

# **Reversible SOCs als Bindeglied zwischen Strom-, Wärme- & Gasnetz zur Autarkie- und Resilienzsteigerung von Quartieren (CELL4LIFE)**

Berichte aus Energie- und Umweltforschung 23/2026

## Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur,  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination: Abteilung III/3 - Energie und Umwelttechnologien

Leitung (interimistisch): DI<sup>in</sup> (FH) Isabella Warisch

Autorinnen und Autoren:

DI Robert Pratter, DI Dr. Christof Bernsteiner, Dominik Jankowski, MSc, Johanna  
Ganglbauer, MSc (4ward Energy Research GmbH)

Assoc. Prof. Dr. DI Vanja Subotić, Dipl. inž. tehnol. Mast. inž. tehnol. Marina Orlić, DI Felix  
Mütter (Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz)

Priv.-Doz. DI Dr. Robert Bauer, DI Dr. Markus Freistätter, DI Dr. Michael Höber-  
Hönigsberger, DI Dr. Gernot Pongratz (Kristl, Seibt & Co. Gesellschaft m.b.H.)

Wien, Graz, 2026. Stand: Februar 2026

Ein Projektbericht gefördert im Rahmen von



Rückmeldungen:

Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an [iii3@bmimi.gv.at](mailto:iii3@bmimi.gv.at).

## **Rechtlicher Hinweis**

Dieser Ergebnisbericht wurde von die/der Projektnehmer:in erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Aktualität sowie die barrierefreie Gestaltung der Inhalte übernimmt das Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) keine Haftung.

Mit der Übermittlung der Projektbeschreibung bestätigt die/der Projektnehmer:in ausdrücklich, über sämtliche für die Nutzung erforderlichen Rechte – insbesondere Urheberrechte, Leistungsschutzrechte sowie etwaige Persönlichkeitsrechte abgebildeter Personen – am bereitgestellten Bildmaterial zu verfügen.

Die/der Projektnehmer:in räumt dem BMIMI ein unentgeltliches, nicht ausschließliches, zeitlich und örtlich unbeschränktes sowie unwiderrufliches Nutzungsrecht ein, das übermittelte Bildmaterial in allen derzeit bekannten sowie künftig bekannt werdenden Nutzungsarten für Zwecke der Berichterstattung, Dokumentation und Öffentlichkeitsarbeit im Zusammenhang mit der geförderten Maßnahme zu verwenden, insbesondere zur Veröffentlichung in Printmedien, digitalen Medien, Präsentationen und sozialen Netzwerken.

Für den Fall, dass Dritte Ansprüche wegen einer Verletzung von Rechten am übermittelten Bildmaterial gegen das BMIMI geltend machen, verpflichtet sich die/der Projektnehmer:in, das BMIMI vollständig schad- und klaglos zu halten. Dies umfasst insbesondere auch die Kosten einer angemessenen rechtlichen Vertretung sowie etwaige gerichtliche und außergerichtliche Aufwendungen.

## Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Stadt der Zukunft“ des Bundesministeriums für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm „Haus der Zukunft“ auf und hat die Intention, Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung aller betroffener Bereiche wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen, sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMIMI publiziert und elektronisch über die Plattform [nachhaltigwirtschaften.at](https://www.nachhaltigwirtschaften.at) zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und Anwender:innen eine interessante Lektüre.



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Kurzfassung</b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Abstract</b> .....	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Ausgangslage</b> .....	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>Projekthalt</b> .....	<b>14</b>
4.1.	Vorgehensweise der Laborversuche.....	14
4.1.1.	Instationärer SOFC-Betrieb.....	14
4.1.2.	Instationärer SOEC-Betrieb.....	17
4.1.3.	Instationärer reversibler Betrieb .....	19
4.2.	Methodik der Systemregelung.....	21
4.3.	Methodik der technoökonomischen Bewertung.....	22
<b>5</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>26</b>
5.1.	Optimierung des instationären reversiblen Betriebs.....	26
5.1.1.	Spannungsverlauf .....	27
5.1.2.	Analyse der Widerstandverläufe .....	28
5.1.3.	Analyse der Verteilung der Relaxationszeiten (DRT).....	30
5.2.	ML-unterstützte rSOC-Optimierung und -Steuerung .....	31
5.2.1.	Vorhersage von Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen.....	32
5.2.2.	Optimierung des statischen Betriebs einer rSOC-Anlage .....	34
5.2.3.	Dynamische Betriebsoptimierung der rSOC-Anlage inklusive Steuerstrategien.....	37
5.3.	Systemregelung.....	42
5.3.1.	Adaptierung des Brennstoffzellenversuchsprüfstandes .....	42
5.3.2.	Temperaturregelung am Prüfstand .....	45
5.4.	Wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes von rSOC-Systemen in PEQ.....	46
5.4.1.	Ergebnisse unter aktuellen Rahmenbedingungen .....	49
5.4.2.	Ergebnisse bei positiver zukünftiger Entwicklung .....	50
5.4.3.	Sensitivitätsanalyse .....	51
<b>6</b>	<b>Schlussfolgerungen</b> .....	<b>59</b>
<b>7</b>	<b>Ausblick und Empfehlungen</b> .....	<b>61</b>
<b>8</b>	<b>Verzeichnisse</b> .....	<b>62</b>
<b>9</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>68</b>
9.1.	Data Management Plan (DMP).....	68

# 1 Kurzfassung

Die effiziente Energieversorgung von Plus-Energie-Quartieren (PEQ) stellt nach wie vor eine große Herausforderung dar. PEQ sind dadurch charakterisiert, dass diese über den Zeitraum eines Jahres eine positive Energiebilanz aufweisen. Noch wesentlicher erscheint jedoch in diesem Zusammenhang die Erreichung eines hohen Autarkiegrads. Nur wenn auch der zeitliche Anfall von Energiebedarf und -erzeugung berücksichtigt wird, können PEQ einen Beitrag zur Entlastung des öffentlichen Stromnetzes leisten und von einer erhöhten Versorgungssicherheit im Falle eines Stromausfalls profitieren. In dieser Hinsicht stellen Reversible Solid Oxide Cell (rSOC)-Systeme eine interessante Technologie dar. Sie können sowohl im Elektrolyse- als auch im Brennstoffzellenmodus betrieben werden. So kann überschüssiger Strom in grünen Wasserstoff umgewandelt und zu einem späteren Zeitpunkt wieder rückverstromt werden. Im Brennstoffzellenbetrieb wird neben Strom auch Wärme freigesetzt, die zur (teilweisen) Deckung des Wärme- und Warmwasserbedarfs genutzt werden kann. Dank der guten Speicherbarkeit von Wasserstoff ist es mit diesem System möglich, Energie saisonal zu speichern, d.h. von Sommer auf Winter zu verlagern. Dies kann den Autarkiegrad des PEQ deutlich erhöhen, bei denen Photovoltaikanlagen, deren Energiebereitstellungspotential saisonal schwankt, üblicherweise eine der wichtigsten Energiequellen darstellen. Aufgrund des verhältnismäßig frühen Entwicklungsstadiums stellt der wirtschaftliche Einsatz der rSOC-Technologie jedoch eine Herausforderung dar.

Das übergeordnete Ziel von CELL4LIFE war es daher, wirtschaftliche Betriebs- und Geschäftsmodelle für den Einsatz der rSOC-Technologie im Quartiersbereich zu entwickeln und entsprechend zu konzeptionieren, so dass der Anspruch an ein PEQ erfüllt werden kann.

Dazu wurden auf mehreren Systemebenen Analysen durchgeführt. Einerseits wurden anhand von Prüfstandsversuchen der instationäre Betrieb dieser Technologie untersucht, um den Einfluss der Lastwechsel (Lastgradienten bzw. Lastwechselgeschwindigkeit) im Elektrolyse- (SOEC) und Brennstoffzellenbetrieb (SOFC) auf die Performance zu untersuchen und in weiterer Folge die optimalen Betriebsbedingungen zu definieren. Für die Optimierung des instationären reversiblen Betriebs wurden die Prüfstände adaptiert und mit einer entsprechenden, im Rahmen des Projekts, entwickelten Regelstrategie ausgestattet. Außerdem wurden Machine Learning unterstützte rSOC-Optimierung und -Steuerungsteuerungsstrategien entwickelt, um den Betrieb der rSOC-Systeme weiter zu verbessern und die Notwendigkeit von aufwendigen Prüfstandsversuchen zu minimieren. All diese Ergebnisse und Erkenntnisse sind in ein techno-ökonomisches Optimierungsmodell eingeflossen anhand dessen die Dimensionierung der wichtigsten Komponenten durchgeführt wurde, verschiedene Betriebsmodelle evaluiert wurden und die optimale Einbettung der rSOC-Systeme in bestehende Energiesysteme von PEQ untersucht wurde.

Die Ergebnisse der Prüfstandsversuche haben gezeigt, dass der instationäre Wechselbetrieb zwischen SOEC und SOFC das Zellverhalten insbesondere in den initialen Zyklen beeinflusst. In dieser Phase treten vor allem Veränderungen der niederfrequenten Beiträge auf, begleitet von einer geringen Änderung des ohmschen Widerstands, was sich in einer anfänglich abweichenden Zellspannung widerspiegelt. Über den untersuchten Zeitraum wird die Degradation überwiegend durch den ohmschen Anteil bestimmt. Der ohmsche Widerstand nimmt im Wechselbetrieb weniger stark zu als im stationären Betrieb, während im abschließenden Dampfelektrolyse Abschnitt ein stärkerer

Anstieg als im ersten Abschnitt beobachtet wird. Der Polarisationsanteil bleibt über alle Phasen hinweg weitgehend konstant und trägt nur gering zum Gesamtverlauf bei. Insgesamt deutet der Versuch darauf hin, dass der Wechselbetrieb kurzfristige Anpassungen in diffusions- und transportrelevanten Prozessanteilen bewirken kann, die ohmsch dominierte Degradation unter den untersuchten Bedingungen jedoch nicht nachhaltig verringert.

Für die ML-basierte Optimierung und Regelung wurde ein neuronales Netz mit einem genetischen Algorithmus (GA) gekoppelt, um den SOFC- sowie SOEC-Betrieb evolutionär zu optimieren. Die Optimierung erfolgte jeweils nach der elektrischen Leistung sowie elektrischen Effizienz. Diese Optimierungsfälle wurden anschließend für die GA-Optimierung der Polarisationskurve verwendet. Dabei hat sich gezeigt, dass die Ergebnisse der GA-Optimierung der Polarisationskurve mit großen Schwankungen verbunden sind, die bei einer direkten Anwendung auf das rSOC-System mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Schädigung der Zelle und damit des Stacks führen können. Es wird daher empfohlen die Optimierungsergebnisse nicht direkt anzuwenden, sondern einen Zwischenschritt einzuziehen, um basierend auf den Optimierungsergebnissen Steuerstrategien abzuleiten.

Für den neuen rSOC-Prüfstand wurde ein Regelkonzept basierend auf einem kaskadierten PI-Lead-Regler entwickelt, bei dem mit der inneren Regelschleife die Ofentemperatur und mit der äußeren Regelschleife die Luft- Austrittstemperatur geregelt wird. Dadurch kann der Ausgang des äußeren Reglers, der die Solltemperatur für den Ofen darstellt, leicht und intuitiv mit einer Ratenbegrenzung beaufschlagt werden, bevor er als Sollwert für den inneren Regler verwendet wird. Ein PI-Lead-Regler kann in einen (realisierbaren) PID-Regler übergeführt werden, hat aber den großen Vorteil der leichten und intuitiven Parametrierbarkeit – man kann die beiden Polstellen der Teilstrecke mit den Nullstellen des Reglers kürzen und erhält so eine sehr einfach handhabbare Übertragungsfunktion des offenen Kreises.

Die techno-ökonomische Bewertung hat gezeigt, dass rSOC-Systeme aus technischer und energetischer Sicht zwar eine interessante Technologie für den Einsatz in PEQ darstellen, es jedoch unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht möglich ist einen wirtschaftlichen Anwendungsfall zu finden. Das liegt vor allem an den hohen Investitionen und den verhältnismäßig niedrigen elektrischen Wirkungsgrad für die Erzeugung, Speicherung und anschließenden Rückverstromung von Wasserstoff. Da es sich bei rSOC-Systemen jedoch um eine relativ junge Technologie handelt, kann davon ausgegangen werden, dass es in den kommenden Jahren eine positive Entwicklung geben wird, sowohl in Bezug auf die Investitionen als auch auf die erzielbare Effizienz. Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen zeigen, dass bei einer positiven Entwicklung, die rSOC-Technologie in Zukunft auch aus ökonomischer Sicht eine interessante Option für den Einsatz in PEQ sein kann. Die Integration von rSOC-Systemen ist insbesondere dann vorteilhaft, wenn ein hoher Autarkiegrad erreicht werden soll.

Da kein wirtschaftlicher Anwendungsfall für rSOC-Systeme in PEQ gefunden werden konnte wird empfohlen die Forschung zunächst auf die Weiterentwicklung der rSOC-Technologie selbst zu konzentrieren und bei positiver Entwicklung dieser das Potenzial für den Einsatz in PEQ erneut zu prüfen.

## 2 Abstract

The efficient energy supply of plus energy districts (PED) continues to pose a major challenge. PED are characterised by the fact that they have a positive energy balance over the course of a year. However, achieving a high degree of self-sufficiency appears to be even more important in this context. If the timing of energy demand and generation is taken into account PED can have positive effects on the public electricity grid and benefit from increased security of supply in the event of a power failure. Reversible solid oxide cell (rSOC) systems are an interesting technology in this regard. They can be operated in both electrolysis and fuel cell modes. This means that surplus electricity can be converted into green hydrogen and converted back into electricity at a later point in time. In fuel cell mode, heat is released in addition to electricity, which can be used to (partially) cover heating and hot water requirements. Thanks to the good storability of hydrogen, this system makes it possible to store energy seasonally, i.e. to shift it from summer to winter. This can significantly increase the degree of self-sufficiency of PED, where photovoltaic systems, whose energy supply potential fluctuates seasonally, are usually one of the most important sources of energy. However, due to the relatively early stage of development, the economic use of rSOC technology poses a challenge.

The overarching goal of CELL4LIFE was therefore to develop and design economic operating and business models for the use of rSOC technology in neighbourhoods so that PED requirements could be met.

Analyses were carried out at several system levels. On the one hand, bench tests were used to investigate the transient operation of this technology in order to examine the influence of load changes (load gradients and load change rates) in electrolysis (SOEC) and fuel cell operation (SOFC) on performance and subsequently define the optimum operating conditions. To optimise transient reversible operation, a dedicated test bench was developed specifically for these investigations, featuring a control strategy that was also developed as part of the project. In addition, machine learning-supported rSOC optimisation and control strategies were developed to further improve the operation of rSOC systems and minimise the need for costly test bench trials. All these results and findings were incorporated into a techno-economic optimisation model, which was used to dimension the most important components, evaluate various operating models and investigate the optimal integration of rSOC systems into existing PED energy systems.

The results of the test bench experiments have shown that the transient alternating operation between SOEC and SOFC influences cell behaviour, particularly in the initial cycles. In this phase, changes in the low-frequency contributions occur, accompanied by a slight change in ohmic resistance, which is reflected in an initially deviating cell voltage. Over the period studied, degradation is predominantly determined by the ohmic component. Ohmic resistance increases less in alternating operation than in steady-state operation, while a stronger increase than in the first section is observed in the final steam electrolysis section. The polarisation component remains largely constant across all phases and contributes only slightly to the overall curve. Overall, the experiment suggests that alternating operation can cause short-term adjustments in diffusion- and transport-relevant process components, but does not sustainably reduce ohmic-dominated degradation under the conditions investigated.

For ML-based optimisation and control, a neural network was coupled with a genetic algorithm (GA) to evolutionarily optimise SOFC and SOEC operation. The optimisation was carried out according to electrical power and electrical efficiency. These optimisation cases were then used for GA optimisation of the polarisation curve. It was found that the results of GA optimisation of the polarisation curve are associated with large fluctuations, which, if applied directly to the rSOC system, are highly likely to damage the cell and thus the stack. It is therefore recommended not to apply the optimisation results directly, but to include an intermediate step in order to derive control strategies based on the optimisation results.

A control concept based on a cascaded PI lead controller was developed for the new rSOC test bench, in which the inner control loop regulates the oven temperature and the outer control loop regulates the air outlet temperature. This allows the output of the outer controller, which represents the setpoint temperature for the oven, to be easily and intuitively limited before it is used as the setpoint for the inner controller. A PI lead controller can be converted into a (feasible) PID controller, but has the great advantage of being easy and intuitive to parameterise – the two pole positions of the section can be shortened with the zero points of the controller, resulting in a very easy-to-use open-loop transfer function.

The techno-economic assessment has shown that, although rSOC systems are an interesting technology for use in PEQ from a technical and energy perspective, it is not possible to find an economic use case under the current conditions. This is mainly due to the high investment costs and the relatively low electrical efficiency for the production, storage and subsequent reconversion of hydrogen into electricity. However, as rSOC systems are a relatively new technology, it can be assumed that there will be positive developments in the coming years, both in terms of investment costs and achievable efficiency. The sensitivity analyses carried out show that, if developments are positive, rSOC technology could also be an interesting option for use in PED from an economic point of view in the future. The integration of rSOC systems is particularly advantageous if a high degree of self-sufficiency is to be achieved.

As no economic use case for rSOC systems in PED could be found, it is recommended that research initially focus on further developing the rSOC technology itself and, if developments are positive, re-examine the potential for its use in PED.

### 3 Ausgangslage

Die effiziente Energieversorgung von PEQs stellt nach wie vor eine große Herausforderung dar. Insbesondere dann, wenn neben einer positiven Energiebilanz - die jährliche Gesamterzeugung übersteigt den jährlichen Gesamtenergieverbrauch - auch der Autarkiegrad berücksichtigt wird. Wird auch der zeitliche Anfall von Energiebedarf und -erzeugung berücksichtigt, können PEQs einen wesentlichen Beitrag zur Entlastung des öffentlichen Stromnetzes leisten und von einer erhöhten Versorgungssicherheit im Falle eines Stromausfalls profitieren.

In dieser Hinsicht stellen rSOC-Systeme eine interessante Technologie dar. Sie können sowohl im Elektrolyse- als auch im Brennstoffzellenmodus betrieben werden. So kann überschüssiger Strom in grünen Wasserstoff umgewandelt und zu einem späteren Zeitpunkt wieder rückverstromt werden. Im Brennstoffzellenbetrieb wird neben Strom auch Wärme freigesetzt, die zur (teilweisen) Deckung des Wärme- und Warmwasserbedarfs genutzt werden kann. Dank der guten Langzeitspeicherfähigkeit von Wasserstoff ist es mit diesem System möglich, Energie saisonal zu speichern, d.h. von Sommer auf Winter zu verlagern. Dies kann den Autarkiegrad des PEQ deutlich erhöhen, bei denen Photovoltaikanlagen üblicherweise eine der wichtigsten Energiequellen darstellen. Aufgrund des verhältnismäßig frühen Entwicklungsstadiums stellt der wirtschaftliche Einsatz der rSOC-Technologie jedoch eine Herausforderung dar. Um diesem entgegenzuwirken, bedarf es einerseits einer Weiterentwicklung der Technologie, um die Betriebskosten zu senken, die Effizienz zu verbessern und die Lebensdauer zu erhöhen und andererseits der Erforschung von geeigneten Betriebs- und Geschäftsmodellen, die aufzeigen, wie rSOC-Systeme in bestehende Energiesysteme integriert werden können.

*Das übergeordnete Ziel von CELL4LIFE war es daher, wirtschaftliche Betriebs- und Geschäftsmodelle für den Einsatz der rSOC-Technologie im Quartiersbereich zu entwickeln und entsprechend zu konzeptionieren, so dass der Anspruch an ein PEQ erfüllt werden kann.*

Ein weiteres Ziel des Projekts war es, anhand von Laborversuchen auf Zellen- und Stack-Ebene Rückschlüsse auf die Auswirkungen verschiedener Betriebsweisen auf die Degradation zu ziehen. Um die Degradationsrate zu reduzieren und die Lebensdauer der Technologie zu verlängern, ist es sehr wichtig die Betriebsbedingungen richtig zu planen. Thermische und elektrische Speicher und ggf. eine gebäudeübergreifende elektrische Vernetzung können Lastschwankungen ausgleichen und damit optimale Betriebsbedingungen für rSOC-Systeme bieten. Ein dynamischer Betrieb kann trotzdem zu Instabilitäten und sogar mechanischen Schädigungen von rSOC führen. In diesem Zusammenhang ist die Entwicklung von intelligenten Lademanagementsystemen zur Berücksichtigung des nutzerspezifischen Verhaltens wichtig.

Die Lebensdauer von Brennstoffzellen hängt im Wesentlichen von ihrer jeweiligen Heizrate im Start- und Abschaltzyklus ab. Hohe Heizraten verursachen eine hohe thermische Belastung in den Stacks, was zu hoher Degradation führt. Daher reagieren SOFC-Systeme langsam und können schnelle Änderungen des Strombedarfs nicht erfüllen. Eine effiziente, dezentrale Integration von SOFC-Systemen erfordert eine optimierte Systemkonfiguration, die gleichzeitig die Anforderungen an die thermischen und elektrischen Lasten erfüllen kann. In diesem Kontext sind für den Einsatz solcher Systeme bei PEQ folgende Aspekte zu beachten:

**Zeitliche Kohärenz von Wärme- und Strombedarf in Plus-Energie-Quartieren:** Im Hausenergiesektor ist die Kohärenz des Wärme- und Strombedarfs nicht permanent über das Jahr betrachtet gegeben. Während in den Wintermonaten der Wärmebedarf den Strombedarf deutlich übersteigt, zeigt sich im Sommer eher das gegenteilige Szenario. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Raumwärmebedarf und Wärmebedarf für die Brauchwasserbereitung zusammen. Der Gesamtwärmebedarf im Wohnbau wird daher stark vom Nutzerverhalten und vom Gebäudebestand beeinflusst. Die Ableitung einer optimalen Betriebsweise erfordert somit eine detaillierte thermische und elektrische Lastanalyse von einzelnen Wohneinheiten und Gebäudeverbänden unter Berücksichtigung des individuellen Nutzerverhaltens. Erst dadurch kann eine sinnvolle Einbindung von rSOC-Konzepten analysiert und optimierte Gesamtsystemlösungen abgeleitet werden. (Heschl, et al. 2019)

**Temperaturniveau der Abwärme bzw. sinnvolle exergetische Verwertung:** SOFCs liefern Abwärme im Hochtemperaturbereich von bis 700 °C. Verglichen mit alternativen Technologien wie dem Gasmotor ist dieses Niveau wesentlich höher. Aus exergetischer Sicht betrachtet, erscheint es auf den ersten Blick nicht sinnvoll mit dieser Wärme nur Raumwärme mit niedrigem Temperaturniveau zu erzeugen. Vielmehr eignet sich dieses Temperaturniveau zur Erzeugung von Prozesswärme oder Prozessdampf mit hoher exergetischer Wertigkeit. Der effiziente Einsatz von SOFC-Systemen setzt somit neben einer geringen Anzahl an An- und Abfahrzyklen eine optimale Nieder- und Hochtemperatur-Wärmeauskopplung für die Wärmeversorgung voraus. Dazu ist eine Anpassung des SOFC-Systems an den jeweiligen Anwendungsfall erforderlich. Innerhalb von CELL4LIFE wurden dahingehend die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zur effizienten Energieversorgung von PEQ mittels rSOC-Systemen analysiert.

**Dyn. Verhalten von SOFC-Systemen:** Degradation und Lebensdauer gehören zu den Hauptherausforderungen für eine breitere Einführung von SOFCs auf dem Markt. (Yokokawa, et al. 2008) Der Langzeitbetrieb von SOFC-Systemen ist aufgrund des hohen Integrationsgrades in das System und seiner Anfälligkeit für elektrochemische, thermische und mechanischer Beanspruchungen besonders anspruchsvoll. In Mueller, et al (2007) finden sich Listen von Vorsichtsmaßnahmen zur Begrenzung des Zellabbaus in SOFC-Systemen. Dies beinhaltet unter anderem, dass die Temperaturgradienten entlang der Zellen möglichst gering sein sollen und dass die Brennstoffzellenspannung möglichst konstant, d.h. ohne starke Schwankungen, gehalten werden sollte, um hohe lokale Wärmeerzeugungsraten zu vermeiden.

Obwohl die Lebensdauer für SOFCs als Problem angesehen wird, ist eine Systemdauer von 40.000 Stunden ein vernünftiges Ziel für die SOFC-Technologie (Tu, et al. 2004). Einige SOFC-Systeme werden bereits in einem 10-jährigem Dauerbetrieb vermessen. (SOLIDpower 2017) Die meisten dieser Ergebnisse beziehen sich jedoch auf den stationären Betrieb. Bei dezentralen Anwendungen, wie z.B. in einem PEQ, nehmen die Interessen an einer Grundlastdeckung durch die Brennstoffzelle ab und die Anforderungen an einen dynamischen Betrieb rasch zu. Alle Probleme im Zusammenhang mit der Verschlechterung von Brennstoffzellen werden schwieriger, wenn dynamische Betriebsbedingungen und insbesondere plötzliche Änderungen des Strombedarfs des Systems berücksichtigt werden (Bae, et al. 2018), wie es in Quartieren zur Resilienz- und Autarkiesteigerung der Fall ist. Dies ist auf zwei Hauptphänomene zurückzuführen: Lastwechsel und Temperaturwechselbeanspruchung. (Hawkes, et al. 2009) Der Lastwechsel hängt hauptsächlich mit der Variation der Brennstoffnutzung und damit mit einem instationären Betrieb der Brennstoffzelle zusammen. Dies kann je nach rSOC-Typ und Zyklus zu einer Verschlechterung von bis zu 1 % über 30 Zyklen führen. (Bujalski, et al. 2007) Thermische Zyklen sind meistens mit Systemstillständen verbunden, wenn nicht erwartet wird, dass

das System über einen längeren Zeitraum Strom erzeugt. Während Protonex bereits 2005 eine tragbare SOFC mit einer Nennleistung von 20 kW für den Einsatz als netzunabhängiger Generator oder Notstromaggregat ankündigte und Wartungsintervalle von mehr als 2.000 Stunden prognostizierte, gelten Zyklen- und Start-Stopp-Vorgänge immer noch als herausfordernde Betriebsbedingungen für SOFCs. (Protonex 2015), (Jacobsen, et al. 2013)

Die Aufrechterhaltung stabiler Betriebsbedingungen während Transienten ist eine große Herausforderung beim Betrieb von SOFC-basierten Systemen. (Fardadi, et al. 2016) Von den drei wichtigsten dynamischen Reaktionseigenschaften, die in einer SOFC während der Lastverfolgung auftreten, ist die Spezieskonzentrations- und Massenflussreaktionen die kritischste für die Zelleistung und den Zellabbau. (Yang, et al. 2017) Lasttransienten sind häufig durch einen größeren Leistungsbedarf im Vergleich zu statischen Lasten gekennzeichnet, und die Ausfallwahrscheinlichkeit in SOFC-Stacks ist während Transienten aufgrund der damit verbundenen Temperaturschwankungen signifikant höher. (Wu, et al. 2017), (Nakajo, et al. 2012)

Ein alternativer Ansatz zur Verlängerung der Lebensdauer von SOFCs basiert auf der Einbeziehung anderer Elemente in das System, die es ermöglichen, die Laständerungen der Brennstoffzelle zu beeinflussen. Batterien werden üblicherweise vorgeschlagen, um Lastschwankungen zu verringern und die installierte Größe der SOFC zu verringern. (Wachsman, et al. 2012) Batterien ermöglichen ein besseres dynamisches Verhalten des Systems und eine bessere Systemökonomie. Schwungräder werden als Alternative zu Batterien vorgeschlagen, um Lastschwankungen für eine Schiffsanwendung zu reduzieren. (Tse, et al. 2011) Es wurden auch hybride Systeme aus SOFC und Gasturbine untersucht, bei dem das Design des Systems und die Dimensionierung seiner Komponenten angepasst wurden, um die transiente Gesamtleistung zu verbessern, jedoch auf Kosten einer Verringerung der Systemeffizienz. (Jia, et al. 2008) In Wohngebieten, in denen das System im Allgemeinen an das Stromnetz angeschlossen ist, besteht die Herausforderung darin, dem Heizbedarf zu folgen. Hierfür wird die Wärmespeicherung häufig als mögliche Lösung zur Bewältigung von Lastschwankungen und zur Vermeidung einer Überdimensionierung verschiedener Komponenten angegeben. (Wakui, et al. 2014), (Yang, et al. 2014)

**Reversible SOC-Systeme:** Bisherige SOC-Systeme im Wohnungsbereich wurden ausschließlich als KWK-Technologien betrieben. In CELL4LIFE soll zum ersten Mal nun diese KWK-Technologie mit der Option des Elektrolysebetriebs gekoppelt werden. Somit müssten die Überschüsse aus dezentraler Erneuerbarer Energie im PEQ nicht in das öffentliche Stromnetz direkt eingespeist werden, sondern diese könnten durch die Umschaltung der rSOC in den Elektrolysebetrieb H<sub>2</sub> erzeugen. Dieses Gas könnte lokal gespeichert werden, andernfalls könnte dieses auch in das Erdgasnetz eingespeist werden.

rSOCs haben sowohl einen Erzeugungsmodus als auch einen Speichermodus mit einer hohen Kraftstoffflexibilität. Um den häufigen Wechsel von Erzeugung und Speicherung zu implementieren, ist ein detailliertes dynamisches Verhalten sowohl im Einzelmodus als auch im Übergangsprozess erforderlich. Es wurden jedoch nur wenige Studien durchgeführt, die die komplexen dynamischen Prozesse von rSOCs untersuchen. (Zheng, et al. 2017) In CELL4LIFE wurden daher die grundlegenden dynamischen Prozesse von rSOCs untersucht, insbesondere diejenigen, die an der Modusumschaltung beteiligt sind.

