

# Energieforschungsprogramm

## Publizierbarer Endbericht

**Programmsteuerung:**

Klima- und Energiefonds

**Programmabwicklung:**

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

## Endbericht

erstellt am

25/10/2024

## Projekttitle:

Fully Integrated Reversible Solid oxide cell sysTem

Projektnummer: 871700

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	5. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/11/2019
Projektende	30/04/2024
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	54 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Forschung Burgenland GmbH AVL List GmbH Energieinstitut an der JKU Linz Montanuniversität Leoben, Chair of Energy Network Technology
AnsprechpartnerIn	Christian Heschl
Postadresse	Campus 1 / 7000 Eisenstadt
Telefon	+43 05 7705 5654
Fax	-
E-mail	<a href="mailto:Christian.heschl@fachhochschule-burgenland.at">Christian.heschl@fachhochschule-burgenland.at</a>
Website	<a href="http://www.forschung-burgenland.at">www.forschung-burgenland.at</a>

## FIRST

Fully Integrated Reversible Solid oxide cell system

**AutorInnen:**

Christian Heschl, Christian Seidl, Nora Kirchknopf, Paul Sommer, FB  
Bernd Reiter, Vincent Lawlor, Peter Sztrinko, Kristof Kordas, AVL  
Thomas Kienberger, David Banasiak, Andreas Hammer, MUL  
Hans Böhm, Stefan Puschnigg, Katharina Rusch, Argjenta Veseli, EI-JKU

## 1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis .....	4
2	Einleitung .....	6
2.1	Aufgabenstellung .....	6
2.2	Schwerpunkte des Projektes .....	6
2.3	Einordnung in das Programm .....	7
2.4	Verwendete Methoden .....	8
2.4.1	Ermittlung der Systemanforderungen .....	8
2.4.2	Dynamische Simulation-rSOC-Gebäude-Netz-Speicher .....	9
2.4.3	Systementwicklung und -validierung .....	9
2.4.4	Bewertung von ökonomischen Skaleneffekten .....	10
2.4.5	Makroökonomische Analyse .....	10
2.4.6	Rechtsanalyse .....	14
2.5	Aufbau der Arbeit .....	14
3	Inhaltliche Darstellung .....	15
3.1	Systemanforderungen rSOC .....	15
3.1.1	Betriebsmodi rSOC .....	15
3.1.2	Betriebssicherheit .....	17
3.1.3	Komponentenspezifikationen .....	18
3.1.4	Integration rSOC .....	20
3.2	Systementwicklung und -validierung .....	21
3.2.1	Design, Komponentenanzordnung und Schnittstellenfestlegung .....	21
3.2.2	Leistungselektronik .....	23
3.3	Simulation des statischen und dynamischen Verhaltens des rSOC-Systems .....	24
3.3.1	Modellentwicklung für das Design von rSOC-Regelstrategien .....	24
3.3.2	Simulation transienter Verbraucher-Industrie .....	26
3.3.3	Simulation von Netzen .....	28
3.3.4	Simulation der Smart Energy Building Integration .....	32
3.4	Markt- und Kostenentwicklung der rSOC-Technologie .....	40
3.5	Makroökonomische Bewertung – Simulationsdesign .....	42
3.6	Sozio-technische Analyse .....	43
3.7	Ökologische Bewertung .....	43
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen .....	45
4.1	Betriebs- und Systemanforderungen rSOC .....	45
4.2	Simulation des statischen und dynamischen Verhaltens des rSOC-Systems .....	48
4.2.1	Modellentwicklung für das Design von rSOC-Regelstrategien .....	48
4.2.2	Simulation des Wasserstoff-Speichersystems .....	54
4.2.3	Simulation von transienten erneuerbaren Energiequellen .....	56
4.2.4	Simulation transienter Verbraucher-Industrie .....	64
4.2.5	Simulation von Netzen .....	65

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

4.2.6	Simulation der Smart Energy Building Integration .....	66
4.3	Systementwicklung und -validierung.....	71
4.3.1	DC/AC Umrichter .....	71
4.3.2	rSOC – Testszenarien.....	72
4.4	Technoökonomische Bewertung .....	83
4.4.1	Lernkurven und Skaleneffekte.....	83
4.5	Makroökonomisches Assessment .....	85
4.5.1	Investitionen.....	86
4.5.2	Privater Konsum.....	86
4.5.3	Nettoexporte.....	87
4.5.4	BIP .....	88
4.5.5	Beschäftigungseffekte .....	89
4.6	Sozio-technische Implikationen .....	90
4.6.1	Gesellschaftliche Akzeptanz.....	90
4.6.2	Kommunikation & Stakeholder Engagement .....	90
4.7	Ökologische Bewertung.....	91
4.8	Rechtsanalyse.....	94
5	Ausblick und Empfehlungen.....	101
6	Literaturverzeichnis.....	102
7	Kontaktdaten.....	105

## 2 Einleitung

Im Rahmen des European Green Deal hat sich die Europäische Union das Ziel gesetzt, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Diese ambitionierte Zielsetzung erfordert eine fundamentale Transformation des Energiesystems, wobei die Integration erneuerbarer Energien eine Schlüsselrolle einnimmt. Eine zentrale Herausforderung stellt dabei die zeitliche Entkopplung von Energieerzeugung und -verbrauch dar, die effiziente und skalierbare Speichertechnologien erfordert. Das Forschungsprojekt "FIRST" adressiert diese Herausforderung durch die Entwicklung innovativer reversibler Festoxidbrennstoffzellensysteme (rSOC-Systeme). Diese Technologie vereint die Funktionen der Wasserstoffelektrolyse und der Brennstoffzelle in einem System und ermöglicht damit sowohl die Speicherung elektrischer Energie in Form von Wasserstoff als auch dessen bedarfsgerechte Rückverstromung. Durch diese Bidirektionalität und die Fähigkeit, auch Methan als Energieträger zu nutzen, bieten rSOC-Systeme eine vielversprechende Lösung für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen und die erforderliche Flexibilisierung des Energiesystems.

### 2.1 Aufgabenstellung

Das Forschungsprojekt FIRST konzentriert sich auf die Entwicklung eines hochflexiblen rSOC-Systemdesigns mit verbessertem thermischem Management, um die Prozesswärme im Elektrolyse- und Brennstoffzellenmodus optimal zu nutzen. Dies umfasst die Integration interner Wärmetauscher und weiterer Technologien, die Wärmeverluste reduzieren und die Energieeffizienz maximieren. Zur präzisen Abbildung des transienten Systemverhaltens werden dynamische Simulationsmodelle entwickelt, die eine detaillierte Untersuchung der Wärme- und Stromverteilung unter verschiedenen Betriebsbedingungen ermöglichen und dadurch zur Stabilität und Effizienz des Systems beitragen. Im Rahmen der dynamischen Modellierung und Simulation wird das transiente Verhalten des rSOC-Systems unter variierenden Lastanforderungen detailliert analysiert und optimiert, wobei für Industrie- und Gebäudeanwendungen spezifische Anforderungen gelten. Ergänzt wird dies durch die Entwicklung prädiktiver Regelstrategien, die auf Lastvorhersagen basieren und ein automatisiertes Kontrollsystem umfassen, welches eine flexible und stabile Umschaltung zwischen den Betriebsmodi gewährleistet. Die techno-ökonomische Analyse untersucht die Kostenstrukturen der rSOC-Technologie und identifiziert Skaleneffekte, um die Wirtschaftlichkeit für verschiedene Marktsegmente zu steigern. Neben einer Lebenszyklusanalyse zur Bewertung der Umweltauswirkungen werden Marktstrategien erarbeitet, um die Akzeptanz und Integration von rSOC-Systemen in Anwendungsfelder wie Industrie, Gebäudeenergieversorgung und dezentrale Energiesysteme zu fördern. Die Praxistauglichkeit der Technologie wird durch verschiedene Testszenarien in einer „Living Lab“-Umgebung erprobt, wo die Performance des Systems unter realen Bedingungen bewertet und die Auswirkungen zyklischer Betriebsbedingungen auf die Lebensdauer untersucht werden.

### 2.2 Schwerpunkte des Projektes

Die Forschungsaktivitäten konzentrieren sich auf die systematische Untersuchung der Leistungsfähigkeit und Anwendungsflexibilität von rSOC-Systemen mittels eines mehrdimensionalen methodischen

Ansatzes. Dieser umfasst die Entwicklung und Implementierung dynamischer Modelle, die Konzeption adaptiver Regelstrategien zur Betriebsoptimierung sowie die Analyse der Systemintegration in bestehende Energieinfrastrukturen. Zur Validierung der Systemperformance unter realistischen Betriebsbedingungen wurden empirische Last- und Ertragsprofile ausgewählter Gebäude sowie regenerativer Energieerzeugungsanlagen herangezogen. Die Forschungsarbeiten, die im Rahmen des fünften Energieforschungsprogramms situiert sind, stehen in direktem Bezug zu übergeordneten energiepolitischen Zielsetzungen zur Steigerung der Energieeffizienz und CO<sub>2</sub>-Reduktion, wobei die generierten Erkenntnisse zur Entwicklung resilienterer und nachhaltigerer Energiesysteme beitragen.

Die Schwerpunkte der Forschungsaktivitäten zielen auf die Entwicklung energieeffizienter Produkte und Systemlösungen, wobei hochenergieeffiziente Komponenten und Technologien für die dezentrale Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung im Vordergrund stehen. Durch die gezielte Nutzung und Speicherung von Abwärme sollen Emissionen und der Energieverbrauch über den gesamten Lebenszyklus der Systeme reduziert werden. Im Zentrum des Projekts steht die rSOC-Technologie (reversible Solid Oxide Cell), die durch technologische Optimierungen eine verbesserte Leistungsdichte und Lebensdauer erzielen soll und deren Produktionskosten gesenkt werden sollen. Diese Maßnahmen sollen die Einführung von stationären Brennstoffzellen in den Markt beschleunigen. Weiterhin wird durch hybride Systemlösungen die Kombination mehrerer Energieumwandlungstechnologien in kompakten Systemen für Heizung, Kühlung und Lüftung angestrebt, um Gebäude flexibel und effizient mit Energie zu versorgen. Im Bereich Bioenergie liegt ein Schwerpunkt auf der Entwicklung eines Smart-Grid-kompatiblen Mikro-KWK-Systems mit einer Leistung unter 5 kW<sub>el</sub> für die dezentrale Energieversorgung, dass eine nachhaltige Nutzung der Bioenergie ermöglicht. Ergänzend werden in der thermischen Energiespeicherung Technologien entwickelt, um kurz- und langfristige Speicherlösungen zu optimieren und dadurch die Volllaststunden zu erhöhen.

