferzeugungskosten in Abhängigkeit der Systemauslastung für zwei verschiedene Systemskalierungen (Abwicklungsphase von 20 Jahren und Stromkosten von 50 €/MWh) nach [352]. (b) Systemkosten (CAPEX) in Abhängigkeit der installierten Kapazität ausgehend von verschiedenen Quellen für einen ELY und eine FC nach [58].</i>	98
<i>Bild 3.38:</i>	<i>(a) Systemkosten einer PEMFC in Abhängigkeit der Systemgröße und der produzierten Stückzahl nach [371]; (b) Entwicklung der FC-Systemkosten in Abhängigkeit der Systemgröße nach [78]; (c) Kostenaufteilung nach Partialkomponenten eines mKWK mit FC mit 1 kWel und 1,45 kWel nach [282]; (d) Kostenentwicklung in Abhängigkeit der Systemgröße nach [130].</i>	100
<i>Bild 3.39:</i>	<i>Prognostizierte Kosten eines PV-Systems von 2014 bis 2050 [354].</i>	101

<i>Bild 3.40:</i>	<i>Kostenprognose von LIB-Systemen nach [380] basierend auf verschiedenen Literaturquellen: IRENA [381], Schmidt et al. 2017 [382], BNEF [383], Deutsche Bank [384], McKinsey [385], Navigant [386].</i>	<i>102</i>
<i>Bild 3.41:</i>	<i>Kostenentwicklung auf Basis von drei Kostenentwicklungsszenarien einer (a) energiedesignten und (b) leistungsdesignten LIB für stationäre Anwendungen [380]. Kostenentwicklung und Kostenaufschlüsselung einer (c) energiedesignten und (d) leistungsdesignten LIB [380].</i>	<i>103</i>
<i>Bild 3.42:</i>	<i>(a) Systemkosten und Kostenaufschlüsselung eines 350 bar Wasserstoffspeichers in Abhängigkeit produzierter Stückzahlen nach [389] und (b) Systemkosten und Kostenaufschlüsselung verschiedener Speichertypen nach [390].</i>	<i>104</i>
<i>Bild 3.43:</i>	<i>Kostenaufschlüsselung eines 700 bar Druckwasserstofftanks mit 5,6 kg nutzbarem Wasserstoff bei produzierten Stückzahlen von (a) 100.000 und (b) 500.000 nach [390].</i>	<i>105</i>
<i>Bild 3.44:</i>	<i>Prinzipskizze einer simulationsbasierten Lösungsfindung in Form eines (a) manuellen Ansatzes und (b) unter Nutzung eines Optimierungsverfahrens nach [397].</i>	<i>108</i>
<i>Bild 3.45:</i>	<i>Graphische Darstellung lokaler und globaler Minima und Maxima [404].</i>	<i>109</i>
<i>Bild 3.46:</i>	<i>Bewertung ausgewählter Literaturquellen hinsichtlich der in Abschnitt 2.7 definierten Anforderungen.</i>	<i>115</i>
<i>Bild 3.47:</i>	<i>Bewertung ausgewählter Modellierungswerkzeuge und Softwaretools hinsichtlich der in Abschnitt 2.7 definierten Anforderungen.</i>	<i>115</i>
<i>Bild 4.1:</i>	<i>Vorgehensmodell zur Entwicklung eines Anwendungsmodells in Form eines Phasen-Meilenstein-Diagramms.</i>	<i>117</i>
<i>Bild 4.2:</i>	<i>Systemarchitektur des auf Wasserstoff basierenden Energiesystems auf Haushaltsebene.</i>	<i>121</i>
<i>Bild 4.3:</i>	<i>Einfluss der Verlegungstiefe von Erdwärmepumpen auf die Erdbodentemperatur in Abhängigkeit der Jahreszeiten [414].</i>	<i>123</i>
<i>Bild 4.4:</i>	<i>Grundkonzept zum Ablauf des im Rahmen dieser Arbeit zu entwickelnden Simulations-Modells und den dazugehörigen, zu integrierenden Analyseverfahren.</i>	<i>124</i>
<i>Bild 4.5:</i>	<i>(a) Tagesmitteltemperatur im Jahresverlauf für verschiedene Standorte in Europa und (b) Globalstrahlung pro Monat im Jahr 2019 für verschiedene Standorte in Europa.</i>	<i>126</i>
<i>Bild 4.6:</i>	<i>Exemplarisches Kellertemperaturprofil für Würzburg in 2019.</i>	<i>127</i>
<i>Bild 4.7:</i>	<i>Heatmap des in einem Schweizer Haushalt aus dem Jahr 2012 gemessenen, modifizierten und auf ein Jahr aufbereiteten Lastprofils des elektrischen Stromverbrauchs.</i>	<i>128</i>
<i>Bild 4.8:</i>	<i>Heatmaps generierter synthetischer Lastprofile [425].</i>	<i>128</i>
<i>Bild 4.9:</i>	<i>Wärmebedarfsprofile für verschiedene Standorte in Europa auf Basis des durchschnittlichen Wärmebedarfs eines Haushalts am jeweiligen Standort.</i>	<i>129</i>
<i>Bild 4.10:</i>	<i>(a) Jahres-Raumwärmebedarf pro Kopf in Abhängigkeit der Jahresdurchschnittstemperatur auf Basis von 2012 und (b) Jahres-Warmwasserbereitungsbedarf in Abhängigkeit des Bruttoinlandsprodukts pro</i>	

	<i>Kopf mit eingezeichneter Trendlinie (Die Länder sind entsprechend ihrer Internetdomäne gekennzeichnet) [426].</i>	129
Bild 4.11:	<i>Ersatzschaltbild-Modell einer PEM-Elektrolyse-Zelle [428].</i>	131
Bild 4.12:	<i>Simulink-Modell des ELY mit inkludiertem Wärmetauscher.</i>	133
Bild 4.13:	<i>Simulink-Modell zur Steuerung des Energieflusses ins Hausnetz und zum ELY mit inkludiertem Gleichspannungswandler (DC/DC) und Wechselrichter (DC/AC).</i>	134
Bild 4.14:	<i>Komplexes Simulink-Modell des ELY-Wärmetauschers.</i>	136
Bild 4.15:	<i>Vereinfachtes und laufzeiteffizienteres Simulink-Modell des ELY-Wärmetauschers.</i>	137
Bild 4.16:	<i>Simulink-Modell des Wasserstoffspeichers mit inkludiertem Kompressor.</i>	138
Bild 4.17:	<i>Graphische Darstellung des Kompressibilitätsfaktors von Wasserstoff unter verschiedenen Temperaturen und Druckniveaus [444].</i>	139
Bild 4.18:	<i>Simulink-Modell des Kompressors.</i>	140
Bild 4.19:	<i>Simulink-Modell der FC mit modifiziertem Simulink-Block „Fuel Cell Stack“ [447].</i>	142
Bild 4.20:	<i>Simulink-Modell der Energiefluss-Steuerungseinheit der FC mit Abwärmesystem und Wasserstoffbedarfsmessung.</i>	143
Bild 4.21:	<i>Komplexes Simulink-Modell des FC-Wärmetauschers.</i>	144
Bild 4.22:	<i>Vereinfachtes und laufzeiteffizienteres Simulink-Modell des FC-Wärmetauschers.</i>	145
Bild 4.23:	<i>Simulink-Modell des LIB-Systems mit inkludierter Temperaturmessung, Laderegler, Wechselrichter (AC/DC), Ladekurvenbestimmung und C-Rate-Berechnung.</i>	146
Bild 4.24:	<i>Simulink-Modell des LIB-Ladereglers und -Wechselrichters mit integrierter SOC-Berechnung in Anlehnung an [450].</i>	147
Bild 4.25:	<i>Simulink-Modell zur Begrenzung des LIB-Leistungslimits.</i>	147
Bild 4.26:	<i>Im Simulink-Modell für die LIB verwendete (a) Ladekurve für die Spannung, (b) Ladekurve für die Stromstärke auf Basis der Formel von Sarasketa-Zabala et al. [289] und (c) Entladekurve für die Spannung bei einer C-Rate von 0,5 nach Kurzweil und Dietlmeier [167].</i>	148
Bild 4.27:	<i>(a) Einfluss der Bestrahlungsstärke E auf den Verlauf der I-U-Kennlinie eines Solarmoduls und (b) Einfluss der Temperatur T auf den Verlauf der I-U-Kennlinie eines Solarmoduls.</i>	151
Bild 4.28:	<i>Simulink-Modell der PV-Anlage in Anlehnung an [453].</i>	151
Bild 4.29:	<i>Simulink-Modell zur Berechnung der Zell-Parameter der PV-Anlage.</i>	152
Bild 4.30:	<i>Übergeordnetes Simulink-Modell der PV-Anlage zur Einbindung von zwei PV-Anlagen-Ausrichtungen mit inkludierter PR-Ansetzung und Nennleistungsberechnung.</i>	152
Bild 4.31:	<i>Simulink-Modell des Gleichspannungswandlers zwischen PV-Anlage und ELY.</i>	153
Bild 4.32:	<i>Simulink-Modell zur Umrechnung eines kontinuierlichen Signals der FC-Abwärme in einen Ausgangswert in 15-min Auflösung.</i>	153

<i>Bild 4.33:</i>	<i>Simulink-Modell des Wärmesystems mit inkludiertem Warmwasserbereitungs-Modell und Raumwärme-Modell.</i>	<i>154</i>
<i>Bild 4.34:</i>	<i>Simulink-Modell des Warmwasserbereitungs-Systems.</i>	<i>156</i>
<i>Bild 4.35:</i>	<i>Simulink-Modell des EMS mit allen Ein- und Ausgangssignalen.</i>	<i>158</i>
<i>Bild 4.36:</i>	<i>(a) Mittels Simulink-Block "Fuel Cell Stack" [447] generierte U-I-Kennlinie und P-I-Kennlinie einer 720 W FC und (b) einer typischen U-I-Kennlinie einer FC [465].</i>	<i>160</i>
<i>Bild 4.37:</i>	<i>Energiemanagementlogik des ELY.</i>	<i>161</i>
<i>Bild 4.38:</i>	<i>Steuerungs- und Betriebsschema des ELY in Abhängigkeit der LIB SOC (ELY-Iconquelle: [467]).</i>	<i>161</i>
<i>Bild 4.39:</i>	<i>Simulink-Flussdiagramm zur Steuerung der gesamten Energieflüsse im System (LIB Lade- und Entladeleistung, FC-Leistung, ELY-Leistung).</i>	<i>162</i>
<i>Bild 4.40:</i>	<i>Simulink-Flussdiagramm zur Steuerung der Abwärmenutzung des ELY.</i>	<i>163</i>
<i>Bild 4.41:</i>	<i>Simulink-Flussdiagramm zur Steuerung des Kühlsystems des ELY.</i>	<i>163</i>
<i>Bild 4.42:</i>	<i>Simulink-Modell der gesamten Lasten und Verbraucher.</i>	<i>164</i>
<i>Bild 4.43:</i>	<i>Simulink-Modell des hybriden, auf Wasserstoff basierenden Energiesystems.</i>	<i>164</i>
<i>Bild 4.44:</i>	<i>(a) Kapazitätsverlust in Abhängigkeit der Temperatur und (b) Temperaturanstieg in Relation zur C-Rate.</i>	<i>166</i>
<i>Bild 4.45:</i>	<i>Simulink-Modell der LIB-Temperaturmessung.</i>	<i>167</i>
<i>Bild 4.46:</i>	<i>Temperaturverlauf der LIB innerhalb eines Jahres.</i>	<i>167</i>
<i>Bild 4.47:</i>	<i>Beispiel für das Berechnungsverfahren des Vollzyklusäquivalent eines exemplarischen Zyklus.</i>	<i>168</i>
<i>Bild 4.48:</i>	<i>Degradationskurven der LIB in Anlehnung an [469]. Saft Cell: Reale Zelle des Unternehmens „Saft“ aus dem Jahr 2013. USABC Goal: Vom U.S. Advanced Battery Consortium (USABC) definiertes Ziel zukünftiger Batteriezellen. Scenario 2030: Von Dallinger et al. [469] als optimistisch eingestuftes Szenario für das Jahr 2030.</i>	<i>170</i>
<i>Bild 4.49:</i>	<i>Degradationsfunktion der FC auf Basis der Stützstellen aus Tabelle 3.11.</i>	<i>172</i>
<i>Bild 4.50:</i>	<i>Histogramm der FC-Zellspannung über einen Zeitraum von einem Jahr.</i>	<i>172</i>
<i>Bild 4.51:</i>	<i>Degradationsfunktion des ELY auf Basis der Stützstellen aus Tabelle 3.10. ..</i>	<i>174</i>
<i>Bild 4.52:</i>	<i>Vorgehensmodell für die Vorbereitung und die Programmierung des Lebensdauerprognoseverfahrens.</i>	<i>176</i>
<i>Bild 4.53:</i>	<i>Exemplarische 3D-Fläche zur FC-Stromerzeugung in Abhängigkeit der FC-Leistung und der LIB-Kapazität.</i>	<i>205</i>
<i>Bild 4.54:</i>	<i>Exemplarische 3D-Fläche zum prozentualen Netzbezug in Abhängigkeit der FC-Leistung und der LIB-Kapazität.</i>	<i>209</i>
<i>Bild 4.55:</i>	<i>Phasen-Ablaufplan des Optimierungsverfahrens.</i>	<i>212</i>
<i>Bild 4.56:</i>	<i>Phasen-Ablaufplan des Simulations-Ablaufes innerhalb des Optimierungsverfahrens.</i>	<i>213</i>
<i>Bild 5.1:</i>	<i>Auf Grundlage des Simulink-Modells berechnete monatliche Verteilung der Stromerzeugung.</i>	<i>225</i>