# 4 Projektinhalt

Das Projekt "CELL4LIFE" beschäftigt sich mit der Erforschung und Weiterentwicklung von reversiblen Festoxidbrennstoffzellen (rSOC) und deren potenziellen Anwendungen zur Steigerung der Autarkie und Resilienz in urbanen Quartieren. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung nachhaltiger und effizienter Energieversorgungssysteme hat die Untersuchung des instationären Betriebs solcher Zellen einen hohen Stellenwert.

Um das Potenzial der rSOC-Systeme im Kontext von PEQ zu ermitteln, wurden auf mehreren Ebenen Analysen durchgeführt. Einerseits wurden anhand von Prüfstandsversuchen der instationäre Betrieb dieser Technologie untersucht, um den Einfluss der Lastwechsel (Lastgradienten bzw. Lastwechselgeschwindigkeit) im Elektrolyse- und Brennstoffzellenbetrieb auf die Performance zu untersuchen und in weiterer Folge die optimalen Betriebsbedingungen zu definieren. Der instationäre SOFC und SOEC – Betrieb wurde anhand von bestehenden Prüfständen am Institut für Wärmetechnik durchgeführt. Für die Optimierung des instationären reversiblen Betriebs wurde ein eigener Prüfstand entwickelt, der speziell für diese Untersuchungen konzipiert wurde und über eine entsprechende, ebenfalls im Rahmen des Projekts, entwickelte Regelstrategie verfügt. Außerdem wurden Machine Learning unterstützte rSOC-Optimierung und -Steuerungstrategien entwickelt, um den Betrieb der rSOC-Systeme weiter zu verbessern und die Notwendigkeit von aufwendigen Prüfstandsversuchen zu minimieren. All diese Ergebnisse und Erkenntnisse sind in ein techno-ökonomisches Optimierungsmodell eingeflossen anhand dessen die Dimensionierung der wichtigsten Komponenten durchgeführt wurde, verschiedene Betriebsmodelle evaluiert wurden und die optimale Einbettung der rSOC-Systeme in bestehende Energiesysteme von PEQ untersucht wurde.

## 4.1. Vorgehensweise der Laborversuche

In den nachfolgenden Kapiteln ist die angewandte Methodik für die instationäre Untersuchung des SOFC-, SOEC- sowie des reversiblen rSOC-Betriebs beschrieben.

### 4.1.1. Instationärer SOFC-Betrieb

Um das SOFC-System im instationären Betrieb zu bewerten und anschließend zu optimieren, wurde das System unter verschiedenen statischen Betriebsbedingungen untersucht. Eine Beurteilung des SOFC-Systems wurde in Anlehnung an die Projektziele so durchgeführt, dass verschiedene, für die Gesamtfunktion wichtigen Systemkomponenten eingebunden wurden. Hierzu gehören (i) ein Reformer für die Bereitstellung der, für das SOFC-Stack umsetzbaren Gase, (ii) eine katalytische Nachverbrennung zur Nutzung unverbrannter Gase und (iii) ein Plattenwärmetauscher zur Evaluation der aus dem Gas verwendbaren Wärme. Die im Stack entstandene Wärme wird rechnerisch aus den ein- und austretenden Gasen sowie der notwendigen Ofenleistung abgeleitet.

Im SOFC-Betrieb werden zwei verschiedene Betriebszenarien experimentell untersucht und mit Hilfe statistischer Regressionsmodelle auf die zwei äußeren Szenarien interpoliert. Die zwei inneren Szenarien sind eine Beimischung von  $\sigma_{H_2} = 10$  vol.-% sowie  $\sigma_{H_2} = 20$  vol.-% zum Biomethan. Die

äußeren Szenarien jeweils 100% Methan aus erneuerbaren Quellen oder Wasserstoff als Brennstoff. Das Methan wird innerhalb eines externen Reformers in Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid umgewandelt. Die dabei stattfindenden Reaktionen sind hauptsächlich die endotherme Dampfreformierung und die exotherme Wassergas-Shift-Reaktion, wobei die gesamte Reformierung in Summe endotherm abläuft. Somit muss für einen höheren Methangehalt mehr Energie bereitgestellt werden. Im PEQ soll die SOFC-Einheit die für die Reformierung notwendige Wärmemenge bereitstellen, wodurch die Gesamtwärmeabgabe an das Quartier mit steigendem Methananteil geringer ist. Hinzu kommen weitere variierte Faktoren wie die Stacktemperatur  $T_S$ , die Luftzahl  $\lambda$ , die elektrische Stromstärke  $i$  sowie der Volumenstrom  $\dot{V}_B$  des Brennstoffs. Die Luftzahl stellt das Verhältnis von der bereitgestellten Luftmenge zur chemischen Umsetzung notwendigen Luftmenge dar und variiert mit veränderndem Brennstoffvolumenstrom oder verändernde Wasserstoffkonzentration. Die notwendige Luftmenge berechnet sich aus den Reaktionsgleichungen an der Zelle sowie der maximalen Umsetzungsrate des Stackherstellers  $FU_{max} = 80\%$ . Die experimentell und zum Teil rechnerisch ermittelten Zielgrößen sind die Stackspannung  $U_S$ , die elektrische Stack-Effizienz  $\eta_{el}$ , die Brennstoff-  $FU$  sowie Sauerstoffumsetzungsrate  $OU$ , die benötigte Prüfstandsleistung  $P_L$ , die Abgaswärme  $H_A$  und die Wärmetauscherleistung  $\dot{Q}_{HE}$ .

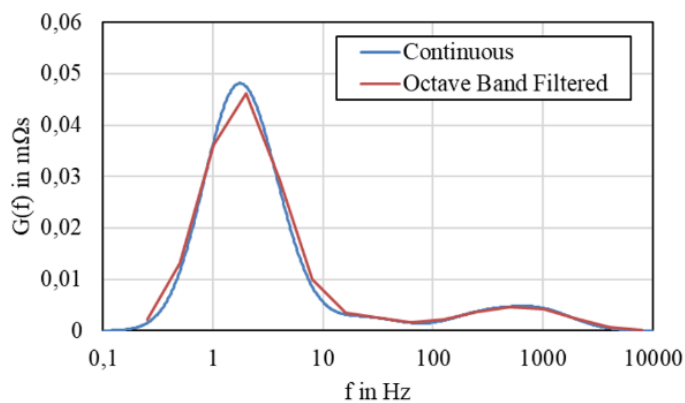
Anhand der variierten Faktoren lassen sich folgende Hypothesen aufstellen:

Durch Erhöhung...

- 1) des Wasserstoffanteils reduziert sich die benötigte elektrische Gesamtleistung des rSOC-Systems um die verringerte Reformierungsenergie Stacks.
- 2) der Stacktemperatur erhöht sich die Reaktionskinetik und damit die elektrische Effizienz des Brennstoffzellenstacks.
- 3) der Luftzahl bzw. der bereitgestellten Luftmenge wird ausschließlich die Stacktemperatur gesenkt.
- 4) des elektrischen Stroms erhöht sich der elektrische Wirkungsgrad des Stacks.
- 5) des Volumenstroms reduziert sich die Brennstoffumsetzung und erhöht sich die Wärmetauscherleistung.

Neben den ermittelten Zielgrößen wird die elektrochemische Impedanzspektroskopie (EIS) dazu verwendet, die imaginäre über der realen Impedanz darzustellen. Aus dem EIS-Spektrum sind der ohmsche Widerstand und der Polarisationswiderstand ablesbar. Aufgrund der Komplexität des Impedanzgraphen, kann nicht unter verschiedenen Verlustmechanismen unterschieden werden. Um diese Lücke zu schließen, wird die Distribution of Relaxation Times (DRT) verwendet. Neben der EIS wird die daraus abgeleitete DRT zur Darstellung verschiedener Verlustmechanismen verwendet. Die Darstellung hierzu ist meist ein Diagramm, in dem die Verluste  $G(\tau)$  in Abhängigkeit der Relaxationszeit dargestellt und unterschieden werden können. Zur Quantifizierung der Effekte bei verschiedenen Frequenzen, wird das kontinuierliche Spektrum innerhalb verschiedener Frequenzbänder dargestellt (siehe Abbildung 1). Die Werte aus dem kontinuierlichen Spektrum wurden innerhalb der Frequenzbänder mit Hilfe des sog. Root-Mean-Square-Mittelwert berechnet. Hierzu wurde das Oktavspektrum verwendet, um die Veränderungen zu quantifizieren.

Abbildung 1: DRT-Spektren und Frequenzbänder



<b>fu</b>	<b>fm</b>	<b>fo</b>
<b>0.18</b>	0.25	0.35
<b>0.35</b>	0.5	0.7
<b>0.7</b>	1	1.4
<b>1.4</b>	2	2.8
<b>2.8</b>	4	5.6
<b>5.6</b>	8	11.2
<b>11.2</b>	16	22.4
<b>22.4</b>	31.5	44.7
<b>44.7</b>	63	89.1
<b>89.1</b>	125	177.8
<b>177.8</b>	250	354.8
<b>354.8</b>	500	707.9
<b>707.9</b>	1000	1412.5

Daraus lässt sich ableiten, welche Verlustmechanismen durch die Veränderung der Faktoren beeinflusst werden.

Der Versuchsplan besteht aus fünf Faktoren, die in einem speziellen Versuchsplan integriert wurden. Hierzu wurden die Luftzahl ( $\lambda \in \{2.0, 2.5\}$ ), der trockene Brennstoffvolumenstrom ( $\dot{V}_B \in \{2.5, 3.5\}$  NI/min) sowie die Stacktemperatur ( $T_S \in \{750, 775\}$  °C) auf zwei Ebenen variiert. Kombiniert zu einem vollfaktoriellen Versuchsplan ergibt das acht verschiedene Versuchsdurchführungen. Wird ein weiterer Faktor hinzugefügt, verdoppelt sich die Anzahl von Versuchen, was aufgrund zeitlicher Ressourcen vermieden werden soll. Bei der Simulation der gleichen Versuchsparameter ergibt die Auswirkung der Dreifachwechselwirkungen (3FWW) auf die Zielgrößen eine vernachlässigbare Auswirkung. Aus diesem Grund wird die 3FWW verwendet, um einen weiteren Faktor, die Wasserstoffbeimischung ( $\sigma_{H_2} \in \{10, 20\}$  vol.-%). Der fünfte Faktor, die Stromstärke, wurde in mehreren Stufen untersucht, wodurch eine Auswertung ohne eine Vermengung mit diversen Wechselwirkungseffekten möglich ist.

Für die Auswertung wurden für alle Faktoren mit Bezug auf die Zielgrößen eine ANOVA-Analyse durchgeführt, um wahre von scheinbaren Effekten zu unterscheiden sowie die Signifikanz des Faktors auf die Zielgröße zu bestimmen. Anschließend wurden die Effekte quantifiziert und tabellarisch dargestellt. ANOVA ist eine Analyse der Varianzen der Versuchsergebnisse. Zum einen gibt es eine Variation zwischen den Gruppen (Faktoreffekte) und die Variation innerhalb der Gruppe (Rauschen). Mit Hilfe der ANOVA wird anhand der verschiedenen Varianzen ermittelt, welcher Faktor eine wirkliche Veränderung hervorruft und welcher nicht.

Hierzu werden vier verschiedene Werte berechnet: Die Summenquadrate, die Freiheitsgrade, das F-Verhältnis und der p-Wert. Die wichtigsten Größen sind der F-Wert und der p-Wert. Der F-Wert bzw. F-Verhältnis wird berechnet, indem die Teilvarianz eines Faktors durch den Erwartungswert der Restvarianz geteilt wird. Ist das Verhältnis deutlich größer als 1, ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass es sich um einen wahren Effekt handelt. Der p-Wert gibt dabei die Irrtumswahrscheinlichkeit an. Der p-Wert gibt an, mit welcher Wahrscheinlichkeit es sich bei der Änderung des Faktors auf die Zielgröße um einen Zufall handelt. Deshalb wird üblicherweise ein p-Wert von unter 0,05 als Indikator für einen signifikanten Effekt angesehen.

Die Nullhypothese für alle untersuchten Faktoren ( $T_S, \lambda, \dot{V}_B, c_{H_2}, i$ ) ist, dass keiner einen Effekt auf die Veränderung der Zielgrößen ( $U_S, \eta_{el}, FU, OU, P_L, H_A, \dot{Q}_{HE}$ ) hat. Die Irrtumswahrscheinlichkeit wurde auf 5% festgelegt.

#### 4.1.2. Instationärer SOEC-Betrieb

Um den SOEC-Betrieb instationär zu optimieren, wurden wie im SOFC-Betrieb verschiedenen Betriebsbedingungen für die Dampfelektrolyse statisch untersucht. Die optimierten Parameter bilden einen optimalen Arbeitspunkt, der anschließend zur Untersuchung des rSOC-Betriebs verwendet wird.

Die für die Untersuchung variierten Parameter ist der Wasserdampfanteil  $c_{H_2O}$  in mol-%, der Luftvolumenstrom  $\dot{V}_L$  NI/min, die Luftauslasstemperatur  $T_{L,a}$  in °C, der Dampfvolumenstrom  $\dot{V}_{B,H_2O}$  in NI/min sowie die Stromdichte  $i$  in mA/cm<sup>2</sup>. In den Stacks wird neben Wasserdampf auch Wasserstoff eingeleitet, das reduziert die Aktivierungsverluste des Elektrolyseurs nachweislich und erhöht somit die elektrische Effizienz. Optimiert wird hier anschließend der Wasserdampfanteil, der die höchste elektrische Effizienz erzeugt. Weiterhin wird der Luft- und Brennstoffvolumenstrom variiert, um zum einen die Kühlung des Stacks und zum anderen die Dampfumwandlungsrate (engl. „Steam Conversion Rate“) SCR zu optimieren. Höhere Temperaturen erhöhen die Spannung, was eine höhere elektrische Effizienz erzeugt. Weiterhin erhöhen sich dadurch die Betriebsparameter im Hinblick auf die benötigte Leistung zum Betrieb der SOEC signifikant. Hier wird anschließend abgewogen, welche Optimierung im Zusammenhang mit Plus-Energie-Quartieren sinnvoll ist.

Die variierten Versuchparameter sind in Tabelle 1 dargestellt. Die restlichen Versuchparameter konnten anhand der restlichen Größen berechnet werden.

Tabelle 1: Untersuchte Betriebsparameter für die stationäre SOEC-Optimierung.

Versuchsparameter	Einstellung	Einheit
Gesamtvolumenstrom $\dot{V}_B$	8.56, 9.63, 10.88, 12.83, 14.50, 17.40	NI/min
Wasserdampfanteil $c_{H_2O}$	<b>50, 60, 70, 80, 90</b>	<b>mol-%,</b>
Wasserstoffanteil $c_{H_2}$	50, 40, 30, 20, 10	mol-%,
Volumenstrom $\dot{V}_{B,H_2O}$	<b>7.7, 8.7</b>	<b>NI/min</b>
Volumenstrom $\dot{V}_{B,H_2}$	0.97, 1.93, 2.18, 3.73, 5.80, 8.70	NI/min
Luftauslasstemperatur $T_{L,a}$	<b>785, 795, 810, 835</b>	<b>°C</b>
Luftvolumenstrom $\dot{V}_L$	<b>10, 15, 20</b>	<b>NI/min</b>
Stromdichte $i$	<b>50, 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800</b>	<b>mA/cm<sup>2</sup></b>

Die für die Auswertung verwendeten Zielgrößen sind die elektrische Spannung  $U_S$ , die Stack-Abwärme  $\dot{Q}_S$ , die Dampfumwandlungsrate (engl. „Steam Conversion Rate“)  $SCR$  sowie die elektrische Effizienz  $\eta_{el}$ . Während die  $U_S$  eine direkte Messgröße ist, sind alle weiteren Zielgrößen aus Messwerten berechnete Größen. Die Stack-Abwärme wird über die Gesamtleistung  $P_{el} = U_S \cdot i \cdot A_{cell}$  und die elektrische Effizienz  $\eta_{el}$  berechnet (siehe Gleichung [1]).

$$\dot{Q}_S = P_{el}(1 - \eta_{el}) \quad [1]$$

Die elektrische Effizienz kann mit Hilfe der Gibbs-Enthalpie von Wasserstoff  $\Delta G$ , von  $SCR$ , dem Molfluss von Wasserdampf am Eintritt  $\dot{n}_{H_2O}$ , sowie der elektrischen Leistung über Gleichung [2] berechnet werden.

$$\eta_{el} = \frac{\Delta G \cdot \dot{n}_{H_2O} \cdot SCR}{i \cdot A_{cell} \cdot U_S} \quad [2]$$

Die Dampfumwandlungsrate  $SCR$  kann mit Hilfe des elektrischen Stroms  $i$ , der Faraday-Konstante  $F$  sowie dem Molfluss von Wasserdampf  $\dot{n}_{H_2O}$  am Eintritt bei Normbedingungen über den Zusammenhang in Gleichung [3] berechnet werden.

$$SCR = \frac{i \cdot A_{cell}}{2 \cdot F \cdot \dot{n}_{H_2O}} \quad [3]$$

Für die Auswertung wurde analog zur Untersuchung des SOFC-Betriebs eine ANOVA-Analyse durchgeführt.

### **4.1.3. Instationärer reversibler Betrieb**

Analog zum instationären SOEC-Betrieb erfolgt die Bewertung instationärer rSOC-Betriebsweisen über statisch definierte und reproduzierbare Betriebspunkte, da schnelle dynamische Regelvorgänge in der Laborumgebung durch Trägheiten der Peripherie wie Temperaturführung, Gasvorwärmung und Dampferzeugung eingeschränkt sind. Es wurden daher rSOC-Betriebsbedingungen wie Dauer, Stromdichte, Temperaturen, Gaszusammensetzung und Umschaltprofil festgelegt und deren Einfluss auf Performance und Degradation experimentell bestimmt und dokumentiert.

Die Degradationsuntersuchungen wurden an einer kommerziell verfügbaren, elektrolytgestützten Einzelzelle mit 16 cm<sup>2</sup> aktiver Fläche durchgeführt. Die Bruttoversuchszeit von mehr als 950 h umfasst neben den in Tabelle 2 zusammengefassten Betriebspunkten auch Anfahr-, Übergangs- und Stabilisationsabschnitte. Die in der Tabelle dargestellten drei Hauptphasen entsprechen einer Netto-Betriebszeit von 856 h. Alle Versuche wurden bei einer Ofentemperatur von 800 °C durchgeführt.

#### **Prüfstands Aufbau und Prüfling**

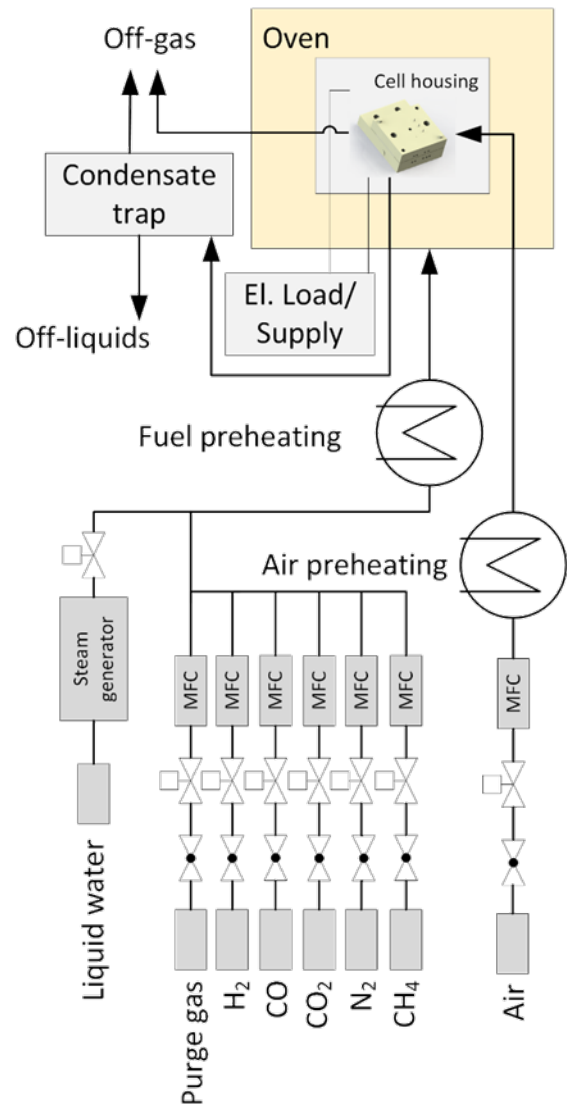
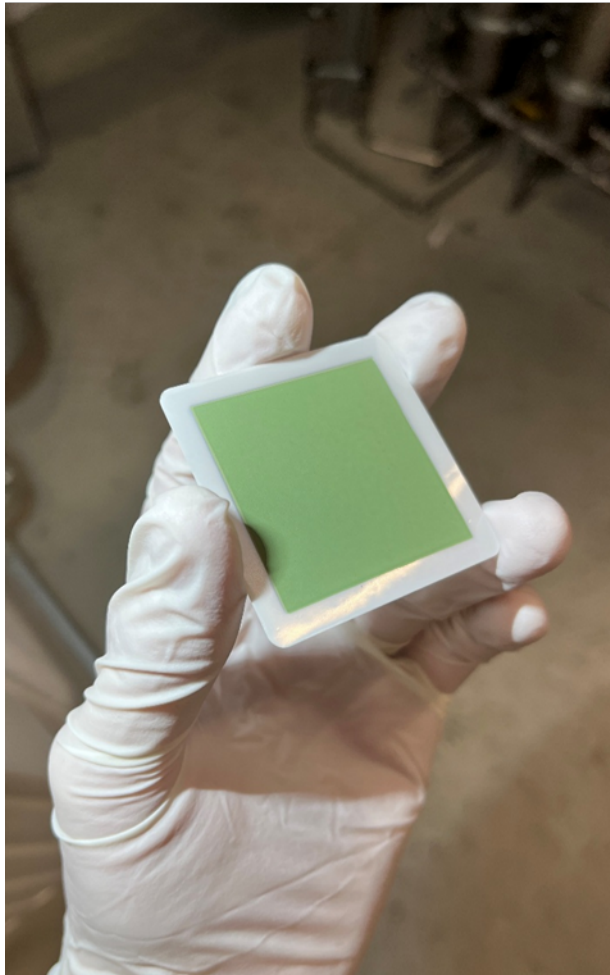
Als Prüfling wurde eine kommerziell verfügbare 4 × 4 cm<sup>2</sup> elektrolytgestützte Einzelzelle mit einer aktiven Fläche von 16 cm<sup>2</sup> eingesetzt. Die Zelle besitzt eine ScSZ-Elektrolytstütze mit nominal etwa 150 µm sowie eine mehrlagige Luft-Elektrode aus LSM und LSM-GDC und eine Wasserstoff-Elektrode basierend auf Ni-YSZ. Die Kontaktierung erfolgte über Ni-Netze auf der Brennstoffseite und Pt-Netze auf der Luftseite. Die Zelle wurde im Co-Flow betrieben.

Die Zelle wurde in einem keramischen Zellgehäuse montiert. Die Abdichtung erfolgte über Alumina-Schaum zwischen Luftseiten Rahmen und Luftseiten Platte sowie über eine Glas Pulver Dichtung zwischen Zelle und Luftseiten Rahmen. Zur Sicherstellung reproduzierbarer Kontaktverhältnisse wurde eine pneumatische Last von etwa 1 kgf cm<sup>-2</sup> über eine Edelstahlstange aufgebracht.

Das Zellgehäuse wurde in einem Ofen bei 800 °C betrieben und mit vorgeheizten Gasen versorgt. Die Gasvolumenströme wurden über thermische Massdurchflussregler geregelt. Wasserdampf wurde über einen kontinuierlichen Dampfgenerator bereitgestellt, der mit deionisiertem Wasser über eine Dosierpumpe gespeist wird. Nachgeschaltet wurde eine Kondensationseinheit zur Gastrocknung eingesetzt. Die Ofen- und Gehäusetemperaturen wurden über Thermoelemente vom Typ N überwacht. Die elektrische Anbindung erfolgte über eine Leistungselektronik, die sowohl den Betrieb als Stromquelle im Elektrolysebetrieb als auch als Stromsenke im Brennstoffzellenbetrieb abbilden kann.

Zur Sicherstellung stabiler Randbedingungen wurden die Reaktantenströme so gewählt, dass die Reaktantenumsetzung in allen Phasen konservativ unter etwa 10 % lag. Dadurch werden Konzentrationsgradienten und Brennstoffmangel vermieden und konstante Randbedingungen für trendbasierte Degradationsanalysen geschaffen.

Abbildung 2: Prüfling und Versuchsaufbau für die rSOC-Untersuchungen. Links ist die verwendete  $4 \times 4 \text{ cm}^2$  elektrolytgestützte Einzelzelle dargestellt. Rechts ist das schematische Prüfstandslayout mit Ofen, Gasversorgung, Dampferzeugung und Kondensationseinheit sowie Mess- und Regelkomponenten gezeigt.



### Versuchsprogramm und Betriebsstrategie

Der Langzeittest wurde in drei aufeinanderfolgende Phasen gegliedert, um den Betrieb vor, während und nach dem Umschalten zwischen Elektrolyse- und Brennstoffzellenmodus unter identischen Randbedingungen vergleichen zu können. Als Referenz diente der stationäre Betriebspunkt „Steam el. (300)“, der sowohl vor als auch nach dem reversiblen Betrieb gefahren wurde. Die Reaktanten wurden der Brennstoffelektrode zugeführt, Luft wurde an der Sauerstoffelektrode bereitgestellt.

Der reversible Betrieb EC/FC (300/–150) wurde als 24 h Zyklus ausgeführt und umfasste elf Zyklen. In jedem Zyklus wurde die Zelle 16 h im Brennstoffzellenbetrieb bei  $-150 \text{ mA cm}^{-2}$  und anschließend 8 h im Elektrolysebetrieb bei  $300 \text{ mA cm}^{-2}$  betrieben. Die zeitliche Aufteilung wurde so gewählt, dass der im Elektrolyseabschnitt erzeugte Wasserstoff im nachfolgenden Brennstoffzellenabschnitt bilanziell umgesetzt werden kann. Eine Zusammenfassung der Betriebsbedingungen ist in Tabelle 2 ersichtlich.

Tabelle 2: Betriebsphasen und Setpoints des rSOC Langzeittests mit Referenzphasen in der Dampfelektrolyse vor und nach dem reversiblen EC/FC Wechselbetrieb, inklusive Gaszusammensetzung, Volumenströmen, Stromdichten und Ofentemperatur.

Bezeichnung	Dauer in h	H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> O	Reaktanten in slpm	Luft in slpm	Stromdichte in mA/cm <sup>2</sup>	Ofentemperatur in °C
Steam el. (300)	300	20/80	0.75	1.2	300	800°C
EC/FC (300/-150)	256	50/50	0.75	1.2	300/-150	800°C
Steam el. (300)	300	20/80	0.75	1.2	300	800°C

### Mess- und Auswertemethodik

Zur Diagnose wurden kontinuierlich Zellspannung, Temperaturmesspunkte am Zellgehäuse auf Brennstoff- und Luftseite sowie Gas Ein- und Auslassgrößen erfasst. Ergänzend wurden elektrochemische Impedanzspektroskopie Messungen (EIS) im Abstand von zwei Stunden durchgeführt. Optional wurde eine Total Harmonic Distortion Analyse (THD) zur objektiven Datenqualitätsprüfung eingesetzt.