Die Weiteren Forschungsschwerpunkte umfassen die ökologische Bewertung und Lebenszyklusanalyse der rSOC-Technologie. Simulationen zeigen, dass in industriellen Anwendungen, wie etwa in einer Brauerei oder Glaserei, erhebliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen von 623 bzw. 431 Tonnen pro Jahr möglich sind. Darüber hinaus werden die sozioökonomischen Effekte untersucht: Die Förderung von Arbeitsplätzen und Einkommenssteigerungen wird positive wirtschaftliche Effekte für Österreich haben.

### 2.3 Einordnung in das Programm

Das Projekt FIRST wird in folgende Schwerpunkte eingeordnet:

Schwerpunktthema: Umwandlungs- und Speichertechnologien

Forschungskategorie: Industrielle Forschung (IF)

Im Rahmen der 5. Ausschreibung des Energieforschungsprogramms der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG), gefördert durch den Klima- und Energiefonds, wird eine umweltfreundliche und wirtschaftliche Energieversorgung angestrebt. Hierbei liegt ein wesentlicher Fokus auf der Erforschung und Entwicklung innovativer Technologien und Konzepte zur nachhaltigen

Energienutzung. Die folgenden Themenbereiche greifen wesentliche Fragestellungen des Klima- und Energiefonds auf und zeigen, wie das Projekt FIRST gezielt zur Erfüllung dieser Ziele beiträgt.

Das Projekt FIRST strebt eine umfassende Weiterentwicklung der rSOC-Technologie und anderer innovativer Energielösungen an, um zur langfristigen Dekarbonisierung und zur Stabilität des Energiesystems beizutragen. Die erfolgreiche Implementierung dieser Technologien kann einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaziele leisten und den österreichischen Innovationssektor stärken.

## 2.4 Verwendete Methoden

Das methodische Framework basiert auf einem multimethodalen Ansatz, der sich in drei Hauptbereiche gliedert. Erstens wurden hochaufgelöste temporale Simulationen mittels MATLAB Simulink und Dymola durchgeführt, ergänzt durch die Implementation von Hardware-in-the-Loop-Verfahren. Zweitens erfolgten experimentelle Untersuchungen zur Charakterisierung von Regelstrategien und zur empirischen Validierung der Systemleistung. Drittens wurde eine umfassende technoökonomische und ökologische Evaluierung vorgenommen, die sowohl die Analyse wirtschaftlicher Parameter und die Bewertung des Marktpotentials als auch eine ökologische Impaktanalyse umfasste.

### 2.4.1 Ermittlung der Systemanforderungen

Die Betriebsanforderungen für das rSOC-System wurden anhand von Energieerzeugungsprofilen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen bestimmt, die von der Energie Burgenland bereitgestellt wurden. Die Systemdynamik des rSOC-Systems für den Elektrolyse- und Brennstoffzellenbetrieb (SOEC und SOFC) wurde so spezifiziert, dass das System eine maximale Flexibilität im Betrieb erreicht. Basierend auf gemessenen und simulierten Bedarfsprofilen, unter anderem für Strom und Wärme, wurden die Anforderungen an den rSOC-Betrieb entwickelt, um eine optimale Nutzung und Integration erneuerbarer Energien sicherzustellen. Darüber hinaus wurden die Betriebs- und Sicherheitspezifikationen des rSOC-Systems für verschiedene Anwendungsbereiche erarbeitet, einschließlich PV-/Windparks, Smart-Energy-Gebäude und industrielle Anwendungen. Dazu gehörte eine detaillierte Analyse des Energiebedarfs in Gebäuden und der Industrie unter Berücksichtigung flexibler Verbraucherstrukturen. Diese Analyse wurde durch Forschung Burgenland und in Zusammenarbeit mit der Montanuniversität Leoben durchgeführt, wobei spezielle Anforderungen an die Netzcharakterisierung für Strom, Wärme und Wasserstoff definiert wurden. Eine iterative Überprüfung der Spezifikationen im gesamten Konsortium stellte sicher, dass die Anforderungen für verschiedene Einsatzszenarien präzise abgestimmt wurden amische Simulation des rSOC-Systems im Gebäude- und Netzkontext. Für den geplanten Betrieb des rSOC-Systems in Verbindung mit Wasserstoffanwendungen am Standort Forschung Burgenland (FB) wurde eine umfassende Sicherheitsanalyse erstellt. Diese umfasste eine detaillierte Recherche zu geltenden Gesetzen, Normen und anerkannten technischen Regeln. Durch diese Recherche konnte ein Überblick über allgemeingültige Bestimmungen und Sicherheitsstandards im Bereich der Wasserstoffnutzung und -lagerung gewonnen werden. Die Abstimmung mit externen Partnern und Herstellern aus der Wasserstoffbranche führte zudem zur Ergänzung bestehender Sicherheitsrichtlinien und -hinweise. Um spezifische Risiken im Zusammenhang mit der Nutzung des rSOC-Systems zu identifizieren, wurde eine Hazard-and-Operability-Analyse (HAZOP) durchgeführt. Diese Methode ermöglichte die systematische



Erfassung potenzieller Abweichungen vom normalen Betriebszustand und deren Ursachen. Die identifizierten Szenarien wurden hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Betriebssicherheit und den Systembetrieb analysiert. Die HAZOP-Analyse führte zur Entwicklung von Gegenmaßnahmen, einschließlich Alarmsystemen und automatisierten Reaktionsmechanismen des Systems, die im Fall unerwarteter Betriebszustände aktiviert werden.

### **2.4.2 Dynamische Simulation-rSOC-Gebäude-Netz-Speicher**

Im Rahmen der dynamischen Modellierung und Simulation wird das transiente Verhalten des rSOC-Systems unter variierenden Lastanforderungen detailliert analysiert und optimiert, wobei für Industrie- und Gebäudeanwendungen spezifische Anforderungen gelten. Für die Gebäudeintegration, insbesondere im Kontext des Smart Energy Buildings, werden die thermischen und elektrischen Lastprofile präzise modelliert und durch prädiktive Regelungen optimiert, um eine effiziente Abwärmenutzung aus dem rSOC-Betrieb zu ermöglichen und die Gebäudeheizung zu unterstützen. Die in dieser Simulation genutzten Gebäudegesamtsystemmodelle berücksichtigen dabei die Bauphysik, HVAC-Systeme, das rSOC-System sowie Nutzerverhalten und Wetterprognosen, wodurch ein optimales Zusammenspiel aller Komponenten sichergestellt wird. In industriellen Anwendungen wiederum werden spezifische Last- und Erzeugungsprofile für Strom, Wärme und Gas entwickelt, die auf den besonderen Energiebedarf und die Prozessanforderungen dieser Sektoren zugeschnitten sind, wie etwa in der Eisen- und Stahlindustrie oder in der Zellstoff- und Papierproduktion. Durch eine ganzheitliche Simulation werden die rSOC-Systemparameter an die dynamischen Anforderungen dieser Prozesse angepasst und optimiert, sodass Effizienz und Stabilität bei schwankenden Lasten gewahrt bleiben. Ein dynamisches Modell wurde mithilfe von CruiseM und Dymola erstellt, um die Reaktionen des Systems in den Betriebsmodi Elektrolyse (SOEC) und Brennstoffzelle (SOFC) bei unterschiedlichen Lastbedingungen zu simulieren. Parallel dazu ermöglichte ein Flowsheet die Analyse von Wärmenutzungsstrategien und internen Rezirkulationsoptionen, wodurch optimale Konfigurationen für verschiedene Szenarien gefunden werden konnten. Für die Steuerung entwickelte das Team eine prädiktive Regelstrategie in MATLAB Simulink, die eine flexible Anpassung der Betriebsparameter und eine automatisierte Umschaltung zwischen den Betriebsmodi ermöglicht. Diese Methoden gewährleisteten eine hohe Anpassungsfähigkeit des rSOC-Systems an fluktuierende Energiequellen und sichern dessen Effizienz und Stabilität für industrielle und gebäudebasierte Anwendungen.

### **2.4.3 Systementwicklung und -validierung**

Der Designentwurf und der Aufbau des rSOC-Systems erfolgen in enger Anlehnung an die Ergebnisse aus den Systemsimulationen. Dabei wurden auch die essentiellen Betriebsparameter für das System ermittelt und so auch die Effizienz der Systemarchitektur maximiert. Die Planung der Komponenten sowie der gesamten Systemeinheit wurde durch den Einsatz von 3D-CAD- und CFD-Tools unterstützt, wodurch es kompakte und optimale Anordnungen anzustreben galt. In einem iterativen Prozess wurden die geometrischen und strömungstechnischen Anforderungen an das System präzise abgestimmt, um eine platzsparende und leistungsoptimierte Bauweise sicherzustellen. Alle Regelungs- und Überwachungsalgorithmen wurden in LabVIEW (National Instruments) entwickelt und in eine programmierbare Prototyp-Steuereinheit integriert. Diese Steuerung ermöglichte die Echtzeitvisualisierung der wesentlichen Systemparameter über eine benutzerfreundliche PC-Oberfläche,

die dem Bediener erlaubte, bei Bedarf unmittelbar in den Betrieb einzugreifen und Anpassungen vorzunehmen. Zur Leistungsüberprüfung des Systems wurden erste Tests am Prototypen im Brennstoffzellenlabor der FB durchgeführt. Das Fuel Cell Labor am Standort Pinkafeld ist mit allen notwendigen Versorgungseinrichtungen für Betriebsmedien wie H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub> und Luft usw. ausgestattet. Darüber hinaus gibt es umfassende Sicherheitsvorkehrungen, die im Falle von Systemausfällen oder Betriebsstörungen automatisch Schutzmaßnahmen aktivierten. Im Anschluss an die Labortests wurde das System für verschiedene Testszenarien unter realen Einsatzbedingungen als Hardware in Loop (HIL) im ENERGETIKUM der Forschung Burgenland installiert. Diese „Living Lab“-Umgebung sah die Möglichkeit vor, das rSOC-System im Betrieb zu beobachten, um die Stabilität und Effizienz unter variierenden Lastbedingungen und typischen Betriebsmodi des Smart Energy Buildings zu evaluieren. Hier wurden ebenfalls die autonomen Betriebsstrategien und Sicherheitsprotokolle validiert, die für eine zuverlässige Nutzung in industriellen und gebäudebasierten Anwendungen entscheidend sind.