Bild 5.2:	<i>Auf Grundlage des Simulink-Modells berechneter Strombedarf des Haushalts (linker Balken) und Strombedarfsdeckung nach Versorgungseinheiten (rechter Balken).</i>	225
Bild 5.3:	<i>Auf Grundlage von PV*SOL berechnete monatliche Verteilung der erzeugten Elektrizität.</i>	226
Bild 5.4:	<i>Auf Grundlage von PV*SOL berechneter Strombedarf des Haushalts (linker Balken) und Strombedarfsdeckung nach Versorgungseinheiten (rechter Balken).</i>	226
Bild 5.5:	<i>Exemplarischer Ausschnitt der PV-Stromerzeugung und der Last an Wintertagen auf Basis der Simulink-Simulation.</i>	226
Bild 5.6:	<i>Exemplarischer Ausschnitt der PV-Stromerzeugung und der Last an Sommertagen auf Basis der Simulink-Simulation.</i>	227
Bild 5.7:	<i>Auf Grundlage des Simulink-Modells simulierter exemplarischer Ausschnitt der PV-Stromerzeugung bei verschiedenen PV-Anlagen-Ausrichtungen auf Basis der Simulink-Simulation.</i>	227
Bild 5.8:	<i>Gegenüberstellung von globaler und diffuser Bestrahlungsstärke im Jahresverlauf für eine um 30° geneigte Ebene für das Jahr 2017 in Würzburg.</i>	228
Bild 5.9:	<i>Gegenüberstellung von globaler und diffuser Bestrahlungsstärke im Jahresverlauf für eine um 60° geneigte Ebene für das Jahr 2017 in Würzburg.</i>	228
Bild 5.10:	<i>Boxplot der eingestrahlten Sonnenenergie innerhalb eines Tages bei verschiedenen Neigungswinkeln und Ausrichtungen der PV-Anlagen (Azimutwinkel = 0° entspricht Südausrichtung; Azimutwinkel = 90° entspricht Westausrichtung und Azimutwinkel = -90° entspricht Ostausrichtung).</i>	229
Bild 5.11:	<i>Monatsweise Globalstrahlung mit Tages-Streuung für eine PV-Anlage mit einem Neigungswinkel von (a) 30° und (b) 45°.</i>	230
Bild 5.12:	<i>Auf Grundlage des Simulink-Modells simulierter Jahresverlauf der LIB-SOC (a), des LIB-SOC-Gradienten (b) und der LIB-Temperatur (c) für die Variante 9 der Verifikations-Studie (siehe Tabelle 5.1).</i>	232
Bild 5.13:	<i>(a) Entlade- und (b) Ladegeschwindigkeit (C-Rate) der LIB im Jahresverlauf für die Variante 9 der Verifikations-Studie (siehe Tabelle 5.1).</i>	232
Bild 5.14:	<i>Parametrisierung der PEMFC im modifizierten FC-Block von Simulink [447].</i>	233
Bild 5.15:	<i>Exemplarischer Verlauf der Polarisationskurve einer FC im entwickelten Simulink-Modell.</i>	234
Bild 5.16:	<i>Exemplarischer Verlauf des H₂-Bedarfs und der Stack-Temperatur in Relation zur Leistungskurve einer FC im entwickelten Simulink-Modell.</i>	234
Bild 5.17:	<i>Im Simulink-Modell aufgenommene I-U-Kennlinie einer PEM-ELY-Zelle bei 20°C und 1 bar.</i>	237
Bild 5.18:	<i>Im Simulink-Modell aufgenommene I-U-Kennlinie einer PEM-ELY-Zelle bei 60°C und 1 bar.</i>	237

<i>Bild 5.19:</i>	<i>U-I-Kennlinie der Stromdichte eines ELY unter verschiedenen Betriebstemperaturen [485].</i>	<i>238</i>
<i>Bild 5.20:</i>	<i>Vergleich der H₂-Erzeugungsrates eines ELYs bei Puranen et al. [75] zu der des Simulink-Modells in Abhängigkeit der Leistung.</i>	<i>240</i>
<i>Bild 5.21:</i>	<i>Solare Bestrahlungsstärke bei Süd-, West- und Ost-Ausrichtung der drei Jahre 2017 bis 2019 für die Modellregion Helsinki (Finnland).</i>	<i>240</i>
<i>Bild 5.22:</i>	<i>(a) In der Arbeit von Puranen et al. [75] verwendetes Lastprofil über drei Jahre und (b) Wasserstoffspeicherlevel und Leistungsverlauf des ELYs und der FC über drei Jahre.</i>	<i>241</i>
<i>Bild 5.23:</i>	<i>Monatsbalkendiagramm des Strombedarfs (linker Balken) und der Stromerzeugung (rechter Balken) zu den Ergebnissen aus dem (a) Simulink-Modell und (b) aus der Arbeit von Puranen et al. [75].</i>	<i>243</i>
<i>Bild 5.24:</i>	<i>Simulink-Modell nach vollständigem Durchlauf bei identischer Parametrisierung wie im Anwendungsfall von Puranen et al. [75].</i>	<i>244</i>
<i>Bild 5.25:</i>	<i>Simulink-Modell nach vollständigem Durchlauf bei Verwendung einer 2 kW FC und ansonsten identischer Parametrisierung wie im Anwendungsfall von Puranen et al. [75].</i>	<i>244</i>
<i>Bild 5.26:</i>	<i>Stromerzeugung (linker Balken) und Stromverbrauch (rechter Balken) jedes Monats ausgehend von den Simulationsergebnissen des Simulink-Modells [486].</i>	<i>247</i>
<i>Bild 5.27:</i>	<i>Vergleich der durch Simulink-Simulation und HOMER Pro berechneten Stromerzeugung und des Strombedarfs [486].</i>	<i>248</i>
<i>Bild 5.28:</i>	<i>Verschiedene anhand des Simulink-Simulationsmodells aufgezeichnete Kurven im Jahresverlauf: (a) PV-Leistung (blau) und Gesamtlast (gelb). (b) SOC der LIB (gelb) und SOC des Wasserstoffspeichers (blau). (c) Einschaltzeitpunkte des ELY (gelb) und Einschaltzeitpunkte der FC (blau). (d) von der FC erzeugter Strom (blau), vom ELY genutzter Strom (orange) und Stromfluss zur LIB (negativer Wert) bzw. aus der LIB (positiver Wert) (gelb). (x-Achse: 525.600 Datenpunkte (1 Datenpunkt für jede Minute eines Jahres)) [486].</i>	<i>249</i>
<i>Bild 5.29:</i>	<i>Simulationsergebnisse für die Woche vom 10. bis 16. März: (a) PV-Leistung (blau) und Gesamtlast (gelb). (b) SOC der LIB (gelb) und SOC des Wasserstoffspeichers (blau). (c) Systemmodi (2 = LIB laden; 3 = LIB entladen; 4 = ELY in Betrieb; 5 = FC in Betrieb). (d) von der FC erzeugter Strom (blau), vom ELY genutzter Strom (orange) und Energiefluss zur LIB (negativer Wert) bzw. aus der LIB (positiver Wert) (gelb) [486].</i>	<i>250</i>
<i>Bild 5.30:</i>	<i>Exemplarischer Jahresverlauf der Lastkurven, die dem Simulationsmodell als Eingangsdaten zugrunde liegen. (a) Gesamtlast, (b) Haushaltslast, (c) Kompressorleistung, (d) el. Leistung für die Raumwärme, (e) el. Leistung für die Warmwasserbereitung.</i>	<i>253</i>
<i>Bild 5.31:</i>	<i>Exemplarischer Jahresverlauf der ELY-Leistung.</i>	<i>253</i>
<i>Bild 5.32:</i>	<i>Wasserstoffproduktion des ELY (a) und Wasserstoffbedarf der FC (b) im exemplarischen Jahresverlauf.</i>	<i>254</i>

<i>Bild 5.33:</i>	<i>Temperaturverlauf (a) und Kühlleistung (b) des ELY-Stacks im exemplarischen Jahresverlauf.</i>	<i>255</i>
<i>Bild 5.34:</i>	<i>Temperaturverlauf (a) und Kühlleistung (b) des FC-Stacks im exemplarischen Jahresverlauf.</i>	<i>256</i>
<i>Bild 5.35:</i>	<i>Exemplarischer Ausschnitt von 4 Tagen im August zur (a) PV-Leistung, (b) Gesamtlast, (c) ELY-Leistung und (d) LIB Lade- und Entladeleistung.</i>	<i>257</i>
<i>Bild 5.36:</i>	<i>Exemplarischer Ausschnitt von 9 Tagen im Januar zur (a) PV-Leistung, (b) Gesamtlast, (c) FC-Leistung und (d) LIB Lade- und Entladeleistung.</i>	<i>258</i>
<i>Bild 5.37:</i>	<i>(a) SOC der LIB, (b) SOC-Gradient der LIB und (c) Temperaturverlauf der LIB im exemplarischen Jahresverlauf.</i>	<i>259</i>
<i>Bild 5.38:</i>	<i>(a) Stromdichte des ELY, (b) Stack-Degradation des ELY und (c) aufsummierte Gesamtdegradation des ELY im exemplarischen Jahresverlauf.</i>	<i>260</i>
<i>Bild 5.39:</i>	<i>(a) Zellspannung der FC, (b) Stack-Degradation der FC während des Normalbetriebs, (c) aufsummierte Degradation der FC durch Starts und Stopps und (d) aufsummierte Gesamtdegradation des FC-Stacks im exemplarischen Jahresverlauf.</i>	<i>261</i>
<i>Bild 5.40:</i>	<i>Energiebilanz auf Wochenbasis für die Verbraucher (oben) und die Versorger (unten) für den Basisfall.</i>	<i>263</i>
<i>Bild 5.41:</i>	<i>Energiebilanz auf Wochenbasis für die Verbraucher (oben) und die Versorger (unten) bei halber LIB-Kapazität zum Basisfall.</i>	<i>263</i>
<i>Bild 5.42:</i>	<i>Energiebilanz auf Wochenbasis für die Verbraucher (oben) und die Versorger (unten) bei 20 PV-Modulen mehr und ELY-Vergrößerung zum Basisfall.</i>	<i>264</i>
<i>Bild 5.43:</i>	<i>Energiebilanz auf Wochenbasis für die Verbraucher (oben) und die Versorger (unten) bei 20 PV-Modulen mehr ohne ELY-Vergrößerung zum Basisfall.</i>	<i>264</i>
<i>Bild 5.44:</i>	<i>3D-Flächen zum Beispiel für die Evaluation des Optimierungsverfahrens nach der Initialphase: (a) Kapitalwert in Abh. von PV&LIB, (b) Kapitalwert in Abh. von FC&LIB, (c) Netzbezug in Abh. von PV&LIB, (d) Netzbezug in Abh. von FC&LIB, (e) Wasserstoffherzeugung in Abh. von PV&LIB und (f) Wasserstoffbedarf in Abh. von FC&LIB.</i>	<i>271</i>
<i>Bild 5.45:</i>	<i>3D-Fläche für die FC-Stromerzeugung in Abh. von FC&LIB zum Beispiel für die Evaluation des Optimierungsverfahrens.</i>	<i>272</i>
<i>Bild 5.46:</i>	<i>3D-Flächen zum Beispiel für die Evaluation des Optimierungsverfahrens nach der Verfeinerungsphase: (a) Kapitalwert in Abh. von PV&LIB, (b) Kapitalwert in Abh. von FC&LIB, (c) Netzbezug in Abh. von PV&LIB, (d) Netzbezug in Abh. von FC&LIB, (e) Wasserstoffherzeugung in Abh. von PV&LIB und (f) Wasserstoffbedarf in Abh. von FC&LIB.</i>	<i>274</i>
<i>Bild 5.47:</i>	<i>Erstellte Kurvenfunktionen nach der 1. Iteration der Iterationsphase zum Beispiel für die Evaluation des Optimierungsverfahrens.</i>	<i>276</i>
<i>Bild 5.48:</i>	<i>Kapitalwert (Zielfunktion) gegenüber dem Stromdefizit (Nebenbedingung) für alle Auslegungen, die die Wasserstoffbilanzbedingung erfüllen.</i>	<i>280</i>
<i>Bild 5.49:</i>	<i>Kapitalwert (Zielfunktion) gegenüber dem Stromdefizit (Nebenbedingung) für alle Auslegungen, die die Wasserstoffbilanzbedingung erfüllen, wenn eine</i>	

	<i>Netzanschluss vorlegt und Strom- und Wasserstoffüberschuss vergütet werden.</i>	281
Bild 5.50:	<i>Häufigkeitsverteilung der Globalstrahlung bei einer nach Süden ausgerichteten und um 45° geneigten Ebene für Würzburg (Deutschland) im Jahr 2015. Die Perzentile sind, beginnend mit dem 65. Perzentil (rot), in 5 %-Schritten markiert [425].</i>	283
Bild 5.51:	<i>Verhältnis zwischen den Kosten pro kgH₂, der Nennleistung des ELY und dem Auslastungsgrad [425].</i>	286
Bild 5.52:	<i>Wasserstoffbedarf (a) und Wasserstoffherzeugung (b) innerhalb eines Jahres für die vier verschiedenen Lastcharakteristiken (HH1-HH4), mit einer 6 kWh LIB (blau) und mit einer 10 kWh LIB (orange) [425].</i>	291
Bild 5.53:	<i>Heatmap zum Lastprofil für ein Stadtquartier bestehend aus 20 Haushalten [425].</i>	291
Bild 5.54:	<i>Jahresverlauf der Jahre 2014–2017 (am Standort Würzburg (Deutschland)) für den monatlichen Wasserstoffbedarf (a), die monatliche Wasserstoffherzeugung (b) und die monatliche Sonneneinstrahlung (c) [425].</i>	294
Bild 5.55:	<i>Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung auf den Wasserstoffbedarf (a) und die Wasserstoffherzeugung (b) [425].</i>	295
Bild 5.56:	<i>Wasserstoffbedarf pro Monat für alle Parameterstudien zur Variation des Wärmebedarfs [425].</i>	296
Bild 5.57:	<i>Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung auf die Wasserstoffbedarf (a) und die Wasserstoffherzeugung (b) für verschiedene Wärmebedarfe [425].</i>	297
Bild 5.58:	<i>Abhängigkeit zwischen dem jährlichen Haushaltsstrom- und Wasserstoffbedarf für Würzburg, unter Nullsetzung des Wärmebedarfs [425].</i>	297
Bild 5.59:	<i>Stromerzeugung (linker Balken) und Stromverbrauch (rechter Balken) jedes Monats ausgehend von den Simulationsergebnissen des entwickelten Simulink-Modells [470].</i>	301
Bild 5.60:	<i>Histogramme der Leistungsverteilungen unter verschiedenen ELY-Auslegungen: (a) 5 kW, (b) 3 kW und (c) 2 kW Nennleistung [470].</i>	302
Bild 5.61:	<i>Lebensdauer-Vergleich zwischen allen Parameterstudien [470].</i>	306
Bild 5.62:	<i>Kapitalwert (NPV für engl.: Net Present Value) in Abhängigkeit zum Stromdefizit eines netzunabhängigen Energiesystems in Helsinki (HEL100g) für eine große Anzahl von Auslegungsvarianten bei Anschaffung im Jahr 2024.</i>	310
Bild 5.63:	<i>Teilkosten nach Anschaffungsjahr und Kostenentwicklungsszenario (langsam (L für engl.: Laggard); moderat (M für engl.: Moderate) und ambitioniert (A für engl.: Ambitious)) für die Szenarien (a) WUE100g und (b) HEL100g.</i>	311
Bild 5.64:	<i>Heatmap zur Wasserstoffherzeugung des Elektrolyseurs für die Szenarien (a) HEL100a, (b) WUE100a und (c) BARI00a.</i>	312
Bild 5.65:	<i>Heatmap zum Wasserstoffbedarf der Brennstoffzelle für die Szenarien (a) HEL100a, (b) WUE100a und (c) BARI00a.</i>	313
Bild 5.66:	<i>LCOFE nach Partialkomponente für verschiedene Szenarien für das Jahr (a) 2024 und (b) 2050.</i>	315