Die EIS-Messungen wurden mit 4 % Wechselstrom-Amplitude um den jeweiligen Gleichstrom-Arbeitspunkt durchgeführt. Pro Dekade wurden 40 Punkte im Frequenzbereich von 20 kHz bis 0.05 Hz aufgenommen. Zur Kennwertbildung wurde der ohmsche Widerstand  $R_s$  als hochfrequenter Achsenschnitt und der totale Widerstand  $R_t$  als niederfrequenter Achsenschnitt bestimmt. Der Polarisationswiderstand ergibt sich aus [4]:

$$R_p = R_t - R_s \quad [4]$$

Zur Prozesszuordnung wurden die Impedanzdaten zusätzlich mittels DRT-Auswertung analysiert. Niederfrequente Beiträge werden typischerweise diffusions- und gastransportlimitierten Prozessen zugeordnet, hochfrequente Beiträge reflektieren Transport- und Kontaktprozesse. Für die Trendbewertung werden Degradationsraten als lineare OLS-Steigungen innerhalb der jeweiligen Langzeitphase angegeben. Zur Minimierung früher Relaxations- und Einschwingeffekte erfolgt die Auswertung über die letzten 150 h des jeweiligen Phasenabschnitts. Im Wechselbetrieb werden Trends und Steigungen getrennt für SOEC- und SOFC-Segmente bestimmt, um die zwei Arbeitspunktniveaus nicht zu vermischen.

## 4.2. Methodik der Systemregelung

Der Betrieb von bestehenden Prüfständen am Institut für Wärmetechnik zeigte insbesondere bei der Temperaturregelung ein Problem: Obwohl zunächst sogar nur Stationärpunkte am Prüfstand abgefahren wurden, regten bereits kleine Betriebspunktänderungen zwischen den Stationärpunkten das Gesamtsystem zu deutlichen Temperaturschwingungen mit Änderungsraten über den zulässigen Werten für rSOC-Zellen an. Eine reine PID-Parameteranpassung ist nicht zielführend, da diese

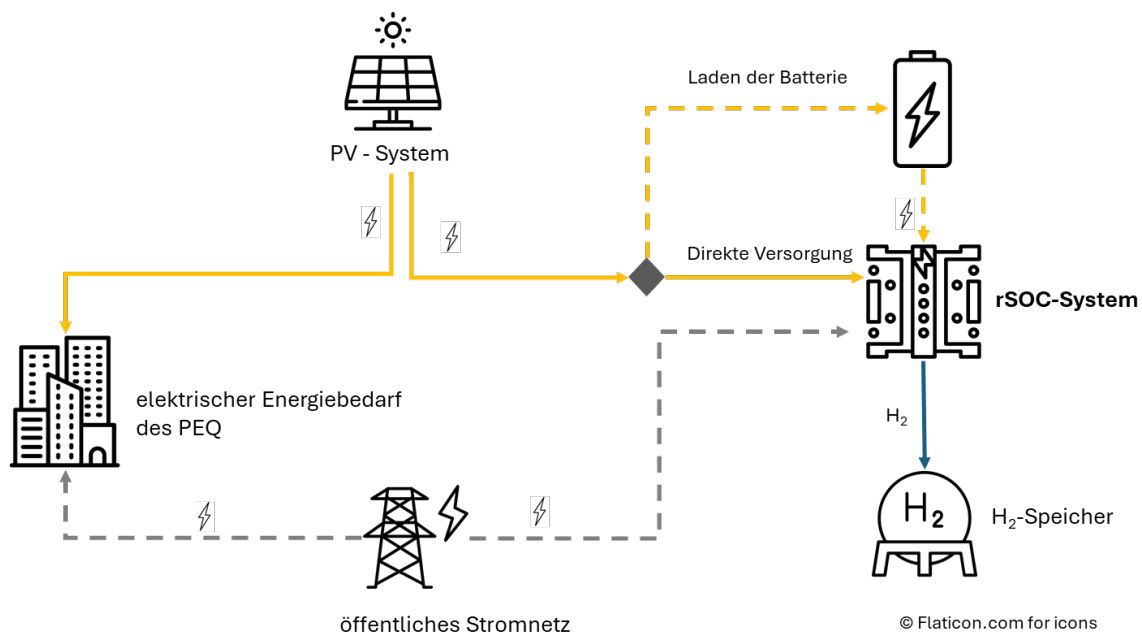
Reglerstruktur prinzipbedingt nicht für diese Regelungsaufgabe geeignet ist. Daher wurde zunächst ein Modell der Regelstrecke entworfen, anhand von Messdaten validiert und ein geeignetes Regelkonzept ausgewählt.

Bei der Modellierung der Regelstrecke (mit der Eingangsgröße Heizleistung und der Ausgangsgröße Luft-Austrittstemperatur) hat ein erster Identifikationsversuch basierend auf Messdaten auf ein System 4. Ordnung hingewiesen (PT4-Verhalten). Eine ausführliche Literaturrecherche zur Modellierung von SOFC zeigte, dass die meisten in der Literatur beschriebenen Modelle aufgrund einer Ortsdiskretisierung in ein oder zwei Dimensionen für regelungstechnische Anwendungen eine zu hohe Ordnung aufweisen. Einige wenige weitere Modelle aus der Literatur konnten bei einem anschließenden Validierungsversuch mit weiteren Messdaten nicht überzeugen, die ursprünglich identifizierte PT4-Regelstrecke zeigte aber eine qualitativ und quantitativ gute Übereinstimmung zwischen simulierter und gemessener Luft-Austrittstemperatur im SOFC-Betrieb. Im SOEC-Betrieb zeigte sich aber, dass die Wirkung der Verlustleistung auf die gemessene Luft-Austrittstemperatur nicht einmal vom Vorzeichen her richtig abgeschätzt werden konnte. Eine weitere Literaturrecherche speziell zur Modellierung von SOEC konnte keine Erklärung liefern, wäre allerdings ein interessanter Punkt für zukünftige Forschungen.

### **4.3. Methodik der technoökonomischen Bewertung**

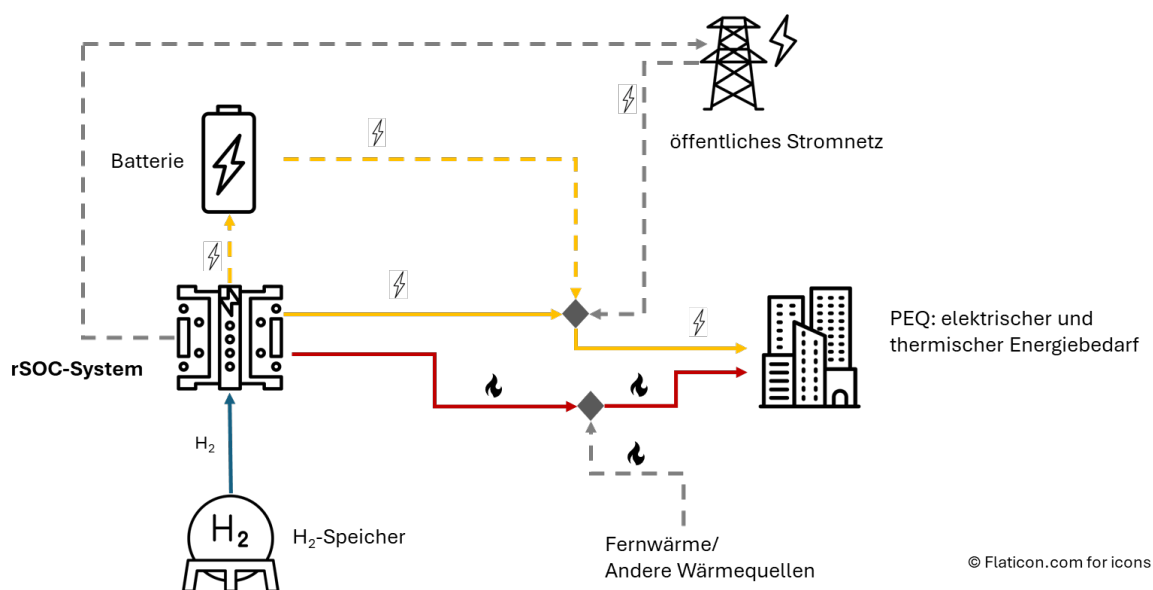
Es wurde davon ausgegangen, dass das rSOC-System in ein übergeordnetes Energieversorgungssystem integriert ist. Das bedeutet, dass das rSOC-System nicht allein für die gesamte Energieversorgung des PEQ verantwortlich ist. Darüber hinaus lag der Schwerpunkt auf dem saisonalen Betrieb. In den Sommermonaten arbeitet das rSOC-System daher ausschließlich als Elektrolyseur und in den Wintermonaten als Brennstoffzelle. Grundsätzlich wird in beiden Jahreszeiten der von der PV erzeugte Strom zunächst zur Deckung des Strombedarfs des PEQ verwendet. Im Elektrolyseurmodus (siehe Abbildung 3) wird der zusätzliche PV-Stromüberschuss zum Betrieb des Elektrolyseurs verwendet. Dadurch wird erneuerbare Energie in Form von Wasserstoff für die saisonale Nutzung gespeichert.

Abbildung 3: Schematische Darstellung des SOEC-Betriebs



Während der Wintermonate wird der gespeicherte Wasserstoff durch das rSOC-System wieder in Strom und Wärme umgewandelt. Der erzeugte Strom wird zur Deckung des Strombedarfs des Haushalts verwendet, während die Wärme aus dem rSOC-System für die Heizung und die Warmwasserbereitung genutzt wird (siehe Abbildung 4). Darüber hinaus ist das rSOC mit einer Batterie gekoppelt, um den Betrieb des Systems weiter zu optimieren und den Anteil des für den Betrieb des rSOC-Systems verwendeten Netzstroms zu minimieren.

Abbildung 4: Schematische Darstellung des SOFC-Betriebs



Um die Energieflüsse zwischen den Komponenten (rSOC-System, Batterie, Wasserstoffspeicher, Stromnetz) zu berechnen und die optimale Dimensionierung des Systems für PEQ zu ermitteln, wurde ein Simulationsmodell in Python erstellt. Dieses Modell basiert auf dem sogenannten Haushalts-Infrastruktur- und Gebäudesimulator „hisim“ (Pflugradt 2020). Die jeweiligen Modelle der

Komponenten wurden entsprechend den PEQ-Anforderungen miteinander verbunden und anhand der Erkenntnisse aus den Laborversuchen feingetuned. Der Betrieb des rSOC-Systems wurde anhand von zwei Szenarien untersucht:

- In Szenario I arbeitet das rSOC-System kontinuierlich, unabhängig von PV-Überschuss und Strombedarf des PEQ. Es wird in den Sommermonaten im Elektrolyse-Modus und im Winter im Brennstoffzellen-Modus betrieben. Bei der Dimensionierung des Systems wurde darauf geachtet, dass die Menge des in den Sommermonaten produzierten Wasserstoffs ausreicht, um den Winterbetrieb zu gewährleisten. Um die aus dem öffentlichen Netz bezogene Strommenge für den Betrieb des rSOC-Systems im Elektrolyse-Modus zu minimieren, wurde das System außerdem mit einem Batteriespeicher für den Tag-Nacht-Ausgleich ausgestattet. Im Rahmen des Projekts wurde ebenfalls die optimale Größe des Batteriespeichers im Vergleich zum rSOC-System ermittelt.
- In Szenario II kommen Prognosemethoden zum Einsatz, um den Betrieb des rSOC-Systems zu optimieren. Der Fokus liegt dabei weiterhin auf dem saisonalen Betrieb. Folglich wird das rSOC-System in den Sommermonaten im Elektrolyse-Modus und in den Wintermonaten im Brennstoffzellen-Modus betrieben. Das System wird jedoch nicht durchgehend betrieben, sondern in den Stand-by-Modus versetzt, wenn die Prognosen beispielsweise darauf hindeuten, dass im Elektrolyse-Modus in den folgenden Stunden kein PV-Überschuss zu erwarten ist.

Die rSOC-Einheit verbraucht im Standby-Modus elektrische Energie, beispielsweise zur Aufrechterhaltung der Temperatur, um eine schnelle Reaktivierung zu gewährleisten. Das Modell berücksichtigt Werte aus der Literatur (Mottaghizadeh, et al. 2021), (Tomberg, et al. 2023), wonach 7 % der Nennleistung für den Elektrolyse-Modus und 10 % für den Brennstoffzellen-Modus erforderlich sind.

Im Standby-Betrieb wird der Ladezustand der Batterie anhand vordefinierter Mindest- oder Höchstschwellenwerte bewertet, die abhängig vom rSOC-Modus sind. Auf diese Weise wird die Netzeinspeisung oder der Verbrauch minimiert:

- Minimale Laufzeit: 3h
- Minimale Standby-Zeit: 3 h
- Minimaler Ladezustand des Batteriespeichers im SOEC-Betrieb: 50 %
- Maximaler Ladezustand des Batteriespeichers im SOFC-Betrieb: 90 %
- Energieverbrauch im Standbybetrieb (bezogen auf die Nennleistung)
  - SOEC-Betrieb: 7 %
  - SOFC-Betrieb: 10 %

In Szenario II wird das rSOC-System auf Basis von Prognosen für den Strombedarf und die Stromerzeugung betrieben. Für die Prognose des Strombedarfs wurde ein Modell entwickelt, das Zeitreihenprognosen auf Basis historischer Lastdaten erstellen kann. Mit diesem Modell, das auf einem neuronalen Netzwerk basiert, wurden gute Ergebnisse für den Gesamtenergiebedarf des PEQ erzielt. Zu beachten ist jedoch, dass das Ziel des Projekts nicht darin bestand, die bestmögliche Prognose zu entwickeln, sondern ein Modell zu finden, das ausreichend gute Ergebnisse liefert, um die Forschungsfrage zu beantworten. Zur Ermittlung der Energieerzeugung wurden

Kurzfristprognosen von (GeoSphere Austria 2022) verwendet, um die erwartete PV-Produktion für die nächsten drei Stunden zu berechnen.

Im Brennstoffzellenmodus umfasst der Aktivierungsprozess zunächst die Beurteilung, ob nach Berücksichtigung der vom PV-System gelieferten Energie ein Energiebedarf im PEQ besteht. Wird ein solcher Bedarf festgestellt, der nicht durch die PV-Versorgung gedeckt werden kann, werden die prognostizierte PV-Stromerzeugung und der PEQ-Energiebedarf während der Mindestbetriebsdauer des rSOC-Systems analysiert. Anschließend wird der Anteil der Energie aus dem rSOC-System ermittelt, der direkt vom PEQ genutzt werden kann. Wenn mehr als 75% der vom rSOC-System bereitgestellten Energie ohne zwischengeschaltete Batteriespeicherung direkt vom PEQ genutzt werden können, wird das System aktiviert. Nach der minimalen rSOC-Laufzeit werden der Ladezustand der Batterie und der Energiebedarf des PEQ erneut überprüft. Ist der obere Ladezustand erreicht und benötigt der PEQ keinen Strom aus dem rSOC-System mehr, wird er in den Standby-Modus geschaltet.

Ein ähnlicher Ansatz wird im Elektrolyse-Modus angewendet. Dabei werden der prognostizierte PV-Stromüberschuss und der PEQ-Energiebedarf während der Mindestbetriebsdauer des rSOC-Systems bewertet. Wenn ausreichend PV-Stromüberschuss verfügbar ist und der Elektrolyseprozess mindestens zu 75 % der Mindestlaufzeit nur mit PV-Stromüberschuss (ohne zusätzliche Batterieentladung) betrieben werden kann, wird der Elektrolyse-Modus des rSOC-Systems aktiviert. Sobald die Mindestlaufzeit erreicht ist, wird geprüft, ob die von der PV-Anlage oder der Batterieladung bereitgestellte Überschussenergie ausreicht, um den aktiven Betrieb des rSOC-Systems fortzusetzen. Ist dies nicht der Fall, wird das rSOC-System wieder in den Stand-by-Modus versetzt.

Mithilfe des Modells wurde zunächst eine Parameterstudie durchgeführt und anschließend auf Grundlage des erreichten Autarkiegrades und des erwarteten Kapitalwerts die optimalen Dimensionen des rSOC-Systems ermittelt. Die Ergebnisse wurden mit denen alternativer Technologien verglichen. Darüber hinaus wurde eine umfassende wirtschaftliche Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um jene Parameter zu ermitteln, die einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieses Systems haben, sowie um die Rahmenbedingungen zu bestimmen, die für einen wirtschaftlichen Einsatz des rSOC-Systems notwendig sind.

# 5 Ergebnisse

In diesem Kapitel wurden die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem Projekt CELL4LIFE zusammengefasst. Diese umfassen die Optimierung des instationären Betriebs, im Zuge dessen der Einfluss von Lastwechsel auf die Zell- und Stack-Performance anhand von Laborprüfständen experimentell untersucht wurde. Die Ergebnisse der ML-unterstützten rSOC-Optimierung und -Steuerung zeigen anhand verschiedener Ansätze, wie maschinelles Lernen zur Optimierung und Steuerung von rSOC-Systemen eingesetzt werden kann. Darüber hinaus wurden Regelstrategien, die sich aus dem Prüfstandbetrieb ergeben haben, sowie Betriebsmodelle für den Einsatz von rSOC-Systemen in PEQ entwickelt. Diese wurden technisch und wirtschaftlich bewertet, um die übergeordnete Frage zu beantworten, wie rSOC-Systeme optimal in das Energiesystem von PEQ eingebunden werden können und welchen Beitrag sie zur Steigerung der Autarkie und Resilienz in urbanen Quartieren leisten können. Dadurch steht das Projekt im Einklang mit den strategischen Programmzielen, welche nachhaltige Energiesysteme, die Reduktion der Klimawirkung und die Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit umfassen. Die operativen Programmziele werden ebenfalls wie folgt adressiert:

1. Beitrag zur Entwicklung resilienter und klimaneutraler Städte und Stadtteile mit hoher Ressourcen- und Energieeffizienz, verstärkter Nutzung erneuerbarer Energie träger sowie hoher Lebensqualität: Mithilfe von reversible Hochtemperaturbrennstoffzellen kann Energie langfristig/saisonal in Form von Wasserstoff gespeichert werden, wodurch sie über ein großes Potenzial zur Steigerung der Resilienz sowie zur verstärkten lokalen Nutzung von lokal erzeugter erneuerbarer Energie verfügen.
2. Beitrag zur Optimierung und Anpassung der städtischen Infrastruktur und zur Erweiterung des städtischen Dienstleistungsangebots vor dem Hintergrund fortschreiten der Urbanisierung und erforderlicher Ressourcen- und Energieeffizienz: Die Untersuchung wie rSOC-Systeme optimal in die städtische Energieinfrastruktur sowie in bestehende Energiesysteme integriert werden können, stellt einen wesentlichen Aspekt des Projektes dar.
3. Aufbau und Absicherung der Technologieführerschaft bzw. Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit österreichischer Unternehmen und Forschungsinstitute auf dem Gebiet intelligenter Energielösungen für Gebäude und Städte: Das Forschungsprojekt hat wesentlich dazu beigetragen, dass sowohl die am Projekt beteiligten Unternehmen als auch externe (österreichische) Stakeholder nachhaltig Know-how im adressierten Themenfeld aufbauen konnten.

## 5.1. Optimierung des instationären reversiblen Betriebs

Im Rahmen des Projektes "CELL4LIFE" wurden sowohl einzelne Betriebsmodi als auch der reversible Wechselbetrieb optimiert. Im Folgenden ist der Fokus auf den Wechselbetrieb gelegt. Der Wechselbetrieb erlaubt eine ganzheitliche Systembetrachtung, die eines der Hauptziele des Projektes darstellt. Da dieselben Zellen und Stacks sowohl im Brennstoffzellen- als auch im Elektrolysemodus

betrieben werden, stehen gemeinsame Komponenten und Betriebsbedingungen im Vordergrund und die technologische Einheit des Systems wird auf diese Weise verdeutlicht. Außerdem ist der aktuelle Stand-der-Technik auf die Entwicklung von reversiblen Systemen gerichtet und viele Degradationsmechanismen treten in beiden Betriebsmodi auf oder sind miteinander verknüpft, was eine kohärente Diskussion von Effizienz, Degradation und Lebensdauer ermöglicht. Schließlich ermöglicht die Betrachtung des reversiblen Systems die Analyse der Systemkopplung und Anschlussfähigkeit an Energiesystemanalysen.

### **5.1.1. Spannungsverlauf**

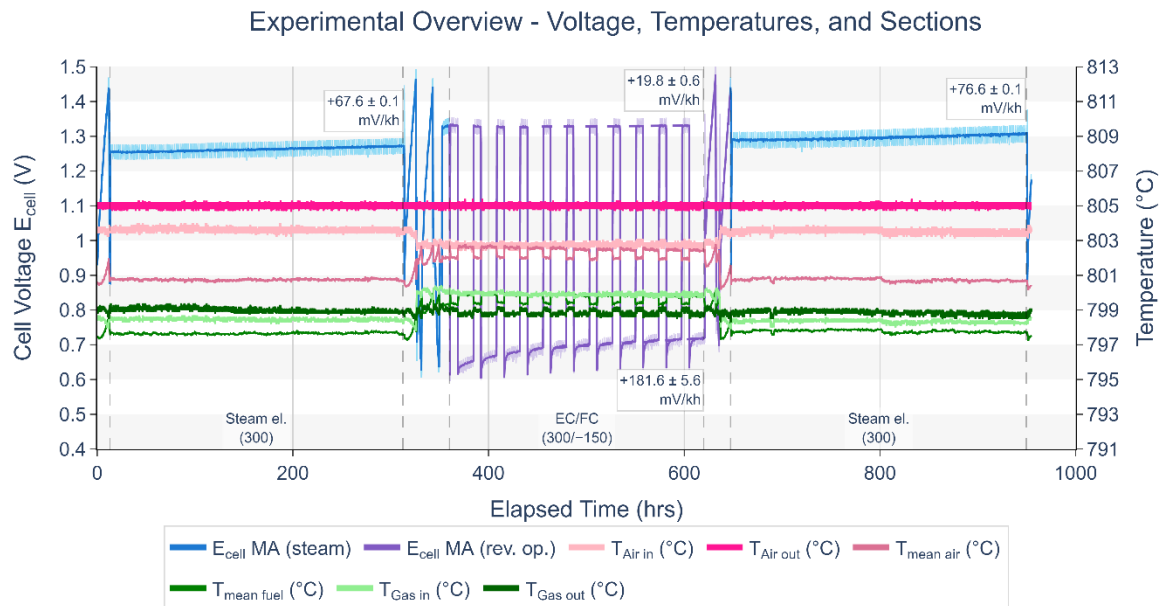
Wie in Abbildung 5 ersichtlich zeigt die Zellspannung im stationären Referenzbetrieb unter Elektrolysebedingungen einen nahezu linearen Anstieg. Die in diesem Abschnitt angegebenen Spannungs- und Widerstandsdegradationsraten wurden als lineare OLS-Steigungen innerhalb der jeweiligen Langzeitphase bestimmt. Zur Minimierung von Relaxations- und Einschwingeffekten wurden die Steigungen über ein definiertes Auswertefenster am Ende der jeweiligen Phase ermittelt, typischerweise über die letzten 150 h. Im reversiblen EC/FC Wechselbetrieb wurde die Trendbildung segmentweise durchgeführt, das heißt getrennt für SOEC- und SOFC-Abschnitte, um die beiden Arbeitspunktniveaus nicht zu vermischen und vergleichbare Steigungen zu erhalten.

Die Steigungen betragen 67.6 mV pro 1000 Stunden im ersten Dampfelektrolyse-Abschnitt und 76.6 mV pro 1000 Stunden im Dampfelektrolyse-Abschnitt nach dem Wechselbetrieb. Während dieser Phasen bleiben sowohl die Temperatur in der Zelle als auch die Temperaturen der einströmenden und ausströmenden Gasströme weitgehend konstant, was auf ein dichtes und thermisch stabiles Setup hinweist.

Im reversiblen Betrieb treten deutlich dynamischere Verläufe auf. Besonders im Brennstoffzellenbetrieb führen thermische Effekte zu einem zyklischen Anstieg der Zellspannung innerhalb jedes einzelnen Zyklus. Im Elektrolysebetrieb fallen die Veränderungen dagegen wesentlich geringer aus. Auffällig ist, dass in den ersten drei bis vier Zyklen eine Verringerung der Zellspannung im Elektrolysemodus beobachtet wurde, was auf eine Verbesserung der Zellperformance hinweist.

Erst in den späteren Zyklen des Versuchsfensters im Wechselbetrieb zeigt sich auch im Elektrolysebetrieb ein Anstieg der Zellspannung. Dieser bleibt jedoch mit rund 19.8 mV pro 1000 Stunden deutlich unter den Steigungen der beiden stationären Dampfelektrolyse-Abschnitte. Dies zeigt, dass die Degradation im Elektrolysemodus während des Wechselbetriebs wesentlich geringer ausfällt als im reinen stationären Betrieb.

Abbildung 5: Zeitlicher Verlauf der Zellspannung und der gemessenen Temperaturen während des mehr als 950 Stunden langen Experiments. Die drei Hauptabschnitte Steam Betrieb – reversibler Betrieb – Steam Betrieb sind farblich hervorgehoben. Die angegebenen Steigungen beziehen sich auf lineare Fits der Zellspannung in den jeweiligen Abschnitten.



### 5.1.2. Analyse der Widerstandverläufe

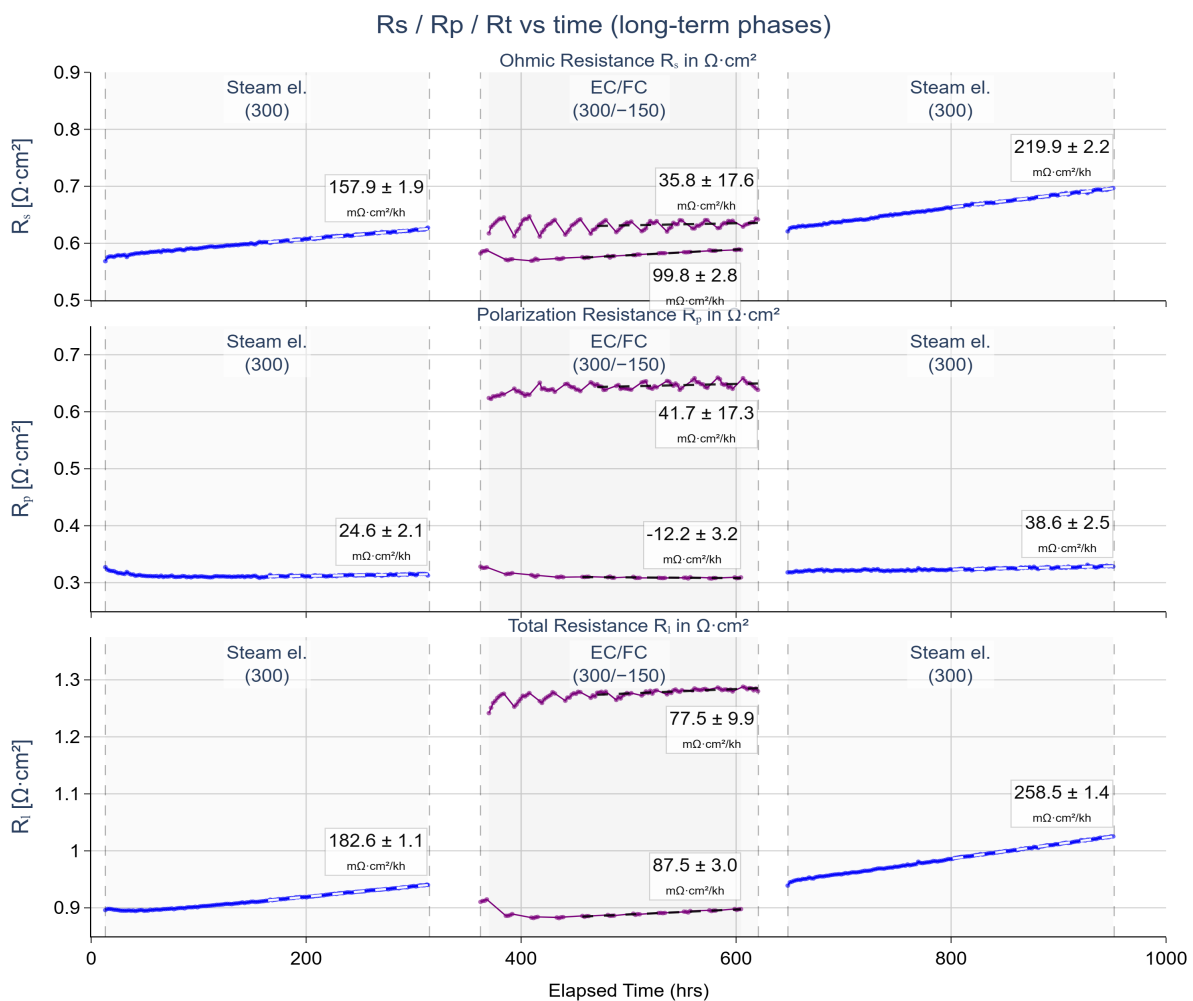
Die Entwicklung der ohmschen, der Polarisations- und der totalen Widerstände liefert ein detailliertes Bild über die mechanistischen Ursachen der beobachteten Spannungsänderungen. Wie in Abbildung 6 ersichtlich dominiert der Anstieg des ohmschen Widerstands über die gesamte Versuchszeit von mehr als 950 Stunden eindeutig gegenüber den Änderungen im Polarisationsanteil. Im ersten Dampfelektrolyse Abschnitt steigt der ohmsche Widerstand mit einer Rate von etwa  $158 \text{ m}\Omega \text{ cm}^2$  pro 1000 Stunden an. Dieser lineare Verlauf stimmt gut mit dem parallelen Anstieg der Zellspannung überein und weist auf einen kontinuierlichen Alterungsmechanismus hin, der vor allem durch Kontaktveränderungen oder durch Veränderungen im elektrolytgestützten Stützmaterial verursacht wird. Die Polarisationsverluste zeigen in diesem Abschnitt nur geringe Änderungen und tragen damit nur in geringem Ausmaß zur Gesamtdegradation bei.