### 2.4.4 Bewertung von ökonomischen Skaleneffekten

Als Teil der techno-ökonomischen Analyse wurden mögliche Auswirkungen auf die Technologiekosten, die aus einer breiten Implementierung und der damit anzunehmenden Hochskalierung der Produktion, sowohl in Stückzahl, als auch individueller Anlagenkapazität untersucht. Die daraus abgeleiteten Ergebnisse zu den Investitionskosten für die rSOC-Technologie in Abhängigkeit des Implementierungszeitpunktes (in Verbindung mit den bis dahin kumuliert erzeugten Anlagen) und der jeweiligen Anlagenkapazität wurden letztendlich in die techno-ökonomische Optimierung der untersuchten Anwendungsszenarien übernommen.

Zur Berechnung der zu erwartenden Skaleneffekte wurde das am Berechnungsmodell CoLLeCT verwendet. CoLLeCT ermöglicht die Ermittlung von Skalierungseffekten in Abhängigkeit kumuliert produzierter Stückzahlen („economies of number scale“) sowie individueller Systemgröße („economies of unit scale“) von Technologien mit geringem Technologiereifegrad (TRL). Die Bewertung erfolgt dabei unter Berücksichtigung der Lernraten und Skalierungsexponenten von Einzelkomponenten und technologiespezifischer Eigenschaften. Durch diese Disaggregation wird der Vergleich von Lernraten zwischen unterschiedlichen Technologien mit ähnlichen Subkomponenten, Materialien und Fertigungsprozessen ermöglicht und damit die Notwendigkeit hoher Produktionszahlen für die Bewertung des technologischen Lernprozesses deutlich reduziert. Zusätzlich ermöglicht der modulare Aufbau periphere Standardkomponenten in die Analyse zu integrieren, da direkte und indirekte Lerneffekte, die aus Spillover-Effekten aus nebenläufigen Nutzungspfaden generiert werden, von der Haupttechnologie entkoppelt betrachtet werden können. In diesem Zusammenhang lassen sich auch Veränderungen in der Kostenstruktur analysieren, um potenzielle Hebel für Kostenreduktionen bereits frühzeitig zu erkennen. Die zugrundeliegende Methodik und deren Anwendung wird in mehreren wissenschaftlichen Artikeln (Böhm et al. 2019); (Böhm et al. 2020); (Böhm 2022) detailliert beschrieben.

### 2.4.5 Makroökonomische Analyse

Zur Bestimmung der gesamtwirtschaftlichen Wirkungen des rSOC-Systems wurde das Simulationsmodell MOVE2 (Tichler, R., et al. 2014); (Tichler 2009); (Goers, S., et al. 2015) angewandt. Dabei handelt es sich um ein makroökonomisches Instrument zum Impact Assessment von Maßnahmen der Energie- und

Klimapolitik für die österreichische Ebene. Ein wesentlicher Vorteil stellt die Darstellung der Verbindungen zwischen Wirtschaft und Energie (Produktion und Verbrauch) dar. Konkret wird der makroökonomische Beitrag anhand von zusätzlichem Bruttoinlandsprodukt, Konsum (der privaten Haushalte), Investitionen (der Unternehmen), Nettoexporten (Exporte – Importe) und zusätzlichen Beschäftigten durch die Nutzung industrieller Abwärme quantifiziert. Im Folgenden steht nicht die Mikroebene (Endverbraucher, Unternehmen) im Mittelpunkt, sondern die gesamte Volkswirtschaft Österreichs.

Grundsätzlich werden in diesen makroökonomischen Modellen beobachtbare ökonomische Zusammenhänge mithilfe ökonomischer Verfahren in spezifischen strukturellen Gleichungssystemen abgebildet. Sämtliche endogene Variablen werden durch stochastische Gleichungen erklärt, sodass durch dieses Gleichungssystem die makroökonomischen Interdependenzen modelliert werden können. Die ökonomischen Zusammenhänge werden mithilfe von Zeitreihen erfasst, sodass das Modell die ökonomischen Strukturen der Vergangenheit zur Simulation bestimmter Veränderungen heranzieht. Die spezifizierten Theorie-basierten Gleichungen werden mithilfe ökonomischer Verfahren geschätzt und in die Modellstruktur implementiert. Neben den stochastischen Gleichungen besteht die Modellstruktur auch aus Identitätsgleichungen, die das Modell zusätzlich spezifizieren.

Die Simulation mit dem Modell MOVE2 umfasst die Berechnung von zwei verschiedenen Pfaden, auf denen sich die Volkswirtschaft befindet. Der erste Entwicklungspfad errechnet die zukünftige Entwicklung der im Modell endogenen Variablen (unter einer bestimmten Definition der zukünftigen Entwicklung der exogenen Variablen), ohne Eingriff in bestimmte Parameter des Modells. Dieser Entwicklungspfad kann als business-as-usual-Szenario (BAU-Szenario) bezeichnet werden. Der zweite Entwicklungspfad, das Simulationsszenario, errechnet die zukünftige Entwicklung aller endogenen Variablen bei Veränderung eines bestimmten Parameters (endogen oder exogen) durch den Anwender des Simulationsmodells. Demnach sind die Ergebnisse als zusätzliche Effekte, welche ohne die Nutzung industrieller Abwärme nicht stattgefunden hätten, zu interpretieren.

Das Modell orientiert sich am Endverwendungsprinzip der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, sodass gesamtwirtschaftliche Entwicklungen zum Zeitpunkt  $t$  durch Änderungen des Bruttoinlandsprodukts ( $\Delta GDP$ ) bzw. der Summe von Investitionen ( $\Delta I$ ), Konsum ( $\Delta C$ ), Staatsausgaben ( $\Delta G$ ) und Nettoexporte (=Exporte minus Importe) ( $\Delta NX$ ) gebildet werden:

$$\Delta GDP_t = \Delta I_t + \Delta C_t + \Delta G_t + \Delta NX_t$$

Durch die Verwendungsrechnung wird in erster Linie deutlich, wie eine Volkswirtschaft das von ihr generierte Kapital einsetzt. Unter privatem Konsum sind alle Ausgaben für kurz- und langfristige Anschaffungen erfasst, die private Haushalte in einer Periode tätigen. Eine Investition erfasst, wenn ein bestimmtes Gut über einen langfristigen Zeitraum und zum Zwecke der Produktion bzw. Leistungserstellung verwendet wird. Nettoexporte ergeben sich durch Exporte und Importe, wobei der Wert der eingeführten Güter von denen der exportierten Güter abgezogen wird. Staatsausgaben umfassen Konsum und Investitionen der öffentlichen Hand.

Diese Parameter werden durch sektorale ökonomische Aktivitäten bestimmt. Dabei erfasst das Simulationsmodell die Sektoren Land- und Forstwirtschaft, Bergbau, Sachgütererzeugung, Energie- und Wasserversorgung, Bauwesen, Handel und Reparatur von Kraftfahrzeugen und Gebrauchsgütern, Beherbergungs- und Gaststättenwesen, Verkehr und Nachrichtenübermittlung, Kredit- und

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Versicherungswesen, Realitätenwesen und Unternehmensdienstleistungen, Öffentliche Verwaltung und sonstige Dienstleistungen der österreichischen Wirtschaft. Für jeden dieser Sektoren wurden Gleichungssysteme zu Investitionen, Wertschöpfung, Beschäftigung und Löhnen auf Basis statistischer Jahresdaten geschätzt und miteinander verbunden. Private Haushalte bzw. deren Konsum werden ebenfalls als Sektor im Modell betrachtet. Zusätzlich zu den wirtschaftlichen Aktivitäten werden auf sektoraler Ebene Verbräuche für verschiedene Energieträger betrachtet, sodass die Interaktion von Wirtschaft und Energie erfasst wird. Durch die Verknüpfung von Energieverbrauch mit spezifischen Emissionsfaktoren können zudem Treibhausgasemissionen quantifiziert werden. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Module von MOVE2 bzw. MOVE2social.