<i>Bild 5.67:</i>	<i>Systemkostenentwicklung für verschiedene Wärmebedarfe und WP-Typen für Würzburg (Deutschland).</i>	<i>316</i>
<i>Bild 5.68:</i>	<i>Systemkostenentwicklung für verschiedene Wärmebedarfe und WP-Typen für Helsinki (Finnland).</i>	<i>316</i>
<i>Bild 5.69:</i>	<i>Systemkostenvergleich verschiedener Systemvarianten in Relation zum Netzbezugspreis für verschiedene Bezugsjahre und Studien zu Würzburg.</i>	<i>320</i>
<i>Bild 5.70:</i>	<i>Systemkostenvergleich verschiedener Systemvarianten in Relation zum Netzbezugspreis für verschiedene Bezugsjahre und Studien zu Helsinki.</i>	<i>320</i>
<i>Bild 5.71:</i>	<i>Systemkostenentwicklung für verschiedene Standorte, alle mit dem Szenario 100a.</i>	<i>321</i>
<i>Bild 5.72:</i>	<i>LCOFE in Abhängigkeit von der geografischen Breite für ein langsames (a), moderates (b) und ambitioniertes (c) Kostenentwicklungsszenario.</i>	<i>322</i>
<i>Bild 5.73:</i>	<i>Ergebnisse der Robustheitsanalyse zum Standort Würzburg (Deutschland). .</i>	<i>324</i>
<i>Bild 5.74:</i>	<i>Ergebnisse der Robustheitsanalyse zum Standort Schleswig (Deutschland). .</i>	<i>326</i>
<i>Bild 5.75:</i>	<i>Ergebnisse der Robustheitsanalyse zur Stromerzeugung über die PV-Anlage für (a) Würzburg und (b) Schleswig.</i>	<i>327</i>
<i>Bild 5.76:</i>	<i>Ergebnisse der Robustheitsanalyse zur Stromerzeugung der FC für (a) Würzburg und (b) Schleswig.</i>	<i>327</i>
<i>Bild 5.77:</i>	<i>Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Einfluss der Kenngrößen auf den Kapitalwert (engl: Net present value), den Autarkiegrad (engl: self-sufficiency) und die LIB-Vollzyklen.</i>	<i>329</i>
<i>Bild 5.78:</i>	<i>Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Einfluss der Kenngrößen auf die Stromerzeugung der FC, den Strombedarf des ELY und die ausgespeicherte Energie der LIB.</i>	<i>330</i>
<i>Bild 5.79:</i>	<i>Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Einfluss der Kenngrößen auf die Wasserstofferzeugung, den Wasserstoffbedarf und die Wasserstoffbilanz.</i>	<i>331</i>
<i>Bild 5.80:</i>	<i>Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den Einfluss der Kenngrößen auf die Lebensdauer des ELY, der FC und der LIB.</i>	<i>332</i>

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 3.1: Technische Spezifikationen typischer FC-Technologien.</i>	44
<i>Tabelle 3.2: Technische Spezifikationen typischer Wasserelektrolyseverfahren [145–151].</i>	48
<i>Tabelle 3.3: Vergleich verschiedener Typen von Druckwasserstoff-Flaschen.</i>	55
<i>Tabelle 3.4: Monatsmittel in kWh/m² über die Jahre 1998 bis 2010 der direkten und diffusen Einstrahlung in Berlin [183].</i>	57
<i>Tabelle 3.5: Jahresmittel in kWh/m² über die Jahre 1998 bis 2010 der direkten und diffusen Einstrahlung verschiedener Standorte [183].</i>	57
<i>Tabelle 3.6: Vergleich verschiedener MPPT-Algorithmen anhand der Tracking-Effizienz und der Reaktionszeit nach [193].</i>	62
<i>Tabelle 3.7: Charakteristika verschiedener Wechselrichtertypen im Jahr 2015 nach [200; 201].</i>	63
<i>Tabelle 3.8: Charakteristika verschiedener Energiespeichertypen [205–210] (Hinweis: unter Reaktionszeit ist zu verstehen, wie schnell auf eine Laständerung reagiert und die notwendige Leistung bereitgestellt werden kann).</i>	64
<i>Tabelle 3.9: Bewertung verschiedener Alterungsmodell-Typen anhand von vier Kriterien [73].</i>	74
<i>Tabelle 3.10: Stützstellen zur Zelldegradation unter bestimmten Stromdichten bei einem PEM-ELY.</i>	75
<i>Tabelle 3.11: Stützstellen zur Degradationsrate unter bestimmten Spannungsniveaus bei einer PEMFC und Referenzwert ausgehend von der Kurvenapproximation [74].</i>	81
<i>Tabelle 3.12: Relativer Kapazitätsverlust in %/a durch kalendarische Alterung im Zeitraum von einem Jahr in Abhängigkeit der Temperatur und der SOC auf Basis der Formeln von Sarasketa-Zabala et al. [289].</i>	84
<i>Tabelle 3.13: Kostenentwicklung kleinskaliger Elektrolyseure nach Reksten et al. [362].</i>	98
<i>Tabelle 3.14: Unterschied zwischen Problem-basierenden und einem Solver-basierenden Optimierungsproblem [407].</i>	111
<i>Tabelle 4.1: Kompressibilitätsfaktor Z von Wasserstoff unter verschiedenen Temperaturen und Druckniveaus nach [443].</i>	139
<i>Tabelle 4.2: Entwickelte Degradationsfunktion der FC unter festgelegten Definitionsbereichen.</i>	171
<i>Tabelle 4.3: In die Lebensdauerprognose einfließende Einflussfaktoren.</i>	176
<i>Tabelle 4.4: Lebensdauerentwicklungsfunktionen für einen Elektrolyseur, eine Brennstoffzelle und eine Lithium-Ionen-Batterie für das moderate Kostenentwicklungsszenario auf Basis verschiedener Literaturquellen (links) und für ein langsames und ambitioniertes Kostenentwicklungsszenario (rechts).</i>	177
<i>Tabelle 4.5: Systemdaten zu den Kostenansetzungen des Kostenschätzungsverfahrens.</i>	181
<i>Tabelle 4.6: Beispiel für die Berechnung des Anteils des i-ten ELY an der H₂-Erzeugung während des Nutzungszeitraums.</i>	187
<i>Tabelle 4.7: Kostenvariablen mit ihren zugehörigen Systemdaten- und Funktionsreferenzen.</i>	188

<i>Tabelle 4.8: Kostenentwicklungsfunktionen der Systemkomponenten bei moderatem Kostenentwicklungsszenario basierend auf Literaturangaben (linke Spalte) und Kostenentwicklungsfunktionen für drei verschiedene Kostenentwicklungsszenarien Langsam, Moderat und Ambitioniert</i>	<i>192</i>
<i>Tabelle 4.9: Achsen-Kennungen verschiedener 3D-Flächen.</i>	<i>204</i>
<i>Tabelle 4.10: Beschreibung der Kenngrößen zur Approximation der Standard-Auslegung.</i>	<i>207</i>
<i>Tabelle 4.11: Beschreibung der Formelzeichen und Funktionsbestandteile des Optimierungsverfahrens.</i>	<i>217</i>
<i>Tabelle 4.12: Exemplarische 3D-Flächen für das flächenbasierte Optimierungsverfahren.</i>	<i>220</i>
<i>Tabelle 5.1: Parametrisierung der Studien zur Verifikation der PV-Anlage und der LIB.</i>	<i>222</i>
<i>Tabelle 5.2: Simulations-Ergebnisse des entwickelten Simulink-Modells zu den Verifikations-Studien</i>	<i>223</i>
<i>Tabelle 5.3: Simulations-Ergebnisse von PV*SOL zu den Verifikations-Studien</i>	<i>224</i>
<i>Tabelle 5.4: Stützstellen der I-U-Kennlinie einer PEM-ELY-Zelle bei 20°C und 1 bar.....</i>	<i>238</i>
<i>Tabelle 5.5: Stützstellen der I-U-Kennlinie einer PEM-ELY-Zelle bei 60°C und 1 bar.....</i>	<i>238</i>
<i>Tabelle 5.6: Parametrisierung der Partialkomponenten für den Vergleich des Simulink-Modells mit HOMER Pro [486].</i>	<i>246</i>
<i>Tabelle 5.7: Simulationsergebnisse zur Evaluation der Lebensdauer anhand von vier Anwendungsfällen.....</i>	<i>262</i>
<i>Tabelle 5.8: Parametrisierung des Anwendungsfalls zur Evaluation des Optimierungsverfahrens.</i>	<i>266</i>
<i>Tabelle 5.9: Kenngrößen der Parameter für die Auslegungs-Approximation zum Anwendungsfall für die Evaluation des Optimierungsverfahrens.</i>	<i>267</i>
<i>Tabelle 5.10: Ergebnisse zu den Simulationen der Initialphase für den Anwendungsfall zur Evaluation des Optimierungsverfahrens</i>	<i>268</i>
<i>Tabelle 5.11: Ergebnisse zu den Simulationen der Verfeinerungsphase für den Anwendungsfall zur Evaluation des Optimierungsverfahrens.</i>	<i>272</i>
<i>Tabelle 5.12: Ergebnisse zu den Simulationen der Iterationsphase für den Anwendungsfall zur Evaluation des Optimierungsverfahrens.</i>	<i>277</i>
<i>Tabelle 5.13: Ergebnisse der Parameterstudie zur Variation der Elektrolyseur-Auslegung.....</i>	<i>285</i>
<i>Tabelle 5.14: Ergebnisse der Parameterstudie zur Variation der FC-Auslegung.</i>	<i>287</i>
<i>Tabelle 5.15: Ergebnisse der Parameterstudie zur Variation der Lastcharakteristik HH1–HH4 bei nutzbarer LIB-Kapazität von 65 %.</i>	<i>290</i>
<i>Tabelle 5.16: Ergebnisse der Parameterstudie zur Quartierlösung.....</i>	<i>292</i>
<i>Tabelle 5.17: Ergebnisse der Parameterstudie zur Variation des Wärmebedarfs.</i>	<i>296</i>
<i>Tabelle 5.18: Charakteristika der Partialkomponenten als Grundlage der Simulationen....</i>	<i>299</i>
<i>Tabelle 5.19: Simulations-Ergebnisse auf monatlicher Basis zu verschiedenen Systemgrößen.</i>	<i>300</i>
<i>Tabelle 5.20: Lebensdauervergleich verschiedener Parameterstudien.....</i>	<i>303</i>
<i>Tabelle 5.21: Energieertrag pro Monat in kWh/m² in Abhängigkeit des Neigungswinkels und des Einstrahlungsanteils für eine nach Süden ausgerichtete PV-Anlage.....</i>	<i>305</i>
<i>Tabelle 5.22: Beschreibung der Szenarien zur Kostenanalyse mit EHH für den Haushaltsstrombedarf, ERW für den Raumwärmebedarf, EWW für den</i>	

<i>Warmwasserbedarf, TWP für die Senktemperatur der WP, BG für den Breitengrad, LG für den Längengrad und γ_E für den Neigungswinkel der PV-Anlage.....</i>	<i>309</i>
<i>Tabelle 5.23: Gesamtsystemkosten je nach Wärmeeffizienzklasse und WP-Typ bezogen auf das Referenzhaus (σ beschreibt die Standardabweichung bezogen auf verschiedene Kostenentwicklungsszenarien und Anschaffungsjahre).....</i>	<i>317</i>
<i>Tabelle 5.24: Gesamtkosten des Energiesystems (in 1.000 €) und Anteil der Wasserstoffsystemkosten für verschiedene Szenarien.</i>	<i>318</i>
<i>Tabelle 5.25: Systementwurf der verschiedenen Systemvarianten für die entsprechenden Szenarien in der Form #PV/#LIB/#FC.</i>	<i>319</i>
<i>Tabelle 5.26: Simulierte Ergebnisse zu den Szenarien der Kostenanalyse.</i>	<i>322</i>
<i>Tabelle A1: Manuelle Simulationen für den Anwendungsfall zur Evaluation des Optimierungsverfahrens</i>	<i>405</i>

Abkürzungen und Formelzeichen

Abkürzungen

AC	Wechselstrom
AEL	alkalische Elektrolyse
AEM	Anionenaustauschmembran-Elektrolyse
AFC	Alkalische Brennstoffzelle
AM	Luftmasse (engl.: Air Mass)
aSTA	Approximierte Standardauslegung
bem	Bemessungskosten
BEV	Batterie-Elektrisches Fahrzeug
BG	Breitengrad
BOL	Lebensdaueranfang (engl.: Beginn of Life)
BOP	Anlagenperipherie (engl.: Balance of Plant)
C	Kondensator
CAD	Kanadische Dollar
CAPEX	Investitionsausgaben (engl.: capital expenditures)
CCCV	Constant-Charge-Constant-Voltage-Verfahren
COP	Leistungszahl einer Wärmepumpe (engl.: Coefficient Of Performance)
C-Rate	Entladerate eines Batteriespeichers
DC	Gleichstrom
dena	Deutsche Energie-Agentur
DMFC	Direkt-Methanol-Brennstoffzelle
DOD	Entladetiefe eines Batteriespeichers
DSM	Demand Side Management
dt.	deutsch
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EIFER	Europäisches Institut für Energieforschung
ELY	Elektrolyseur
EMS	Energiemanagementsystem
engl.	englisch
EOL	Lebensdauerende (engl.: End of life)
EU	Europäische Union
F&E	Forschung und Entwicklung
FC	Brennstoffzelle (engl.: Fuel Cell)
GWP	Wärmepumpe mit Wärmequelle Erdreich bzw. Grund
HCP	Wasserstoff-Kompressor
HES	Wasserstoff-Energiespeicher

HH	Haushalt
HT-PEMFC	Hochtemperatur-Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle
iHv.	in Höhe von
IRENA	Internationale Erneuerbare Energien Agentur
JAZ	Jahresarbeitszahl
KOH	Kaliumhydroxid
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L	Spule
LCOE	Stromgestehungskosten
LCOFE	Abgezinste Kosten für den finalen Energiebedarf (engl.: Levelized Cost Of Final Energy)
LCOH	Wasserstoff-Erzeugungskosten (engl.: Levelized Cost Of Hydrogen)
LCOS	Gewichtete Kosten der Energiespeicherung (engl.: Levelized Cost of Storage)
LFP	Lithium-Eisenphosphat
LG	Längengrad
LIB	Lithium-Ionen-Batterie
LOHC	Flüssiger organischer Wasserstoffträger (engl.: Liquid organic hydrogen carrier)
LPG	Load profile generator
LR	Lernrate
LWP	Wärmepumpe mit Wärmequelle Luft
MATLAB	MATrix LABoratory (Software)
MCFC	Schmelzcarbonat-Brennstoffzelle
MEA	Membran-Elektroden-Einheit (engl.: membrane electrode assembly)
MEZ	Mitteuropäische Zeit
mKWK	Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung
MPP	Punkt maximaler Leistung (engl.: Maximum Power Point)
MPPT	Maximum-Power-Point-Tracker
NCA	Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid
Nm ³	Normkubikmeter
NMC	Nickel-Mangan-Kobaltoxid
OPEX	Betriebsausgaben (engl.: operational expenditures)
PAFC	Phosphorsaure Brennstoffzelle
PEM	Protonen-Austausch-Membran (engl.: Proton Exchange Membran)
PEMFC	Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle (engl.: Proton exchange membrane fuel cell)
PR	Qualitätsfaktor bzw. Gütefaktor einer PV-Anlage (engl. Performance Ratio)
PRR	Fortschrittsverhältnis (engl.: progress ratio)
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid

PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
PWM	Pulsweitenmodulation
R	Widerstand
RWWP	Raumwärme-Wärmepumpe
SDK	Stromdefizitkompensation
SOC	Ladezustand (engl.: State Of Charge)
SOEC	Solid-Oxid-Elektrolyse
SOFC	Festoxid-Brennstoffzelle
SOH	Alterungszustand einer Batterie (engl.: State Of Health)
STC	Standard-Testbedingungen (engl.: Standard Test Conditions)
STD-C	Standard Batterie-Elektrisches Fahrzeug
TES	Thermischer Energiespeicher
TIAM	TIMES Integrated Assessment Model
V2H-C	BEV mit bidirektionaler Lademöglichkeit
VBA	Visual Basic
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VZÄ	Vollzyklusäquivalent
W&I	Wartung und Instandhaltung
WEL	Wasserelektrolyse
WOZ	Wahre Ortszeit
WP	Wärmepumpe
WT	Wärmetauscher
WWP	Wärmepumpe mit Wärmequelle Grundwasser
WWWP	Warmwasser-Wärmepumpe