Während des Wechselbetriebs verändert sich das Verhalten deutlich. Im Brennstoffzellenbetrieb treten kurzfristige Schwankungen des ohmschen Widerstands auf, die durch thermische Effekte erklärbar sind. Im Elektrolysebetrieb zeigt sich dagegen ein bemerkenswert stabiler Verlauf. In den ersten Zyklen nimmt der ohmsche Widerstand sogar leicht ab, was auf eine Verbesserung von Kontaktzonen oder auf eine Verbesserung der ionischen oder elektronischen Transportprozesse hindeuten kann. Erst im späteren Verlauf des Versuchs steigt der ohmsche Widerstand im Elektrolysemodus wieder an, allerdings mit deutlich geringerer Steigung als im stationären Betrieb.

Der Polarisationsanteil bleibt während des gesamten Wechselbetriebs nahezu konstant. Die Änderungen betragen lediglich rund  $25 \text{ m}\Omega \text{ cm}^2$  pro 1000 Stunden und liegen damit weit unterhalb der Werte des ohmschen Anteils, welche um den Faktor  $>6$  höher liegen ( $157.9 \text{ m}\Omega \text{ cm}^2/\text{kh}$ ). Dies bestätigt, dass die Degradation der Zelle während des gesamten Experiments überwiegend durch ohmsche Alterungsmechanismen bestimmt wird.

Im abschließenden Dampfelektrolyse Abschnitt setzt sich der Trend der ohmschen Degradation fort, nun jedoch mit einer geringfügig höheren Steigung als zu Beginn des Experiments. Der ohmsche Widerstand steigt in diesem Abschnitt mit rund  $220 \text{ m}\Omega \text{ cm}^2$  pro 1000 Stunden an und liegt damit über dem Wert des ersten Dampfelektrolyse Abschnitts von etwa  $160 \text{ m}\Omega \text{ cm}^2$  pro 1000 Stunden. Dies weist darauf hin, dass nach dem Wechselbetrieb Alterungsmechanismen wirksam wurden, die den ohmschen Anteil weiter ansteigen lassen. Die Polarisationsverluste bleiben dagegen weiterhin gering und zeigen keine strukturellen Veränderungen von vergleichbarer Größenordnung. Insgesamt zeigt die Analyse der Widerstandsverläufe, dass der zeitlich abwechselnde Betrieb zu einer signifikanten Entlastung der Zelle führt. Die ohmschen Verluste wachsen im Wechselbetrieb wesentlich langsamer als im stationären Elektrolysebetrieb, und der Polarisationsanteil bleibt über das gesamte Versuchsfenster hinweg gering. Dies erklärt die reduzierten Spannungsanstiege während des reversiblen Betriebs und verdeutlicht die stabilisierende Wirkung des periodischen Wechsels zwischen Elektrolyse und Brennstoffzellenbetrieb.

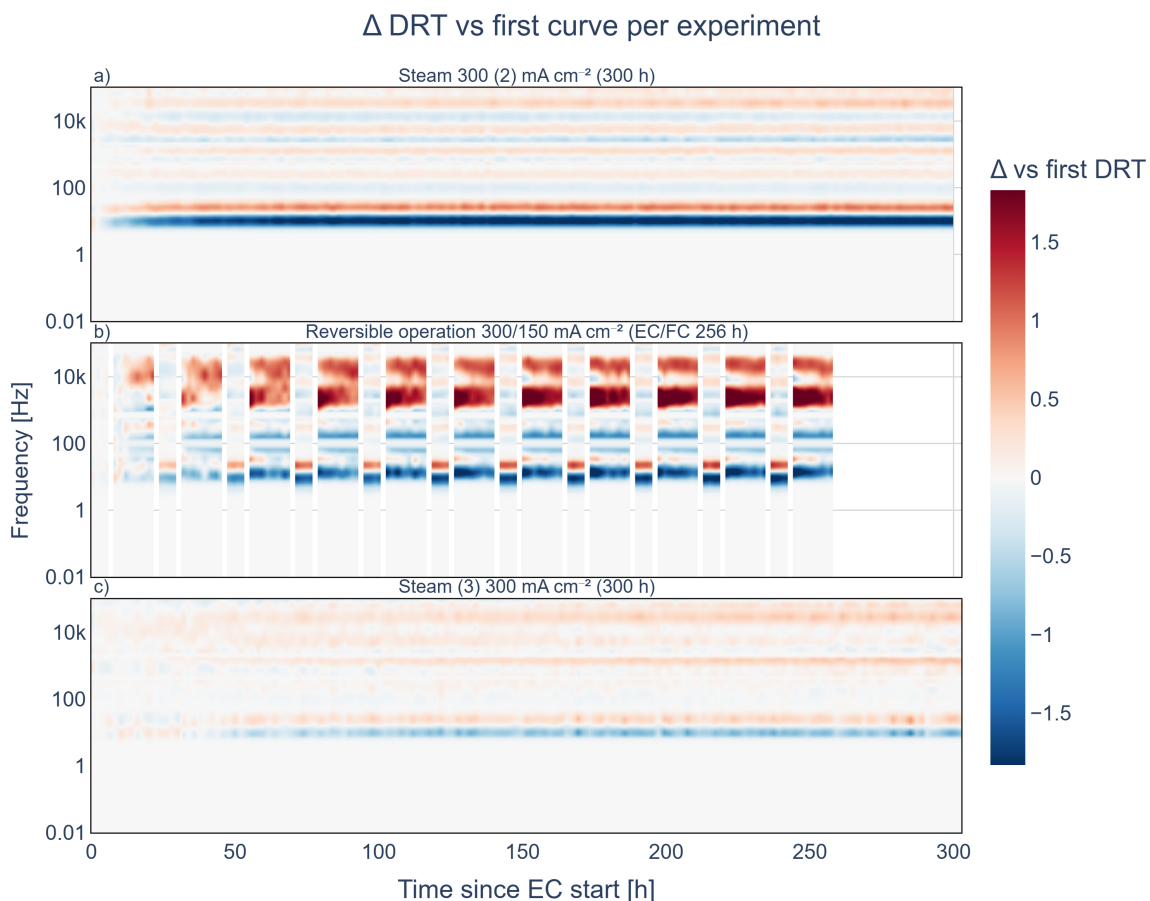
Abbildung 6: Zeitliche Entwicklung der Widerstände  $R_s$ ,  $R_p$  und  $R_t$  während der drei Hauptabschnitte des Experiments. Die Steigungen entsprechen linearen Fits innerhalb der jeweiligen Betriebsphase. Die ohmschen Verluste dominieren über die gesamte Versuchszeit deutlich gegenüber den Polarisationsverlusten.



### 5.1.3. Analyse der Verteilung der Relaxationszeiten (DRT)

Die Analyse der Relaxationszeiten erlaubt eine qualitative Zuordnung der beobachteten Veränderungen zu niederfrequenten, häufig diffusions- und gastransportgeprägten Prozessen sowie zu hochfrequenten Beiträgen, die typischerweise Transport und Kontaktphänomene widerspiegeln. Wie in Abbildung 7 ersichtlich zeigt sich im niederfrequenten Bereich im ersten Dampfelektrolyse Abschnitt eine Verschiebung des dominanten Beitrags zu höheren Frequenzen. Diese Veränderung ist als Kombination aus Abnahme im ursprünglichen Maximum und Zunahme im angrenzenden Bereich erkennbar und wird als Hinweis auf eine Anpassung der gastransportrelevanten Anteile innerhalb der porösen Elektrodenstruktur dokumentiert.

Abbildung 7: Zeitaufgelöste Darstellung der Änderung der Relaxationszeiten relativ zur ersten Messung jedes Abschnitts. (a) Dampfelektrolyse -Betrieb vor dem reversiblen Betrieb, (b) reversibler Betrieb mit abwechselnden Elektrolyse- und Brennstoffzellen Abschnitten, (c) Dampfelektrolyse-Betrieb nach dem reversiblen Betrieb. Niederfrequente Bänder spiegeln diffusionsbegrenzte Prozesse wider, während hohe Frequenzen Transport und Kontaktprozesse repräsentieren.



Während des Wechselbetriebs tritt ein abweichendes Muster auf. In den Brennstoffzellen Segmenten ist vor allem eine Abnahme niederfrequenter Anteile sichtbar, was mit einer Reduktion des relativen Beitrags langsamer Prozesse vereinbar ist. Gleichzeitig tritt im hochfrequenten Bereich um etwa 10 kHz ein wiederkehrendes Feature auf. Die zugrunde liegende Ursache konnte im Projektzeitraum nicht abschließend geklärt werden, weshalb dieses Merkmal nicht mechanistisch

interpretiert wird. Aufgrund seiner Reproduzierbarkeit wird es jedoch als potenzieller Monitoring Indikator für die Zustandsüberwachung im reversiblen Betrieb berichtet. In den Elektrolyse Segmenten fallen die Änderungen insgesamt geringer aus, wobei die stärksten Anpassungen der niederfrequenten Anteile in den frühen Zyklen beobachtet werden.

Im abschließenden Dampfelektrolyse Abschnitt treten erneut niederfrequente Verschiebungen auf, jedoch mit geringerer Ausprägung als zu Beginn des Experiments. Dies deutet darauf hin, dass ein Teil der während des Wechselbetriebs beobachteten Veränderungen im weiteren Verlauf abklingt beziehungsweise sich stabilisiert. Im hochfrequenten Bereich bleiben die Änderungen klein, was mit den weitgehend konstanten Polarisationsbeiträgen vereinbar ist.

## **5.2. ML-unterstützte rSOC-Optimierung und -Steuerung**

Im Projekt CELL4LIFE wurde eine rSOC-Optimierung mit Hilfe maschinellen Lernens durchgeführt und darauf aufbauend eine Steuerung der verschiedenen Parameter in Abhängigkeit des elektrischen Gebäudebedarfs sowie der elektrischen Energieerzeugung über eine gebäudeeigene Photovoltaikanlage vorgeschlagen. Im Vordergrund der Optimierung und Steuerung der Anlage standen die strategischen Ziele aus dem Programm „Stadt der Zukunft“ im Rahmen von open4innovation, die durch ein nachhaltiges Energiesystem, die Reduktion der Klimawirkung, die Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit und die Erhöhung der F&E-Qualität gekennzeichnet sind.

Ein nachhaltiges Energiesystem definiert sich neben der größtmöglichen Verwendung der eigens erzeugten Energie, der Zwischenspeicherung und Rückwandlung der gespeicherten Energie durch die systembezogene schonende Betriebsweise der Anlage, um einen möglichst größten Nutzungsgrad zu erzielen. rSOC-Anlagen sind in dessen Ansprechverhalten langsamer als beispielsweise PEM-Brennstoff- bzw. -Elektrolysezellen und werden im ersten Schritt durch eine, auf Prognosen basierten Steuerung frühzeitig auf den Energiebedarf bzw. die Energieerzeugung schonend betrieben werden. Das verlängert die Wartungsintervalle und damit die Nutzungsdauer der Zellen und des Stacks. In diesem Projekt wurde zur Gewährleistung der Nachhaltigkeit die Prognose von Zeitdaten des Energiebedarfs- und der Energieerzeugung mathematische Modelle des maschinellen Lernens verwendet. Diese Algorithmen lernen aus Verbrauchs- und Erzeugungsdaten der Vergangenheit und prognostizieren die mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwartenden Lastkurven. Mit diesen Kurven wird das System frühzeitig auf hohe Auslastungen schon vor dessen Eintreffen auf Betriebspunkte hochgefahren.

Diese Betriebspunkte ergeben sich durch eine statische Optimierung des SOFC- oder SOEC-Betriebs und bilden einen weiteren Kernbestandteil der ML-basierten rSOC-Optimierung. Weiterhin sind sie Teil eines nachhaltigen Energiesystems, weil sie die Belastungsgrenzen der Anlage nicht überschreiten und somit eine lange Nutzungsdauer gewährleisten. Zusätzlich wird der Aspekt der Reduktion der Klimawirkung durch eine Verringerung der Wartungszyklen und durch einen brennstoffsparenden Betrieb adressiert.

Um die optimierten Betriebspunkte im rSOC-Betrieb zu erreichen, sind alle Betriebsparameter (Temperatur, Brennstoff- und Luftvolumenstrom, Wasserstoff- und Wasserdampfkonzentration) in Abhängigkeit des benötigten oder erzeugten elektrischen Stroms dynamisch zu optimieren. Wie bereits oben beschrieben, wird dieses Stromsignal zum Teil durch maschinelles Lernen vorhergesagt.

Da die optimierten Betriebsparameter jedoch nur den Zielzustand darstellen und Betriebspunkte zwischen diesem und dem Leerlauf fehlen, wird in einem weiteren Schritt die sog. Polarisationskurve optimiert. Darin werden alle Betriebsparameter in Abhängigkeit des elektrischen Stroms optimiert, um den Betrieb der Anlage sukzessive in den Zielzustand zu führen. Im letzten Schritt werden neben der dynamischen Optimierung Steuerstrategien abgeleitet, um einen optimalen Betrieb der rSOC-Anlage im PEQ betreiben zu können. Dabei stehen verschiedene Ziele im Vordergrund, die diese Steuerstrategien bilden. Zum einen wird ein dynamischer sowie effizienter Betrieb und zum anderen ein brennstoffschonender Betrieb angestrebt.

Zusammengefasst werden für die ML-unterstützte rSOC-Optimierung und -Steuerung vier Schritte durchgeführt, um einen langlebigen Betrieb der Anlage forcieren und dabei die Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit, Klimaschonung sowie F&E-Qualität erhöht. Im ersten Schritt werden Bedarfs- und Erzeugungsprognosen erstellt, um eine abrupte Änderung der Systemparameter zu verhindern. Im zweiten Schritt werden Betriebspunkte im SOFC- und SOEC-Betrieb nach verschiedenen Zielfunktionen optimiert, um eine Überlastung des Systems zu verhindern. Im dritten Schritt und letzten Schritt wird der dynamische Betrieb optimiert, um vorher optimierten Zielzustände sukzessive zu erreichen. Zusätzlich werden Steuerstrategien anhand der Optimierung abgeleitet, um einen möglichst effizienten Betrieb zu realisieren.

### **5.2.1. Vorhersage von Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen**

rSOC-Systeme sind in deren dynamischen Verhalten unter anderem durch die Aktivierung der elektrochemischen Prozesse oder der Peripheriegeräte wie beispielsweise der Gaserhitzung oder Dampferzeugung eingeschränkt. Eine ungefilterte und abrupte Änderung des elektrischen Stroms kann deshalb zu langfristigen Veränderungen im System führen, die Wartungsintervalle verkürzen und dadurch einen erheblichen finanziellen Schaden verursachen. Um dies zu umgehen kann zum einen Netzstrom für die Versorgung des PEQ verwendet werden, was sich jedoch negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Des Weiteren ist es möglich Vorhersagen der zu erwartenden Lastkurven zu verwenden, um eine frühzeitige Anpassung der Betriebsparameter zu ermöglichen. Im ersten Schritt der rSOC-Optimierung werden zur Prävention von Systemschäden deshalb Vorhersagen mit Hilfe des maschinellen Lernens erzeugt, um frühzeitig das System auf zukünftige Ereignisse hochzufahren. Um eine geeignete Prognose der elektrischen Erzeugung einer PV-Anlage sowie des elektrischen Bedarfs zu erhalten, wurden generische Daten eines Plusenergiequartiers, in Trainings-, Validierungs- und Testdatensätze aufgeteilt, mit Hilfe verschiedener Modelle trainiert, Vorhersagen gemacht und anschließend deren Vorhersagegenauigkeit gegenübergestellt. Die daraus gewonnenen Ergebnisse wurden mit echten Messdaten aus einer mittelgroßen Energiegemeinschaft validiert.

Es wurden in Summe acht verschiedene Modelle getestet, worunter zwei Basismethoden, die lineare Regression, Entscheidungsbäume, die k-Nachbarn-Methode, die support vector regression (SVR), dense layer Neuronale Netze (DNN) und convolutional Neuronale Netze (CNN) zählen. Für den Vergleich der jeweiligen Modelle wurden sogenannte Leistungswerte festgelegt. Zum einen handelt es sich um die Wurzel des quadrierten Fehlers aus Soll- und Ist-Werten (Root Mean Squared Error – RMSE) und zum anderen um den Mittelwert des Betrags des Fehlers (Mean Absolute Error). Letzterer wird sowohl in der Einheit kWh als auch in % mit Bezug zum Maximalwert errechnet. In Tabelle 3 sind die Ergebnisse tabellarisch für die Stromerzeugung und den Stromverbrauch dargestellt. Es ist zu erkennen, dass Entscheidungsbäume die geringsten und beide Basismethoden die größten Fehlerwerte erzeugen.

Tabelle 3: Vergleich der Prognosemodelle für die Erzeugung und den Verbrauch elektrischen Stroms mit Hilfe des Root Mean Squared Error (RMSE) in kWh, des Mean Absolut Error (MAE) in kWh und % basierend auf generischen Daten eines Plusenergiequartiers.

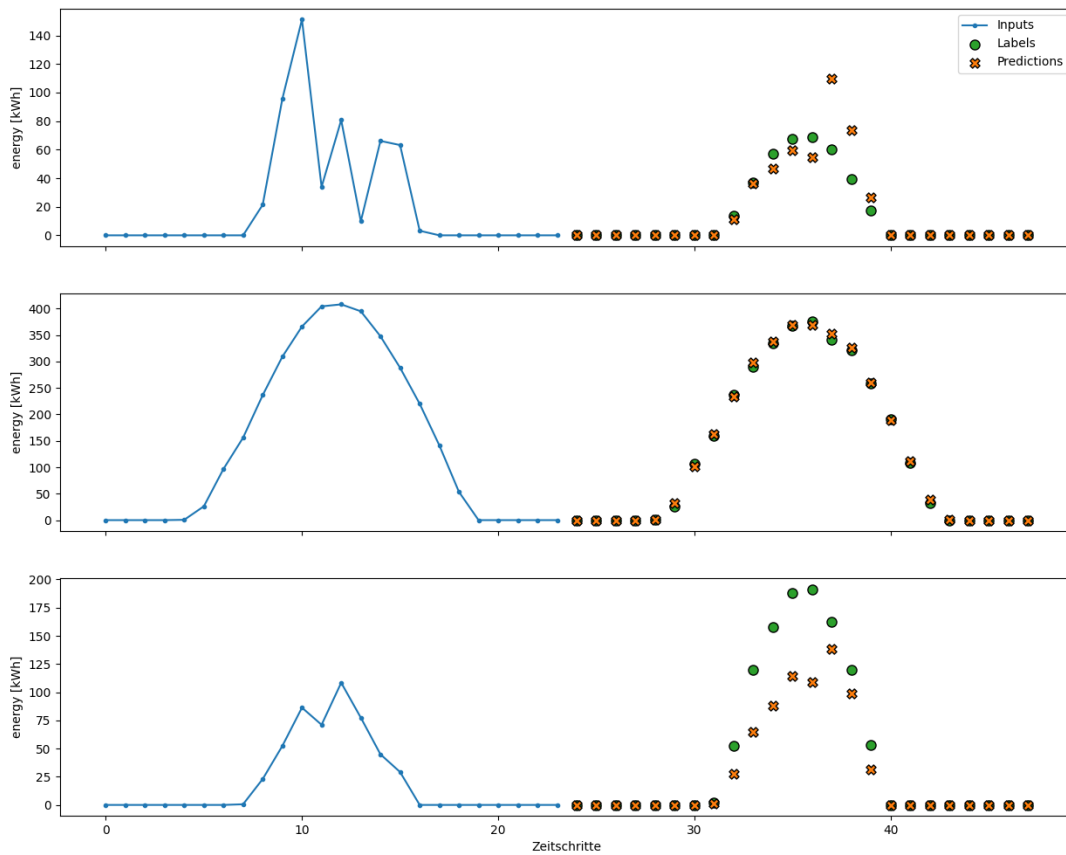
	Baselinemethode 1	Baselinemethode 2	Lineare Regression	Entscheidungsbäume	k-Nachbarn	Support vector regression (SVR)	Dense Layer NN	Convolutional NN
Erzeugung RMSE in kWh	269.7	259.4	51.3	<b>27.0</b>	38.8	56.2	56.9	71.9
Erzeugung MAE in kWh	212.0	201.5	28.7	<b>11.8</b>	17.9	30.5	37.9	61.9
Erzeugung MAE in % (Bezug auf Maximum)	43.5	41.3	5.9	<b>2.4</b>	3.7	6.3	7.8	12.7
Verbrauch RMSE in kWh	7.4	6.8	1.7	<b>1.1</b>	1.3	1.8	0.7	0.8
Verbrauch MAE in kWh	5.8	5.2	0.9	<b>0.3</b>	0.4	0.9	0.4	0.5
Verbrauch MAE in % (Bezug auf Maximum)	37	33	6	<b>2</b>	3	6	3	3

In Abbildung 8 ist darüber hinaus die Vorhersage über die Entscheidungsbäume für drei Beispieltage zu erkennen. Dabei sind in blau die Erzeugung des vorangegangenen Tages, in grün die tatsächlichen Werte des Folgetages und in orange die Prognoseergebnisse über der Zeit dargestellt. Für den ersten Beispieltag ist zu erkennen, dass die Vorhersage von der elektrischen Erzeugung den tatsächlichen Werten anfangs folgt, dann jedoch immer stärker von diesen abweicht. Für den zweiten Beispieltag sind die Vorhersage und die tatsächlichen Werte annähernd identisch. Am dritten Beispieltag weicht die Vorhersage wieder stark von den tatsächlichen Werten ab. Im Mittel ist die Vorhersage der Erzeugung für den Test-Datensatz mit einer mittleren absoluten Abweichung von 2.4 % zu benennen (siehe Tabelle 3). Die Verbrauchsdaten können mit einem mittleren absoluten Fehler von 2.0 % vorhergesagt werden. Diese Ergebnisse konnten mit echten Messdaten einer mittelgroßen Energiegemeinschaft validiert werden, wobei Entscheidungsbäume die beste Methode der Vorhersage darstellten.

Als Ergebnis der Vorhersage der Erzeugungs- und Verbrauchsdaten mit Hilfe der Entscheidungsbäume kann hervorgehoben werden, dass grundsätzlich gute Werte erreicht werden und sich der Fehler in einem angemessenen Rahmen befindet. Der Zeitpunkt, ab wann der morgendliche Beginn einer elektrischen Erzeugung erwartet wird, ist identisch mit den tatsächlichen Werten. Das Modell kann somit in die prädiktive Regelung eingebunden werden, wodurch starke Lastsprünge und dadurch hervorgerufene schädigende Betriebszustände vermieden werden. Unterschiede, die sich im Tagesverlauf ergeben, werden durch eine Batterie im System gedämpft, das wiederum starke Lastspitzen reduziert. Als weitere Maßnahme zur Reduktion der Überlastung

des Systems, werden im nächsten Kapitel die Ergebnisse der Optimierung des rSOC-Betriebs auf statische Betriebspunkte dargestellt.

Abbildung 8: Prognosen zur elektrischen Erzeugung in kWh an drei Beispieltagen. In blau die Erzeugung des vorangegangenen Tages, in Grün die tatsächlichen Werte des Folgetages und in orange Prognoseergebnisse des DecisionTreeRegressors von scikit-learn.



### 5.2.2. Optimierung des statischen Betriebs einer rSOC-Anlage

Für die Optimierung der statischen Betriebspunkte im SOFC- sowie SOEC-Betrieb wird ein isothermes rSOC-Modell verwendet, um Daten zu erzeugen, die mit Hilfe von maschinellem Lernen erweiterbar sind und anschließend in einem genetischen Algorithmus (GA) über Zielfunktionen optimiert werden. Die variierten Betriebsparameter sind die elektrische Stromdichte bzw. die elektrische Spannung, die Temperatur, der Brennstoff- sowie Luftvolumenstrom und die Wasserstoffkonzentration. Die Ausgabe ist die elektrische Stromdichte bzw. Spannung und die elektrische Effizienz der Zelle.

Das isotherme rSOC-Modell (Subotić et al., 2020) ist ein validiertes 1D-Simulationsmodell zur Berechnung der elektrischen Stromdichte mit Hilfe der fünf oben genannten Betriebsparameter. Bei dem rSOC-Modell handelt es sich um eine Co-Flow-Simulation, wobei die Strömungsrichtung der Luft und des Brennstoffs in dieselbe Richtung verläuft. Weiterhin wird in der Berechnung der elektrischen Stromdichte bzw. Spannung die Joulesche Wärme vernachlässigt und von einer konstanten Temperatur ausgegangen. Das Simulationsmodell besteht aus 15 Segmenten in Strömungsrichtung, wobei die Berechnungszeit 2.7s betrug. Weiterhin wird für die Berechnung der elektrischen Stromdichte eine Zellfläche von  $A = 80 \text{ cm}^2$  angenommen. In Tabelle 4 sind die variierten

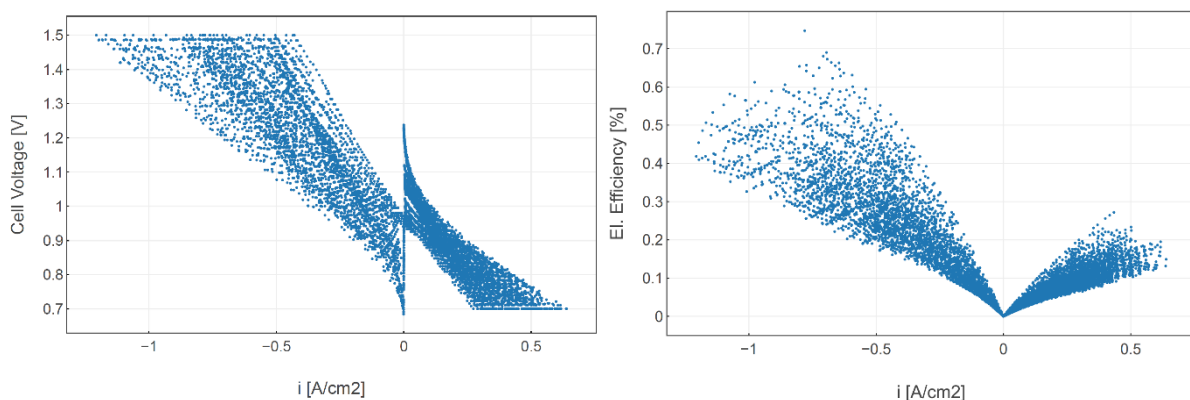
Betriebsparameter und deren Wertebereich tabellarisch dargestellt, um den Datensatz für das Training des neuronalen Netzes zu erzeugen. Dabei wurden insgesamt knapp 500.000 Datenpunkte für den rSOC-Betrieb erzeugt.

Tabelle 4: Versuchsplan für die Erzeugung der Trainingsdaten für das neuronale Netz.