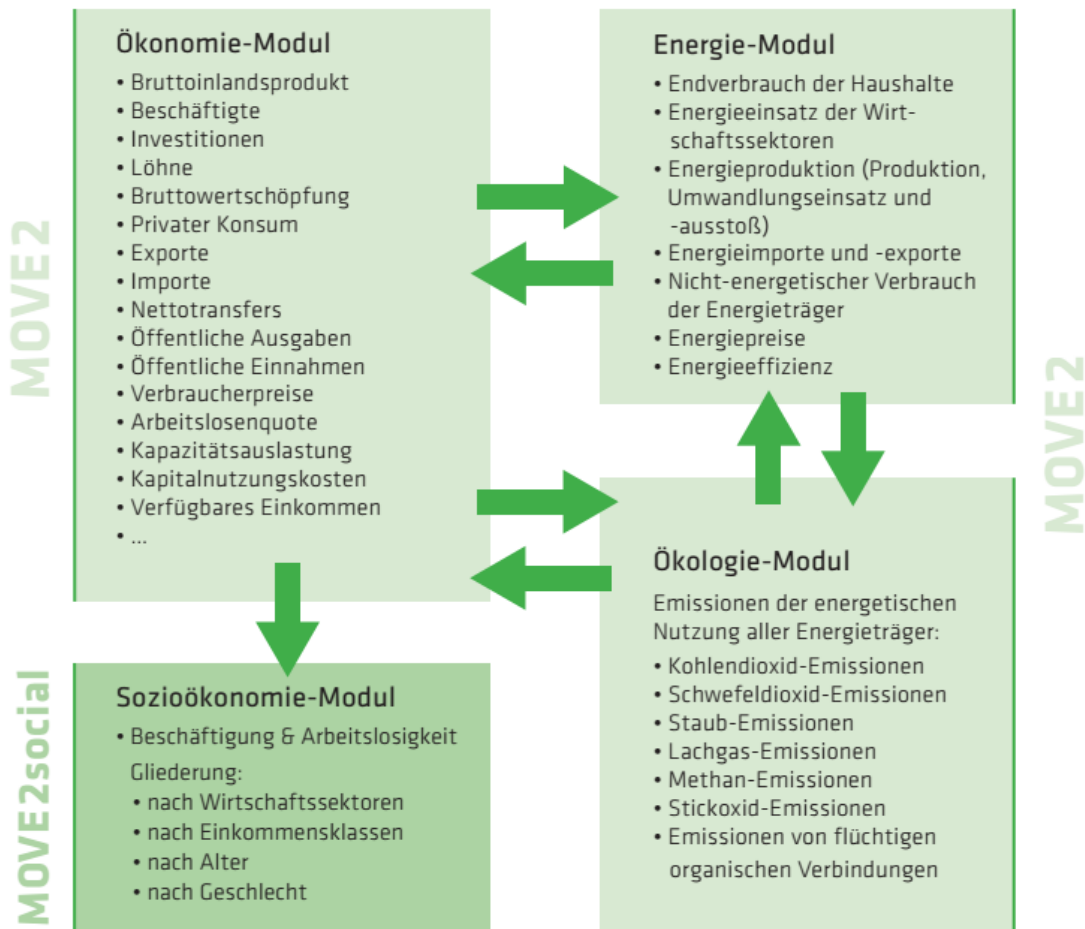


Abbildung 1: Modularer Aufbau der Simulationsmodelle MOVE2/MOVE2social. Quellen: (Tichler, R., et al. 2014); (Goers, S., et al. 2015)

Anhand der Simulationsanalysen werden die Effekte (Aggregation von direkten, indirekten und induzierten Effekten) auf das Bruttoinlandsprodukt und die Beschäftigung dargestellt. „Direkte Wertschöpfungs- bzw. Beschäftigungseffekte“ umfassen jenen Wert an Bruttowertschöpfung bzw. Beschäftigung, der direkt durch die Produktion, Errichtung und Planung beim Ausbau industrieller Abwärmenutzung erwirtschaftet bzw. an Beschäftigung generiert wird. Aus den Zulieferbeziehungen bzw. Vorleistungsverflechtungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette leiten sich „indirekte Wertschöpfungs- bzw. Beschäftigungseffekte“ ab. Die im direkten und indirekten Effekt generierten Arbeitsplätze produzieren zusätzliches Einkommen, welches einen höheren Konsum von Gütern und Dienstleistungen (in Abhängigkeit von der Sparquote) stimuliert. Diese zusätzlichen Konsum- und Investitionsausgaben und daraus resultierende Beschäftigungseffekte werden unter „induzierten Effekten“ erfasst.

## Ökologische Bewertung

Um die Auswirkungen auf Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen infolge der rSOC-Technologie zu bewerten, wurde eine ökologische Analyse durchgeführt. Diese Analyse stützt sich sowohl auf die Methode der Lebenszyklusanalyse als auch auf die Verwendung von Emissionsfaktoren.

Die Lebenszyklusanalyse wurde in Anlehnung an die Normen ISO 14040/14044 unter Verwendung der Software GaBi 10.6 ts von Sphera durchgeführt. Die ISO 14040-Norm besteht aus vier Schritten: Definition des Ziels und des Anwendungsbereichs, Sachbilanz (Life Cycle Inventory, LCI), Wirkungsabschätzung (Life Cycle Impact Assessment, LCIA) sowie Verbesserung und Interpretation (ISO 14040: 2006) und (ISO 14044: 2006). Grundsätzlich werden bei einer Lebenszyklusanalyse statische Energieemissionsprofile nach Energieträgern berücksichtigt, die in etablierten Ökobilanzdatenbanken wie der GaBi ts 10.6 Professional Database (Sphera 2023) und der Ecoinvent v.3.8 Datenbank (Ecoinvent 2023) verfügbar sind. In dieser Studie wurde der statische Ansatz durch die Berücksichtigung dynamischer Energie- und Emissionsprofile angepasst. Diese Profile resultieren aus der Energiebereitstellung, die auf den Energieverbrauch in einer einstündigen Zeitauflösung abgestimmt sind. Die Lastprofile für die Energiebereitstellung wurden durch Simulationen und Optimierungen für eine Vielzahl an Szenarien für die Industrie Fallstudien einer Brauerei und Glaserei ermittelt. Der verwendete dynamische Energiemodellierungsansatz (siehe Modul B) und die Lebenszyklusanalyse (Modul A) ist in Abbildung 2 dargestellt.

In dieser ökologischen Analyse dient als funktionelle Einheit die Erzeugung von 1 kWh Wasserstoff durch die rSOC-Technologie. Für die Bewertung der Umweltauswirkungen wurde die Wirkungsabschätzung nach der ReCiPe-Methode (H) angewendet. Im Kontext der ökologischen Auswirkungen von Energieerzeugungstechnologien ist der operative Betrieb der rSOC entscheidend im Vergleich zum Bauprozess. Daher liegt der Fokus der Analyse auf den ökologischen Auswirkungen während des operativen Betriebs. Zudem sind in der Literatur (z.B. (Gerloff 2021)) und in vorangegangenen Projekten (z.B. HydroMetha) bereits umfangreiche ökologische Analysen für den Bau von SOEC, PEMEC, AEC (inklusive Stack und BoP) durchgeführt worden, weshalb der Schwerpunkt in dieser Analyse auf den dynamischen Energiemodellierungsansatz und somit operativen Betrieb gelegt wurde. Als Zeithorizont wurden hierfür die Erzeugungskapazitäten 2019 unter Berücksichtigung der ÖNIP (BMK 2024) Ausbauziele für 2030 und 2040 (Zielsetzung: klimaneutrales Österreich) ausgewählt.



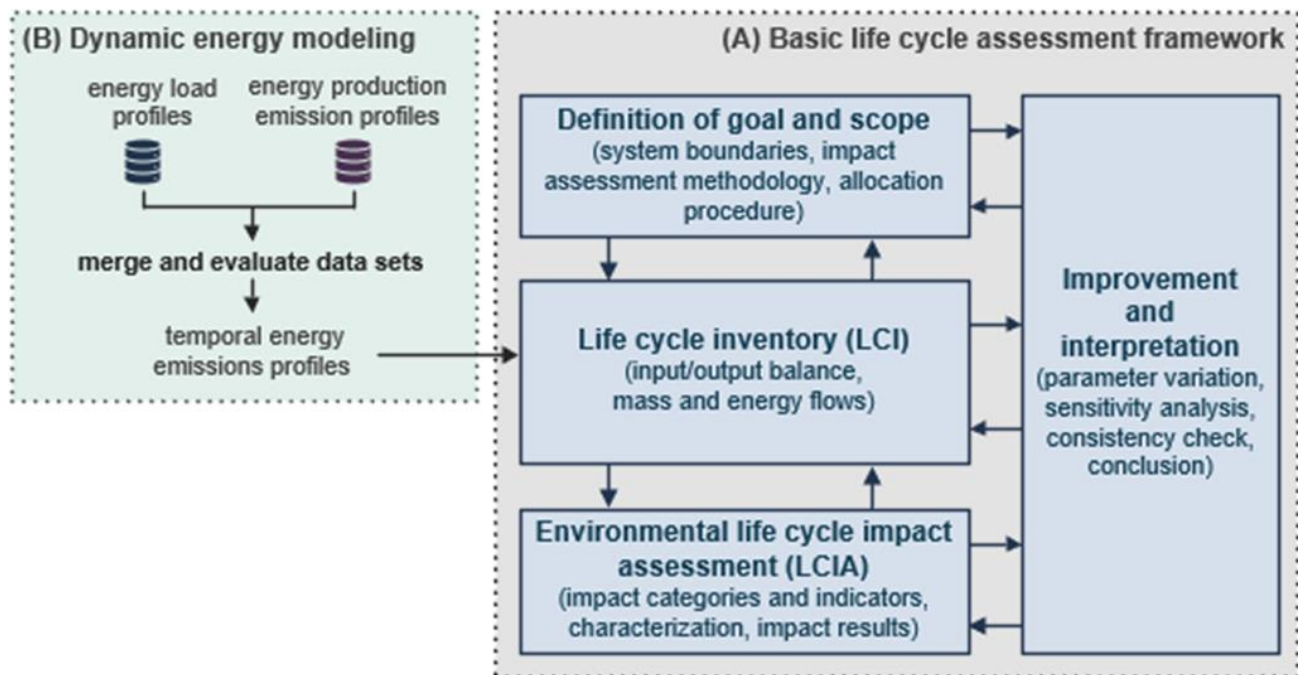


Abbildung 2: Methode Lebenszyklusanalyse unter Berücksichtigung der dynamischen Energiemodellierung (Quelle: basierend auf Puschnigg (2023) Application of an integrated life cycle assessment approach toward a carbon-neutral industry, <https://doi.org/10.34901/mul.pu>)

## 2.4.6 Rechtsanalyse

Der österreichische Rechtsrahmen für Wasserstoff und Power-to-X wurde analysiert und in einem mehrmonatigen Abstimmungsprozess mit den relevanten Stakeholdern ein Positionspapier erstellt und an die relevanten politischen Entscheidungsträger:innen verteilt. In diesem Positionspapier wurden Vorschläge zur Novellierung und Konkretisierung des österreichischen Rechtsrahmens für Wasserstoff und Power-to-X in den Bereichen Abgaben und Tarife, Zertifizierung, Anlagenbau, Infrastruktur und Betankung erarbeitet. Besonders relevante Aspekte waren:

- Definition und Synchronisierung von Begriffen wie erneuerbarer Wasserstoff und Gas
- Leitfaden für die Realisierung von Power-to-Gas-Anlagen zur Erreichung eines einfachen und schnellen Verfahrens (siehe auch DVGW)
- Differenzierung des Genehmigungsverfahrens unter Berücksichtigung des Antrags (gewerblich oder privat).