Formelzeichen

$\Delta E_{\text{NB,FC}}$	Differenz des Netzbezugs in kWh pro 1 FC-Einheit mehr
$\Delta E_{\text{NB,LIB}}$	Differenz des Netzbezugs in kWh pro 1 LIB-Einheit mehr
$\Delta E_{\text{NB,PV}}$	Differenz des Netzbezugs in kWh pro 1 PV-Einheit mehr
ΔG	Gibbs-Energie
ΔH	Reaktionsenthalpie
ΔK_{FC}	Differenz der Kosten in € pro 1 FC-Einheit mehr
ΔK_{LIB}	Differenz der Kosten in € pro 1 LIB-Einheit mehr
ΔK_{PV}	Differenz der Kosten in € pro 1 PV-Einheit mehr
$\Delta T_{\text{WW,max}}$	Maximale Temperaturspreizung im Warmwasserspeicher
$\Delta m_{\text{H}_2\text{d,FC}}$	Differenz des H ₂ -Bedarfs in kg pro 1 FC-Einheit mehr
$\Delta m_{\text{H}_2\text{d,LIB}}$	Differenz des H ₂ -Bedarfs in kg pro 1 LIB-Einheit mehr
$\Delta m_{\text{H}_2\text{d,PV}}$	Differenz des H ₂ -Bedarfs in kg pro 1 PV-Einheit mehr
$\Delta m_{\text{H}_2\text{p,FC}}$	Differenz der H ₂ -Erzeugung in kg pro 1 FC-Einheit mehr
$\Delta m_{\text{H}_2\text{p,LIB}}$	Differenz der H ₂ -Erzeugung in kg pro 1 LIB-Einheit mehr
$\Delta m_{\text{H}_2\text{p,PV}}$	Differenz der H ₂ -Erzeugung in kg pro 1 PV-Einheit mehr
Δm_{H_2}	Wasserstoff-Differenzmasse
$\Delta t_{\text{m,log}}$	Logarithmische Temperaturdifferenz im Gegenstrom-Wärmetauscher
$\Delta t_{\text{m,log}}(t)$	Mittlere logarithmische Temperaturdifferenz
Δt_{max}	Maximale Temperaturspreizung im Gegenstrom-Wärmetauscher
Δt_{min}	Minimale Temperaturspreizung im Gegenstrom-Wärmetauscher
$\Delta U(E)$	Korrekturfaktor für die Spannung einer Solarzelle
Δx_{LIB}	Änderung der Auslegung der LIB
Δx_{PV}	Änderung der Auslegung der PV-Anlage
Δx_{FC}	Änderung der Auslegung der FC
$\Delta x_{i,\text{max}}$	Maximale Schrittgröße der Komponente i pro Iterationsschritt
A_{Modul}	Fläche eines PV-Moduls
A_{PV}	Fläche der PV-Anlage
$A_{\text{s,FC}}$	Mantelfläche der FC in m ²
$A_{\text{s,ELY}}$	Mantelfläche des ELY-Stacks in m ²
a_t	Laufende Auszahlungen
A_{WT}	Austauschfläche des Wärmetauschers
CO_2	Kohlendioxid
$C_{\text{th,ELY}}$	Thermische Kapazität des ELY
$C_{\text{th,Stack,FC}}$	Wärmekapazität der FC in J/(kg · K)
$\text{COP}_{\text{RWWP}}(t)$	COP-Wert der Raumwärme- Wärmepumpe zum Zeitpunkt t
$\text{COP}_{\text{WWWP}}(t)$	COP-Wert der Warmwasser-Wärmepumpe zum Zeitpunkt t
$\text{DEG}_{\text{ELY,Betrieb,ges}}$	Gesamtdegradation des ELY durch Betrieb
$\text{DEG}_{\text{ELY},i}$	Degradation des i -ten ELY innerhalb eines Jahres
$\text{DEG}_{\text{ELY,ges}}$	Gesamtdegradation des ELY

$DEG_{ELY,Start\&Stopp,ges}$	Gesamtdegradation des ELY durch Ein- und Ausschalten
$DEG_{ELZ,Start\&Stopp}$	Degradation des ELY bei einem Ein- und Ausschalt-Zyklus
$DEG_{FC,Betrieb,ges}$	Gesamtdegradation der FC unter normalem Betrieb
$DEG_{FC,i}$	Degradation der i -ten FC innerhalb eines Jahres
$DEG_{FC,ges}$	Gesamtdegradation der FC
$DEG_{FC,Start\&Stopp,ges}$	Gesamtdegradation der FC durch Ein- und Ausschalten
$DEG_{FC,Start\&Stopp}$	Degradation der FC bei einem Ein- und Ausschalt-Zyklus
$DOD_{Ende,n}$	DOD bei Ende des Partialzyklus
$DEG_{kal.Alterung,ges}$	Gesamte kalendarische Alterung der LIB
$DEG_{LIB,ges}$	Gesamtdegradation der LIB
$DOD_{max,n}$	Maximaler DOD des Partialzyklus
$DOD_{Start,n}$	DOD bei Start des Partialzyklus
$DEG_{partial,i}$	Degradation durch Zyklusalterung eines Partialzyklus i
$DEG_{Vollzyklus}(DOD)$	Im Zeitraum eines Vollzyklus auftretende Degradation
$DEG_{Zyklusalterung,ges}$	Gesamte Zyklusalterung
E_{act}	Aktuelle Bestrahlungsstärke
E_{albedo}	Bestrahlungsstärke durch den Albedo-Effekt
$E_{diff,gen}$	Diffuse Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Ebene
$E_{diff,hor}$	Diffuse Bestrahlungsstärke auf eine horizontale Ebene
E_{diff}	Diffuse Bestrahlungsstärke
$E_{dir,gen}$	Direkte Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Ebene
$E_{dir,hor}$	Direkte Bestrahlungsstärke auf eine horizontale Ebene
E_{dir}	Direkte Bestrahlungsstärke
$E_{el,bedarf,t}$	el. Energiebedarf im Jahr t
E_{FC}	Strombedarf über FC
E_G	Globale Bestrahlungsstärke
$E_{gesamt,J}$	Gesamter Jahres-Strombedarf des Haushalts
E_{HH}	Haushaltsstrombedarf innerhalb eines Jahres
$E_{HSB,J}$	Jahres-Haushaltsstrombedarf
$E_{LIB,approx.}$	Approximierte LIB-Kapazität
$E_{LIB,max}$	Maximale Kapazität der LIB
E_{mod}	Modulflächen-Einstrahlung
$E_{NB,max,iter}$	Maximal mögliche Reduktion des Netzbezuges pro Iterationsschritt
$E_{NB,max}$	Maximaler Strombedarf, der über das Netz gedeckt werden darf in kWh
$E_{NB,max}$	Maximal zulässiger Netzbezug in kWh
$E_{NB,ref}$	Netzbezug bei Referenzauslegung in kWh
E_{NB}	Netzbezug in kWh
$E_{Perzentil}$	Bestrahlungsstärke unter Berücksichtigung des jeweiligen Perzentils
$E_{PV,approx.}$	Approximierter Bedarf der PV- Stromerzeugung

$E_{PV,aSTA}$	Stromerzeugung der PV-Anlage bei approximierter Standardauslegung
$E_{PV,FC an,aSTA}$	Stromerzeugung der PV-Anlage während des FC-Betriebs bei approximierter Standardauslegung
E_{PV}	Einstrahlung auf die Solarzelle bzw. das PV-Modul
E_{ref}	Referenz-Einstrahlung pro Tag auf eine PV-Anlage
$E_{RRWP,el.}(t)$	Strombedarf für die Raumwärme-Wärmepumpe zum Zeitpunkt t
E_{RW}	Raumwärmebedarf innerhalb eines Jahres
E_{SD}	Stromdefizit
$E_{Solar,J}$	Solare Einstrahlung pro Jahr
E_{STC}	Bestrahlungsstärke unter STC
$E_{Überschuss,aSTA}$	Nicht nutzbarer Stromüberschuss bei approximierter Standardauslegung
$E_{ÜS}$	Stromüberschuss in kWh
E_{WW}	Warmwasserbedarf innerhalb eines Jahres
E_{WWS}	Nutzbarer Energieinhalt im Warmwasserspeicher
E_i	Energiemenge der Komponente i
F	Faraday Konstante
FF	Füllfaktor
F_{ein}	Kraftstoffzufuhr zur FC
H_2	Wasserstoff
H_2O	Wasser
H_{S,H_2}	Brennwert (oberer Heizwert) von H_2
h_{WK}	Wärmeübergangskoeffizient zwischen ELY-Stackoberfläche und der Umgebungsluft in $W \cdot m^2 / K$
$I_{FC,ausg}$	Ausgangsstrom einer FC
$I_{FC,Stack}(t)$	Stromstärke des FC-Stacks
$I_{FC}(t)$	Strom der FC
$I_{K,STC}$	Kurzschlussstrom unter STC
I_K	Kurzschlussstrom
$I_{MPP,STC}$	Stromstärke im MPP unter STC
I_{MPP}	Stromstärke im MPP
I_{PV}	Stromstärke eines PV-Moduls
$I_K(E)$	Kurzschlussstrom bei Bestrahlungsstärke E
$I_{Zelle}(T, p)$	ELY-Strom
$J_{ELY,Zelle}(t)$	Stromdichte des ELY im Zeitpunkt t
JAZ_{RWWP}	Jahresarbeitszahl der Raumwärme-Wärmepumpe
JAZ_{WWWP}	Jahresarbeitszahl der Warmwasser-Wärmepumpe
K_0	Kapitalwert zum Jahr 0
K_{20J}	Kapitalwert über 20 Jahre
K_{EV}	Kapitalwert für Einspeisevergütung
K_{fixFC}	Kosten der FC pro kW

$K_{\text{gesamt,EA}}$	Kapitalwert eines energieautarken Energiesystems
$K_{\text{gesamt,NG}}$	Kapitalwert eines netzgekoppelten Energiesystems
$K_{\text{HK},i}$	Kapitalwert der Hauptkomponente i
K_{NB}	Kapitalwert für den Netzbezug
$K_{\text{NK},i}$	Kapitalwert der Nebenkomponeute i
K_{ref}	Gesamtkosten des Systems bei Referenzauslegung
K_{SDK}	Kosten für den Stromdefizitausgleich
$K_{\text{W\&I},i}$	Kapitalwert für Wartung und Instandhaltung
$K_{i,\text{bem}}(t)$	Bemessungskosten der Komponente i im Jahr t
LCOH_{SDK}	LCOH zur Stromdefizitkompensation
L_{K}	Längengradkorrektur
L_{Lokal}	Lokaler Meridian (Längengrad des betrachteten Standorts)
L_{Zone}	Standardzeit-Meridian
MEZ_{S}	Mitteuropäische Sommerzeit
M_{H_2}	Molare Masse von Wasserstoff in kg/mol
$\dot{m}_{\text{k,ELY}}(t)$	Massenstrom des Kühlmittels im ELY
\dot{m}_{komp}	Durchflussmenge von Wasserstoff zum Kompressor in kg/s
\dot{m}_{k}	Kühlmittelmassestrom in kg/s
N_{H_2}	Durchflussmenge des erzeugten Wasserstoffs in kg/s
$m_{\text{H}_2}(t)$	Füllstand des Wasserstoffspeichers zum Zeitpunkt t
$m_{\text{H}_2}^{\text{init.}}$	Initialfüllstand des Wasserstoffspeichers
$N_{\text{ELY,Zellen}}$	Anzahl an Zellen des ELY-Stacks
$N_{\text{FC,Zellen}}$	Anzahl an Zellen des FC-Stacks
NZ_{LIB}	Anzahl an Vollzyklen der LIB
O_2	Sauerstoff
OH^-	Hydroxylionen
$P_{\text{Abw,ELY}}(t)$	In der Abwärme enthaltene Wärmeleistung des ELY zum Zeitpunkt t
$P_{\text{b},0}$	Initialer Wasserstoffspeicherdruck
P_{b}	Tatsächlicher Wasserstoffspeicherdruck
$P_{\text{el,komp}}$	Kompressor-Leistung
P_{ELY}	Leistung des ELY
$p_{\text{ELY}}^{\text{max}}$	Leistungs-Obergrenze des ELY
$p_{\text{ELY}}^{\text{min}}$	Leistungs-Untergrenze des ELY
$P_{\text{FC,approx.}}$	Approximierte FC-Leistung
$P_{\text{FC,el,nominal}}$	Nennleistung der FC
$P_{\text{FC,el.}}$	elektrische Leistung der FC
$P_{\text{FC,f}}(t)$	Gesamte in Kraftstoff steckende Leistung bei einer FC
$P_{\text{FC,Schritt}}$	Leistung der FC pro Leistungsschritt
$P_{\text{FC,Wärme}}(t)$	In der FC in Form von Wärme auftretende Verlustleistung
P_{konst}	Konstantladeleistung während der I-Phase beim CCCV

P_{Last}	Gesamtleistung des Haushalts
$P_{\text{LIB,cmd}}$	Gesteuerte Leistungsabgabe und -aufnahme der LIB
$P_{\text{LIB,entladen}}(t)$	Entladeleistung der LIB
P_{LIB}	Ladeleistung der LIB
P_{LS}	Ladeabschaltleistung beim CCCV
P_{MPP}	Leistung der Solarzelle bzw. des Solarmoduls im MPP
$P_{\text{nutzbar,ELY}}(t)$	Nutzbare ELY-Abwärmeleistung zum Zeitpunkt t
$P_{\text{PV,approx.}}$	Approximierte PV-Nennleistung
$P_{\text{PV,peak}}$	PV-Peak-Leistung pro Modul
$P_{\text{PV,real}}$	Reale PV-Leistung (unter Berücksichtigung von Verlusten)
P_{PV}	Leistung der PV-Anlage
$P_{\text{Verlust}}(t)$	Verlustleistung im Wärmesystem zum Zeitpunkt t
$P_{\text{WWB}}(t)$	Warmwasserbedarf zum Zeitpunkt t
$P_{\text{WWWP,el.}}(t)$	El. Leistung der Wärmepumpe zum Zeitpunkt t
$P_i(t)$	Leistung zum Zeitpunkt t
$Prop_{i,t}$	Anteil der H_2 -Erzeugung des i -ten ELY im jeweiligen Betrachtungsjahr
\dot{Q}	Wärmestrom
Q_1	Kapazitätsverlust der LIB
$Q_{\text{RWB,J}}$	Jahres-Raumwärmebedarf
$Q_{\text{RWB}}(t)$	Raumwärmebedarf des Haushalts zum Zeitpunkt t
$Q_{\text{Abwärme,FC}}(t)$	Abwärme der Brennstoffzelle zum Zeitpunkt t
$Q_{\text{WP}}(t)$	Über die WP zu deckende Wärme zum Zeitpunkt t
$Q_{\text{WW,aktuell}}(t)$	Aktueller Wärmeinhalt des Warmwasserspeichers
$Q_{\text{WW,max}}$	Maximaler Wärmeinhalt des Warmwasserspeichers
$Q_{\text{WWB,J}}$	Jahres-Warmwasserbereitungsbedarf
$\dot{Q}_{\text{Kühlung,ELY}}(t)$	Leistung des Kühlsystems vom ELY
$\dot{Q}_{\text{Kühlung,FC}}(t)$	Leistung des Kühlsystems von der FC
$\dot{Q}_{\text{Umgebung,FC}}(t)$	Von der FC an die Umgebung abgegebene Wärme
$\dot{Q}_{\text{Verluste,ELY}}(t)$	Wärmeverluste an die Umgebung bspw. über die Außenwände des ELY
\dot{Q}_w	An der warmen Seite des Wärmetauschers abzuführender Wärmestrom
$\dot{Q}_{\text{Wärme,Stack,ELY}}(t)$	Abwärmeleistung des ELY
$\dot{Q}_{\text{Wärme,Stack,FC}}(t)$	Abwärmeleistung der FC
$\dot{Q}_{\text{WWWP}}(t)$	Erbrachte Wärmeleistung der Warmwasser-Wärmepumpe
RA	Restwertansatz
R_{i_0}	Referenz-Zellspannung (bei 20°C und 1 bar)
$R_{\text{EPV,FC on}}^{\text{aSTA}}$	Prozentuale Stromerzeugung über PV während des Betriebs der FC in Relation zur gesamten PV-Stromerzeugung
$R_{E_{\text{max,Netz}}}$	Maximal erlaubter prozentualer Netzbezug in Relation zum gesamten Strombedarf