Faktor	Formelzeichen	Werte	Einheit
Wasserstoffkonzentration	$y_{H_2}$	[0.5 2.0 4.0 6.0 8.0 10.0 20.0 30.0 ... 70.0 80.0 90.0 92.0 94.0 96.0 98.0 99.5]	Mol-%
Wasserdampfkonzentration	$y_{H_2O}$	$100 - y_{H_2}$	Mol-%
Temperatur	$T$	[700 710 ... 790 800]	°C
Brennstoffvolumenstrom	$\dot{V}_B$	[1.0 1.1 ... 1.4 1.5]	NI/min
Luftvolumenstrom	$\dot{V}_L$	[3.5 4.0 ... 6.0 6.5]	NI/min
Spannung	$U$	SOEC: [OCV ... 1.5] (N = 52) SOFC: [0.7 ... OCV] (N = 52)	V

Ein Drittel des erzeugten Datensatzes ist in Abbildung 9 dargestellt, wobei die elektrische Spannung in der linken Abbildung und die elektrische Effizienz in der rechten Abbildung für den SOEC- und SOFC-Betrieb dargestellt sind. Es ist zu erkennen, dass die Punkteverteilung für den SOFC-Betrieb ( $i \geq 0 \text{ A/cm}^2$ ) dichter als für den SOEC-Betrieb ist, was an einer größer möglichen Leistungsdichte für letzteren Betrieb liegt, für das Training im neuronalen Netz jedoch keine wesentliche Rolle spielen soll.

Abbildung 9. Simulationsergebnisse der elektrischen Spannung (links) und der elektrischen Effizienz (rechts) über der elektrischen Stromdichte für den SOEC- sowie SOFC-Betrieb.



Der erzeugte Datensatz wird im nächsten Schritt in den SOFC- und SOEC-Betrieb und anschließend wie in Abschnitt 5.2.1 in einen Trainings-, Validierungs- sowie Testdatensatz aufgeteilt. Nach Anpassung eines künstlichen neuronalen Netzes (Mütter et al., 2023), werden zwei Modelle trainiert und validiert. Die neuronalen Netze bestehen jeweils aus 15 Einzelmodellen, die in einem Meta-Modell zusammengefasst werden und unabhängig voneinander einer Hyperparameteroptimierung unterzogen werden. Darin werden die Layer im NN, die Anzahl der Neuronen pro Layer und die NN-

spezifische Dropout-Rate mit Hilfe eines bayesianischen Algorithmus optimiert, sodass für den SOEC- und SOFC-Betrieb jeweils zwei verschiedene Modelle entstehen. Diese wurden schließlich mit einem Kreuzvalidierungsverfahren validiert.

Die trainierten Modelle werden anschließend in einen genetischen Algorithmus, der angelehnt an die Evolutionstheorie ein Optimum durch Kreuzung und Mutation von Lösungen versucht zu finden. Dafür werden Zielfunktionen definiert, die mit Hilfe des GA-Algorithmus minimiert werden. Für den SOFC- sowie SOEC-Betrieb wurde festgelegt, dass die elektrische Leistung sowie die elektrische Effizienz maximiert werden sollen, um die effizienteste Betriebsweise zu garantieren. Des Weiteren wird für den SOEC-Betrieb ein weiterer Fall definiert, worin die elektrische Leistung maximiert und die Wärmeerzeugung gegen Null konvergieren soll. Das hat den Hintergrund, dass die Anlage unterhalb der thermoneutralen Spannung mit Wärme versorgt und darüber gekühlt werden muss. Der Betrieb in der thermoneutralen Spannung entspricht somit einem selbsterhaltenden Prozess, der in diesem zweiten SOEC-Fall ohne Wärmeverluste an die Umgebung adressiert wurde. Da im GA-Algorithmus die Zielfunktion minimiert wird, wurden die zu maximierenden Zielgrößen mit  $(-1)$  multipliziert.

Tabelle 5: Zielfunktionen für den SOFC- und SOEC-Betrieb zur Optimierung der Betriebspunkte mit Hilfe des genetischen Algorithmus.

Fall	Betriebsweise	
	SOFC	SOEC
1.1	$f(x) = (-1) \cdot (\eta_{el} + P_{el})$	$f(x) = (-1) \cdot (\eta_{el} + P_{el})$
1.2	-	$f(x) = (-1) \cdot (P_{el}) + \dot{Q}^2$

Die Ergebnisse der optimierten Fälle sind in Tabelle 6 dargestellt. Neben den Betriebsparametern werden weitere Größen berechnet, um die erwartete Leistung der Zelle darzustellen. Diese sind neben der Zellspannung  $U$  die elektrische Leistung  $P_{el}$ , elektrische Effizienz  $\eta_{el}$ , Dampf- bzw. Brennstoffumwandlungsrate  $\eta_{SC/FU}$ , Effizienz der Reaktion  $\eta_p$  und die Abwärme  $\dot{Q}$ . Die mit \* gekennzeichneten Reihen wurden an die technischen Grenzen der Prüfstände am Institut für Wärme angepasst. Die Anpassung beinhaltet die Wasserstoffkonzentration, die von  $y_{H_2} = 4.8 \text{ mol-\%}$  (EC 1.1) sowie  $y_{H_2} = 0.0 \text{ mol-\%}$  (EC 1.2) auf  $y_{H_2} = 20 \text{ mol-\%}$  angehoben wurde.

Das SOFC-Ergebnis zeigt, dass die Wasserstoffkonzentration sowie der Brennstoffvolumenstrom an die, in Tabelle 4 definierten, unteren Parametergrenze optimiert sind. Daraus ist zu erkennen, dass die Zelle nicht an ihrer ausgelegten Obergrenze von  $\eta_{FU} \approx 80 \%$  arbeiten wird. Daraus ergibt sich zusätzlich eine geringe elektrische Gesamteffizienz von  $\eta_{el} = 28.3 \%$ . Um diese zu erhöhen kann entweder der Wasserdampfanteil weiter erhöht oder ein inertes Gas wie beispielsweise Stickstoff beigemischt werden, zweiteres wurde jedoch ausgeklammert, da in der Regel keine Infrastruktur für Stickstoff in Plus-Energie-Quartieren vorhanden ist.

Tabelle 6: Optimierungsergebnisse der statischen Betriebspunkte für den SOFC- sowie SOEC-Betrieb.

Fall	$y_{H_2}$ mol-%	$\dot{V}_B$ NI/min	$\dot{V}_L$ NI/min	$T$ °C	$U$ V	$i$ A/cm <sup>2</sup>	$P_{el}$ W	$\eta_{el}$ %	$\eta_{SC/FU}$ %	$\eta_p$ %	$\dot{Q}$ W
FC 1.1	50	1.0	6.5	800	0.7	0.48	27.1	28.3	53.5	52.7	24.3
EC 1.1*	20 (4.8)	1.0	6.3	800	1.49	-1.029	122.6	61.4	71.7	85.6	20.7
EC 1.2*	20 (0.0)	1.4	4.6	800	1.3	-0.785	81.6	38.7	39.1	99.1	0.74

\* an Prüfstandsgrenzen angepasste Wasserstoffkonzentration

Die SOEC-Ergebnisse zeigen für Fall 1.1 eine an die Versuchsgrenzen optimierte Spannung an. Darüber hinaus erreicht der Betrieb in der thermoneutralen Spannung (EC 1.2) eine Effizienz der Reaktionen von fast 100 % und erzeugt etwas mehr Wärme, als über die Zielfunktion erwartet wurde. Die Wärmeerzeugung im Fall 1.1 ähnelt dem Wert im SOFC-Betrieb. Diese Wärme kann für weitere Zwecke wie beispielsweise die Brauchwassererwärmung genutzt werden.

Mit dieser Optimierung sind nun statische Betriebspunkte für verschiedene Arbeitsweisen der rSOC-Anlage vorhanden. Zusätzlich wurde der Betrieb im SOEC-Modus für den Fall differenziert, dass keine Abwärme der Anlage notwendig ist. Somit können im rSOC-Betrieb anlagenschonende Punkte angefahren werden, ohne die Anlage nachhaltig zu schädigen. Dies setzt jedoch eine weitere Optimierung voraus, die den Bereich zwischen der Leerlaufspannung (stromlos) und den jeweiligen Betriebspunkten abdeckt. Die Optimierungsergebnisse der dynamischen Betriebsweise werden im nächsten Abschnitt diskutiert.

### 5.2.3. Dynamische Betriebsoptimierung der rSOC-Anlage inklusive Steuerstrategien

Die Optimierung des dynamischen Betriebs der Anlage, wird für die drei unter Abschnitt 5.2.2 diskutierten Fälle mit deren Zielfunktionen und dem genetischen Algorithmus durchgeführt. Dieser wurde für den größeren Rechenaufwand reduziert, sodass 18 Datenpunkte zwischen dem optimierten statischen Betriebspunkt und der Leerlaufspannung (Open Circuit Voltage – OCV) generiert werden können. Die Betriebsparameter werden für die Leerlaufspannung auf die unteren Grenzen des jeweiligen Parameterbereichs aus Tabelle 4 festgelegt. Dadurch, dass die Temperatur für alle SOFC- und SOEC-Fälle konstant 800 °C beträgt, wird auch für die Leerlaufspannung eine Temperatur von 800 °C festgelegt. Die Wasserstoffkonzentration wird zwischen Maximum und Minimum gewählt und beträgt 50 %. Die zu optimierenden Betriebsparameter sind in Tabelle 7 dargestellt.

Für die GA-Optimierung werden im Folgenden die Fälle Fall 2.1 (OCV  $\leftrightarrow$  FC 1.1), Fall 2.2 (OCV  $\leftrightarrow$  EC 1.1) und Fall 2.3 (OCV  $\leftrightarrow$  EC 1.2) diskutiert. Da die Optimierungsergebnisse mit starken Schwankungen behaftet sind (siehe folgende Grafiken), werden neben der Auswertung der Ergebnisse aus der GA-Optimierung zwei Steuerstrategien vorgestellt. Die erste Strategie (Steuerstrategie 1) ist eine geglättete Kurve aus der GA-Optimierung. Die Glättung erfolgte mit dem Savitzky-Golay-Filter, der eine polynomiale Regression darstellt und sich der ursprünglichen Kurve am

besten anpasst, ohne Datenpunkte zu verlieren, wie es beispielsweise beim gleitenden Durchschnitt der Fall wäre. Anschließend wird für Steuerstrategie 2 ein anderer Ansatz verfolgt, der sich maßgeblich durch eine sehr simple Steuerung charakterisiert. Hierbei wird eine Steuerkurve vorgegeben, die sich an einem sparsamen Brennstoffbetrieb orientiert sowie die Zelle vor Überhitzung schützt. Da es sich bei der Simulation und dem NN-Modell um ein isothermes Modell handelt, ist eine Erhitzung in der Berechnung nicht einbezogen worden. Darin steigt die Joulsche Erwärmung mit größer werdender Stromstärke, wodurch eine Kühlung notwendig wird. Aus diesem Grund steigt der Luftvolumenstrom mit steigender Stromdichte linear bis zum Endwert und bleibt anschließend konstant. Der Brennstoffvolumenstrom bleibt hingegen konstant und steigt anschließend linear. Das erspart über den Anstieg der Stromdichte hinweg Kraftstoff. Außerdem ist die Implementierung der Steuerung einfach gehalten. Die Steuerstrategie 2 für die Wasserstoffkonzentration wird für den SOFC- und SOEC-Betrieb unterschiedlich betrachtet. Für den SOFC-Betrieb bleibt die Konzentration zunächst konstant und steigt anschließend auf das Betriebsniveau, während im SOEC-Betrieb die Konzentration zu Beginn auf das Endniveau reduziert und anschließend konstant bleibt.

Tabelle 7: Statische Betriebsparameter für den SOFC- sowie SOEC-Betrieb inklusive der Leerlaufspannung (OCV).

Fall	$y_{H_2}$ mol-%	$\dot{V}_B$ NI/min	$\dot{V}_L$ NI/min	$T$ °C	$U$ V	$i$ A/cm <sup>2</sup>	$P_{el}$ W	$\eta_{el}$ %	$\eta_{SC/FU}$ %	$\eta_p$ %	$\dot{Q}$ W
FC 1.1	50	1.0	6.5	800	0.7	0.48	27.1	28.3	53.5	52.7	24.3
OCV	50	1.0	3.5	800	0.94	0	0	0	0	0	0
EC 1.1*	20 (4.8)	1.0	6.3	800	1.49	-1.029	122.6	61.4	71.7	85.6	20.7
EC 1.2*	20 (0.0)	1.4	4.6	800	1.3	-0.785	81.6	38.7	39.1	99.1	0.74

\* an Prüfstandsgrenzen angepasste Wasserstoffkonzentration

In den folgenden Abbildungen sind jeweils paarweise die Ergebnisse der Optimierung sowie die daraus resultierenden Polarisations- und Effizienzkurven dargestellt. Für alle drei Fälle (Fall 2.1 – Fall 2.3) resultieren starke Schwankungen in den Steuerkurven der GA-Optimierung (siehe blaue Kurven), die auf die Adaptierung des Algorithmus für einen geringeren Rechenaufwand notwendig war. Des Weiteren konnten die Schwankungen nicht eingeschränkt werden, sodass ein gewisser Spielraum der Parameter möglich war. Grundsätzlich ist aufgrund dieser Schwankungen die blaue Kurve der GA-Optimierung für den realen Betrieb zu vernachlässigen.

Aus den Steuerkurven der SOFC-Optimierung (Fall 2.1) ist ersichtlich, dass eine brennstoffsparende Betriebsweise, die Steuerstrategie 2 darstellt, für den PEQ-Betrieb zu bevorzugen ist, da trotz geringerer Leistungswerte höhere Effizienzwerte erreichbar sind (siehe Abbildung 10 und Abbildung 11). Im Falle einer Rauchgasrückführung, also der Möglichkeit zur Nutzung von 100% des Wasserstoffs, bietet sich Steuerstrategie 1 als optimaler Lösung an. Fraglich bleibt jedoch der Effekt der Eigenerhitzung der Zelle selbst, wodurch für den Luftvolumenstrom in jedem Fall Steuerstrategie 2 anzuwenden ist, um für eine homogene Temperaturverteilung in der Zelle zu sorgen.

Abbildung 10: Steuerkurven von SOFC-Fall 2.1 für den Brennstoffvolumenstrom (links) und dem Luftvolumenstrom (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2.

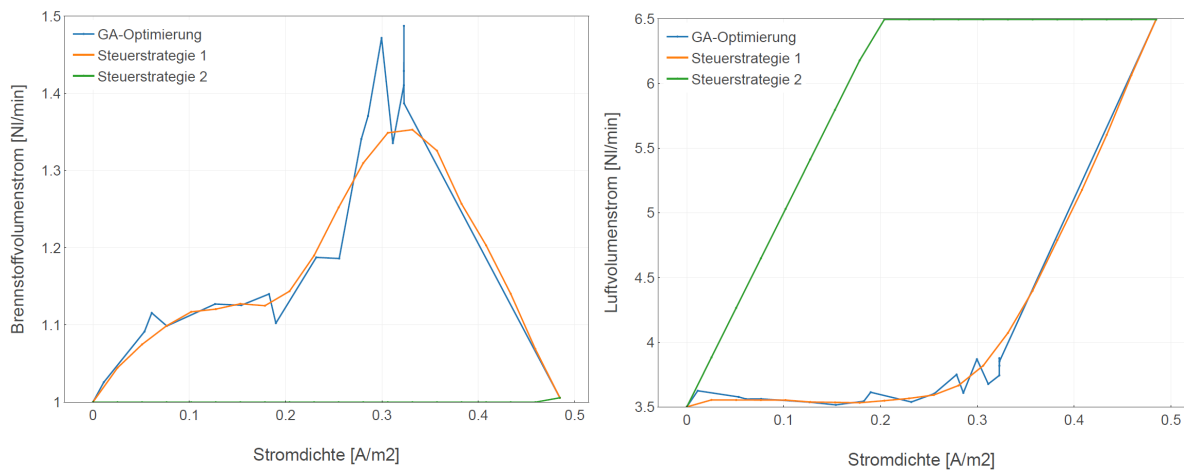
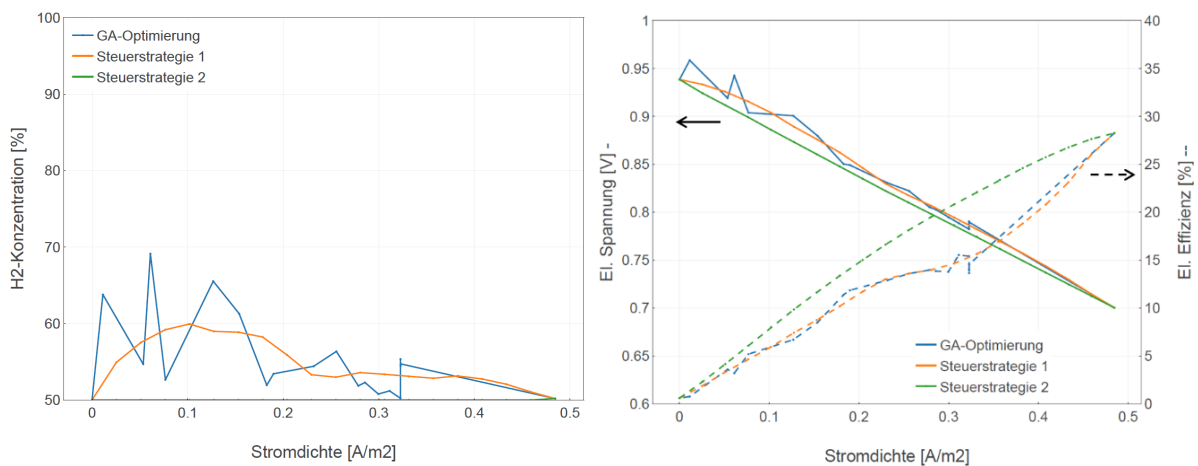


Abbildung 11: Steuerkurven von SOFC-Fall 2.1 für die Wasserstoffkonzentration (links) und elektrische Spannung sowie Effizienz als Ergebnis der Steuerkurven (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2.



Wie oben beschrieben zeigen die Ergebnisse für SOEC-Fall 2.2 ein ähnlich schwankendes Verhalten für die Steuerkurven wie für SOFC-Fall 2.1. Im Gegensatz ist jedoch zu erkennen, dass die Steuerstrategien 1 und 2 für den Brennstoffvolumenstrom bis  $i \approx -0.6 \text{ A/cm}^2$  und für die Wasserstoffkonzentration bis  $i \approx -0.3 \text{ A/cm}^2$  ähnlich sind (siehe Abbildung 12 und Abbildung 13 links). Anschließend sind starke Abweichungen zu erkennen. Die Strategien für den Luftvolumenstrom weichen von Beginn an voneinander stark ab. Die Ergebnisse für die Polarisations- sowie Effizienzkurve zeigt jedoch ein gleiches Muster, wobei für hohe Stromdichten bessere Werte für Steuerstrategie 1 als 2 ersichtlich sind.

Abbildung 12: Steuerkurven von SOEC-Fall 2.2 für den Brennstoffvolumenstrom (links) und dem Luftvolumenstrom (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2.

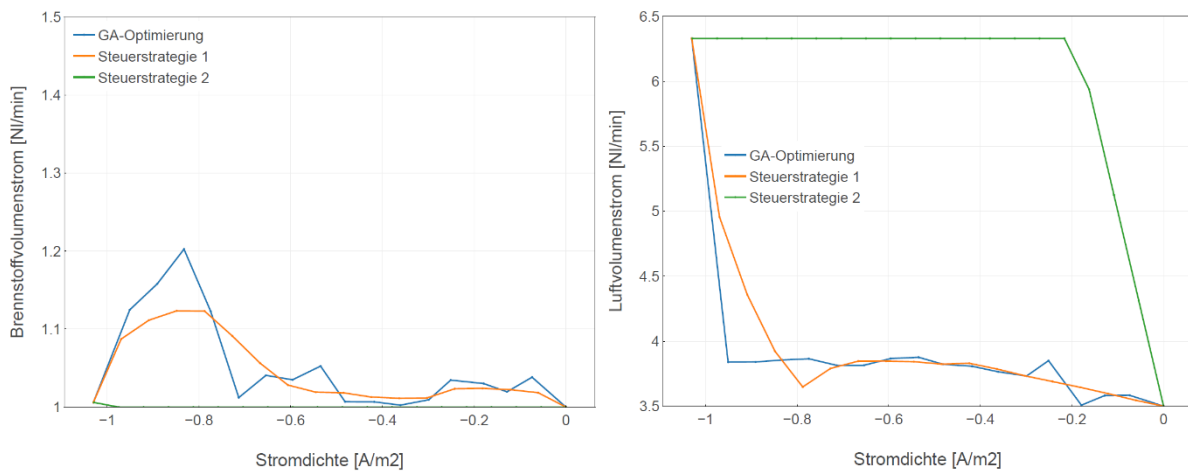
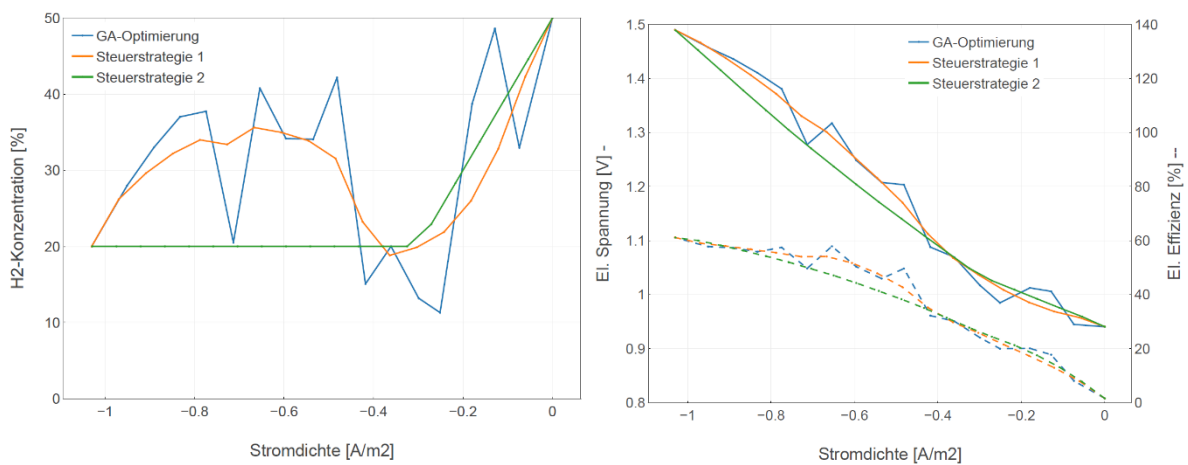


Abbildung 13: Steuerkurven von SOEC-Fall 2.2 für die Wasserstoffkonzentration (links) und elektrische Spannung sowie Effizienz als Ergebnis der Steuerkurven (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2.



Auch für SOEC-Fall 2.3 ist zu erkennen, dass die GA-Optimierung starke Schwankungen für die Steuerkurven des Brennstoffvolumenstroms sowie der Wasserstoffkonzentration aufzeigt. In Abbildung 15 links ist zu erkennen, dass die Konzentration bis zu einer elektrischen Stromdichte von  $i \approx -0.3 \text{ A/cm}^2$  die Kurven der Steuerstrategie 1 und 2 sehr ähneln. Die Steuerkurven des Brennstoff- sowie Luftvolumenstroms weichen stark voneinander ab (siehe Abbildung 14 links und rechts). Die Ergebnisse in Abbildung 15 rechts zeigen jedoch, dass elektrische Spannung sowie Effizienz kaum Unterschiede aufweisen. Gerade zu Beginn sind die Kurven fast identisch. In Anbetracht der höheren Schwankungen in Steuerstrategie 1 ist Strategie 2 zu bevorzugen, auch wenn eine Rauchgasrückführung in Betracht gezogen wird.

Abbildung 14: Steuerkurven von SOEC-Fall 2.3 für den Brennstoffvolumenstrom (links) und dem Luftvolumenstrom (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2.

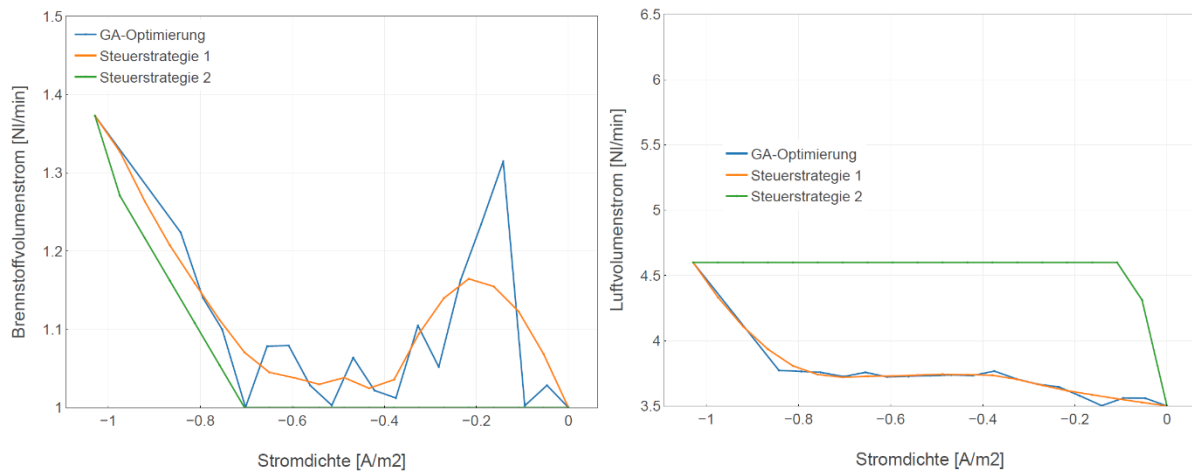
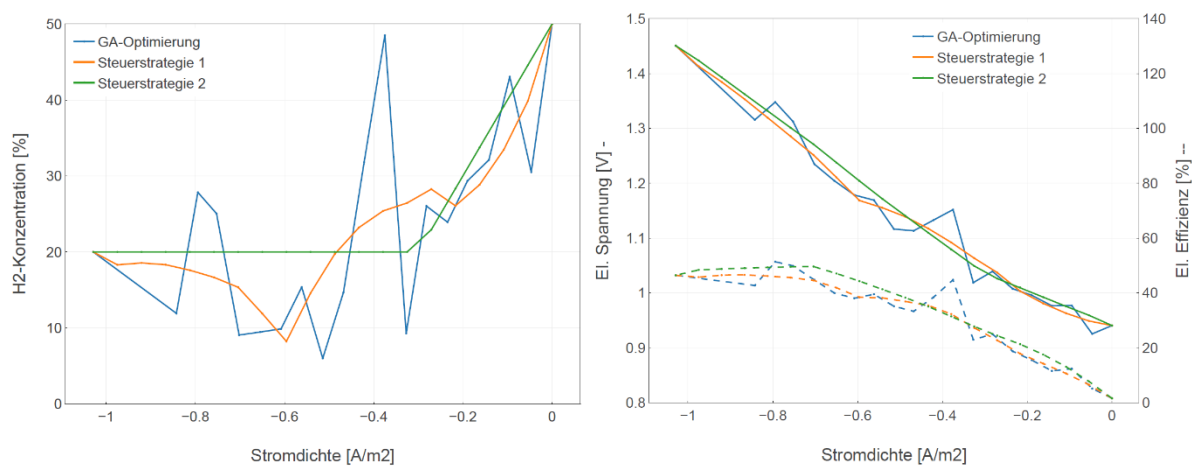


Abbildung 15: Steuerkurven von SOEC-Fall 2.3 für die Wasserstoffkonzentration (links) und elektrische Spannung sowie Effizienz als Ergebnis der Steuerkurven (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2.



Zusammengefasst wurden mit Hilfe der Lastvorhersagen über die Entscheidungsbäume, die Optimierung des statischen und dynamischen rSOC-Betriebs über den genetischen Algorithmus sowie der Entwicklung der Steuerstrategien zur Einbindung in die Anlagenregelung ein großer Meilenstein erreicht, um ein nachhaltiges Energiesystem, die Reduktion der Klimawirkung, die Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit und die Erhöhung der F&E-Qualität für Plusenergiequartiere zur realisieren.