## 2.5 Aufbau der Arbeit

Die Struktur der Forschungsarbeit folgt einem systematischen Aufbau, beginnend mit der Darlegung der Zielsetzungen und den methodischen Grundlagen werden die Systemanforderungen und Simulationsmodelle detailliert beschrieben. Daran schließt sich die Präsentation der experimentellen Ergebnisse sowie die Analyse der wirtschaftlichen und ökologischen Bewertungen an. Der Aufbau konzentriert sich auf die umfassende Entwicklung, Simulation, das Design und die Bewertung des rSOC-Systems als innovatives Element für zukünftige Energiesysteme. Zunächst werden die zentralen Systemanforderungen des rSOC-Systems festgelegt, wobei speziell auf die Integration in Smart-Energy-

Gebäude und industrielle Anwendungen abgezielt wird. Ziel ist es, die Betriebs- und Systemanforderungen so zu gestalten, dass sie den spezifischen Energiebedarfen und flexiblen Strukturen typischer Verbraucher in Gebäuden und der Industrie entsprechen. Diese Anforderungen sollen die optimale Nutzung der Energiequellen und -speicherung ermöglichen und gleichzeitig die Vielseitigkeit und Effizienz des Systems maximieren. In der Simulation und Modellierung wird ein dynamisches Modell des rSOC-Systems entwickelt, welches die verschiedenen Betriebszustände des Systems detailgetreu abbildet. Durch die Simulation lassen sich die Effekte variierender Betriebsszenarien und Lastbedingungen auf die Energieeffizienz und Systemstabilität analysieren. Zudem wird untersucht, wie Wärme effizient genutzt und ausgekoppelt werden kann, um die Leistung des Systems unter verschiedenen Bedingungen zu maximieren. Diese Analysen tragen dazu bei das Systemdesign zu optimieren und eine fundierte Grundlage für die technische Entwicklung zu schaffen.

Beim Design liegt der Schwerpunkt auf den detaillierten Spezifikationen der Systemkomponenten, darunter die Rahmenkonstruktion, die Luftversorgung und die thermische Isolierung. Verschiedene Anordnungsvarianten der Komponenten werden evaluiert, um die Effizienz des Gesamtsystems zu steigern. Technische Details, wie Montagebedingungen und thermische Anforderungen, werden gründlich analysiert, um optimale Betriebsbedingungen zu gewährleisten. Das System wird so konzipiert, dass es unter realen Bedingungen eine hohe Effizienz und Langlebigkeit erreicht und den Anforderungen an Flexibilität und Skalierbarkeit entspricht. Abschließend steht die ökologische Bewertung und das Monitoring des rSOC-Systems im Fokus, wobei die potenziellen Umweltauswirkungen und die langfristige Energieeffizienz analysiert werden. Kontinuierlich erhobene Daten dienen dazu, die ökologischen Vorteile, wie Emissionsreduktion und Effizienzsteigerung, zu bewerten. Diese Analysen liefern Erkenntnisse über den Einsatz des Systems im nachhaltigen Energiemarkt und seinen Beitrag zur Dekarbonisierung. Das Monitoring unterstützt die Validierung und Verbesserung der ökologischen und technischen Ergebnisse.

## 3 Inhaltliche Darstellung

### 3.1 Systemanforderungen rSOC

Die präzise Ermittlung der Anforderungen für das reversible Solid Oxid Cell (rSOC)-System ist essentiell, um die Integration in Energiesysteme und die Flexibilität im Betrieb zu gewährleisten. Die Systemanforderungen umfassen dabei Betriebsspezifikationen, Regelungsstrategien und Sicherheitsrichtlinien, die das Ziel unterstützen, das System robust, effizient und klimaneutral mit Wasserstoff (H<sub>2</sub>) betreiben zu können. Diese Ausrichtung auf H<sub>2</sub> als Brennstoff orientiert sich am derzeitigen Markttrend, der auf Nachhaltigkeit und Dekarbonisierung durch grünen Wasserstoff setzt.

#### 3.1.1 Betriebsmodi rSOC

Für den Betrieb des rSOC-Moduls sind zwei Betriebsmodi zu unterscheiden:

- FC-Mode: Brennstoffzellenbetrieb – Generierung von elektrischer Energie und Wärme
- EC-Mode: Elektrolysebetrieb – Wasserstofferzeugung

## Fuel Cell Mode (FC):

Im FC-Mode ist zunächst Wasserstoff als Brennstoff (auch als Fuel bezeichnet) bereitzustellen. Der Wasserstoff ist auf ein Temperaturniveau von rund 850 °C zu bringen. Der erwärmte Wasserstoff tritt an der Anode in das Stackmodul ein (Fuel In). Weiters ist Reaktionsluft als Systemmedium an der Kathode des Stackmoduls mit einer Temperatur von rund 850 °C bereitzustellen (Air In). Das Funktionsprinzip des rSOC-Systems im FC-Mode ist in Abbildung 3 dargestellt.

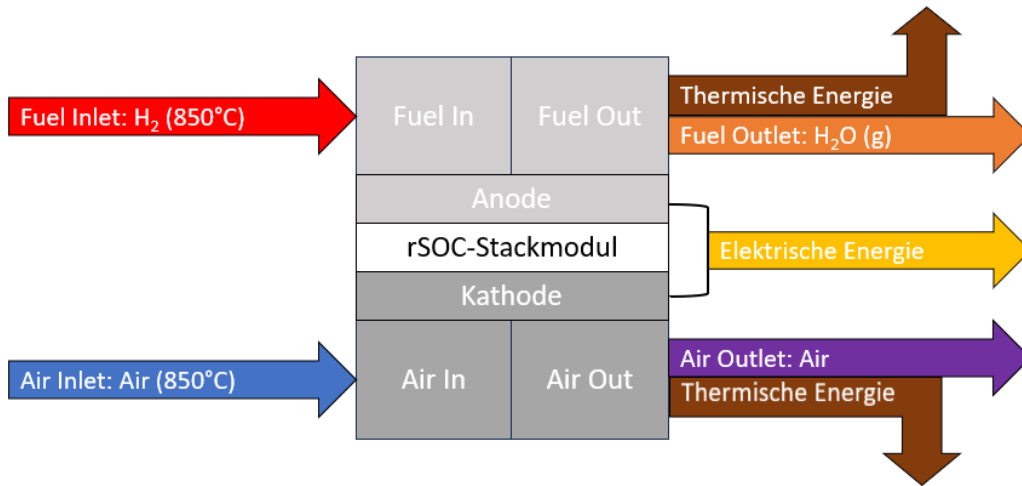


Abbildung 3: Funktionsprinzip des rSOC-Systems in FC-Mode

## Electrolysis Mode (EC):

Im EC-Mode ist ein Gemisch aus Wasserdampf und Wasserstoff als Fuel mit einer Temperatur von ca. 850 °C bereitzustellen. Das erwärmte Wasserdampf-Wasserstoff-Gemisch tritt in an der Anode in das Stackmodul ein (Fuel In). Wie im FC-Mode ist an der Kathode Reaktionsluft auf demselben Temperaturniveau bereitzustellen (Air In). Für den Ablauf des Hochtemperatur-Elektrolyse-prozesses ist zudem die Zufuhr elektrischer Energie in Form von Gleichstrom notwendig. Das Funktionsprinzip des rSOC-Systems im EC-Mode ist in Abbildung 4 dargestellt.

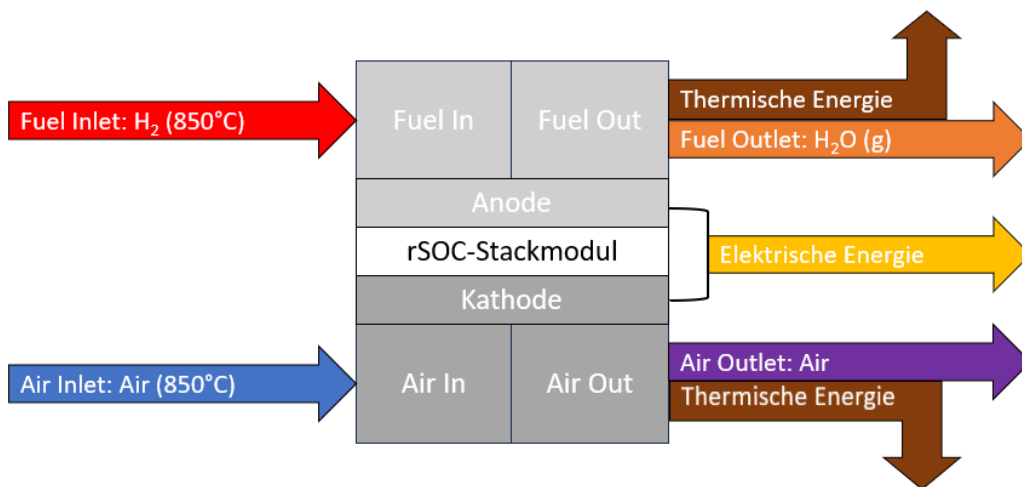


Abbildung 4: Funktionsprinzip des rSOC-Systems in EC-Mode



Am Anodenaustritt (Fuel Out) entweicht als Reaktionsprodukt Wasserstoff auf hohem Temperaturniveau. Am Kathodenaustritt (Air Out) verlässt die Reaktionsluft das Stackmodul ebenso auf hohem Temperaturniveau. An beiden Outlet-Pfaden (Fuel und Air Outlet) kann thermische Energie ausgekoppelt werden.