$R_{\text{DEG,FC,EOL}}$	maximaler Spannungsabfall der FC bei EOL in Prozent
$R_{\text{FC,LIB}}$	Anteil FC-Nutzung in Kombination mit LIB-Zwischenspeicherung
R_{FC}	Anteil FC-Direktnutzung
R_g	Universelle Gaskonstante
$R_{i,\text{FC}}$	Zellwiderstand der FC in Ωcm^2
$R_i(T, p)$	ELY-Zellwiderstand
R_j	Spezifische Gaskonstante (für H_2 : $4124,2 \text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$)
$R_{\text{NB,max}}$	Maximal zulässiger prozentualer Netzbezug
R_p	Parallelwiderstand einer Solarzelle
$R_{\text{PV,FC an}}$	Anteil der gesamten PV-Stromerzeugung während des FC-Betriebs
$R_{\text{PV,LIB}}$	Anteil PV-Nutzung in Kombination mit LIB-Zwischenspeicherung
R_{PV}	Anteil PV-Direktnutzung
R_s	Serienwiderstand einer Solarzelle
SOC_a	aktueller Ladezustand beim CCCV
SOC_L	SOC bei Laderung
SOC_s	Ladeumschaltpunkt beim CCCV
$T\Delta S$	irreversible Entropieänderung
$T_{a,\text{ELY}}(t)$	Kühlsystem-Auslasstemperatur am ELY
$T_{a,\text{FC}}(t)$	Kühlsystem-Auslasstemperatur an der FC
$T_{A,\text{WT}}$	Ausgangstemperatur am Wärmetauscher
$T_{\text{Abwärme,ELY}}(t)$	Temperatur der vom Wärmetauscher des ELY stammenden Abwärme zum Zeitpunkt t
T_b	Betriebstemperatur
T_B	Zell-Betriebstemperatur in K
$T_{e,\text{ELY}}(t)$	Kühlsystem-Eingangstemperatur am ELY
$T_{e,\text{FC}}(t)$	Kühlsystem-Eingangstemperatur an der FC
$T_{E,\text{WT}}$	Eingangstemperatur am Wärmetauscher
$T_{\text{ein,komp}}$	Temperatur des Wasserstoffs am Eintritt des Kompressors
$T_{\text{ELY},0}$	Initiale Temperatur des ELY
$T_{\text{ELY}}(t)$	Temperatur im ELY-Stack
$T_{\text{FC}}(t)$	Stack-Temperatur der FC
$T_{h,s}^{\text{Quelle}}$	Wärmequellentemperatur
$T_{h,s}^{\text{Senke}}$	Wärmesenkentemperatur
$T_{\text{Keller}}(t)$	Keller-Temperatur
T_L	Temperatur während der Lagerung
T_{STC}	Zelltemperatur einer Solarzelle unter STC
T_u	Umgebungstemperatur
$T_{\text{WW,max}}$	Maximale Wassertemperatur im Pufferspeicher
$T_{\text{WW,min}}$	Minimale Wassertemperatur im Pufferspeicher
T_z	Zelltemperatur einer Solarzelle
$T_{a,\text{WT}}(t)$	Temperatur am Ausgang des Wärmetauschers

$T_{e,WT}(t)$	Temperatur am Eingang des Wärmetauschers
U_{rev_0}	Reversible Referenz- ELY-Spannung (bei 20 °C und 1 bar)
U_{akt}	Aktivierungsverluste der FC
$U_{FC,ausg}$	Ausgangsspannung einer FC
U_{konz}	Konzentrationsverluste der FC
$U_{L,STC}$	Leerlaufspannung unter STC
U_L	Leerlaufspannung
$U_{MPP,STC}$	Spannung im MPP unter STC
U_{MPP}	Spannung im MPP
U_{ohm}	Ohmsche Verluste der FC
U_{PV}	Spannung eines PV-Moduls
$U_{rev}(T, p)$	Reversible ELY-Spannung
U_{th}	Thermoneutrale Zellspannung beim ELY
$U_{Zelle}(T, p)$	ELY-Spannung
V_B	Wasserstoffspeichervolumen in m ³
V_m	Molares Volumen in m ³ /mol
$VZÄ_{partial,i}$	Vollzyklusäquivalent eines Partialzyklus i
W_i	Wirtschaftlichkeit
Y_f	Tatsächlicher Energieertrag in kWh im Jahr
Y_r	Errechneter Energieertrag einer PV-Anlage
a_t	Laufende Auszahlungen
$c_{p,Wasser}$	spezifische Wärmekapazität des Wassers in J/(kg · K)
c_p	spezifische Wärmekapazität des Kühlmittels in J/(kg · K)
dR_t	Temperaturkoeffizient des Zellwiderstands ($-3,812 \cdot 10^{-3} \Omega/^\circ\text{C}$)
e_t	Laufende Einzahlungen
$i_{0,FC}$	Austauschstromdichte der FC in A/cm ²
i_{FC}	Stromdichte der FC in A/cm ²
$i_{L,FC}$	Limitierende Stromdichte der FC in A/cm ²
k_{ELY}	Leistungsbezogene Kosten eines PEM-ELY in \$/kW
ka_{ELY}	Kurvenanpassungs-Parameter des ELY (0,0395 V/A)
k_{FC}	Wärmedurchgangskoeffizient (Wärmeabgabe von der FC an die Umgebung)
k_L	Ladekorrektureffizient beim CCCV
$k_{r,i}$	Kostenfunktion für die Ersatzkosten der Komponente i
k_{WT}	Wärmedurchgangskoeffizient des Wärmetauschers
k_i	Kostenfunktion der Komponente i
k_r	Koeffizient entsprechend der Solarzellen-Technologie
$l_i(t)$	Lebensdauer der Komponente i
m_{H_2}	Molare Masse einer Wasserstoffverbindung (2,016 g/mol)
$m_{H_2,Bed,ges}$	H ₂ -Bedarf der FC über den gesamten Betrachtungszeitraum
$m_{H_2,Bed}$	H ₂ -Bedarf der FC

$m_{\text{H}_2\text{Prod,ges}}$	Während des Betrachtungszeitraums gesamte H ₂ -Erzeugung
$m_{\text{H}_2\text{Prod}}$	H ₂ -Erzeugung durch den ELY
m_{H_2}	H ₂ -Masse
\dot{m}	Massenstrom
m_{FC}	Gewicht des FC-Stacks
$m_{\text{H}_2\text{bil,max,iter}}$	Maximal mögliche Verbesserung der H ₂ -Bilanz pro Iterationsschritt
$m_{\text{H}_2\text{d,ref}}$	H ₂ -Bedarf bei Referenzauslegung
$m_{\text{H}_2\text{d}}$	Wasserstoffbedarf in kg über 20 Jahre
$m_{\text{H}_2\text{p,ref}}$	H ₂ -Erzeugung bei Referenzauslegung
$m_{\text{H}_2\text{p}}$	Wasserstofferzeugung in kg über 20 Jahre
$m_{\text{WW,Wasser}}$	Gewicht des Wassers im Pufferspeicher in kg
n_{Heiztage}	Anzahl Heiztage am entsprechenden Standort
n_{Module}	Anzahl der PV-Module
$n_{\text{p,ELY}}$	Parallele Zellstränge in einem ELY-Stack
$n_{\text{PVmod,approx.}}$	Approximierte Anzahl notwendiger PV-Module
n_{pz}	Anzahl der Partialzyklen im Simulationszeitraum
$n_{\text{s,ELY}}$	Zellen in Reihe in einem ELY-Stack
$n_{\text{Starts\&Stopps}}$	Anzahl der Ein- und Ausschalt-Zyklen
p_{H_2}	Wasserstoffdruck
p_{O_2}	Sauerstoffdruck
$p_{1,\text{komp}}$	Druck vor der Verdichtung in Pa
$p_{2,\text{komp}}$	Druck nach der Verdichtung in Pa
$p_{\text{ELY},0}$	Umgebungsdruck des ELY
$p_{\text{ELY}}(t)$	Arbeitsdruck des ELY
q_{H_2}	Wasserstoffstoffzufuhr in g/s
q_{m}	Massenstrom
$s_{1,i}$	Prognostizierte Lebensdauer der Komponente i
s_i	Referenz-Systemdaten der Komponente i
t_0	Jahr der Anschaffung
t_{NZ}	Betrachtungszeitraum des Energiesystems in Jahren
t_e	Jahr des Betrachtungszeitraum-Endes
t_m	Jahr des Ersatzes
t_{ref}	Referenzjahr des Lebensdauerprognose-Verfahrens
t_s	Simulationsdauer
v_{H_2}	Wasserstofferzeugungsrate
v_m	Molares Volumen in m ³ /mol
$\dot{V}_{\text{H}_2}^{\text{ELY}}$	Volumenstrom des Wasserstoffs in m ³ /s vom ELY in den Wasserstoffspeicher
$\dot{V}_{\text{H}_2}^{\text{FC}}$	Volumenstrom des Wasserstoffs in m ³ /s aus dem Wasserstoffspeicher zur FC
$x_{\text{LIB,aSTA}}$	Approximierte Standardauslegung der LIB

$x_{PV,aSTA}$	Approximierte Standardauslegung der PV-Anlage
$x_{i,initial}^{opt}$	Optimale Auslegung der Komponente i nach der Initialphase
$x_{i,iteration,k}^{opt}$	Optimale Auslegung der Komponente i nach der Iteration k in der Iterationsphase
$x_{i,max}$	Maximale mögliche Auslegung der Komponente i
$x_{i,min}$	Minimale mögliche Auslegung der Komponente i
$x_{i,refine}^{opt}$	Optimale Auslegung der Komponente i nach der Verfeinerungsphase
x_i^{aSTA}	Approximierte Standardauslegung der Komponente i
x_i^{ref}	Referenzauslegung
x_i^{set}	Startauslegung
x_t	Kumulierte Produktion
z_E	Anzahl an Elektronen
α_E	Modul-Azimutwinkel
α_{FC}	Transferkoeffizient der FC
α_{PV}	Temperaturkoeffizient für den Strom eines PV-Moduls
α_s	Sonnenazimut
β_{PV}	Temperaturkoeffizient für die Spannung eines PV-Moduls
γ_E	Neigungswinkel des PV-Moduls
γ_s	Sonnenhöhe
$\eta_{el,komp}$	Elektrischer Wirkungsgrad bei der Wasserstoffkompression
$\eta_{ELY,F}$	Faraday-Effizienz des ELY
$\eta_{S,ELY}$	Spannungs-Wirkungsgrad des ELY
$\eta_{FC,avg}$	durchschnittliche Effizienz der FC
$\eta_{FC,el}$	El. Wirkungsgrad einer FC
$\eta_{FC,el,avg.}$	Durchschnittlicher elektrischer Wirkungsgrad der FC
$\eta_{FC,LIB}$	Effizienz des Subsystems aus Wasserstoffsystem mit LIB-Zwischenspeicherung
$\eta_{FC,dir}$	Effizienz bei FC-Rückverstromung
$\eta_{PV,LIB}$	Effizienz des Subsystems aus PV-Anlage mit LIB-Zwischenspeicherung
η_{PV}	Wirkungsgrad einer Solarzelle
$\eta_{PV,dir}$	Effizienz der PV-Direktnutzung
η_{STC}	Modulwirkungsgrad unter Standardtestbedingungen
$\eta_{v,komp}$	Wirkungsgrad des Kompressors
η_{WP}	Effizienz des Wärmesystems
θ_{gen}	Zenitwinkel
ρ_{H_2}	Dichte von H_2
ϕ_i	Breitengrad des Standorts
z	Kalkulationszinssatz
Z	Kompressibilitätsfaktor
Z_{gl}	Zeitgleichung

δ	Sonnendeklinationwinkel
κ	Wärmekapazitätsverhältnis (für $H_2 \approx 1,4$)
ρ	Dichte
ω	Stundenwinkel
ω_w	Windgeschwindigkeit

Anhang

Inhaltsverzeichnis		Seite
A1	Simulationsergebnisse zur Evaluation des Optimierungsverfahrens	405
A2	Kostenarten	412
	Liste der eigenen Veröffentlichungen	1

A1 Simulationsergebnisse zur Evaluation des Optimierungsverfahrens

Tabelle A1: Manuelle Simulationen für den Anwendungsfall zur Evaluation des Optimierungsverfahrens (E_{NB} für den Netzbezug in kWh, $E_{ÜS}$ für den Stromüberschuss in kWh, K_{20J} für den Kapitalwert über 20 Jahre, E_{FC} für den FC-Strombedarf, E_{PV} für die PV-Stromerzeugung, m_{H2p} für die Wasserstoffherzeugung in kg über 20 Jahre und m_{H2d} für den Wasserstoffbedarf in kg über 20 Jahre).