## 5.3. Systemregelung

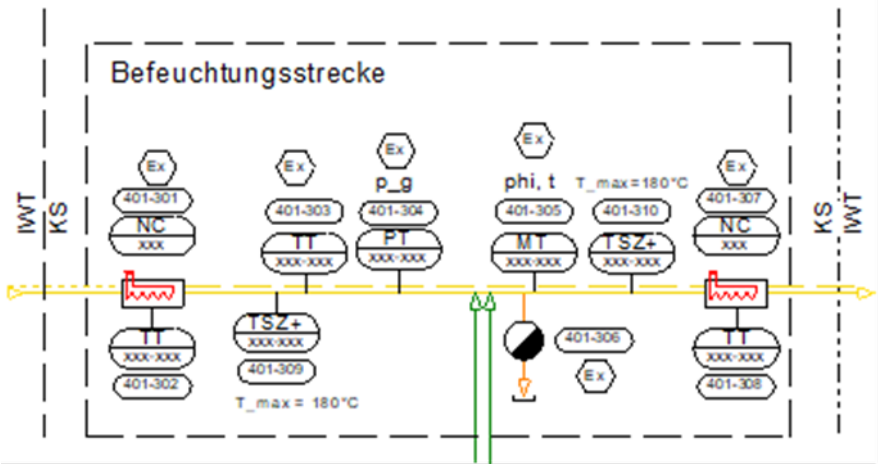
### 5.3.1. Adaptierung des Brennstoffzellenversuchsprüfstandes

Im Rahmen des Projekts wurde ein elektrischer Direktverdampfer entwickelt, gebaut und erfolgreich getestet. Dabei hat sich gezeigt, dass der Aufbau der Befeuchtungsstrecke, in welcher der erzeugte Wasserdampf dem Gas zugeführt wird, einen deutlichen Einfluss auf die Feuchtemessung und damit die Regelung des Dampfmassenstroms haben könnte. Deshalb wurde die zum elektrischen Verdampfer passende Befeuchtungsstrecke konzeptioniert, entwickelt und gebaut. Die Detailkonstruktion der Befeuchtungsstrecke besteht aus 4 Teilbereichen: (i) Gasvorheizung, (ii) Dampfeindüsung, (iii) Kondensatabscheidung und (iv) Feuchtemessung, siehe Abbildung 16.

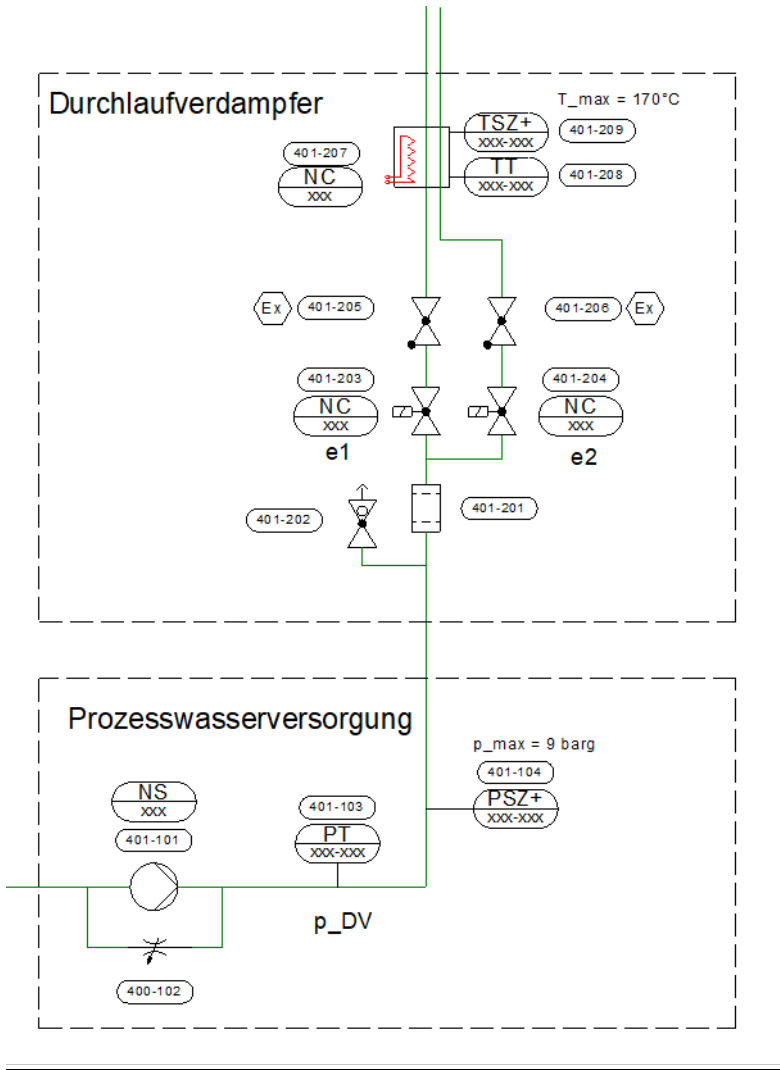
Um die Funktionalität des kombinierten Aufbaus aus Direktverdampfer und Befeuchtungsstrecke zu prüfen, wurden zwei Versuche am KS-Prüfstand durchgeführt. Im ersten Versuch wurden bei zwei Gasmassenströmen unterschiedliche Dampfventilstellungen untersucht. Im zweiten Versuch wurde das Regelverhalten des Feuchtereglers an einem festen Betriebspunkt getestet.

Die Ergebnisse des ersten Versuchs sind in Abbildung 17 dargestellt. Bei einem Luftvolumenstrom von 15 NI/min wurde ein maximaler Dampfstrom von etwa 13,9 NI/min (~48 Vol-% H<sub>2</sub>O) erreicht, statt der theoretischen 15 NI/min. Eine weitergehende Öffnung des Dampfventils lieferte unplausible Messwerte. Daher ist davon auszugehen, dass die realen Messgrenzen des Feuchtesensors enger liegen als theoretisch und herstellerseitig angegeben. Zur Bestimmung der tatsächlichen Regel- und Betriebsgrenzen des Direktverdampfersystems sind zusätzliche Versuche mit variierenden Gaszusammensetzungen (insbesondere Wasserstoff) und weiteren Volumenströmen erforderlich.

Abbildung 16: R&I Fließschema (a) der Befehungsstrecke mit zwei Heizelementen und (b) des Durchlaufverdampfers inklusive Prozesswasserversorgung.

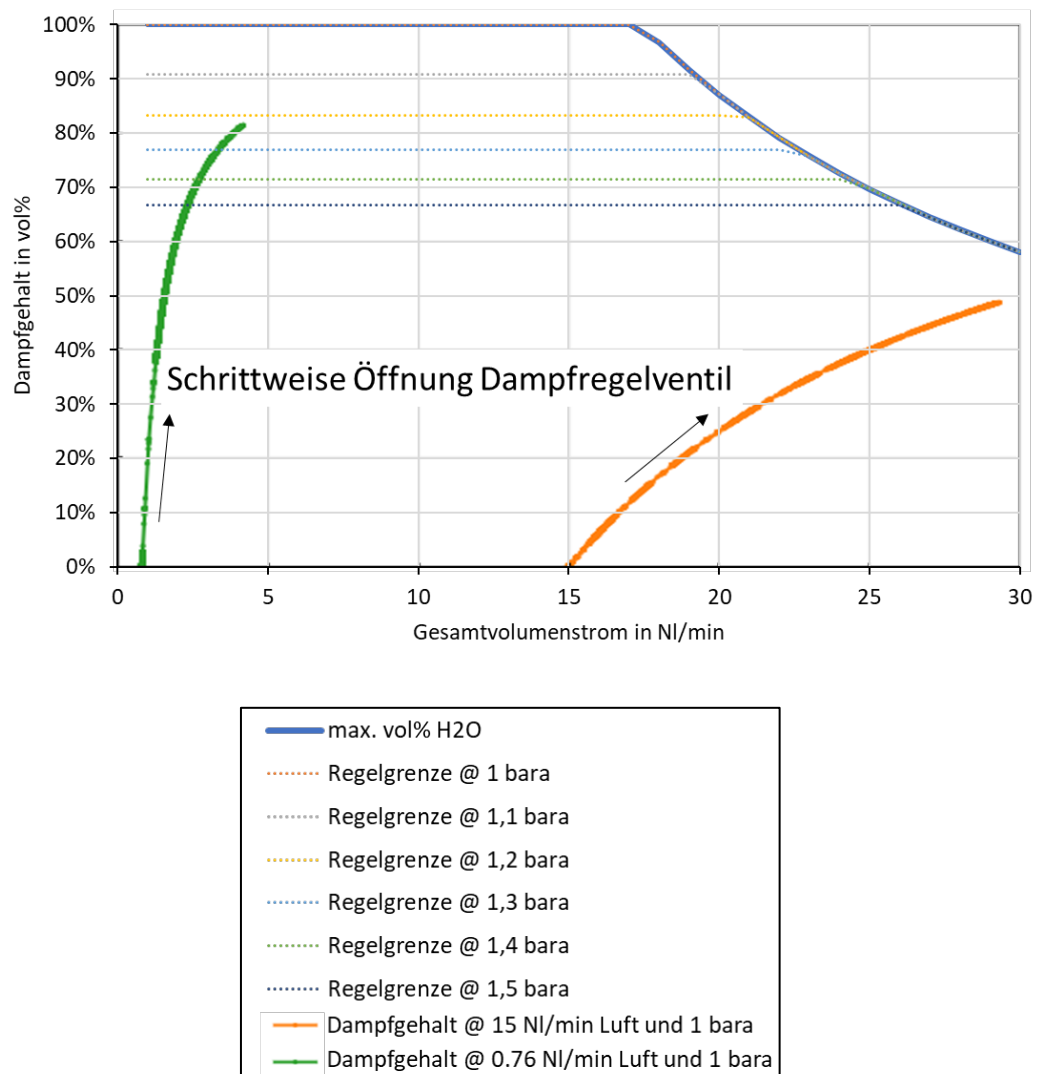


(a)



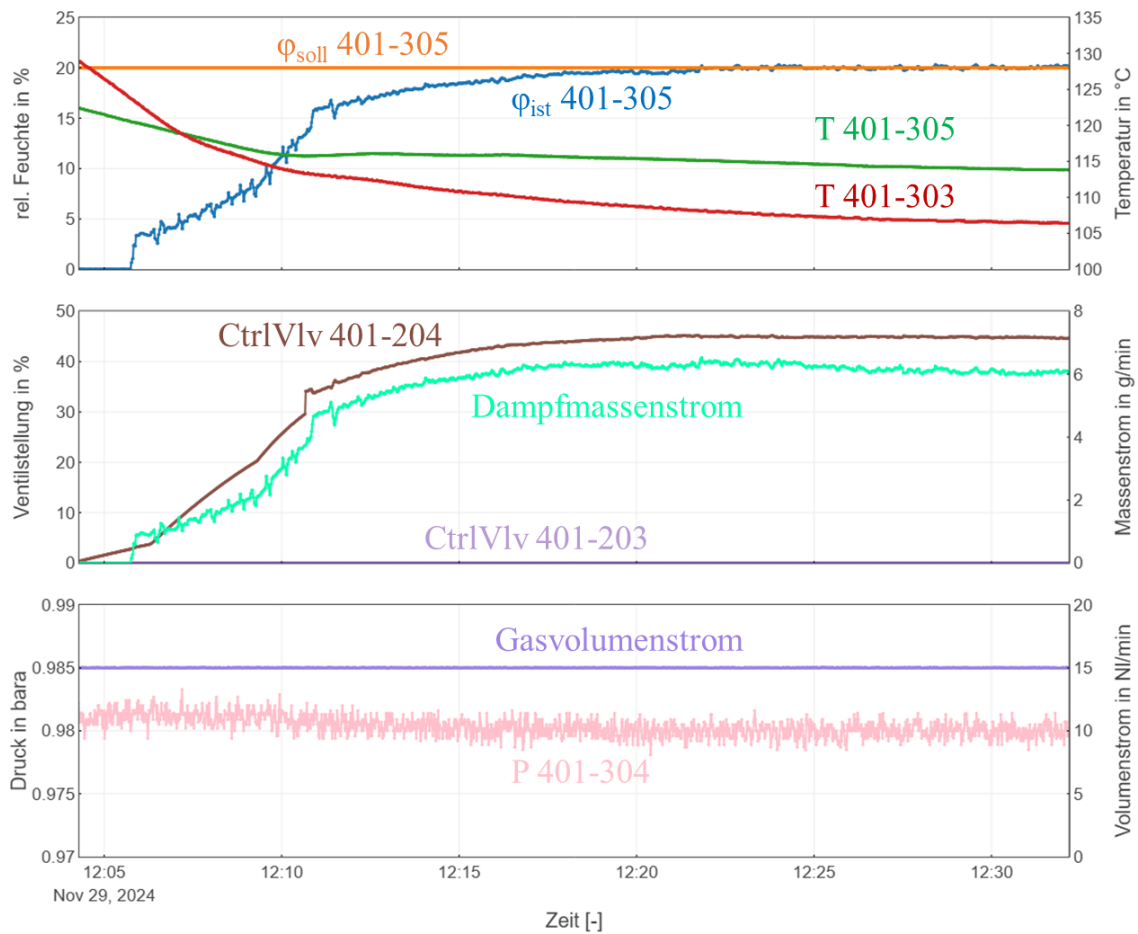
(b)

Abbildung 17: Gemessene Dampfgehälter im Vergleich zum theoretisch maximalen Dampfgehalt und den Regelgrenzen bei einer Gas-Dampf-Gemischtemperatur von 120 °C.



Im zweiten Versuch am KS-internen Prüfstand wurde das Verhalten des Direktverdampfers unter geregelter relativer Feuchte hinsichtlich Einschwingverhalten und Stabilität an einem exemplarischen Testpunkt untersucht. Die Auswertung (vgl. Abbildung 6) zeigt, dass die gemessene relative Feuchte ( $\phi_{\text{ist}}$  401-305) den Sollwert ( $\phi_{\text{soll}}$  401-305) innerhalb von etwa 15 Minuten ohne Überschwingen erreicht. Weder in der relativen Feuchte noch in der gemessenen Temperatur ( $T$  401-305) oder im Druck der Befeuchtungsstrecke ( $P$  401-304) treten Auffälligkeiten auf, die auf Kondensations- oder Verdampfungseffekte schließen lassen würden. Solche Effekte könnten zu Druck- bzw. Konzentrationsschwankungen im Brennstoffstrom führen und damit die Degradation von SOCs beschleunigen, wurden jedoch im Versuch nicht beobachtet.

Abbildung 18: Verhalten Feuchteregeleung bei einem Sollwert von 20 % relativer Feuchte.

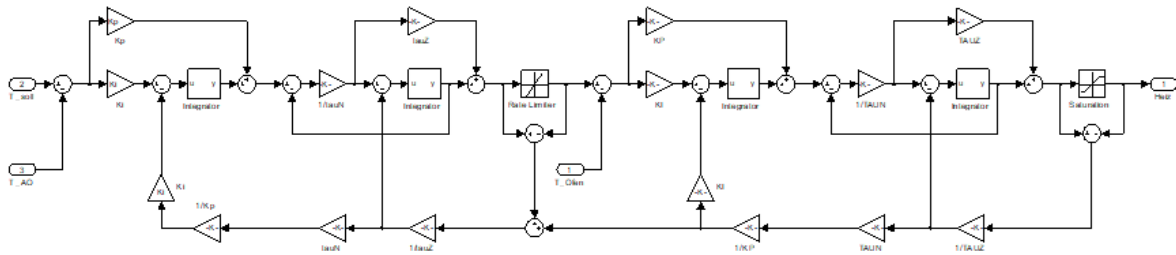


### 5.3.2. Temperaturregelung am Prüfstand

Es hat sich gezeigt, dass eine Temperaturregelung mit einem PID-Regler nicht zielführend ist, da aufgrund der hohen Regelstrecken-Ordnung (PT4) und der damit verbundenen Phasendrehung der geschlossene Regelkreis immer ein schwingendes Verhalten aufweist. Ein Zustandsregelkonzept würde zwar ein überschwingungsfreies und extrem schnelles Einschwingverhalten der Luft-Austrittstemperatur ermöglichen, eine explizite Begrenzung der Änderungsrate der Ofentemperatur ist bei diesem Konzept aber nur schwer umsetzbar.

Deswegen wird als Regelkonzept ein kaskadierter PI-Lead-Regler nach Abbildung 19 vorgeschlagen, bei dem mit der inneren Regelschleife die Ofentemperatur und mit der äußeren Regelschleife die Luft- Austrittstemperatur geregelt wird. Dadurch kann der Ausgang des äußeren Reglers, der die Solltemperatur für den Ofen darstellt, leicht und intuitiv mit einer Ratenbegrenzung beaufschlagt werden, bevor er als Sollwert für den inneren Regler verwendet wird. Ein PI-Lead-Regler kann in einen (realisierbaren) PID-Regler übergeführt werden, hat aber den großen Vorteil der leichten und intuitiven Parametrierbarkeit – man kann die beiden Polstellen der Teilstrecke mit den Nullstellen des Reglers kürzen und erhält so eine sehr einfach handhabbare Übertragungsfunktion des offenen Kreises.

Abbildung 19: Kaskadierter PI-Lead-Regler.



Die Wirkung des Stroms auf die Luft-Austrittstemperatur kann jedoch auch nach intensiver Literaturrecherche nicht für den SOFC- und SOEC-Betrieb ausreichend genau vorhergesagt werden. Dadurch kann diese Information leider auch nicht als Störgrößenaufschaltung bei der Regelung genutzt werden. Die Idee hierbei wäre, dass bei bekannter Veränderung des Stroms bereits vorzeitig die Heizleistung entsprechend angepasst werden könnte, noch bevor die Luft-Austrittstemperatur sich verändern würde. Da aber nicht einmal das Vorzeichen der Änderung der Luft-Austrittstemperatur bei einer Stromänderung richtig vorhergesagt werden kann, muss zunächst auf diese Störgrößenaufschaltung verzichtet werden.

## 5.4. Wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes von rSOC-Systemen in PEQ

In diesem Kapitel wird die wirtschaftliche Bewertung von rSOC-Systemen in PEQ auf Basis der in Kapitel 4.3 angeführten Betriebsmodelle beschrieben. Darüber hinaus wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um zu ermitteln, welche Parameter den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des rSOC-Systems haben.

Für die nachfolgenden Analysen wurde jeweils die beste Konfiguration für das Szenario 1 (konstanter Betrieb) und für das Szenario 2 (prognosebasierter Betrieb) gewählt. Beim Referenzszenario 1 wurde angenommen, dass der elektrische Strombedarf des PEQ mit einer eigenen PV-Anlage gedeckt wird. Speichertechnologie wurde in diesem Fall keine berücksichtigt. In Referenzszenario 2 wurde angenommen, dass die PV-Anlage mit einem herkömmlichen Batteriespeicher kombiniert wird. Der Batteriespeicher wurde so dimensioniert, dass derselbe Autarkiegrad, wie mit dem rSOC-System erreicht wird. In Referenz-Szenario 3 wurde angenommen, dass der Strombedarf des PEQ vollständig mit Strom aus dem öffentlichen Netz gedeckt wird.

Die Systemkonfigurationen der einzelnen Szenarien ist in Tabelle 8 zusammengefasst. Die beiden unterschiedlichen Größen des Batteriespeichers in Referenz-Szenario 2 resultieren daraus, dass die Batteriegröße so gewählt wurde, dass der gleiche Autarkiegrad wie mit dem rSOC-System erreicht wird. Im Vergleich mit dem Szenario 1 ist dafür ein Speicher mit einer Kapazität von 921 kWh notwendig, im Vergleich mit dem Szenario 2 reicht ein Speicher mit 737 kWh.

Tabelle 8: Gewählte Systemkonfigurationen für die wirtschaftliche Bewertung

	Szenario 1	Szenario 2	Referenz- Szenario 1	Referenz- Szenario 2	Referenz- Szenario 3
PV-Anlage [kWp]	781	781	781	781	-
rSOC-System im SOEC-Betrieb [kW]	27	31	-	-	-
rSOC-System im SOFC-Betrieb [kW]	56	65	-	-	-
Batteriekapazität [kWh]	737	430	-	921 / 737	-
Inverterleistung [kW]	122	215	-	153,4 / 92	-

Darüber hinaus wurden für die in Kapitel 5.4.1 und Kapitel 5.4.2 beschriebenen Auswertungen die in Tabelle 9 angeführten wirtschaftliche Kennzahlen angenommen. Die Variante "Basis" bezieht sich auf die aktuelle Marktsituation. Die Variante "zukünftige Entwicklung" von einer positiven Entwicklung des rSOC-Systems sowie der relevanten Rahmenbedingungen aus.

Tabelle 9: Wirtschaftliche Parameter für die aktuelle Marktsituation („Basis“) sowie für eine positive zukünftige Entwicklung

	Variante „Basis“	Variante „zukünftige Entwicklung“
<b>Investitionen</b>		
PV-Anlage	900 EUR/kWp	855 EUR/kWp
Batteriespeicher	800 EUR/kWh	680 EUR/kWh
rSOC-System	5000 EUR/kW	2000 EUR/kW
Wasserstoffspeicher	835 EUR/kWh	334 EUR/kWh
<b>Förderung</b>		
PV-System	30%*	30%*
Batteriespeicher	20%*	50%*
rSOC-System	30%*	50%*
Wasserstoffspeicher	30%*	50%*
<b>Betriebskosten</b>		
PV-System	2%*	1%*
Inverter	2%*	0,5%*
Batteriespeicher	2%*	0,5%*
rSOC-System	3%*	1%*
Wasserstoffspeicher	1,5%*	0,75%*
Verdichter	1,5%*	1,5%*
<b>Tarife</b>		
Stromkosten (Netzbezug)	0,3 EUR/kWh	0,3 EUR/kWh
Einspeisetarif	0,08 EUR/kWh	0,08 EUR/kWh
Wärmebezugstarif	0,13 EUR/kWh	0,13 EUR/kWh
CO <sub>2</sub> Preis	55 EUR/tCO <sub>2</sub>	55 EUR/tCO <sub>2</sub>

### 5.4.1. Ergebnisse unter aktuellen Rahmenbedingungen

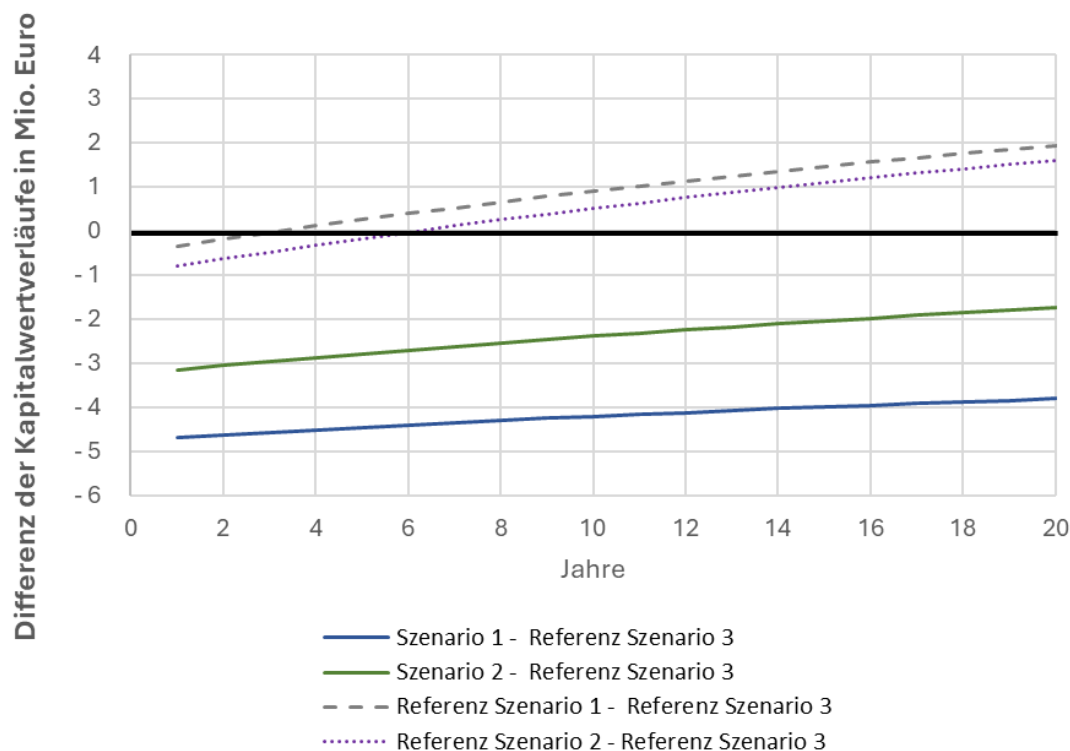
In diesem Kapitel wurde der Einsatz des rSOC-Systems unter aktuellen Rahmenbedingungen (Investitionen, Förderungen, Tarife, etc.) bewertet. Die getätigten Annahmen sind in Tabelle 9 zusammengefasst – siehe Variante “Basis”.

Für die Darstellung wurden alle Szenarien mit dem Referenz-Szenario 3 in Relation gesetzt. Ein positiver Kapitalwert bedeutet daher eine Amortisation gegenüber diesem Referenzszenario, dass davon ausgeht, dass der gesamte Strombedarf über das öffentliche Netz gedeckt wird.

Wie in Abbildung 20 ersichtlich konnte mit den getätigten Annahmen weder für das Szenario 1 noch für das Szenario 2 eine wirtschaftliche Konfiguration gefunden werden. Anhand des Szenarios 2 zeigt sich allerdings, dass mit einer prognosebasierten Betriebsweise positive Effekte erzielt werden können.

Die schwierige wirtschaftliche Darstellbarkeit liegt vor allem an den hohen Investitionen (rSOC-System und Wasserstoffspeicher) und dem vergleichsweise geringen elektrischen Wirkungsgrad (ca. 55 %) für die Produktion, Speicherung und anschließenden Rückverstromung von Wasserstoff. Der erwartete Kapitalwert für beide rSOC-Szenarien fällt deutlich niedriger aus als für das Referenz-Szenario 1, das ausschließlich von einer PV-Anlage versorgt wird und über kein eigenes Speichersystem verfügt. Während sich die Investition in die PV-Anlage innerhalb von vier Jahren amortisiert, tritt für das rSOC-System keine Amortisation im Betrachtungszeitraum ein. Weder im Vergleich mit dem Referenz-Szenario 1 noch mit dem Referenz-Szenario 3. Auch das Referenz-Szenario 2, schneidet deutlich besser ab als die beiden Varianten mit rSOC-System. In diesem Fall wurde für das Referenz-Szenario 2 ein Batteriespeicher mit 737 kWh und einer maximalen Be- bzw. Entladeleistung von 92 kW gewählt. Damit wird der gleiche Autarkiegrad wie bei Szenario 2 erreicht.

Abbildung 20: Kapitalwertverläufe des rSOC-Systems sowie der Referenzszenarien – beide in Relation mit Referenz-Szenario 3 (100% Netzbezug) – Variante „Basis“



Würde man das rSOC-System größer dimensionieren, nehmen die Vorteile des rSOC-Systems (Szenario 1 und 2) im Vergleich zum Batteriespeicher (Referenz-Szenario 2) zu, da in diesem Fall die vorteilhaften Aspekte der saisonalen Speicherung stärker in den Vordergrund rücken. Davon wurde aber abgesehen, da die Optimierung ergeben hat, dass eine größeres rSOC-System aus wirtschaftlicher Sicht Nachteile im Vergleich mit den Referenzszenarien 1 und 3 hat.

Nachdem unter aktuellen Rahmenbedingungen kein wirtschaftlicher Anwendungsfall für ein rSOC-System in einem PEQ gefunden werden konnte, wurden weitere Szenarienrechnungen durchgeführt, die von einer positiven Entwicklung der rSOC-Technologie sowie der relevanten Rahmenbedingungen ausgehen.