### 3.1.2 Betriebssicherheit

#### Sicherheits- und Risikobewertung Wasserstoffanwendung und -speicherung:

Für die geplanten Tests des rSOC-Test am Standort der FB wurde eine umfangreiche Sicherheitsanalyse hinsichtlich der stationären Wasserstoffanwendung und -speicherung erstellt. Dabei wurde eine Recherche in Bezug auf Gesetze, Normen und anerkannte Regeln der Technik durchgeführt. Es konnten eine Übersicht erstellt und allgemein gültige Bestimmungen abgeleitet werden. Im Zuge von Abstimmungen mit externen Partnern und Herstellern aus der Wasserstoffbranche konnten weitere Richtlinien und Sicherheitshinweise in Erfahrung gebracht werden.

Im Rahmen einer Hazard-and-Operability-Analyse (HAZOP) wurden für das rSOC-System Abweichung vom normalen Betriebszustand mit potentiellen Ursachen verknüpft und Auswirkungen auf den Betrieb bzw. auf die Betriebssicherheit betrachtet. Als Resultat der Analyse konnten Gegenmaßnahmen abgeleitet werden, wie beispielsweise Alarmausgaben oder Reaktionen des Systems.

Für die mögliche Errichtung eines Wasserstoffspeichers am Gelände der FB wurde eine Risikoanalyse durchgeführt, die elf Risikobeschreibungen und deren Bewertung beinhaltet. Als Ergebnis dieser Analyse konnten konkrete Gegenmaßnahmen festgelegt werden.

#### Sicherheitstechnik im Fuel Cell Lab:

Für die Auswahl der Komponenten wurden Anforderungen definiert, die einen sicheren und leckagefreien Betrieb der wasserstoffführenden Teile sicherstellen und potenzielle Gefährdungen ausschließen sollen. Hierzu zählen beispielsweise Materialempfehlungen für Rohrleitungen und Dichtungen, die in Abstimmung zwischen FB und AVL sowie ergänzenden Recherchen festgelegt wurden. Für die Integration des Systems in die Laborräumlichkeiten ist außerdem eine integrierte Lüftungsanlage erforderlich, die als sicherheitsrelevante Bedingung für den Aufstellungsraum festgelegt wird. Diese soll eine mechanische Raumlüftung für mögliche kritische Zustände im Testbetrieb sicherstellen. Zusätzlich ist für den Aufstellungsraum eine geeignete Gaswarnsensorik erforderlich, die die Wasserstoffkonzentration in der Raumlüftung sowie weitere potenziell toxische Gase überwacht. Hierzu wird ein Gaswarnsystem der Firma GfG Instrumentation eingesetzt, dessen Sensoren über ein Bussystem mit der Steuereinheit verbunden sind. Wird ein bestimmter Konzentrationsgrenzwert überschritten, löst das LabVIEW-Programm einen stufenweisen Alarm aus, und über ein GSM-Modul wird eine SMS-Benachrichtigung an die verantwortlichen Personen versendet. Vor Ort erfolgt die Warnung durch optische und akustische Signale an der Steuereinheit. Für autorisiertes Personal, das sich während des rSOC-Betriebs im Aufstellungsraum aufhält, ist das Tragen von Wasserstoff-Warngeräten als Sicherheitsmaßnahme vorgeschrieben.

Aufgrund der festgelegten Sicherheitsanforderungen wurde der Standort des rSOC-Systems mit dem dritten Zwischenbericht vom „Living-Lab Energetikum“ in das Labor der Fachhochschule Burgenland verlegt, um die Anforderungen an Betriebssicherheit, Luftaustausch und Gaswarnanlage bestmöglich zu

erfüllen. Im Rahmen der Diskussion zur Wasserstoffnachbehandlung wurden anhand von Literaturdaten die Temperaturabhängigkeit der unteren Explosionsgrenze (UEG) und der erforderliche Verdünnungsluft-Volumenstrom für die maximale normierte Wasserstoff-Produktionsmenge von 8,6 m<sup>3</sup>/h im SOEC-Betrieb ermittelt. Es zeigte sich eine deutliche Abhängigkeit der UEG von der Temperatur sowie ein überproportional steigender Bedarf an Verdünnungsluft (Abbildung 5).

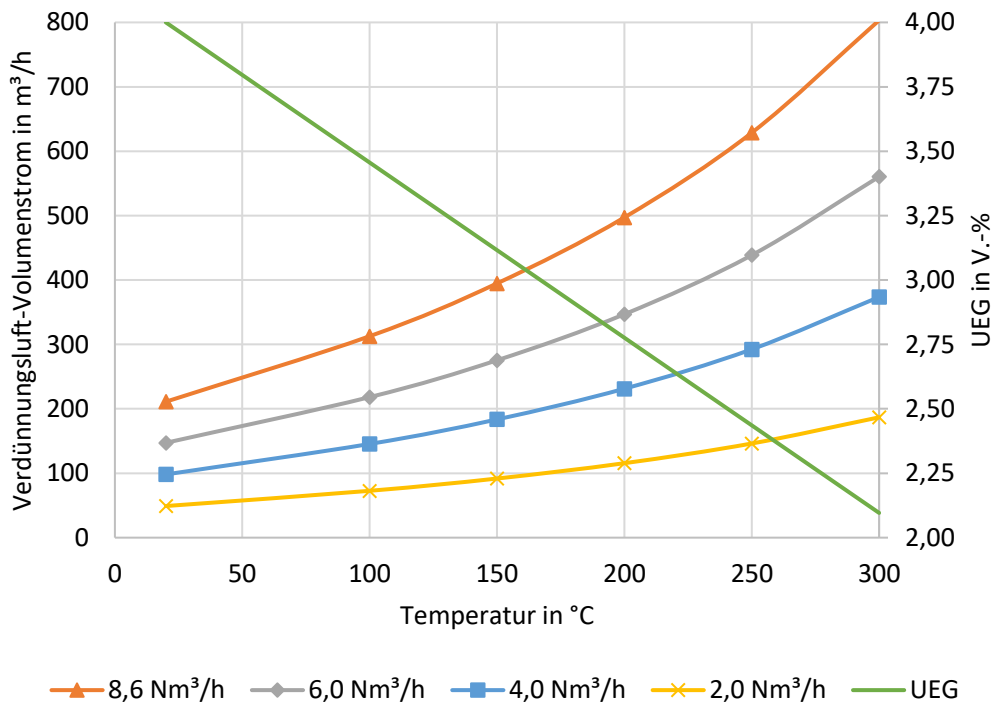


Abbildung 5: Verdünnungsluft-Volumenstrom in Abhängigkeit der Temperatur

Bei einer Medientemperatur von 300 °C sinkt die UEG auf etwa 2,1 Vol.-%, während sie bei Raumtemperatur (20 °C) bei 4,0 Vol.-% liegt. Diese Temperaturabhängigkeit ist bei der Auslegung der Abgasrückkühleinrichtung und der Verdünnungsluftbereitstellung zu berücksichtigen, um sicherzustellen, dass die UEG bei einer Abgasnachbehandlung durch Verdünnung zuverlässig unterschritten wird. Zur sicherheitstechnischen Überwachung des Systems wurde eine Safety-SPS der Firma BBH integriert, die die Einhaltung sicherheitsrelevanter Normen und Vorgaben sicherstellt und eine kontinuierliche Überwachung kritischer Parameter ermöglicht. Bei Abweichungen von den definierten Grenzwerten sorgt die Safety-SPS für eine sofortige Notabschaltung des Systems und gewährleistet damit die Sicherheit von Personen und Anlage.

### 3.1.3 Komponentenspezifikationen

Der Ableitung der System- und Komponentenspezifikationen liegt eine OD-Systemsimulation (Matlab/Simulink) zu Grunde, siehe Abbildung 6. Es wurden auf Basis dieses Modells mögliche Betriebsszenarien simuliert und in weiterer Folge durch Analyse der Simulationsergebnisse erste Erkenntnisse zur Spezifizierung der Auslegungsparameter abgeleitet. Weiters konnten Anforderungen an die Hauptkomponenten des Systems abgeleitet werden. Es wurde auf Basis dieser Informationen eine Vorauswahl von möglichen Komponentenherstellern getroffen und eine Produkt-übersicht zu einzelnen Hauptkomponenten erstellt.