NR	#PV (1 $\hat{=}$ 401,1 W _p)	#LIB (1 $\hat{=}$ 2 kWh)	#FC (1 $\hat{=}$ 177 W)	E_{NB} in kWh	$E_{ÜS}$ in kWh	K_{20J}	E_{FC} in kWh	E_{PV} in kWh	m_{H2p} in kg	m_{H2d} in kg
1	81	36	7	0	1.221	228.346 €	734	35.398	3.145	821
2	81	36	15	0	1.219	241.022 €	794	35.398	3.148	831
3	81	36	11	0	1.226	234.259 €	766	35.398	3.146	815
4	81	36	0	723	1.217	188.919 €	0	35.398	3.131	0
5	81	24	7	0	1.352	222.344 €	853	35.398	3.149	966
6	81	24	15	0	1.355	236.352 €	950	35.398	3.155	1.010
7	81	24	11	0	1.351	229.681 €	915	35.398	3.154	997
8	81	24	0	825	1.332	177.642 €	0	35.398	3.133	0
9	81	12	7	0	1.754	231.656 €	1.309	35.398	3.175	1.531
10	81	12	15	0	1.766	248.702 €	1.518	35.398	3.193	1.652
11	81	12	11	0	1.769	241.185 €	1.444	35.398	3.186	1.616
12	81	12	0	1.205	1.736	167.901 €	0	35.398	3.138	0
13	79	8	0	1.549	1.996	161.206 €	0	34.524	3.148	0
14	79	12	0	1.226	1.677	163.450 €	0	34.524	3.141	0
15	75	8	0	1.595	1.851	155.455 €	0	32.776	3.099	0
16	75	12	0	1.278	1.528	157.796 €	0	32.776	3.092	0
17	71	8	0	1.633	1.703	146.557 €	0	31.028	3.106	0
18	71	12	0	1.321	1.444	148.843 €	0	31.028	3.093	0
19	67	8	0	1.677	1.544	140.866 €	0	29.280	3.053	0
20	67	12	0	1.377	1.315	143.204 €	0	29.280	3.036	0
21	63	8	0	1.722	1.435	131.929 €	0	27.532	3.049	0
22	63	12	0	1.431	1.209	134.359 €	0	27.532	3.033	0
23	59	8	0	1.775	1.279	126.296 €	0	25.784	2.985	0
24	59	12	0	1.491	1.049	128.716 €	0	25.784	2.969	0
25	55	8	0	1.838	1.157	117.506 €	0	24.036	2.985	0
26	55	12	0	1.554	951	119.922 €	0	24.036	2.963	0
27	54	36	7	0	658	194.371 €	1.113	23.599	2.906	1.245
28	54	36	15	0	662	208.260 €	1.224	23.599	2.916	1.286
29	54	36	11	0	663	201.412 €	1.185	23.599	2.913	1.268
30	54	36	0	1.154	643	140.611 €	0	23.599	2.885	0
31	54	24	7	0	689	189.034 €	1.239	23.599	2.929	1.412
32	54	24	15	0	696	201.998 €	1.349	23.599	2.937	1.430
33	54	24	11	0	691	194.863 €	1.294	23.599	2.932	1.403
34	54	24	0	1.262	680	129.387 €	0	23.599	2.901	0
35	54	12	7	0	911	193.937 €	1.598	23.599	2.976	1.858
36	54	12	15	0	922	210.168 €	1.806	23.599	3.000	1.954
37	54	12	11	0	915	202.088 €	1.715	23.599	2.990	1.908
38	54	12	0	1.575	897	119.340 €	0	23.599	2.926	0

39	51	8	0	1.906	1.017	111.974 €	0	22.288	2.899	0
40	51	12	0	1.628	812	114.424 €	0	22.288	2.878	0
41	47	8	0	1.971	909	106.448 €	0	20.540	2.796	0
42	47	12	0	1.708	708	108.973 €	0	20.540	2.775	0
43	43	8	0	2.056	787	97.686 €	0	18.792	2.780	0
44	43	12	0	1.795	614	100.213 €	0	18.792	2.751	0
45	39	8	0	2.154	684	92.431 €	0	17.044	2.645	0
46	39	7	9	1	757	202.183 €	2.427	17.044	2.792	2.785
47	39	7	6	71	749	191.441 €	2.212	17.044	2.762	2.624
48	39	7	3	861	733	151.299 €	1.335	17.044	2.709	1.603
49	39	7	0	2.252	744	91.842 €	0	17.044	2.658	0
50	39	4	0	2.761	1.001	91.522 €	0	17.044	2.736	0
51	39	21	9	0	431	178.128 €	1.619	17.044	2.613	1.808
52	39	21	6	7	427	172.701 €	1.532	17.044	2.602	1.784
53	39	21	3	560	416	146.576 €	979	17.044	2.586	1.162
54	39	21	0	1.664	411	102.484 €	0	17.044	2.572	0
55	39	14	9	0	504	181.102 €	1.833	17.044	2.667	2.073
56	39	14	6	20	503	173.847 €	1.707	17.044	2.646	2.003
57	39	14	3	643	490	143.723 €	1.056	17.044	2.618	1.258
58	39	14	0	1.814	480	96.529 €	0	17.044	2.598	0
59	39	12	0	1.898	524	94.987 €	0	17.044	2.611	0
60	37	9	0	2.132	578	88.661 €	0	16.170	2.618	0
61	37	21	0	1.735	382	98.280 €	0	16.170	2.550	0
62	37	18	0	1.772	393	95.524 €	0	16.170	2.557	0
63	37	15	0	1.836	423	93.058 €	0	16.170	2.569	0
64	37	12	0	1.957	489	90.713 €	0	16.170	2.589	0
65	36	8	0	2.242	604	87.655 €	0	15.733	2.557	0
66	36	4	0	2.825	890	86.711 €	0	15.733	2.660	0
67	36	18	6	16	394	170.902 €	1.669	15.733	2.523	1.963
68	36	18	5	137	391	163.790 €	1.522	15.723	2.511	1.798
69	36	18	4	352	387	153.764 €	1.309	15.733	2.507	1.555
70	36	18	3	625	384	142.223 €	1.053	15.733	2.500	1.258
71	36	17	6	18	402	170.669 €	1.689	15.733	2.529	1.989
72	36	12	0	1.987	462	90.307 €	0	15.733	2.516	0
73	35	8	0	2.266	577	83.789 €	0	15.296	2.605	0
74	35	18	6	19	372	168.039 €	1.696	15.296	2.574	1.991
75	35	12	0	2.012	438	86.350 €	0	15.296	2.564	0
76	34	18	7	0	354	171.328 €	1.771	14.859	2.502	2.056
77	34	18	6	19	351	168.639 €	1.721	14.859	2.496	2.022
78	34	18	5	146	351	161.509 €	1.576	14.850	2.484	1.865
79	34	17	7	0	360	171.348 €	1.796	14.859	2.510	2.085
80	34	17	6	22	357	168.255 €	1.738	14.859	2.501	2.045
81	34	17	5	152	359	161.269 €	1.588	14.851	2.488	1.881
82	34	16	7	0	371	171.676 €	1.824	14.859	2.517	2.118
83	34	16	6	24	363	168.422 €	1.760	14.859	2.509	2.070
84	34	16	5	157	360	160.990 €	1.608	14.851	2.497	1.901
85	34	16	4	385	359	150.506 €	1.378	14.859	2.491	1.637
86	34	16	3	677	361	138.258 €	1.108	14.859	2.482	1.320
87	34	15	7	0	378	172.217 €	1.858	14.859	2.528	2.155
88	34	15	6	26	378	168.803 €	1.788	14.859	2.517	2.099
89	34	15	5	164	376	160.907 €	1.627	14.851	2.502	1.921
90	34	14	7	0	388	172.905 €	1.891	14.859	2.540	2.193
91	34	14	6	29	389	169.494 €	1.823	14.859	2.529	2.140

92	34	14	5	174	388	161.214 €	1.649	14.851	2.512	1.949
93	34	13	7	0	407	174.136 €	1.940	14.859	2.553	2.247
94	34	13	6	32	404	170.405 €	1.866	14.859	2.541	2.186
95	34	13	5	182	407	162.204 €	1.692	14.852	2.525	1.995
96	33	9	0	2.250	485	83.477 €	0	14.422	2.437	0
97	33	21	0	1.898	330	93.436 €	0	14.422	2.362	0
98	33	18	7	0	348	172.023 €	1.798	14.422	2.415	2.085
99	33	18	6	22	346	169.310 €	1.744	14.422	2.408	2.051
100	33	18	5	150	345	162.552 €	1.605	14.414	2.399	1.901
101	33	18	0	1.933	339	90.672 €	0	14.422	2.371	0
102	33	17	7	0	357	171.929 €	1.823	14.422	2.422	2.117
103	33	17	6	23	354	169.018 €	1.765	14.422	2.415	2.077
104	33	17	5	154	349	161.950 €	1.617	14.414	2.405	1.914
105	33	16	7	0	360	171.910 €	1.842	14.422	2.430	2.141
106	33	16	6	26	358	168.905 €	1.785	14.422	2.422	2.099
107	33	16	5	164	361	161.427 €	1.626	14.414	2.409	1.924
108	33	15	7	0	374	172.953 €	1.887	14.422	2.444	2.188
109	33	15	6	29	369	169.607 €	1.817	14.422	2.433	2.133
110	33	15	5	169	365	161.659 €	1.654	14.414	2.420	1.953
111	33	15	0	1.984	357	87.994 €	0	14.422	2.383	0
112	33	14	7	0	389	173.479 €	1.916	14.422	2.451	2.222
113	33	14	6	32	388	170.275 €	1.853	14.422	2.443	2.173
114	33	14	5	180	381	161.684 €	1.676	14.414	2.427	1.975
115	33	13	7	0	402	174.974 €	1.971	14.422	2.469	2.282
116	33	13	6	34	405	171.167 €	1.895	14.422	2.456	2.218
117	33	13	5	189	399	162.445 €	1.711	14.414	2.440	2.016
118	33	12	0	2.074	406	85.628 €	0	14.422	2.400	0
119	32	8	0	2.355	493	79.088 €	0	13.985	2.504	0
120	32	4	0	2.920	756	77.983 €	0	13.985	2.622	0
121	32	18	7	0	324	169.128 €	1.829	13.985	2.467	2.123
122	32	18	6	23	320	166.368 €	1.774	13.985	2.460	2.087
123	32	18	5	158	317	159.776 €	1.633	13.978	2.454	1.932
124	32	17	7	0	325	169.030 €	1.848	13.985	2.475	2.147
125	32	17	6	26	326	166.207 €	1.794	13.985	2.469	2.109
126	32	17	5	162	322	158.899 €	1.643	13.978	2.458	1.943
127	32	16	7	0	331	169.591 €	1.879	13.985	2.486	2.181
128	32	16	6	28	330	166.450 €	1.818	13.985	2.478	2.136
129	32	16	5	168	330	158.766 €	1.657	13.978	2.464	1.959
130	32	15	7	0	343	170.247 €	1.917	13.985	2.498	2.222
131	32	15	6	31	341	166.866 €	1.845	13.985	2.486	2.166
132	32	15	5	174	337	158.782 €	1.678	13.978	2.472	1.980
133	32	14	7	0	355	171.407 €	1.960	13.985	2.512	2.270
134	32	14	6	34	358	167.383 €	1.878	13.985	2.497	2.201
135	32	14	5	184	351	159.048 €	1.704	13.978	2.482	2.008
136	32	14	4	430	346	147.833 €	1.454	13.985	2.473	1.721
137	32	14	3	743	348	134.847 €	1.165	13.985	2.464	1.384
138	32	13	7	0	374	172.217 €	1.999	13.985	2.523	2.314
139	32	13	6	37	369	168.261 €	1.920	13.985	2.511	2.246
140	32	13	5	191	368	159.626 €	1.736	13.978	2.493	2.044
141	32	12	0	2.114	374	81.711 €	0	13.985	2.455	0
142	31	8	0	2.390	463	78.709 €	0	13.548	2.422	0
143	31	18	7	0	314	170.333 €	1.861	13.548	2.378	2.161
144	31	18	6	24	310	167.408 €	1.810	13.548	2.373	2.130

145	31	18	5	159	308	160.501 €	1.668	13.540	2.367	1.973
146	31	18	4	405	306	149.883 €	1.431	13.548	2.361	1.700
147	31	18	3	712	304	137.569 €	1.157	13.548	2.358	1.379
148	31	17	7	0	313	170.215 €	1.885	13.548	2.388	2.189
149	31	17	6	27	310	167.309 €	1.830	13.548	2.383	2.150
150	31	17	5	169	310	160.026 €	1.673	13.541	2.372	1.979
151	31	16	7	0	320	170.338 €	1.911	13.548	2.397	2.217
152	31	16	6	30	317	167.240 €	1.849	13.548	2.390	2.172
153	31	16	5	172	317	159.650 €	1.690	13.542	2.378	1.996
154	31	16	4	420	317	148.705 €	1.448	13.548	2.371	1.720
155	31	16	3	733	315	136.034 €	1.163	13.548	2.365	1.384
156	31	15	7	0	326	171.181 €	1.949	13.548	2.412	2.259
157	31	15	6	33	324	167.398 €	1.874	13.548	2.400	2.196
158	31	15	5	179	324	159.720 €	1.710	13.541	2.387	2.017
159	31	15	4	433	323	148.548 €	1.458	13.548	2.377	1.729
160	31	15	3	744	319	135.480 €	1.171	13.548	2.371	1.392
161	31	14	7	0	343	172.053 €	1.989	13.548	2.424	2.301
162	31	14	6	36	337	168.405 €	1.913	13.548	2.413	2.241
163	31	14	5	190	332	159.507 €	1.728	13.541	2.394	2.035
164	31	14	4	442	331	148.524 €	1.480	13.548	2.388	1.753
165	31	13	7	0	353	173.123 €	2.033	13.548	2.439	2.351
166	31	13	6	40	353	169.103 €	1.950	13.548	2.425	2.282
167	31	13	5	198	347	160.250 €	1.763	13.541	2.409	2.075
168	31	12	0	2.150	358	81.423 €	0	13.548	2.367	0
169	30	4	7	88	663	200.533 €	2.907	13.111	2.773	3.465
170	30	18	7	0	287	168.114 €	1.902	13.111	2.437	2.208
171	30	18	6	25	290	165.061 €	1.847	13.111	2.428	2.172
172	30	18	5	172	284	157.701 €	1.694	13.106	2.422	2.004
173	30	17	7	0	291	167.696 €	1.921	13.111	2.444	2.229
174	30	17	6	26	292	164.904 €	1.864	13.111	2.436	2.191
175	30	17	5	178	290	157.284 €	1.707	13.106	2.428	2.018
176	30	17	4	426	290	146.476 €	1.463	13.111	2.420	1.738
177	30	17	3	741	286	133.887 €	1.184	13.111	2.418	1.410
178	30	16	7	0	299	167.885 €	1.945	13.111	2.453	2.257
179	30	16	6	32	298	164.875 €	1.884	13.111	2.445	2.211
180	30	16	5	186	296	156.816 €	1.715	13.106	2.433	2.026
181	30	15	7	0	311	168.188 €	1.974	13.111	2.460	2.286
182	30	15	6	35	305	165.142 €	1.911	13.111	2.455	2.240
183	30	15	5	187	308	157.175 €	1.743	13.106	2.441	2.054
184	30	14	7	0	322	169.517 €	2.020	13.111	2.477	2.338
185	30	14	6	38	316	165.408 €	1.937	13.111	2.464	2.268
186	30	14	5	196	312	156.955 €	1.758	13.106	2.450	2.071
187	30	13	7	0	332	170.450 €	2.062	13.111	2.492	2.385
188	30	13	6	42	332	166.107 €	1.972	13.111	2.476	2.308
189	30	13	5	209	326	157.269 €	1.785	13.106	2.461	2.100
190	30	10	7	3	396	176.151 €	2.230	13.111	2.546	2.582
191	29	9	0	2.386	367	75.009 €	0	12.674	2.369	0
192	29	21	0	2.083	256	85.199 €	0	12.674	2.288	0
193	29	18	7	0	268	169.286 €	1.942	12.674	2.342	2.252
194	29	18	6	28	267	166.206 €	1.884	12.674	2.337	2.214
195	29	18	5	181	263	158.861 €	1.725	12.666	2.328	2.041
196	29	18	0	2.115	258	82.421 €	0	12.674	2.299	0
197	29	17	7	0	270	168.860 €	1.960	12.674	2.352	2.273