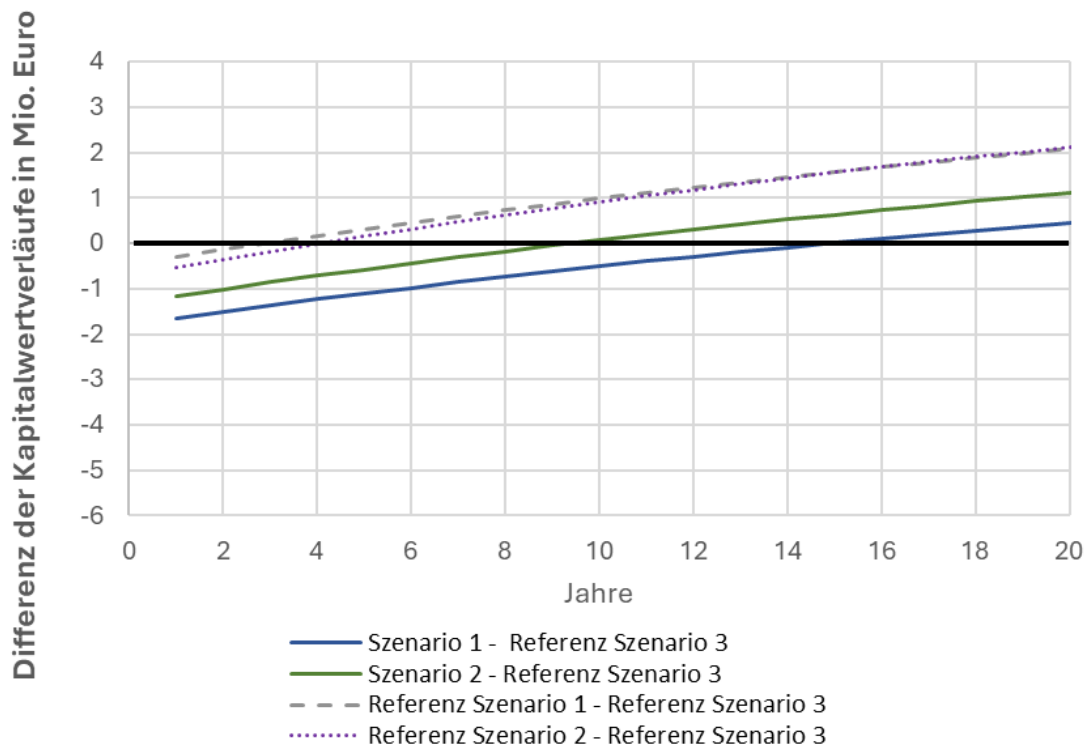
#### 5.4.2. Ergebnisse bei positiver zukünftiger Entwicklung

Die Ergebnisse für eine positive zukünftige Entwicklung sind in Abbildung 21 dargestellt. Die getätigten Annahmen sind in Tabelle 8 angeführt. Wirft man einen Blick auf die Sensitivitätsanalyse in Kapitel 5.4.3 wurde dafür weitestgehend die Variante C herangezogen, die von einer sehr optimistischen Entwicklung der rSOC-Technologie ausgeht. Die Variante B wurden ebenfalls berechnet. Deren Ergebnisse liegen zwischen dem Basisszenario und den in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse.

Wie in Abbildung 21 ersichtlich konnten mit den getroffenen Annahmen deutlich bessere Ergebnisse erzielt werden. Verglichen mit Referenz-Szenario 3 ist das Szenario 2 bereits nach neun Jahren wirtschaftlich. Szenario 1 wird voraussichtlich nach fünfzehn Jahren seinen Amortisationspunkt erreichen. Im Vergleich zu den Referenzszenarien 1 und 2 ergibt sich jedoch weiterhin keine

Amortisation im Betrachtungszeitraum. Darüber hinaus ist ersichtlich, dass das Referenz-Szenario 2 (PV + Batteriespeicher) in diesem Fall am besten abschneidet und am Ende des Betrachtungszeitraums den höchsten Kapitalwert aufweist, auch wenn dieser nur geringfügig über jenem des Referenz-Szenarios 1 liegt.

Abbildung 21: Kapitalwertverläufe des rSOC-Systems sowie der Referenzszenarien – beide in Relation mit Referenz-Szenario 3 (100% Netzbezug) – Variante C



### 5.4.3. Sensitivitätsanalyse

In diesem Kapitel sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse beschrieben. Die Sensitivitätsanalyse wurde durchgeführt, um den Einfluss der unterschiedlichen Parameter auf die Wirtschaftlichkeit des rSOC-Systems zu ermitteln. Diese bildet damit die Basis für die Ableitung der Variante "zukünftige Entwicklung".

Die Ergebnisse werden exemplarisch für das Szenario 2 beschrieben. Die Ergebnisse der beiden Szenarien unterscheiden sich zwar in der Höhe der erzielten Kapitalwerte, die durch die Variation der Parameter erzielten Effekte sind aber in beiden Szenarien ähnlich.

Die Sensitivitätsanalyse beschränkt sich dabei ausschließlich auf die wirtschaftlichen Parameter (vgl. Tabelle 8). Die technische Konfiguration sowie die Wirkungsgrade wurden unverändert belassen.

Außerdem gilt es zu beachten, dass die Kapitalwertverläufe in diesem Fall nicht mit dem Referenz-Szenario 3 in Relation gesetzt wurden. Aufgrund dieses Umstands und der Wahl der Systemgrenzen (Verkauf von Energie an die Bewohner:innen des PEQ nicht berücksichtigt) haben alle Kapitalwerte einen negativen Verlauf, was jedoch nicht zwangsweise bedeutet, dass das Szenario selbst negativ zu werten ist.

## Investitionen

In diesem Fall wurde die Höhe der Investitionskosten für das rSOC-System sowie für weitere relevante Komponenten variiert. Da es sich beim rSOC-System selbst um eine verhältnismäßig junge Technologie handelt, wurde angenommen, dass diese ein besonders hohes Potenzial aufweist. Bei Technologien wie PV-Anlagen, die bereits jetzt eine hohe Markreife aufweisen, wurde nur ein geringes Kostenreduktionspotenzial angenommen.

Die Variante A ist die konservativste Variante, bei der nur geringe Kostenreduktionen angenommen wurden. Bei der Variante C wurde von einer sehr positiven Entwicklung ausgegangen. Die Variante B liegt zwischen A und C. Alle Annahmen sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

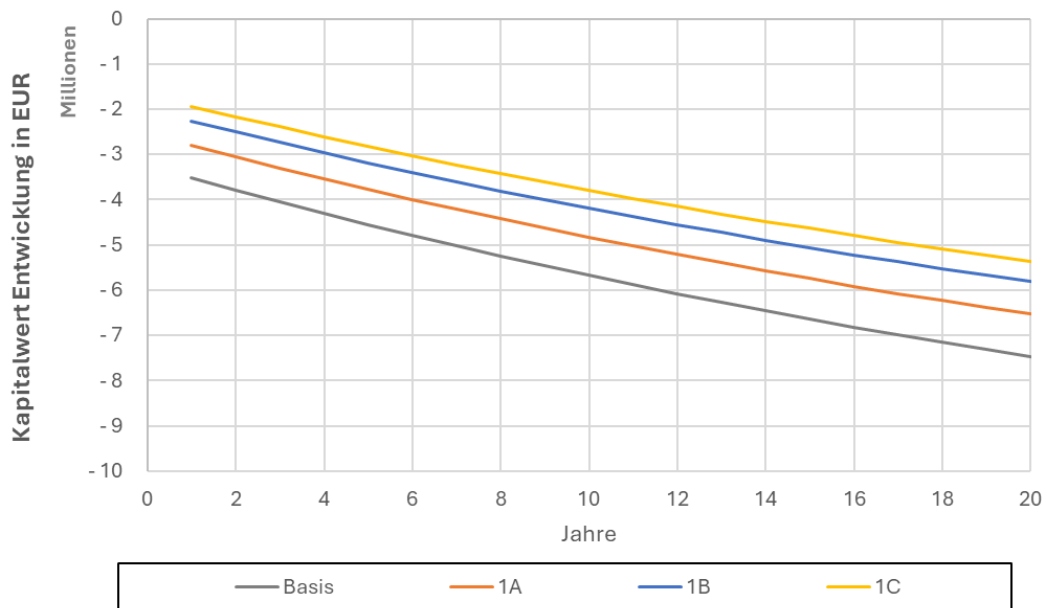
Tabelle 10: Angenommene Investitionen für die zukünftige Entwicklung des rSOC-Systems sowie weiterer relevanter Komponenten – Variante A beschreibt eine moderate Entwicklung, während Variante C von einer sehr positiven Entwicklung ausgeht.

	Variante Basis	Variante 1A	Variante 1B	Variante 1C
PV-Anlage [EUR/kWp]	900	891	878	855
Batteriespeicher [EUR/kWh]	800	760	720	680
rSOC-System [EUR/kW]	5000	4750	3500	2000
Wasserstoffspeicher [EUR/kWh]	835	585	418	334

In Abbildung 22 ist ersichtlich, dass die Investitionen einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Systems haben. Auch bei einer moderat positiven Entwicklung (Variante A) reduzieren sich die Investitionen in Summe bereits um 700 000 Euro. Bei einem sehr positiven Verlauf kann sich sogar eine Reduktion um 1,5 Millionen Euro ergeben. Dabei ist zu beachten, dass neben dem rSOC-System vor allem der Wasserstoffspeicher einen wesentlichen Kostenfaktor darstellt. Bei Szenario 2 wird beispielsweise ein Speicher mit einer Größe von ca. 100 m<sup>3</sup> benötigt, der somit ca. 60 % der notwendigen Investitionen ausmacht.

Da in diesem Fall nur die Investitionen variiert wurden, und alle anderen Parameter unverändert geblieben sind verschiebt sich die Kurve wie in Abbildung 22 dargestellt quasi parallel nach oben.

Abbildung 22: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Investitionskosten der Komponenten PV-Anlage, Batterie, SOFC und Wasserstoffspeicher



## Förderungen

In diesem Kapitel ist die Variation der Förderhöhe der Investitionen beschrieben. Während in der Basisvarianten bereits von einer Förderung zwischen 20 – 30 % ausgegangen wurde, wurden in Variante A keine Förderungen berücksichtigt. Variante C stellt wieder die positivste Variante mit Förderungen bis zu 50 % dar – siehe Tabelle 11

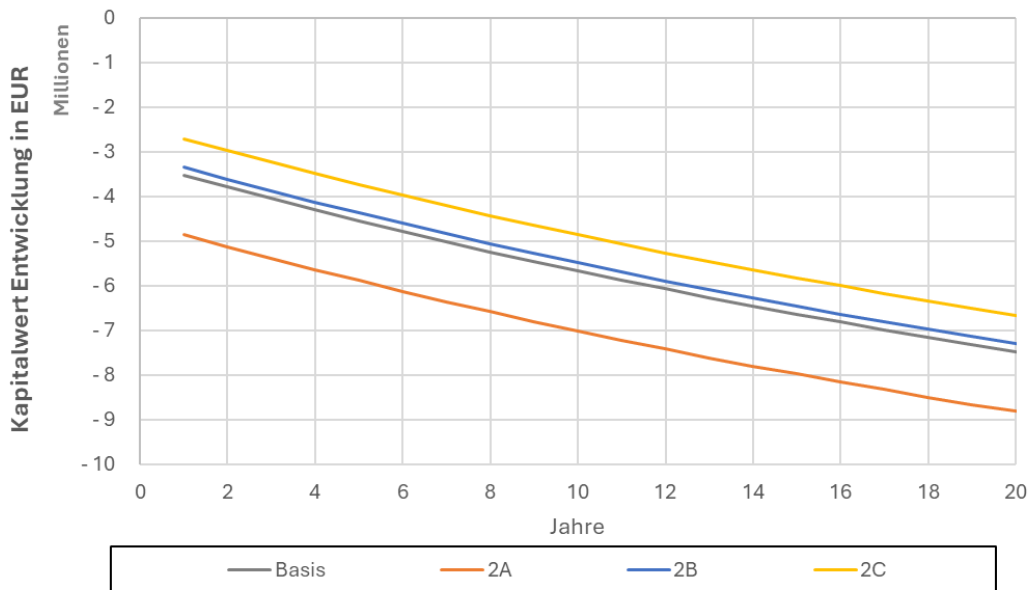
Tabelle 11: Angenommene zukünftige Förderungen für das rSOC-Systems sowie für die weiteren relevanter Komponenten – Variante A geht davon aus, dass keine Fördermöglichkeiten vorhanden sind, während Variante C von einer guten Förderlandschaft ausgeht.

	Variante Basis	Variante 2A	Variante 2B	Variante 2C
PV-System	30%*	0%*	30%*	30%*
Batteriespeicher	20%*	0%*	30%*	50%*
rSOC-System	30%*	0%*	40%*	50%*
Wasserstoffspeicher	30%*	0%*	40%*	50%*

\* % bezogen auf die jeweiligen Investitionen (siehe Tabelle 10)

Wie erwartet hat die Variation der Förderhöhe eine ähnliche Auswirkung wie die Variation der Investitionen, da es sich dabei im Grunde ebenfalls um eine Reduktion der Anschaffungskosten handelt. Es ist aber ersichtlich, dass vor allem mit Variante C noch einmal deutliche positive Effekte erzielt werden können, wenn von einer Förderung von bis zu 50 % ausgegangen wird. Im Umkehrschluss zeigt Variante A auf, dass ein Wegfall der Förderungen signifikant negative Effekte mit sich bringt.

Abbildung 23: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Investitionsförderung der Komponenten PV-Anlage, Batterie, SOFC und Wasserstoffspeicher



### Strompreisentwicklung

In diesem Abschnitt wurde die Entwicklung der Strompreise analysiert. Diesbezüglich gilt es zu beachten, dass bei einer isolierten Betrachtung des rSOC-Systems die Senkung der Kosten für den Netzbezug bzw. ein höherer Einspeisetarif für Überschussstrom positive Auswirkungen haben. Die Betriebsmodelle des rSOC-Systems streben zwar an so wenig Netzstrom wie möglich zu beziehen und den erzeugten Strom bestmöglich zur Eigenversorgung zu nutzen, dennoch lässt sich ein Netzbezug auch in Szenario 2 nicht gänzlich vermeiden. Kann dieser zu günstigeren Konditionen erworben werden, wirkt sich das positiv auf den Kapitalwertverlauf aus. Vergleicht man jedoch das Szenario 2 mit den Referenzszenarien 1 und 3, dreht sich dieser Effekt um. Da in den beiden Referenzszenarien deutlich mehr Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, und in Referenz-Szenario 1 auch deutlich mehr PV-Strom in das öffentliche Netz eingespeist wird, profitieren diese stärker von besseren Netztarifen. Im Vergleich ist das rSOC-System also besonders interessant, wenn der Netzbezug teuer bzw. die Einspeisevergütung niedrig ist.

Alle getätigten Annahmen sind in Tabelle 12 zusammengefasst.

Tabelle 12: Angenommene Entwicklung der Strompreise für den Netzbezug sowie für die Einspeisung in das öffentliche Netz

	Variante Basis	Variante A	Variante B	Variante C
3. Stromkosten (Netzbezug) [EUR/kWh]	0,3	0,25	0,2	0,15
4. Einspeisetarif [EUR/kWh]	0,08	0,04	0,15	0,2

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen sind in Abbildung 24 und in Abbildung 25 dargestellt. In Abbildung 24 wurde ausschließlich der Bezugstarif variiert. In Abbildung 25 wurden beide Tarife, der Bezugstarif und der Einspeisetarif, variiert.

Auch in diesem Fall können positive Effekte auf den Kapitalwert erzielt werden, die sich vor allem mit fortlaufender Betriebsdauer stärker niederschlagen. Die Variante 3C + 4C führt mit Ende der Betrachtungsdauer zu einem um ca. 1,5 Mio. besseren Kapitalwert. Diesbezüglich gilt es allerdings auch den Vergleich mit den Referenzszenarien zu betrachten, bei dem sich die Effekte umdrehen.

Abbildung 24: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Stromtarife (Ankauf)

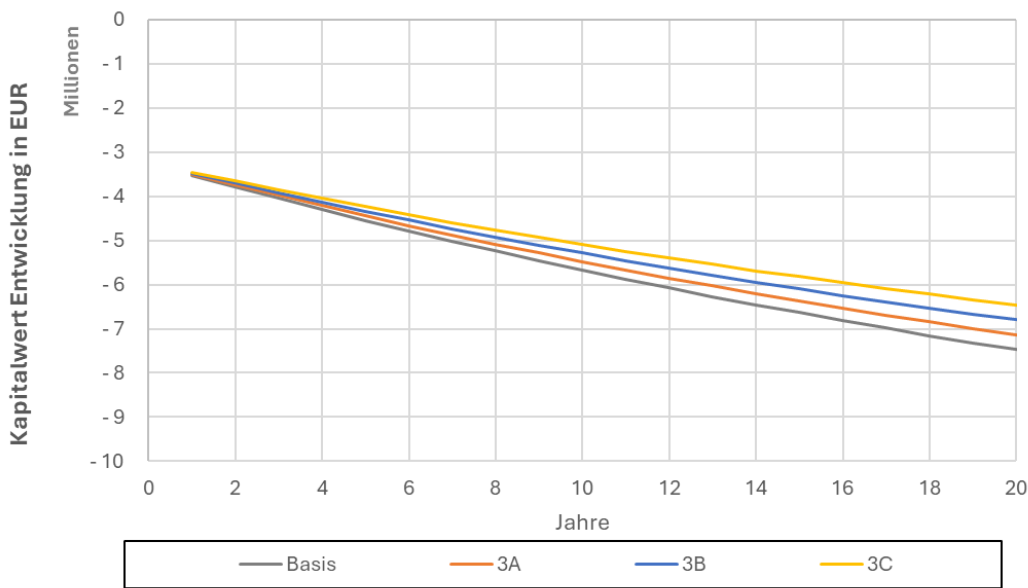
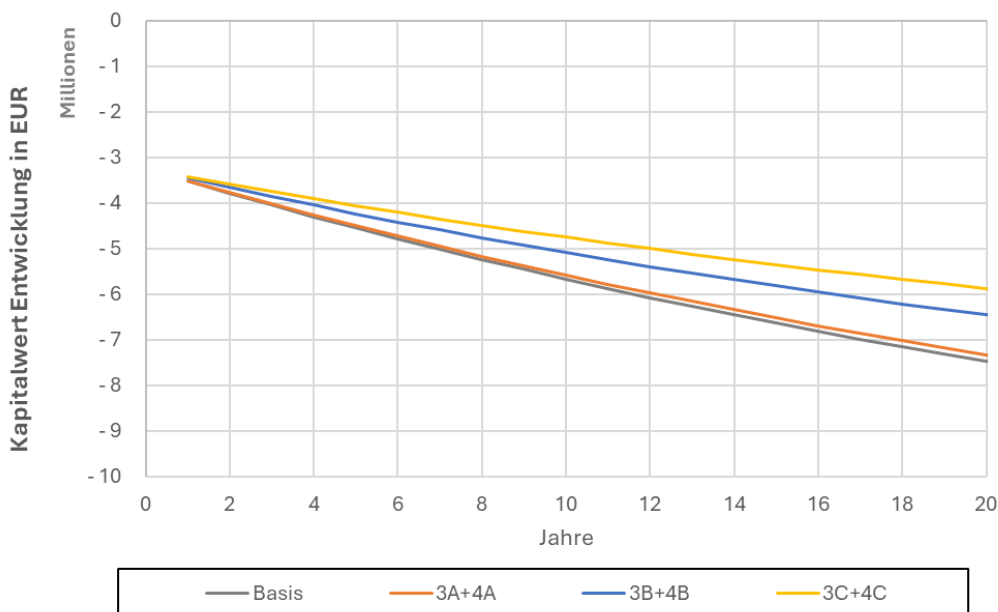


Abbildung 25: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Stromtarife (Ankauf und Verkauf)



## Wärmepreientwicklung

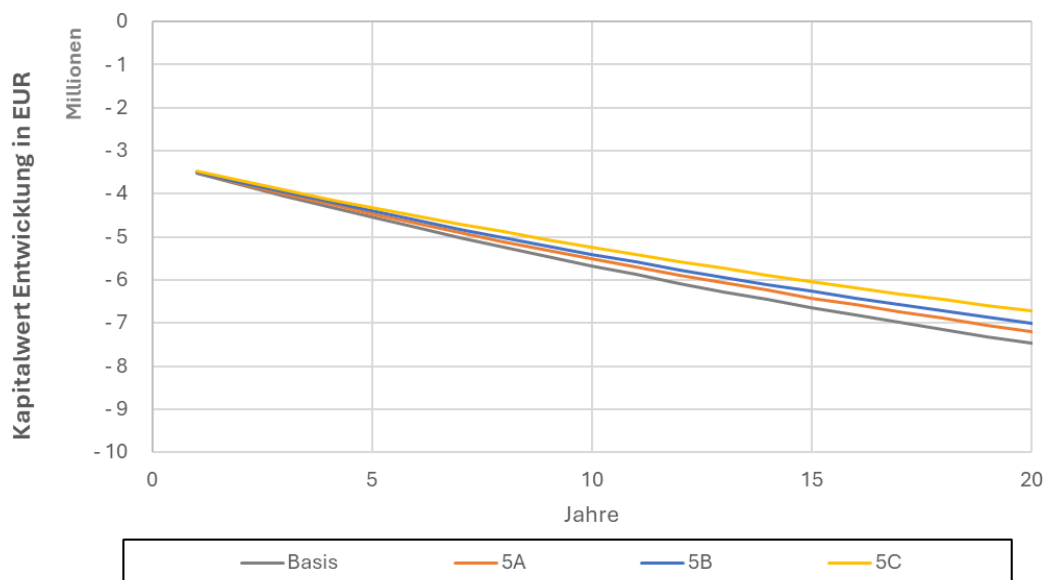
Neben den Stromtarifen wurden auch die Auswirkungen der Wärmepreientwicklung analysiert. Dabei wurde angenommen, dass die Abwärme im Elektrolysebetrieb zur (anteiligen) Deckung des Heiz- und Warmwasserbedarfs genutzt wird. Die restliche Wärme muss vereinfacht angenommen unter den in Tabelle 13 dargestellten Tarifen bezogen werden. Eine Vermarktung von überschüssiger Abwärme des rSOC-Systems wurde nicht berücksichtigt.

Tabelle 13: Angenommene Entwicklung der Wärmepreise

	Variante Basis	Variante 5A	Variante 5B	Variante 5C
Wärmebezugstarif [EUR/kWh]	0,13	0,1	0,08	0,05

Die Ergebnisse sind in Abbildung 26 dargestellt. Es zeigen sich die gleichen Effekte wie bei der Variation der Stromtarife, allerdings sind diese bei den Wärmetarifen geringer ausgeprägt. Damit bestätigt sich auch die im Rahmen der Betriebsmodelle getätigten Annahme, das rSOC-System in Abhängigkeit vom Strombedarf zu betreiben.

Abbildung 26: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Wärmetarife (Ankauf)



## Entwicklung der Betriebskosten

In Tabelle 14 sind die Annahmen für die Entwicklung der Betriebskosten dargestellt. Wie bereits bei den vorangegangenen Sensitivitätsanalysen beschreibt die Variante A ein moderat positive Entwicklung, während Variante C von einer deutlichen Reduktion der Betriebskosten ausgeht.

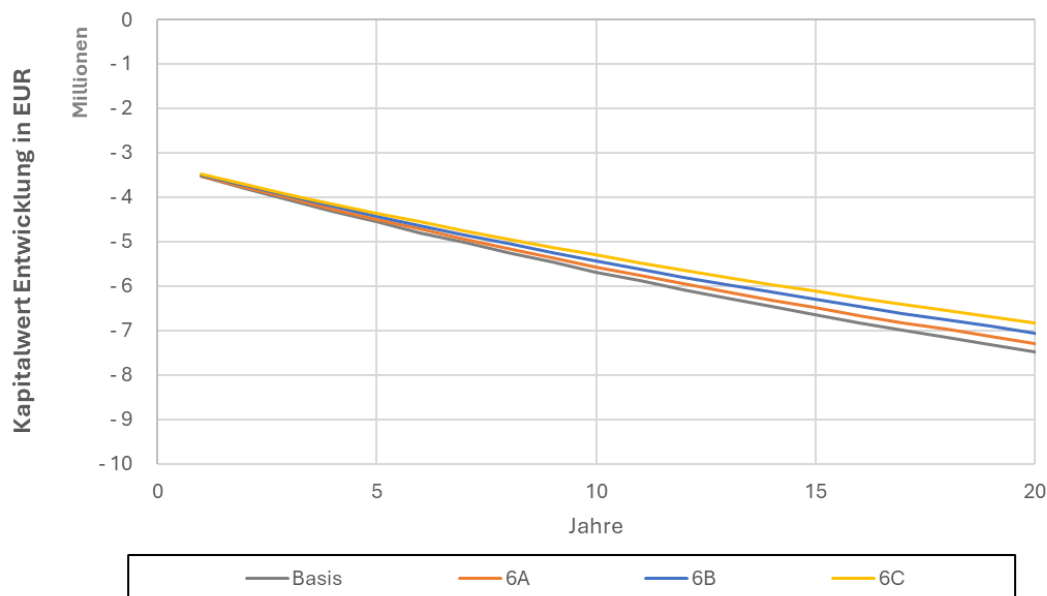
Tabelle 14: Angenommene Betriebskosten für die zukünftige Entwicklung des rSOC-Systems sowie für weitere relevante Komponenten – Variante A beschreibt eine moderate Entwicklung, während Variante C von einer sehr positiven Entwicklung ausgeht.

	Variante Basis	Variante 6A	Variante 6B	Variante 6C
PV-System	2%*	2%*	1,5%*	1%*
Inverter	2%*	2%*	1%*	0,5%*
Batteriespeicher	2%*	1,5%*	1%*	0,5%*
rSOC-System	3%*	2%*	1,5%*	1%*
Wasserstoffspeicher	1,5%*	1,25%*	1%*	0,75%*
Verdichter	1,5%*	1,5%*	1,5%*	1,5%*

\* % bezogen auf die jeweiligen Investitionen

Wie in Abbildung 27 dargestellt, können auch mit einer Reduktion der Betriebskosten positive Effekte erzielt werden. Im Vergleich mit anderen Einflussfaktoren, wie den Investitionen, den Förderungen oder auch den Stromtarifen, sind die unter den getätigten Annahmen erzielbaren positiven Effekte allerdings eher gering ausgeprägt. Die Betriebskosten spielen also eine untergeordnete Rolle, was die Wirtschaftlichkeit des rSOC-Systems angeht.

Abbildung 27: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Betriebskosten der Komponenten



## Entwicklung des CO2 Preises

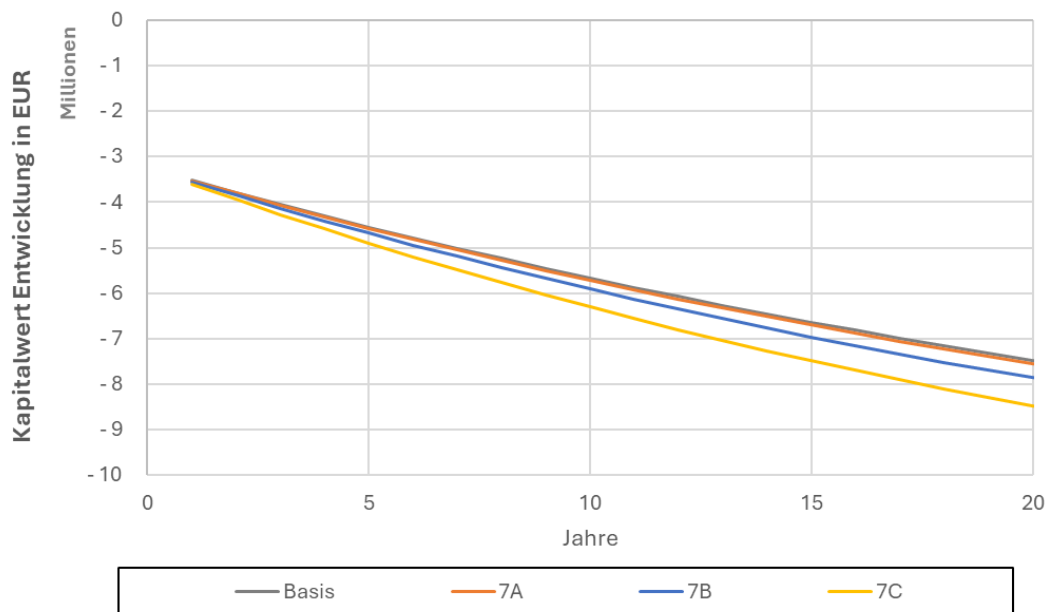
Abschließend sind in diesem Kapitel die Auswirkung von CO2-Preisen dargestellt. Wie in Tabelle 15 ersichtlich wurde davon ausgegangen, dass die CO2-Preise künftig steigen werden.

Tabelle 15: Angenommene Entwicklung des CO2-Preises – Variante A geht von einer moderaten Entwicklung aus, während Variante C von einem hohen CO2-Preis ausgeht.

	Variante Basis	Variante 7A	Variante 7B	Variante 7C
CO <sub>2</sub> Preis [EUR/t <sub>CO2</sub> ]	30	55	170	400

In der isolierten Betrachtung wirken sich höhere CO2-Preise negativ auf das rSOC-System aus, da weiterhin ein Reststrombedarf besteht, der vom öffentlichen Netz gedeckt werden muss. Im Vergleich mit den Referenzszenarien 1 und 3, liegt der Reststrombedarf allerdings deutlich niedriger, sodass das rSOC-System im Vergleich zu diesen durch die höheren CO2-Preise sogar besser abschneidet.