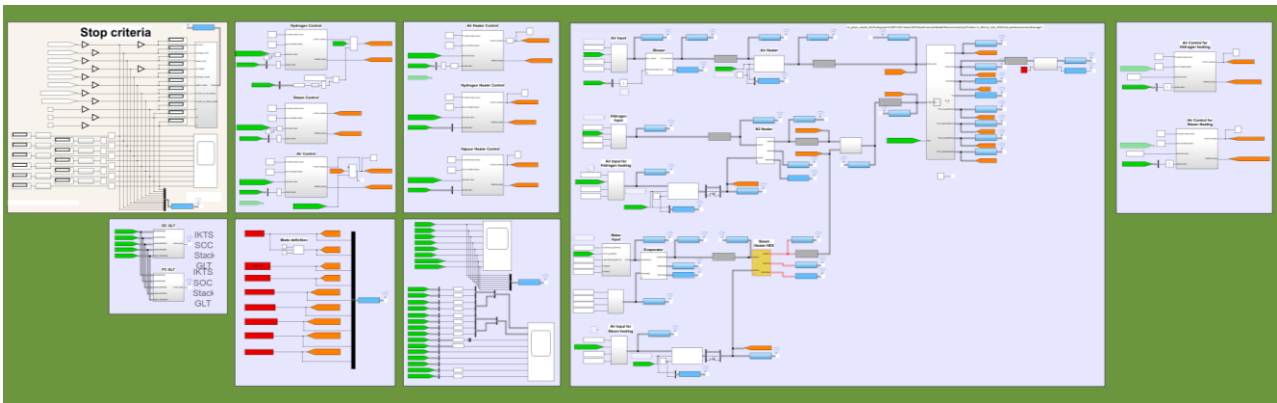


Abbildung 6: 0D Matlab/Simulink Simulationsmodell

Als Beispiel für die Ergebnisse der Simulation sei an dieser Stelle die Auslegung des Fuel-Heat-Exchangers (Fuel Hex) genannt. Es konnten anhand der aus der Simulation abgeleiteten Mediendurchsätze die Anforderungen des Fuel Hex definiert werden und eine konkrete Produktrecherche eingeleitet werden. Das Prozessdesign wurde anhand eines Process Flow Diagramms (PFD) visualisiert. Darin enthalten ist die Systemarchitektur des rSOC-Systems für den Elektrolyse- und Brennstoffzellenbetrieb. Symbolisch dargestellt sind Hauptkomponenten wie Lufterhitzer, Wärmetauscher und Luftgebläse ergänzt um die Bezeichnung der einzelnen Systempfade.

Im Projektverlauf wurde mehrmals die Wasserstoffbereitstellung im SOFC- bzw. die Wasserstoffnachnutzung im SOEC-Betrieb diskutiert. Die zunächst angestrebte Lösung war jene eines Wasserstoff-Hochdruckspeichers. Grundlage dafür war eine intensive Recherche im Bereich der Wasserstoffverdichtung und -speicherung. Die durchgeführte Recherche bezüglich Wasserstoffverdichter zeigte Schwierigkeiten in der Umsetzung dieser Variante auf. Dabei sind Einschränkungen des rSOC-Systems im Hinblick auf Betriebsdruck (nahezu Umgebungsdruck) und Druckschwankungen zu nennen, die eine Umsetzung der genannten Speicherlösung erschweren. Für die Speicherung des Wasserstoffs bei einem Druck von 300 bar bis 400 bar zeigte sich, dass zumindest zwei Druckstufen zur Komprimierung notwendig sind. Alternativ ist eine Speicherung im zweistelligen Bar-Bereich anzudenken, was jedoch das Speichervolumen bei gleichem Wasserstoffnormvolumen deutlich erhöht. Alternativ konnte ein separates Elektrolysesystem die Wasserstoffbereitstellung für das rSOC-System übernehmen. Die Recherche brachte ein vielversprechendes modulares Anionen-Austausch-Membran-Elektrolysesystem (AEM) der Fa. Enapter hervor. Hierbei kann jedes Modul eine normierte Wasserstoffmenge von 500 l/h bereitstellen. Das System kann modular erweitert werden. Der Systemausgangsdruck beläuft sich auf maximal 35 bar.

Ein weiterer Punkt in der Definition der Komponentenspezifikation ist das Handling des im Elektrolysemodus erzeugten Wasserstoffs bei Entfall einer nachgeschalteten Wasserstoffspeicherung. Eine mögliche Umsetzung dieser Systemeinrichtung ist ein flammloser Wasserstoffbrenner der Fa. Neohysens, der den unter die Explosionsgrenze (UEG) verdünnten Wasserstoff thermisch umsetzt.

## 3.1.4 Integration rSOC

Für die Integration des rSOC-Systems in das Demogebäude Energetikum in Pinkafeld wurde eine detaillierte Schnittstellendefinition (HIL) erforderlich. Als Grundlage dafür erstellte FB eine "Requirement List", die von AVL ergänzt wurde. Diese Dokumentation umfasst wesentliche System- und Standortinformationen wie Umgebungsbedingungen, Parameter der Medienschnittstellen und räumliche Gegebenheiten am Aufstellungsort. Für die Abschätzung des Platzbedarfs wurde in erster Linie eine CAD-Zeichnung angefertigt. Abbildung 7 zeigt den Grundrissplan des Labors mit der geplanten Raumaufteilung. Der Aufstellraum des Versuchsträger ist das Fuel Cell Labor der FH/FB in Pinkafeld. Vor dem Fuel Cell Labor ist ein Arbeitsraum, wo weitere Komponenten der Anlage situiert sind.

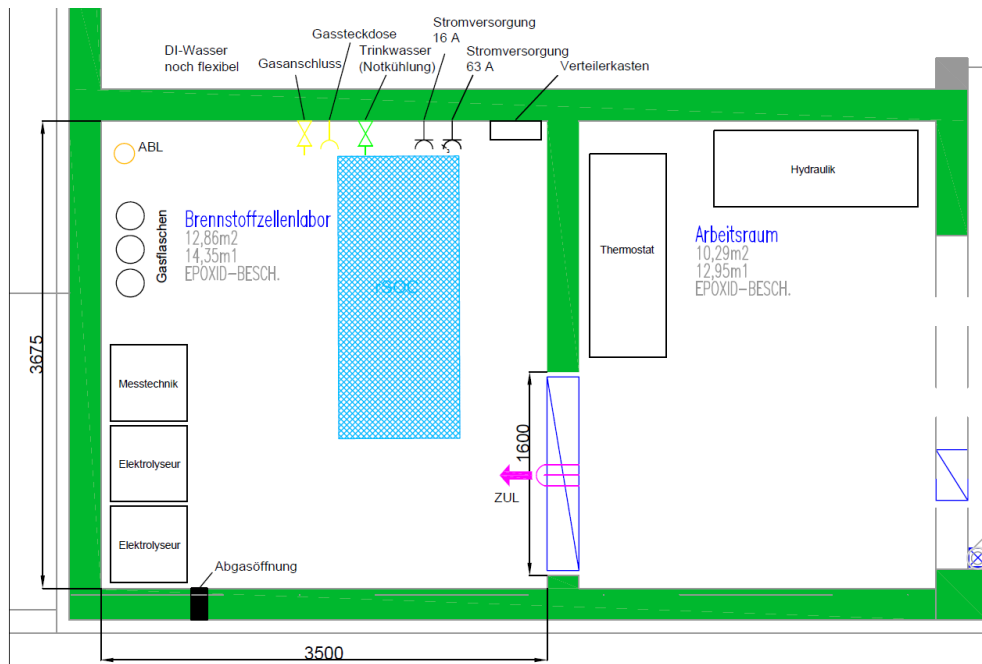


Abbildung 7: CAD Zeichnung - Aufstellraum im Fuel Cell Labor am Standort Pinkafeld

Für die Komponentenauswahl wurden Anforderungen zusammengefasst, die einen sicheren und leckagefreien Betrieb der wasserstoffführenden Komponenten gewährleisten und etwaige Gefährdungspotentiale eliminieren. Für die Integration des Systems in die Laborräumlichkeiten wird zudem eine integrierte Lüftungsanlage vorausgesetzt und als sicherheitsrelevante Anforderungen für den Aufstellungsraum definiert. Dadurch soll eine mechanische Raumluftkonditionierung für etwaig auftretende kritische Betriebszustände im Testbetrieb gewährleistet werden. Als weitere Voraussetzung für den Aufstellungsraum ist eine geeignete Gaswarnsensorik zu nennen, die die Raumluftkonzentration von Wasserstoff und potentiell weiterer toxischer Gase erfasst. Zur Gasüberwachung wird ein Gaswarnsystem der Fa. GfG Instrumentation im Aufstellungsraum verwendet. Die Gassensoren sind per Bussystem mit der Steuereinheit verbunden. Liegt eine Überschreitung des entsprechenden Konzentrationsgrenzwertes vor, wird im LabVIEW-Programm ein Alarm (stufenweise Alarmierung) ausgelöst und per GSM-Modul eine Alarmierung per SMS an die verantwortlichen Personen ausgesendet. Die Warnung direkt vor Ort erfolgt durch Ausgabe von optischen und akustischen Signalen an der Steuereinheit.

## 3.2 Systementwicklung und -validierung

### 3.2.1 Design, Komponentenanzordnung und Schnittstellenfestlegung

Für das Stand-Alone-System wurde ein Entwurf für das rSOC-System ausgearbeitet. Dieser Entwurf enthält alle notwendigen Systeme und Subsysteme entsprechend der ersten Version des Prozessfließbildes und des Rohrleitungs- und Instrumentenfließschemas. Die notwendigen Eingangsgrößen und Informationen stammen einerseits von den Komponenten- und Subsystemlieferanten und andererseits aus früheren Projekterfahrungen im Projektteam. Um die Komponenten entsprechend zu befestigen ist eine Rahmenstruktur erforderlich. Der Rahmen muss steif genug sein, um alle Komponenten auch bei höheren Temperaturen zu tragen. Weitere Anforderungen an die Rahmenstruktur sind außerdem eine gute Montierbarkeit und Kosteneffektivität. Die entworfene Rahmenstruktur erfüllt alle der genannten Kriterien. In Abbildung 8 sind die Hauptkomponenten des Rahmensubsystems als CAD-Modell dargestellt.