198	29	17	6	30	269	166.005 €	1.902	12.674	2.345	2.233
199	29	17	5	186	268	158.145 €	1.736	12.667	2.334	2.052
200	29	16	7	0	275	169.124 €	1.987	12.674	2.362	2.299
201	29	16	6	32	275	166.003 €	1.923	12.674	2.353	2.255
202	29	16	5	191	271	158.244 €	1.760	12.666	2.345	2.074
203	29	16	4	446	270	146.878 €	1.503	12.674	2.336	1.782
204	29	16	3	773	268	133.823 €	1.211	12.674	2.331	1.440
205	29	15	7	0	285	169.674 €	2.020	12.674	2.374	2.337
206	29	15	6	37	282	166.025 €	1.944	12.674	2.363	2.276
207	29	15	5	199	278	158.043 €	1.776	12.667	2.353	2.092
208	29	15	0	2.153	273	79.676 €	0	12.674	2.309	0
209	29	14	7	0	293	170.362 €	2.053	12.674	2.386	2.375
210	29	14	6	42	291	166.355 €	1.969	12.674	2.373	2.305
211	29	14	5	207	287	157.983 €	1.791	12.667	2.361	2.109
212	29	14	4	469	286	146.413 €	1.530	12.674	2.351	1.812
213	29	14	3	798	283	132.885 €	1.228	12.674	2.344	1.458
214	29	13	7	0	305	171.280 €	2.093	12.674	2.401	2.421
215	29	13	6	45	304	167.113 €	2.008	12.674	2.387	2.347
216	29	13	5	215	298	158.162 €	1.816	12.667	2.371	2.137
217	29	12	0	2.232	301	77.255 €	0	12.674	2.331	0
218	28	8	0	2.492	384	74.203 €	0	12.237	2.284	0
219	28	4	0	3.037	630	72.967 €	0	12.237	2.416	0
220	28	18	7	0	255	170.365 €	1.983	12.237	2.244	2.298
221	28	18	6	30	253	167.607 €	1.925	12.237	2.237	2.260
222	28	18	5	186	250	159.974 €	1.765	12.232	2.231	2.084
223	28	18	4	442	252	149.086 €	1.519	12.237	2.225	1.805
224	28	18	3	773	253	135.974 €	1.227	12.237	2.221	1.460
225	28	17	7	0	258	170.621 €	2.011	12.237	2.255	2.326
226	28	17	6	32	254	167.315 €	1.943	12.237	2.247	2.280
227	28	17	5	194	254	159.363 €	1.774	12.231	2.235	2.091
228	28	16	7	0	261	170.734 €	2.033	12.237	2.266	2.352
229	28	16	6	35	260	167.521 €	1.968	12.237	2.256	2.303
230	28	16	5	199	260	159.288 €	1.791	12.230	2.245	2.112
231	28	16	4	459	258	147.982 €	1.536	12.237	2.237	1.820
232	28	16	3	791	257	134.686 €	1.240	12.237	2.232	1.471
233	28	15	7	0	267	170.684 €	2.053	12.237	2.273	2.374
234	28	15	6	39	265	167.308 €	1.983	12.237	2.264	2.321
235	28	15	5	206	262	159.095 €	1.807	12.232	2.255	2.129
236	28	14	7	0	276	171.383 €	2.086	12.237	2.286	2.411
237	28	14	6	41	271	167.551 €	2.005	12.237	2.275	2.346
238	28	14	5	214	271	159.016 €	1.822	12.231	2.262	2.146
239	28	13	7	0	286	172.289 €	2.129	12.237	2.302	2.460
240	28	13	6	46	282	168.107 €	2.039	12.237	2.288	2.384
241	28	13	5	222	281	159.140 €	1.846	12.231	2.274	2.172
242	28	12	0	2.278	278	76.977 €	0	12.237	2.233	0
243	27	8	0	2.535	354	70.292 €	0	11.799	2.343	0
244	27	36	7	0	228	180.552 €	1.924	11.799	2.246	2.196
245	27	36	15	0	230	190.676 €	2.029	11.799	2.249	2.135
246	27	36	11	0	228	184.915 €	1.990	11.799	2.247	2.147
247	27	36	0	2.109	223	95.199 €	0	11.799	2.210	0
248	27	32	0	2.125	222	91.648 €	0	11.799	2.216	0
249	27	28	0	2.148	224	87.831 €	0	11.799	2.225	0
250	27	24	7	0	233	171.032 €	1.953	11.799	2.264	2.256

251	27	24	15	0	234	181.511 €	2.073	11.799	2.269	2.212
252	27	24	11	0	233	175.785 €	2.036	11.799	2.273	2.221
253	27	24	0	2.172	227	84.023 €	0	11.799	2.234	0
254	27	20	0	2.199	229	80.226 €	0	11.799	2.245	0
255	27	18	6	32	236	165.406 €	1.970	11.799	2.294	2.309
256	27	16	6	37	244	164.897 €	2.001	11.799	2.309	2.343
257	27	16	0	2.240	234	76.518 €	0	11.799	2.259	0
258	27	12	7	1	280	172.042 €	2.215	11.799	2.379	2.560
259	27	12	15	0	283	186.953 €	2.430	11.799	2.422	2.598
260	27	12	11	0	284	179.561 €	2.348	11.799	2.406	2.580
261	27	12	0	2.329	260	73.097 €	0	11.799	2.289	0
262	26	7	9	1	383	190.288 €	2.728	11.362	2.444	3.117
263	26	7	6	102	382	179.940 €	2.501	11.362	2.402	2.963
264	26	7	3	1.018	376	136.722 €	1.535	11.362	2.327	1.841
265	26	7	0	2.660	373	69.391 €	0	11.362	2.257	0
266	26	4	0	3.095	547	68.680 €	0	11.362	2.381	0
267	26	21	9	0	216	173.615 €	2.081	11.362	2.181	2.341
268	26	21	6	29	216	168.327 €	1.982	11.362	2.170	2.327
269	26	21	3	786	215	137.004 €	1.285	11.362	2.159	1.531
270	26	21	0	2.248	208	80.939 €	0	11.362	2.135	0
271	26	14	9	0	239	173.085 €	2.227	11.362	2.250	2.499
272	26	14	6	47	233	166.758 €	2.091	11.362	2.228	2.443
273	26	14	3	856	229	132.007 €	1.314	11.362	2.200	1.557
274	26	14	0	2.333	225	74.510 €	0	11.362	2.169	0
275	25	9	0	2.562	282	70.382 €	0	10.925	2.104	0
276	25	21	0	2.309	200	80.857 €	0	10.925	2.021	0
277	25	18	0	2.330	206	78.018 €	0	10.925	2.028	0
278	25	17	6	40	214	168.780 €	2.085	10.925	2.084	2.436
279	25	17	5	218	216	160.989 €	1.915	10.920	2.080	2.250
280	25	17	4	484	214	149.545 €	1.658	10.925	2.072	1.958
281	25	17	3	837	213	135.193 €	1.333	10.925	2.062	1.581
282	25	16	6	43	216	168.642 €	2.102	10.925	2.094	2.456
283	25	15	0	2.373	215	75.293 €	0	10.925	2.045	0
284	25	14	6	52	226	168.625 €	2.143	10.925	2.116	2.502
285	25	14	5	241	225	159.477 €	1.943	10.921	2.103	2.283
286	25	14	4	519	223	147.763 €	1.674	10.925	2.094	1.978
287	25	14	3	875	221	133.236 €	1.347	10.925	2.084	1.596
288	25	13	6	56	233	168.855 €	2.169	10.925	2.130	2.532
289	25	12	0	2.442	230	72.814 €	0	10.925	2.069	0
290	24	8	0	2.680	282	65.973 €	0	10.488	2.185	0
291	24	4	0	3.166	495	64.387 €	0	10.488	2.330	0
292	24	20	0	2.389	187	76.086 €	0	10.488	2.081	0
293	24	17	6	44	197	166.948 €	2.137	10.488	2.144	2.496
294	24	16	0	2.423	192	72.333 €	0	10.488	2.095	0
295	24	14	6	54	205	166.427 €	2.186	10.488	2.174	2.550
296	24	12	0	2.505	211	68.943 €	0	10.488	2.129	0
297	23	8	0	2.733	261	65.730 €	0	10.051	2.061	0
298	23	4	7	91	434	197.834 €	3.090	10.051	2.432	3.684
299	23	32	0	2.409	170	86.537 €	0	10.051	1.936	0
300	23	28	0	2.425	171	82.680 €	0	10.051	1.944	0
301	23	24	0	2.442	170	78.826 €	0	10.051	1.952	0
302	23	20	0	2.463	174	74.995 €	0	10.051	1.961	0
303	23	16	0	2.498	177	72.300 €	0	10.051	1.977	0

304	23	14	7	0	191	172.594 €	2.336	10.051	2.068	2.694
305	23	12	0	2.566	192	68.834 €	0	10.051	2.005	0
306	23	10	7	5	231	177.143 €	2.492	10.051	2.144	2.883
307	22	18	6	48	183	170.552 €	2.242	9.614	1.881	2.612
308	22	18	5	233	180	161.972 €	2.056	9.612	1.876	2.410
309	22	18	4	517	180	150.536 €	1.790	9.614	1.868	2.113
310	22	18	3	901	181	135.676 €	1.448	9.614	1.862	1.717
311	22	17	6	51	183	169.994 €	2.248	9.614	1.886	2.621
312	21	18	6	50	158	170.222 €	2.304	9.177	1.943	2.682
313	20	8	0	2.924	191	60.707 €	0	8.740	1.848	0
314	20	4	0	3.330	358	58.830 €	0	8.740	2.002	0
315	20	20	0	2.700	144	71.315 €	0	8.740	1.740	0
316	20	16	0	2.733	147	67.540 €	0	8.740	1.757	0
317	20	12	0	2.786	153	63.987 €	0	8.740	1.785	0
318	13	7	9	2	111	192.720 €	3.369	5.681	1.497	3.835
319	13	7	6	189	105	182.298 €	3.106	5.681	1.460	3.666
320	13	7	3	1.333	96	135.145 €	2.009	5.681	1.380	2.402
321	13	7	0	3.575	90	49.200 €	0	5.681	1.295	0
322	13	4	0	3.790	159	47.329 €	0	5.681	1.429	0
323	13	21	9	0	75	191.561 €	3.096	5.681	1.233	3.431
324	13	21	6	90	74	186.074 €	2.937	5.681	1.228	3.398
325	13	21	3	1.183	74	145.057 €	1.954	5.681	1.225	2.313
326	13	21	0	3.395	71	62.016 €	0	5.681	1.163	0
327	13	14	9	0	80	188.793 €	3.147	5.681	1.284	3.509
328	13	14	6	122	78	181.767 €	2.965	5.681	1.280	3.437
329	13	14	3	1.222	75	139.245 €	1.965	5.681	1.264	2.326
330	13	14	0	3.462	75	55.455 €	0	5.681	1.214	0
331	1	9	8	15	8	287.244 €	6.039	437	0	6.965
332	1	9	5	844	4	257.626 €	5.213	437	0	6.168
333	1	9	2	3.513	0	164.933 €	2.842	437	0	3.486
334	1	8	7	129	7	281.839 €	5.901	437	0	6.869
335	1	8	6	456	5	269.829 €	5.582	437	0	6.528
336	1	8	3	2.313	1	207.308 €	3.911	437	0	4.752
337	1	8	2	3.515	0	163.807 €	2.839	437	0	3.482
338	1	8	11	0	13	288.837 €	6.170	437	0	7.006
339	1	7	9	5	12	286.831 €	6.086	437	0	7.064
340	1	7	6	464	6	268.734 €	5.571	437	0	6.535
341	1	7	3	2.319	1	206.090 €	3.904	437	0	4.743
342	1	4	9	28	18	285.042 €	6.047	437	0	7.267
343	1	4	6	513	9	266.666 €	5.522	437	0	6.696
344	1	4	3	2.360	2	201.067 €	3.855	437	0	4.682
345	1	4	2	3.553	0	157.887 €	2.796	437	0	3.424
346	1	36	7	27	1	310.914 €	6.008	437	0	6.901
347	1	36	15	0	3	319.736 €	6.319	437	0	6.705
348	1	36	11	0	4	314.256 €	6.208	437	0	6.761
349	1	32	7	30	1	307.134 €	6.003	437	0	6.896
350	1	32	3	2.266	0	232.611 €	3.962	437	0	4.808
351	1	28	7	38	1	303.159 €	5.998	437	0	6.895
352	1	28	3	2.271	0	228.508 €	3.958	437	0	4.803
353	1	24	7	49	2	298.923 €	5.986	437	0	6.884
354	1	24	3	2.276	0	224.560 €	3.952	437	0	4.795
355	1	24	15	0	5	307.884 €	6.300	437	0	6.733
356	1	24	11	0	5	302.956 €	6.196	437	0	6.784

357	1	21	9	0	5	298.777 €	6.111	437	0	6.856
358	1	21	8	0	4	298.185 €	6.068	437	0	6.894
359	1	21	6	379	2	285.175 €	5.669	437	0	6.600
360	1	21	5	781	2	271.941 €	5.286	437	0	6.244
361	1	21	3	2.281	0	221.407 €	3.948	437	0	4.790
362	1	21	2	3.501	0	177.095 €	2.853	437	0	3.501
363	1	20	7	62	2	294.723 €	5.973	437	0	6.876
364	1	20	3	2.282	0	220.388 €	3.947	437	0	4.789
365	1	20	2	3.501	0	176.118 €	2.853	437	0	3.501
366	1	18	8	0	4	295.664 €	6.067	437	0	6.911
367	1	18	5	796	2	268.310 €	5.269	437	0	6.224
368	1	18	2	3.502	0	174.300 €	2.853	437	0	3.501
369	1	16	7	78	3	290.568 €	5.957	437	0	6.872
370	1	16	3	2.288	1	216.154 €	3.940	437	0	4.780
371	1	16	2	3.503	0	172.277 €	2.852	437	0	3.499
372	1	15	8	1	5	292.387 €	6.062	437	0	6.917
373	1	15	5	810	2	264.684 €	5.253	437	0	6.207
374	1	15	2	3.504	0	171.258 €	2.851	437	0	3.498
375	1	14	9	0	7	292.039 €	6.100	437	0	6.885
376	1	14	6	415	3	276.868 €	5.630	437	0	6.558
377	1	14	3	2.292	1	214.019 €	3.936	437	0	4.775
378	1	12	8	4	6	290.112 €	6.056	437	0	6.943
379	1	12	7	95	4	286.396 €	5.937	437	0	6.869
380	1	12	6	428	4	274.442 €	5.614	437	0	6.545
381	1	12	5	827	3	261.244 €	5.236	437	0	6.190
382	1	12	3	2.298	1	211.860 €	3.930	437	0	4.769
383	1	12	2	3.507	0	168.181 €	2.848	437	0	3.495
384	1	12	15	0	11	299.838 €	6.313	437	0	7.021
385	1	12	11	0	9	291.251 €	6.170	437	0	6.854

A2 Kostenarten

Bei elektrotechnischen Anlagen zur Stromerzeugung werden häufig die **Stromgestehungskosten LCOE** (engl.: Levelized Cost of Electricity) herangezogen [493]. Hiermit lassen sich Anlagen verschiedener Erzeugungs- und Kostenstrukturen vergleichen [493]. Die Höhe der LCOE von erneuerbaren Technologien hängt maßgeblich von folgenden Parametern ab [372]:

- **Spezifische Anschaffungskosten:** Bau und Installation der Anlagen mit Ober- und Untergrenzen. In der Regel ermittelt aus aktuellen Kraftwerks- und Marktdaten
- **Standortbedingungen:** Typisches Strahlungs- und Windangebot für unterschiedliche Standorte oder zu erwartende Volllaststunden
- **Betriebskosten:** Laufend anfallende Kosten während der Nutzungszeit der Anlage
- **Lebensdauer der Anlage:** Lebensdauer der Komponenten in Abhängigkeit des Betriebsverhaltens, der Auslegung und der Standortbedingungen
- **Finanzierungsbedingungen:** Am Finanzmarkt ermittelte Renditen und Laufzeiten aufgrund technologiespezifischer Risikoaufschläge und länderspezifischer Finanzierungsbedingungen (Sofern (teilweise) fremdkapitalfinanziert)

Bei den LCOE ist wichtig zu erwähnen, dass diese eine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis darstellen und keine Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen [372]. Innerhalb des Energiesystemmodellierungstools HOMER Pro [77] werden Stromgestehungskosten als die durchschnittlichen Kosten des nutzbaren Stroms, welcher durch das hybride Energiesystem erzeugt wurde, verstanden [76].