Abbildung 28: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation des CO2-Preises



# 6 Schlussfolgerungen

## **Einsatz von rSOC-Systemen in PEQ:**

Obwohl rSOC-Systeme aus technischer Sicht eine interessante Technologie für den Einsatz in PEQs darstellen, war es nicht möglich, unter den derzeitigen Bedingungen einen wirtschaftlichen Anwendungsfall zu finden. Das liegt vor allem an den hohen Investitionen und dem verhältnismäßig niedrigen elektrischen Wirkungsgrad für die Erzeugung, Speicherung und anschließenden Rückverstromung von Wasserstoff. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass bei einem saisonalen Betrieb auf Grund der großen Wasserstoffmengen der Wasserstoffspeicher einen wesentlichen Kostenfaktor darstellt. Auch der benötigte Platzbedarf für die Speicherung muss berücksichtigt werden.

Da es sich bei rSOC-Systemen jedoch um eine verhältnismäßig junge Technologie handelt, kann davon ausgegangen werden, dass es in den kommenden Jahren eine positive Entwicklung geben wird, sowohl in Bezug auf die Investitionen als auch auf die erzielbare Effizienz. Daher wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die aufgezeigt hat, dass bei einer positiven Entwicklung der Investitionskosten und der relevanten Rahmenbedingungen die rSOC-Technologie in Zukunft eine interessante Option für den Einsatz in PEQs darstellen kann. Die Integration von rSOC-Systemen ist insbesondere dann vorteilhaft, wenn ein hoher tatsächlicher (nicht nur bilanzieller) Autarkiegrad erreicht werden soll.

## **ML-basierte Optimierung und Regelung einer rSOC-Anlage:**

Die ML-basierte Optimierung wurde in verschiedenen Schritten realisiert, die sich aus (i) prädiktiven Modellen zur Reduktion schädigender Zelldynamiken und (ii) aus der Optimierung des SOEC- und SOFC-Betriebs sowie (iii) aus der Ableitung von Steuerstrategien zusammensetzt.

Da es sich bei dieser Anlage um ein, im Vergleich zu anderen Technologien träges System handelt, wurden im ersten Schritt mit Hilfe prädiktiver Verfahren Lastprognosen erstellt, um frühzeitig auf zukünftige Änderungen eingehen zu können. Damit können Lastspitzen, die sich negativ auf die Zellmechanismen und die Lebensdauer des rSOC-Systems auswirken können, vermieden werden bzw. kann der Einsatz von Strom aus dem öffentlichen Netz, der sich wiederum negativ auf die Wirtschaftlichkeit des rSOC-Betriebs auswirkt, reduziert werden.

Im zweiten Schritt wurde der SOEC- sowie SOFC-Betrieb mit Hilfe eines genetischen Algorithmus evolutionär optimiert. Die Ergebnisse der GA-Optimierung der Polarisationskurve waren jedoch mit großen Schwankungen verbunden, die bei einer direkten Anwendung auf das rSOC-System mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Schädigung der Zelle und damit des Stacks führen können. Das hängt von der Geschwindigkeit ab, mit der die elektrische Stromdichte verändert wird und davon, wie schnell das System auf die Geschwindigkeit der Betriebsweise mit der GA-Optimierung reagiert. Zur Reduktion potenziell zellschädigenden Betriebs der Anlage wurden im dritten Schritt Steuerstrategien abgeleitet und mit der GA-Optimierung verglichen. Die erste Strategie ist vom Trend identisch zur GA-Optimierung, nur wurden ein Savitzky-Golay-Filter zur Reduktion der Streuung der Ergebnisse verwendet. Die zweite Steuerstrategie orientiert sich an einem brennstoff- bzw. wasserstoffsparendem Betrieb, wobei der Brennstoffvolumenstrom sowie die

Wasserstoffkonzentration nur bei Bedarf erhöht wird. Darüber hinaus wurde der Luftvolumenstrom stets im definierten Endpunkt des jeweils betrachteten Falls betrieben, um eine Überhitzung der Zelle zu vermeiden. Die Ergebnisse zeigen, dass Steuerstrategie 2 im SOFC-Betrieb eine höhere Leistung und bessere Effizienz erreicht. Im SOEC-Betrieb zeigt Steuerstrategie 1 bessere Leistungs- und Effizienzwerte. Diese Strategie ist jedoch mit einem höheren Wasserstoffvolumenstrom und damit höheren initialen Wasserstoffverbrauch verbunden. Wird eine Rezirkulation des Brennstoffvolumenstroms angewendet, ist für den SOEC-Betrieb Steuerstrategie 2 die effizienteste Betriebsweise.

#### **Untersuchung der instationären Betriebsweise:**

Die Ergebnisse zeigen, dass der instationäre Wechselbetrieb das Zellverhalten insbesondere in den ersten Zyklen beeinflusst. In dieser Phase treten vor allem Veränderungen der niederfrequenten Beiträge auf, begleitet von einer geringen Änderung des ohmschen Widerstands, was sich in einer anfänglich abweichenden Zellspannung widerspiegelt. Über den untersuchten Zeitraum wird die Degradation überwiegend durch den ohmschen Anteil bestimmt. Der ohmsche Widerstand nimmt im Wechselbetrieb weniger stark zu als im stationären Betrieb, während im abschließenden Dampfelektrolyse Abschnitt ein stärkerer Anstieg als im ersten Abschnitt beobachtet wird. Der Polarisationsanteil bleibt über alle Phasen hinweg weitgehend konstant und trägt nur gering zum Gesamtverlauf bei. Insgesamt deutet der Versuch darauf hin, dass der Wechselbetrieb kurzfristige Anpassungen in diffusions- und transportrelevanten Prozessanteilen bewirken kann, die ohmsch dominierte Degradation unter den untersuchten Bedingungen jedoch nicht nachhaltig verringert.

#### **Temperaturregelung am Prüfstand**

Für die Temperaturregelung wird ein kaskadierter PI-Lead-Regler empfohlen. Das zugrunde liegende Modell der Regelstrecke von der Heizleistung über die Ofentemperatur zur Luft-Austrittstemperatur konnte im Rahmen des Projekts validiert werden. Die Wirkung des Stroms auf die Luft-Austrittstemperatur kann jedoch auch nach intensiver Literaturrecherche nicht für den SOFC- und SOEC-Betrieb ausreichend genau vorhergesagt werden. Dadurch kann diese Information leider auch nicht als Störgrößenaufschaltung bei der Regelung genutzt werden. Die Idee hierbei wäre, dass bei bekannter Veränderung des Stroms bereits vorzeitig die Heizleistung entsprechend angepasst werden könnte, noch bevor die Luft-Austrittstemperatur sich verändern würde. Da aber nicht einmal das Vorzeichen der Änderung der Luft-Austrittstemperatur bei einer Stromänderung richtig vorhergesagt werden kann, muss zunächst auf diese Störgrößenaufschaltung verzichtet werden.

# 7 Ausblick und Empfehlungen

Da kein wirtschaftlicher Anwendungsfall für rSOC-Systeme in PEQ gefunden werden konnte wird empfohlen die Forschung zunächst auf die Weiterentwicklung der rSOC-Technologie selbst zu konzentrieren und bei positiver Entwicklung dieser das Potenzial für den Einsatz in PEQ erneut zu prüfen. Dahingehend konnte folgender Forschungsbedarf identifiziert werden:

- Fundamentales Verständnis der kopplungsbedingten Degradationsmechanismen im reversiblen Betrieb.
- Einfluss von Lastwechseln und Moduswechsel auf die Zell-, Interkonnektor- und Stack-Degradation.
- Vorhersage und vertiefende Simulation/Modellierung von Lebensdauer unter realen Betriebsbedingungen eines reversiblen Systems.
- Entwicklung von beschleunigten Alterungstests (AST – accelerating stress testing), um Alterungseffekte zu verstehen und die Lebensdauer vorhersagen zu können.
- Weiterentwicklung optimierter Betriebs- und Regelstrategien für den dynamischen Wechselbetrieb.
- Ökobilanzen und Lebenszyklusanalysen für rSOC-Technologien.
- Reduktion von CAPEX und OPEX durch Systemvereinfachung.

# 8 Verzeichnisse

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: DRT-Spektren und Frequenzbänder.....	16
Abbildung 2: Prüfling und Versuchsaufbau für die rSOC-Untersuchungen. Links ist die verwendete $4 \times 4 \text{ cm}^2$ elektrolytgestützte Einzelzelle dargestellt. Rechts ist das schematische Prüfstandslayout mit Ofen, Gasversorgung, Dampferzeugung und Kondensationseinheit sowie Mess- und Regelkomponenten gezeigt.....	20
Abbildung 3: Schematische Darstellung des SOEC-Betriebs .....	23
Abbildung 4: Schematische Darstellung des SOFC-Betriebs .....	23
Abbildung 5: Zeitlicher Verlauf der Zellspannung und der gemessenen Temperaturen während des mehr als 950 Stunden langen Experiments. Die drei Hauptabschnitte Steam Betrieb – reversibler Betrieb – Steam Betrieb sind farblich hervorgehoben. Die angegebenen Steigungen beziehen sich auf lineare Fits der Zellspannung in den jeweiligen Abschnitten.....	28
Abbildung 6: Zeitliche Entwicklung der Widerstände $R_s$ , $R_p$ und $R_t$ während der drei Hauptabschnitte des Experiments. Die Steigungen entsprechen linearen Fits innerhalb der jeweiligen Betriebsphase. Die ohmschen Verluste dominieren über die gesamte Versuchszeit deutlich gegenüber den Polarisationsverlusten.....	29
Abbildung 7: Zeitaufgelöste Darstellung der Änderung der Relaxationszeiten relativ zur ersten Messung jedes Abschnitts. (a) Dampfelektrolyse -Betrieb vor dem reversiblen Betrieb, (b) reversibler Betrieb mit abwechselnden Elektrolyse- und Brennstoffzellen Abschnitten, (c) Dampfelektrolyse-Betrieb nach dem reversiblen Betrieb. Niederfrequente Bänder spiegeln diffusionsbegrenzte Prozesse wider, während hohe Frequenzen Transport und Kontaktprozesse repräsentieren. ....	30
Abbildung 8: Prognosen zur elektrischen Erzeugung in kWh an drei Beispieltagen. In blau die Erzeugung des vorangegangenen Tages, in Grün die tatsächlichen Werte des Folgetages und in orange Prognoseergebnisse des DecisionTreeRegressors von scikit-learn. ....	34
Abbildung 9: Simulationsergebnisse der elektrischen Spannung (links) und der elektrischen Effizienz (rechts) über der elektrischen Stromdichte für den SOEC- sowie SOFC-Betrieb.....	35
Abbildung 10: Steuerkurven von SOFC-Fall 2.1 für den Brennstoffvolumenstrom (links) und dem Luftvolumenstrom (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2.....	39
Abbildung 11: Steuerkurven von SOFC-Fall 2.1 für die Wasserstoffkonzentration (links) und elektrische Spannung sowie Effizienz als Ergebnis der Steuerkurven (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2. ....	39
Abbildung 12: Steuerkurven von SOEC-Fall 2.2 für den Brennstoffvolumenstrom (links) und dem Luftvolumenstrom (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2.....	40

Abbildung 13: Steuerkurven von SOEC-Fall 2.2 für die Wasserstoffkonzentration (links) und elektrische Spannung sowie Effizienz als Ergebnis der Steuerkurven (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2. .....	40
Abbildung 14: Steuerkurven von SOEC-Fall 2.3 für den Brennstoffvolumenstrom (links) und dem Luftvolumenstrom (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2.....	41
Abbildung 15: Steuerkurven von SOEC-Fall 2.3 für die Wasserstoffkonzentration (links) und elektrische Spannung sowie Effizienz als Ergebnis der Steuerkurven (rechts) über der elektrischen Stromdichte. Blau ist die GA-optimierte Kurve, orange Steuerstrategie 1 und grün Steuerstrategie 2. .....	41
Abbildung 16: R&I Fließschema (a) der Befeuchtungsstrecke mit zwei Heizelementen und (b) des Durchlaufverdampfers inklusive Prozesswasserversorgung.....	43
Abbildung 17: Gemessene Dampfgehalter im Vergleich zum theoretisch maximalen Dampfgehalt und den Regelgrenzen bei einer Gas-Dampf-Gemischtemperatur von 120 °C.....	44
Abbildung 18: Verhalten Feuchteregelung bei einem Sollwert von 20 % relativer Feuchte. ....	45
Abbildung 19: Kaskadierter PI-Lead-Regler.....	46
Abbildung 20: Kapitalwertverläufe des rSOC-Systems sowie der Referenzszenarien – beide in Relation mit Referenz-Szenario 3 (100% Netzbezug) – Variante „Basis“ .....	50
Abbildung 21: Kapitalwertverläufe des rSOC-Systems sowie der Referenzszenarien – beide in Relation mit Referenz-Szenario 3 (100% Netzbezug) – Variante C .....	51
Abbildung 22: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Investitionskosten der Komponenten PV-Anlage, Batterie, SOFC und Wasserstoffspeicher.....	53
Abbildung 23: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Investitionsförderung der Komponenten PV-Anlage, Batterie, SOFC und Wasserstoffspeicher.....	54
Abbildung 24: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Stromtarife (Ankauf) .....	55
Abbildung 25: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Stromtarife (Ankauf und Verkauf) .....	55
Abbildung 26: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Wärmetarife (Ankauf) .....	56
Abbildung 27: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation der Betriebskosten der Komponenten.....	57
Abbildung 28: Entwicklung Kapitalwert bei angenommener Variation des CO2-Preises .....	58

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Untersuchte Betriebsparameter für die stationäre SOEC-Optimierung.....	18
Tabelle 2: Betriebsphasen und Setpoints des rSOC Langzeittests mit Referenzphasen in der Dampfelektrolyse vor und nach dem reversiblen EC/FC Wechselbetrieb, inklusive Gaszusammensetzung, Volumenströmen, Stromdichten und Ofentemperatur.....	21
Tabelle 3: Vergleich der Prognosemodelle für die Erzeugung und den Verbrauch elektrischen Stroms mit Hilfe des Root Mean Squared Error (RMSE) in kWh, des Mean Absolut Error (MAE) in kWh und % basierend auf generischen Daten eines Plusenergiequartiers.....	33
Tabelle 4: Versuchsplan für die Erzeugung der Trainingsdaten für das neuronale Netz.....	35
Tabelle 5: Zielfunktionen für den SOFC- und SOEC-Betrieb zur Optimierung der Betriebspunkte mit Hilfe des genetischen Algorithmus.....	36
Tabelle 6: Optimierungsergebnisse der statischen Betriebspunkte für den SOFC- sowie SOEC-Betrieb. .....	37
Tabelle 7: Statische Betriebsparameter für den SOFC- sowie SOEC-Betrieb inklusive der Leerlaufspannung (OCV).....	38
Tabelle 8: Gewählte Systemkonfigurationen für die wirtschaftliche Bewertung.....	47
Tabelle 9: Wirtschaftliche Parameter für die aktuelle Marktsituation („Basis“) sowie für eine positive zukünftige Entwicklung.....	48
Tabelle 10: Angenommene Investitionen für die zukünftige Entwicklung des rSOC-Systems sowie weiterer relevanter Komponenten – Variante A beschreibt eine moderate Entwicklung, während Variante C von einer sehr positiven Entwicklung ausgeht.....	52
Tabelle 11: Angenommene zukünftige Förderungen für das rSOC-Systems sowie für die weiteren relevanter Komponenten – Variante A geht davon aus, dass keine Fördermöglichkeiten vorhanden sind, während Variante C von einer guten Förderlandschaft ausgeht.....	53
Tabelle 12: Angenommene Entwicklung der Strompreise für den Netzbezug sowie für die Einspeisung in das öffentliche Netz.....	54
Tabelle 13: Angenommene Entwicklung der Wärmepreise.....	56
Tabelle 14: Angenommene Betriebskosten für die zukünftige Entwicklung des rSOC-Systems sowie für weitere relevante Komponenten – Variante A beschreibt eine moderate Entwicklung, während Variante C von einer sehr positiven Entwicklung ausgeht.....	57
Tabelle 15: Angenommene Entwicklung des CO <sub>2</sub> -Preises – Variante A geht von einer moderaten Entwicklung aus, während Variante C von einem hohen CO <sub>2</sub> -Preis ausgeht.....	58
Tabelle 16: Daten, welche im Rahmen des Projekts verwendet wurden.....	68
Tabelle 17: Daten, welche im Projekt generiert wurden.....	68
Tabelle 18: Beschreibung der im Projekt verwendeten Metadaten.....	69

## Literaturverzeichnis

- Mottaghizadeh, P., Fardadi, M., Jabbari, F., & Brouwer, J.: Dynamics and control of a thermally self-sustaining energy storage system using integrated solid oxide cells for an islanded building. *International Journal of Hydrogen Energy*, S. 24891-24908., 2021
- Pflugradt, N.: ETHOS.HiSim. Von Household Infrastructure Simulator (Computer Software): <https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/HiSim> abgerufen am 16.12.2025 13:02
- Tomberg, M., Heddrich, M., Ansar, A., & Friedrich, A.: Operation strategies for a flexible megawatt scale electrolysis system for synthesis gas and hydrogen production with direct air capture of carbon dioxide. *Sustainable Energy Fuels*. The Royal Society of Chemistry, Stuttgart 2023
- Subotić V.: Performance assessment of industrial-sized solid oxide cells operated in a reversible mode: Detailed numerical and experimental study. *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 53, pp. 29166–29185, 10. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.165.
- Mütter F., Berger C., Königshofer B., Höber M., Hochenauer C., Subotić V.: Artificial intelligence for solid oxide fuel cells: Combining automated high accuracy artificial neural network model generation and genetic algorithm for time-efficient performance prediction and optimization. *Energy Convers Manag*, vol. 291, p. 117263, 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117263.
- Heschl, C., Terkovic E., Peinsipp M., Zach F.: SOFC-Abwärmenutzung für Gebäude und Industrie. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2019, [www.nachhaltigwirtschaften.at](http://www.nachhaltigwirtschaften.at), abgerufen am 23.07.2025; 11:58
- Yokokawa H., Hengyong T., Iwanschitz, B, Mai A.: Fundamental mechanisms limiting solid oxide fuel cell durability. *J. Power Sour.* 182, 400–412. doi: 10.1016/j.jpowsour.2008.02.016, 2008
- Mueller F., Jabbari F., Gaynor R., Brouwer J.: Novel solid oxide fuel cell system controller for rapid load following. *J. Power Sour.* 172, 308–323. doi: 10.1016/j.jpowsour.2007.05.092, 2007
- Tu, H., Stimming, U.: Advances, aging mechanisms and lifetime in solid-oxide fuel cells. *J. Power Sour.* 127, 284–293. doi: 10.1016/j.jpowsour.2003.09.025, 2003
- SOLIDpower: SOLIDpower expands production capacity, SOFC runtime record. *Fuel Cells Bull*, 2017
- Bae Y., Lee S., Joong Yoon K., Lee J., Hong J.: Three-dimensional dynamic modeling and transport analysis of solid oxide fuel cells under electrical load change. *Energ. Convers. Manage.* 165, 405–418. doi: 10.1016/j.enconman.2018.03.064, 2018
- Hawkes, A.D., Brett D. J. L., Brandon N. P.: Fuel cell micro-CHP techno-economics: Part 2 - Model application to consider the economic and environmental impact of stack degradation. *Int. J. Hydrog. Ener.* 34, 9558–9569, 2009
- Bujalski W., Dikwal C. M., Kendall K.: Cycling of three solid oxide fuel cell types. *J. Power Sour.* 171, 96–100, 2007
- Protonex: Protonex early access to new propane SOFC remote power system. *Fuel Cells Bull*, 2015.
- Jacobsen L.T., Hedengren J.: Model predictive control with a rigorous model of a solid oxide fuel cell, American Control Conference (Washington, DC), 3741–3746. doi: 10.1109/ACC.2013.6580409, 2013.
- Fardadi M., McLarty D. F., Jabbari F.: Investigation of thermal control for different SOFC flow geometries. *Appl. Ener.* 178, 43–55. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.015, 2016
- Yang, J., Qin S., Zhang W., Ding T., Zhou B. Li X., Jian L.: Improving the load-following capability of a solid oxide fuel cell system through the use of time delay control. *Int. J. Hydrog. Ener.* 42, 1221–1236. doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.10.107, 2017
- Wu X., Gao D.: Fault tolerance control of SOFC systems based on nonlinear model predictive control. *Int. J. Hydrog. Ener.* 42, 2288–2308. doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.09.203, 2017

Nakajo A., Mueller F., Brouwer J., Van Herle J., Favrat D.: Mechanical reliability and durability of SOFC stacks. Part I: modelling of the effect of operating conditions and design alternatives on the reliability. *Int. J. Hydrog. Ener.* 37, 9249–9268, 2012

Nakajo A., Mueller F., Brouwer J., Van Herle J., Favrat D.: Mechanical reliability and durability of SOFC stacks. Part II: modelling of mechanical failures during ageing and cycling. *Int. J. Hydrog. Ener.* 37, 9269–9286. doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.03.023, 2012

Wachsman, E., Marlowe C. A., Lee K. T.: Role of solid oxide fuel cells in a balanced energy strategy. *Ener. Environ. Sci.* 5, 5498–5509. doi: 10.1039/C1EE02445K, 2012

Tse, L., Wilkins S., McGlashan N., Ricardo M., Urban B.: Solid oxide fuel cell/gas turbine trigeneration system for marine applications. *J. Power Sour.* 196, 3149–3162. doi: 10.1016/j.jpowsour.2010.11.099, 2011

Jia, Z, Sun J., Dobbs H., King J.: Feasibility study of solid oxide fuel cell engines integrated with sprinter gas turbines: modeling, design and control. *J Power Sources* 2008, 275(Supplement C): 111–25., 2008

Wakui, T., Yokoyama, R.: Optimal structural design of residential cogeneration systems in consideration of their operating restrictions. *Energy* 64, 719–733. doi: 10.1016/j.energy.2013.10.002, 2014

Yang, W., Zhao Y., Liso V., Brandon N.: Optimal design and operation of a syngas-fuelled SOFC micro-CHP system for residential applications in different climate zones in China. *Ener. Build.* 80, 613–622. doi: 10.1016/j.enbuild.2014.05.015, 2014

Zheng Y., Luo Y., Yixiang S., Cai N.: Dynamic processes of mode switching in reversible solid oxide fuel cells. *Journal of Energy Engineering* 143(6), 2017

## Abkürzungsverzeichnis

rSOC	Reversible Hochtemperaturbrennstoffzelle (reversible solid oxide cell)
SOFC	Elektrolysebetrieb des rSOC-Systems
SOEC	Brennstoffzellenbetrieb des rSOC-Systems
PEQ	Plus-Energie-Quartier
PV	Photovoltaik
GA	Genetic Algorithm
ML	Machine Learning
DRT	Distribution of Relaxation Times
EIS	Impedanzspektroskopie Messungen
THD	Total Harmonic Distortion Analyse

# 9 Anhang

## 9.1. Data Management Plan (DMP)

### 1: Datenerstellung und Dokumentation

Dem Projekt stehen für Simulationen und Berechnungen Daten eines Plus Energie Quartiers (Wien Floridsdorf, Pilzgasse) zur Verfügung. Bei den vorhandenen Daten handelt es sich um Simulationsdaten, welche zur Auslegung des PEQ herangezogen wurden. Diese stehen als Datensatz in stündlicher Auflösung für ein Jahr zur Verfügung

Tabelle 16: Daten, welche im Rahmen des Projekts verwendet wurden

Beschreibung	Typ	Art	Quelle	Zugang	Link
Strombedarf	Numerisch	Simulationsdaten Zeitreihe	Technikum Wien	Nicht öffentlich	-
Warmwasser- bedarf	Numerisch	Simulationsdaten Zeitreihe	Technikum Wien	Nicht öffentlich	-
Heizwärme- bedarf	Numerisch	Simulationsdaten Zeitreihe	Technikum Wien	Nicht öffentlich	-
PV-Erzeugung	Numerisch	Simulationsdaten Zeitreihe	Technikum Wien	Nicht öffentlich	-

Darüber hinaus wurden im Projekt im Rahmen der Prüfstandversuche sowie an Simulationsmodellen folgende Daten generiert.:

Tabelle 17: Daten, welche im Projekt generiert wurden

ID	Beschreibung	Typ	Art	Verantwortlic h	Zugang
Pel <sub>Netz_ein</sub>	Einspeisung öffentliches Stromnetz	Numerisch	Zeitreihe (1h Auflösung)	4ER	nicht öffentlich
Pel <sub>Netz_bezug</sub>	Strombezug aus dem öffentlichen Netz	Numerisch	Zeitreihe (1h Auflösung)	4ER	nicht öffentlich
Pth <sub>Netz_bezug</sub>	Wärmebezug Fernwärme	Numerisch	Zeitreihe (1h Auflösung)	4ER	nicht öffentlich
Pel <sub>SOEC</sub>	Elektrische Leistung rSOC im SOEC-Betrieb	Numerisch	Zeitreihe (1h Auflösung)	4ER	nicht öffentlich
Pel <sub>SOFC</sub>	Elektrische Leistung rSOC im SOFC-Betrieb	Numerisch	Zeitreihe (1h Auflösung)	4ER	nicht öffentlich
Pth <sub>SOFC</sub>	Thermische Leistung rSOC im SOFC-Betrieb	Numerisch	Zeitreihe (1h Auflösung)	4ER	nicht öffentlich
M <sub>H2</sub>	Menge H2 im Speicher	Numerisch	Zeitreihe (1h Auflösung)	4ER	nicht öffentlich
P <sub>prog_PV</sub>	Prognose PV-Ertrag	Numerisch	Zeitreihe (1h Auflösung)	4ER	nicht öffentlich
P <sub>prog_PEQ</sub>	Prognose Strombedarf PEQ	Numerisch	Zeitreihe (1h Auflösung)	4ER	nicht öffentlich

$U_{cell}$	Zellspannung	Numerisch	Zeitreihe (1s Auflösung)	IWT	nicht öffentlich
$I_{cell}$	Zellstrom	Numerisch	Zeitreihe (1s Auflösung)	IWT	nicht öffentlich
$T_{cell\ fuel}$	Temperaturmesspunkt am Zellgehäuse Brennstoffseitein/out	Numerisch	Zeitreihe (1s Auflösung)	IWT	nicht öffentlich
$T_{cell\ air}$	Temperaturmesspunkt am Zellgehäuse Luftseite in/out	Numerisch	Zeitreihe (1s Auflösung)	IWT	nicht öffentlich
$T_{furnace}$	Ofentemperatur	Numerisch	Zeitreihe (1s Auflösung)	IWT	nicht öffentlich
EIS	Elektrochemische Impedanzspektren	Numerisch	Messreihe (2h Intervall)	IWT	nicht öffentlich
DRT	Distribution of Relaxation Times aus EIS abgeleitet	Numerisch	Messreihe (2h Intervall)	IWT	nicht öffentlich

Die Daten wurden in CSV- sowie Excel-Files gespeichert und nur im Rahmen des Projektes zur Beantwortung der Forschungsfragen verwendet.

Tabelle 18: Beschreibung der im Projekt verwendeten Metadaten

Attribut	Beschreibung
ID	Eindeutige Bezeichnung des Datensatzes
Titel	Name/Titel des Datensatzes
Kurzbezeichnung	Kurzbezeichnung
Einheit	Einheit der Daten
Zeitintervall	Zeitintervall der Daten
Zeitraum und Referenzjahr	Zeitraum, für den die Daten berechnet wurden, und entsprechendes Referenzjahr
Eigentümer	Institution, welche die Daten kompiliert/generiert
Kontakt	Hauptverantwortlicher für die Daten
Erstellungsdatum	Datum der Datenerstellung (JJJJ-MM-TT)
Datentyp	Art der Daten
Versionsstand	Version der Daten und ihr Status für die Verwendung

## 2: Ethische, rechtliche und Sicherheitsaspekte

Bei den im Projekt verwendeten Daten handelt es sich um sensible Daten, die dem Projektkonsortium unter der Bedingung zur Verfügung gestellt wurden, dass diese nicht, auch nicht in anonymisierter Form, veröffentlicht werden. Das umfasst auch die anhand der Messdaten generierten Zeitreihen, die in Tabelle 18 beschrieben sind.

### **3: Datenspeicherung und -erhalt**

Die Daten werden von den jeweils verantwortlichen Projektpartner lokal gespeichert. Wenn die Daten von mehreren Projektpartnern benötigt werden, wurden diese für die Dauer der Verwendung auf einem gemeinsamen Ordner (MS-Teams) zwischengespeichert. Im Rahmen des Projekts erfolgt keine gesonderte langfristige Speicherung.

### **4: Wiederverwendbarkeit der Daten**

Die im Projekt generierten Daten stehen Externen aus Geheimhaltungsgründen nicht zur Verfügung.