Die LCOE können bei Investitionsvorhaben die Entscheidungsfindung unterstützen, wobei hierüber keine direkten Aussagen über die Wirtschaftlichkeit einer Technologie getroffen werden können, da diese unter anderem eine kostenbasierte Kennzahl darstellt und keine Erlöse miteinbezieht [372].

Die Berechnung der LCOE kann entweder auf Grundlage der **Kapitalwertmethode** oder der **Annuitätenmethode** erfolgen, wobei die Anwendung der Kapitalwertmethode die Realität am besten abbildet und daher zu bevorzugen ist [372]. Die Stromgestehungskosten auf Grundlage der Kapitalwertmethode lassen sich anhand folgender Formel berechnen (rechter Teil in Anlehnung an [494]):

$$\text{LCOE} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+z)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{el,t}}{(1+z)^t}} = \frac{\text{CAPEX} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{OPEX}}{(1+z)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{el,t}}{(1+z)^t}} \quad (183)$$

I_0 stellen dabei die Investitionsausgaben in Euro bei Anschaffung dar, A_t sind die jährlichen Gesamtkosten im Jahr t , $E_{el,t}$ ist die erzeugte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh, z ist der reale kalkulatorische Zinssatz zur aktuellen Zeit ($t = 0$), n ist die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlage in Jahren und t ist das Jahr der Nutzungsperiode ($1, 2, \dots, n$). OPEX (engl.: operational expenditures) sind die Betriebsausgaben in Euro und CAPEX (engl.: capital expenditures) sind die Investitionsausgaben in Euro. In den Kosten sind sowohl fixe als auch variable Kosten für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Versicherungen, etc. inkludiert.

International hat sich die LCOE-Berechnungsmethode durchgesetzt, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit von unterschiedlichen Erzeugungstechnologien sowie von einzelnen Projekten zu bewerten und auf Basis ihrer Kosten vergleichen zu können. Sie zeichnet sich durch ihre Transparenz und Anschaulichkeit aus und beinhaltet die wichtigsten Faktoren, um das ökonomische Potenzial eines Projektes über die gesamte Lebensdauer hinweg abzubilden. [495–497]

Als Kritikpunkt an den LCOE ist allerdings zu nennen, dass die Wertigkeit des produzierten Stroms innerhalb eines Energiesystems in einer jeweiligen Stunde des Jahres nicht berücksichtigt wird. Diese Methodik zur Berechnung der Kennzahl stellt daher eine Abstraktion von der Realität dar und hat das Ziel, verschiedene Erzeugungsanlagen vergleichbar zu machen. [372]

LCOS (Levelized Cost of Storage)

Im Rahmen der Bewertung von Energiespeichertechnologien hat sich der Faktor LCOS (engl.: Levelized Cost of Storage) etabliert. Hiermit werden die abgezinsten Kosten pro Einheit entladener Energie für eine bestimmte Speichertechnologie und Anwendung quantifiziert [310]. In

anderen Worten beschreibt LCOS die abgezinste Gesamtinvestitionskosten einer Energiespeichertechnologie über die gesamte Lebensdauer geteilt durch die abgezinste Gesamtstromabgabe des Energiespeichers [498]. Nach Schmidt ist der Wert direkt mit den LCOE für Erzeugungstechnologien vergleichbar und stellt ein geeignetes Instrument für den Kostenvergleich von Stromspeichertechnologien dar [472].

Trotz einer weitläufigen Nutzung des Faktors LCOS in Studien gibt es noch keine einheitliche Definition dieser Metrik. So kommt es, dass einige Studien Kostenparameter wie Austausch oder Entsorgung vernachlässigen, andere wiederum relevante Leistungsparameter wie die Degradation der Speicherkapazität mit der Zeit [472]. Eine mögliche Formel für LCOS ist folgende [472]:

$$\text{LCOS} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_{B,t} + K_{R\&W,t} + K_{\text{Ersatz},t} + K_{\text{Laden},t} + K_{\text{EOL},t}}{(1+z)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{\text{Entladen},t}}{(1+z)^t}} \quad (184)$$

I_0 stellt die Investitionskosten bei Anschaffung dar, $K_{B,t}$ die Betriebskosten, $K_{R\&W,t}$ die Reparatur- und Wartungskosten, $K_{\text{Ersatz},t}$ die Ersatzkosten bei ggf. vor Ende des Betrachtungszeitraums erforderlichem Ersatz von Partialkomponenten, $K_{\text{Laden},t}$ die Kosten für das Laden des Energiespeichers, $K_{\text{EOL},t}$ die Kosten bei EOL, n ist die Lebensdauer der Anlage in Jahren und $E_{\text{Entladen},t}$ für den innerhalb eines Jahres entladene Energie. Die Kosten bei EOL können dabei entweder für die Entsorgung anfallen, ggf. besteht aber nach Nutzungsende ein Restwert, der dann von den anderen Kosten zu subtrahieren ist. Die dem Speicher entnommene Energie setzt sich dabei wie folgt zusammen [310]:

$$\sum_{t=1}^n \frac{E_{\text{Entladen},t}}{(1+z)^t} = N_{\text{Zyklen}} \cdot \text{DOD} \cdot C_{\text{nom}} \cdot \eta_{\text{RT}} \cdot \sum_{t=1}^n \frac{(1 + \text{DEG})^t}{(1+z)^t} \quad (185)$$

N_{Zyklen} sind dabei die Anzahl an Vollzyklen während der gesamten Nutzung, DOD ist die maximale Entladetiefe bemessen an einem Vollzyklus, C_{nom} ist die Nennkapazität des Batteriespeichers, DEG ist die jährliche Degradation der Speicherkapazität und η_{RT} ist der Gesamtwirkungsgrad (engl.: Round-Trip-Efficiency), welche angibt, wie viel des Stroms, der mit dem der Batteriespeicher geladen wird, nach dem Entladen wieder zur Verfügung steht.

Der DOD ist nur in der Formel mit anzusetzen, wenn ein Vollzyklus nicht einem Zyklus von 0 % auf 100 % entspricht, sondern anhand der nutzbaren Kapazität bemessen wird (Bsp.: Bei einem DOD = 90 % wäre ein Vollzyklus bspw. von 10 % SOC auf 100 % SOC angesetzt). Die Round-Trip-Effizienz ist nur anzusetzen, wenn lediglich ausgehend von der bekannten in den Speicher eingespeicherten Energie darauf geschlossen werden muss, wie viel Energie dann aus der Batterie entnommen werden konnte. Als Effizienz muss hier vielmehr ausschließlich der Entladewirkungsgrad angesetzt werden. Bei 1.000 Vollzyklen (100 % auf 0 %) mit einer Speicher-Kapazität von 10 kWh würden letztlich 9.500 kWh ($1.000 \cdot 10 \text{ kWh} \cdot 0,95$) Energie entladen worden sein, wenn als Entladewirkungsgrad 95 % angesetzt werden würden. Die Verluste beim Laden des Speichers hätten hier keine Relevanz.

Auch die Degradation sollte in der Formel anders angesetzt werden. Die Degradation müsste vielmehr mit folgender Formel berücksichtigt werden:

$$\sum_{t=1}^n 1 - \frac{\text{DEG} \cdot (1 + 2(t - 1))}{2} \quad (186)$$

Hierbei wird berücksichtigt, dass die Degradation für jedes Jahr als mittlere bzw. durchschnittliche Degradation angesetzt wird, da die Degradation im Laufe eines Jahres zunimmt und dementsprechend Anfang des Jahres niedrige Werte aufweist und am Ende des Jahres hohe. Die Degradation wird mit der verbesserten Formel nicht mehr kumuliert, sondern die Degradation des Folgejahres setzt bei der Degradation am Ende des vorangegangenen Jahres an.

Hinzu kommt, dass bei Austausch des Energiespeichersystems ggf. eine Ersatzkomponente gewählt wird, der andere Kenngrößen aufweist und damit eine andere Vollzyklenzahl, Entladetiefe, Nennkapazität oder Entladewirkungsgrad aufweist. Entsprechend gilt für k während der Nutzungsdauer verwendete Energiespeichersysteme die folgende Formel:

$$\sum_{t=1}^n \frac{E_{\text{Entladen},t}}{(1+z)^t} = \sum_{k=1}^K \left(N_{\text{Zyklen},k} \cdot \text{DOD}_k \cdot C_{\text{nom},k} \cdot \eta_{\text{dis},k} \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1 - \frac{\text{DEG}_k \cdot (1 + 2(t - 1))}{2}}{(1+z)^t} \right) \quad (187)$$

mit $\eta_{\text{dis},k}$ für den Entladewirkungsgrad. Die Degradation ist hier als nicht kumulativ angenommen.

Die im Vorangegangenen beschriebene Kenngröße LCOS ist allerdings nicht auf jede Form der Energiespeicherung anwendbar. Diese Formel gilt bspw. nicht für Energiespeicherung in Form von Wasserstoff. Hierzu hat sich eine eigene Kenngröße **LCOH** (engl.: Levelized Cost Of Hydrogen) etabliert. LCOH ist definiert als diskontierte Cashflows geteilt durch den diskontierten H_2 -Erzeugung [499]. Nach Nigbur et al. [358] wird die Formel für LCOH wie folgt angegeben:

$$\text{LCOH} = \frac{H_U}{\eta_{\text{sys},H_U}} \left(\left(\frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} + \frac{\text{OPEX}}{100} \right) \frac{\text{CAPEX}}{\tau} + K_E \right) \quad (188)$$

hierbei steht H_U für den unteren Heizwert von H_2 angegeben in kWh/kg $_{\text{H}_2}$, η_{sys,H_U} ist die Systemeffizienz bezogen auf den unteren Heizwert, OPEX (engl.: operational expenditures) sind die Betriebsausgaben angegeben in % CAPEX/a, CAPEX (engl.: capital expenditures) sind die Investitionsausgaben in €/kW, τ sind die Volllaststunden in h und K_E sind die Energiekosten in €/kWh.

In den Investitionskosten inkludiert sind nicht nur die Kosten für den ELY, mit dem H_2 produziert wird, sondern auch die Kosten für das gewählte Stromerzeugungssystem sowie weitere beteiligte Hilfsdienste wie Wasseraufbereitung, Kompressions- und Kühlsystem und Wasserstoffspeicherung [500].

Nach einer von Povacz und Bhandari [501] veröffentlichten Auflistung aktueller Forschungsarbeiten zu LCOH liegen das Minimum bei 1,8 €/kg $_{\text{H}_2}$ und das Maximum bei 57,61 €/kg $_{\text{H}_2}$. Die LCOH variieren demzufolge sehr stark, was unter anderem an der Systemgröße und damit

einhergehender Skaleneffekte, an dem betrachteten Standort und dessen Rahmenbedingungen, aber auch an den mit einbezogenen Kostenbestandteilen liegt [501].

Eigentlich müsste bei der Formel ein Summenzeichen davorgesetzt werden, mit dem jährliche Erzeugungsraten bis EOL angesetzt werden können. In der Regel taucht nach der Kapitalwertmethode nie nur das letzte Jahr $t = n$ in der Formel auf. Daher ist eine andere Formel wie folgt gegeben (in Anlehnung an [499]):

$$\text{LCOH} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{K_{\text{Betrieb},t} + K_{\text{R\&W},t} + K_{\text{Ersatz},t} + K_{\text{EOL},t}}{(1+z)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{m_{\text{H}_2,t}}{(1+z)^t}} \quad (189)$$

$m_{\text{H}_2,t}$ ist hierbei die innerhalb des Jahres t erzeugte Wasserstoffmenge in kg_{H_2} .

Liste der eigenen Veröffentlichungen

- [1] **MÖLLER, Marius C.**; KRAUTER, Stefan. Hybrid Energy System Model in Matlab/Simulink Based on Solar Energy, Lithium-Ion Battery and Hydrogen. *Energies* 2022, 15, 2201. 2022. DOI: 10.3390/en15062201
- [2] **MÖLLER, Marius C.**; KRAUTER, Stefan. Model of a Self-Sufficient PV Home using a Hybrid Storage System based on Li-Ion Batteries and Hydrogen Storage with Waste Heat Utilization. In: *Proceedings of the 49th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 2022.
- [3] KRAUTER, Stefan; BENDFELD, Jörg; **MÖLLER, Marius C.** Microinverter testing update using high power modules: Efficiency, yield, and conformity to a new “estimation formula” for variation of PV panel size. In: *2022 IEEE 49th Photovoltaics Specialists Conference (PVSC)*. IEEE, 2022. S. 0539-0543.
- [4] **MÖLLER, Marius C.**; KRAUTER, Stefan. Investigation of Different Load Characteristics, Component Dimensioning, and System Scaling for the Optimized Design of a Hybrid Hydrogen-Based PV Energy System. *Hydrogen*, 2023, 4. Jg., Nr. 3, S. 408-433. DOI: 10.3390/hydrogen4030028
- [5] **MÖLLER, Marius C.**; KRAUTER, Stefan. Evaluation of the Influence of Different Energy Usage Behavior, Component Dimensionings and PV Orientations on the Suitability and Lifetime of a Hybrid, Hydrogen-Based PV Energy System for a Private Household. In: *Proceedings of the 40th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2023.
- [6] **MÖLLER, Marius C.**; KRAUTER, Stefan. Dimensioning and Lifetime Prediction Model for a Hybrid, Hydrogen-Based Household PV Energy System Using Matlab/Simulink. In: *Solar*. MDPI, 2023. S. 25-48. DOI: 10.3390/solar3010003
- [7] NAUMANN, Gabriel; SCHROPP, Elke; STEEGMANN, Natascha; **MÖLLER, Marius C.**; GADERER, Matthias. Environmental performance of a hybrid solar-hydrogen energy system for buildings. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 49. Jg., S. 1185-1199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.07.208
- [8] **MÖLLER, Marius C.**; KRAUTER, Stefan. Cost Analysis For A Small-Scale Hybrid, Hydrogen-Based PV Energy System. In: *Proceedings of the 41st European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2024.