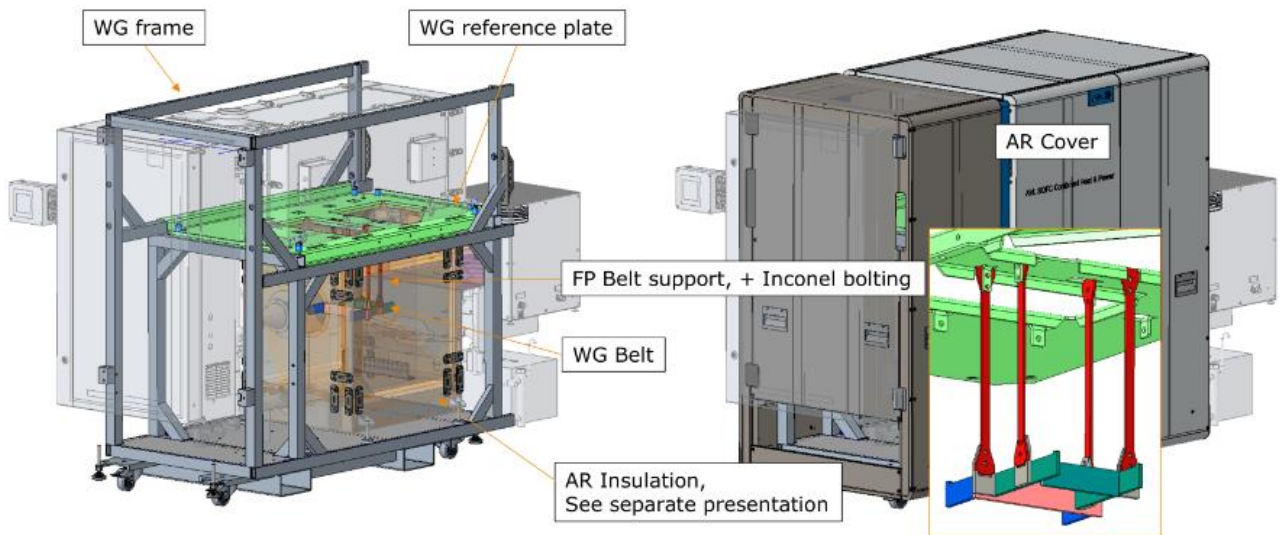


Abbildung 8: Rahmenstruktur für das rSOC-System

Aufgrund mehrerer Umstrukturierungen wurde der rSOC-Systemaufbau simplifiziert, siehe Abbildung 9. Dieser Aufbau ist in einem stabilen Metallrahmen montiert und enthält zahlreiche Rohre, Kabel und Isolierungen, die für die thermische und elektrische Steuerung des Systems notwendig sind. Im Rahmen des Vorhabens wurden umfangreiche Funktions- und Inbetriebnahmetests der reversiblen Festoxidzelle durchgeführt, um die Effizienz und Stabilität des Systems sowie die neu entwickelten Regelalgorithmen und Hardware-Komponenten zu validieren und zu kalibrieren. Der Schwerpunkt lag auf der systematischen Überprüfung und Feinabstimmung der Betriebsmodi der Zelle im Brennstoffzellenbetrieb und im Elektrolysebetrieb. Hierbei wurden die Regelalgorithmen ausführlich getestet und an reale Betriebsbedingungen angepasst, um die Stabilität und Effizienz des Systems zu gewährleisten. Parallel dazu erfolgte die Kalibrierung der Hardware, insbesondere der Sensoren und Aktoren, um eine exakte Steuerung und Überwachung der Betriebsparameter sicherzustellen.

Ein weiterer zentraler Aspekt der durchgeführten Tests war die Optimierung der Betriebsverfahren. Dabei wurden sowohl der Anfahrvorgang als auch der aktive Betrieb der Zelle untersucht und kalibriert. Besonderes Augenmerk lag auf der Umschaltung zwischen den Betriebsmodi, um sicherzustellen, dass diese Übergänge ohne Leistungseinbußen und ohne übermäßige Belastung der Systemkomponenten



erfolgen. Durch gezielte Anpassungen der Regelparameter wurde die Betriebssicherheit in dynamischen Phasen erhöht.



*Abbildung 9: Rahmenstruktur - rSOC-System im Fuel Cell Lab in Pinkafeld*

Die Leistungselektronik wurde ebenfalls umfangreichen Tests unterzogen. Diese Leistungselektronik ist essenziell für den Wechsel zwischen Brennstoffzellen- und Elektrolysebetrieb, da sie den bidirektionalen Energiefluss kontrolliert. Die Tests zeigten, dass die Leistungselektronik sowohl in ihrer Reaktionszeit als auch in ihrer Effizienz im Wechselbetrieb optimiert werden konnte, wodurch der Energiefluss in beiden Richtungen präzise gesteuert wurde.

Im weiteren Verlauf des Projekts wurde die maximale Brennstoffausnutzung im Brennstoff-zellenbetrieb und die Dampfumwandlungsrate im Elektrolysebetrieb detailliert charakterisiert. Diese Untersuchungen dienten dazu, den optimalen Betriebspunkt der Zelle zu bestimmen, an dem die höchste Effizienz und die maximale Brennstoffausnutzung erzielt werden. Hierbei wurde der Brennstofffluss gezielt angepasst, um die chemischen Umwandlungsprozesse zu maximieren und die Gesamtperformance des Systems zu verbessern.

Ein wesentlicher Teil der Testszenarien war die Kalibrierung der Zyklenübergänge zwischen Brennstoffzellen- und Elektrolysebetrieb. Der Fokus lag darauf, die transienten Phasen während der Betriebswechsel zu analysieren und zu optimieren, um thermische Spannungen und Leistungsverluste zu minimieren. Diese Maßnahmen stellten sicher, dass das System auch bei häufigen Betriebswechseln stabil und effizient arbeitet. Darüber hinaus wurden transiente Betriebszenarien entwickelt und getestet, um das Verhalten der Zelle unter Lastwechseln und dynamischen Betriebsbedingungen zu bewerten. Diese Tests lieferten wertvolle Erkenntnisse über die Reaktionsfähigkeit des Systems, insbesondere bei Leistungsmodulation und schnellen Änderungen der Betriebsanforderungen. Durch gezielte Kalibrierungen konnten die Regelalgorithmen so angepasst werden, dass das System in diesen Szenarien schnell und stabil reagiert.

Die Regelungsschnittstelle wurde zum übergeordneten Energiemanagementsystem validiert. Hierbei wurde die Kommunikation zwischen dem Zellsystem und dem übergeordneten System intensiv getestet, um eine reibungslose Integration und eine effiziente Steuerung sicherzustellen. Anpassungen an den Kommunikationsprotokollen und der Schnittstellenlogik wurden vorgenommen, um eine präzise und schnelle Reaktion auf Steuerbefehle im Gesamtsystem zu ermöglichen.

### 3.2.2 Leistungselektronik

Für die Leistungselektronik wurde ein Screening, von technischen Lösungen der elektrischen Anbindung des rSOC-Systems an das Wechselstromnetz, durchgeführt. Als einzuhaltende Spezifikationen des Systems wurde ein Spannungsbereich zwischen 160-288 VDC, einem Strom von 77 ADC und einer Leistung von 22 kW festgelegt. Außerdem muss eine Kommunikationsschnittstelle zur Vorgabe von Regelparametern (Strom, Spannung) vorhanden sein. Flexible Laborkomponenten, deren Auflistung mit Eigenschaften in Tabelle 11 zu sehen ist, können für die Anwendung im rSOC-System programmiert werden und eine Kommunikation kann aufgebaut werden. Der Nachteil liegt darin, dass es sich dabei um teures Laborequipment handelt. Eine Verwendung davon würde zu keinem Erkenntnisgewinn für den Schritt zur Serienfertigung führen. Als Alternative wurde nach Systemen gesucht, die bereits in Hochvoltbatteriespeichern und PV-Batterie-Hybridssystemen Anwendung finden. Tabelle 12 gibt eine Übersicht der in Betracht gezogenen Systeme. Ein großer Vorteil ist durch den niedrigen Preis dieser Produkte der Serienfertigung gegeben. Als Favorit dieser Systeme wurde das Produkt X3-Retro Fit 10.0 von SolaXPower identifiziert. Die geforderten Systemanforderungen in den Punkten des Spannungsbereichs und der Ströme können allerdings nur durch Eigenentwicklung einer Parallelschaltung mehrere dieser Systeme erreicht werden. Es ist nicht geklärt wie die Systeme auf eine solche Schaltung reagieren würden. Außerdem wird mit erhöhtem Arbeitsaufwand gerechnet, die Systeme so zu konfigurieren, dass ein Betrieb mit dem rSOC-System möglich wird. Dabei können Probleme mit der Innenwiderstandskontrolle auftreten, welche zu einer regelmäßigen Systemabschaltung führen können. Bei PV-Wechselrichtern ist nicht geklärt, wie mit den MPPT-Trackern umgegangen werden soll. Ein weiteres Problem ist durch die Regelbarkeit gegeben, da diese fertigen Systeme standartmäßig keinen Eingriff in die interne Regelvariablen vorsehen.

Tabelle 1 Bidirektionale Umrichter für Hochvoltbatteriesysteme und PV-Batterie-Hybridysteme

Hersteller	Typ	Spannung (DC) in V	Strom (DC) in A	Kommunikation
SMA (~ € 2k)	Sunny Boy Storage	100-550	10x3 [3.7-6 kW]	Ethernet, WLAN, CAN, RS485
SolaXPower (~ € 2.5k)	X3-Retro Fit-10.0	160-800	35 [8/10 kW]	CAN, RS485
Growatt (~ € 1.8k)	SPA6000 TL3 BH	100-550	25 [5-10 kW]	RS232, RS485, CAN, USB
Tsun (~ € k.A.)	TSOL-A6.0K-H	90-400	20	CAN, RS485
GoodWE (~ € 0.9k)	GW6000-BH	85-460	25	CAN, RS485, Ethernet

Als Alternative wurden Leistungselektronikkomponenten der Firma Trumpf gefunden, welche alle Anforderungen erfüllen. Mit den Komponenten TruConvert AC3025, TruConvert DC1030 und einer System Kontrolleinheit ist eine offen Kommunikationsschnittstelle und die Möglichkeit der Vorgabe von Regelparametern möglich. Die Kosten liegen dabei zwischen den Labor- und den PV/Hochvoltbatterie-Systemen. Das System von Trumpf, bestehend aus einem AC/DC-Wandler (TruConvert AC3025) und zwei Hochsetzstellern (TruConvert DC1030) wurde im Hardware-in-the-Loop-Laber des EVT an der Montanuniversität aufgebaut und vermessen.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

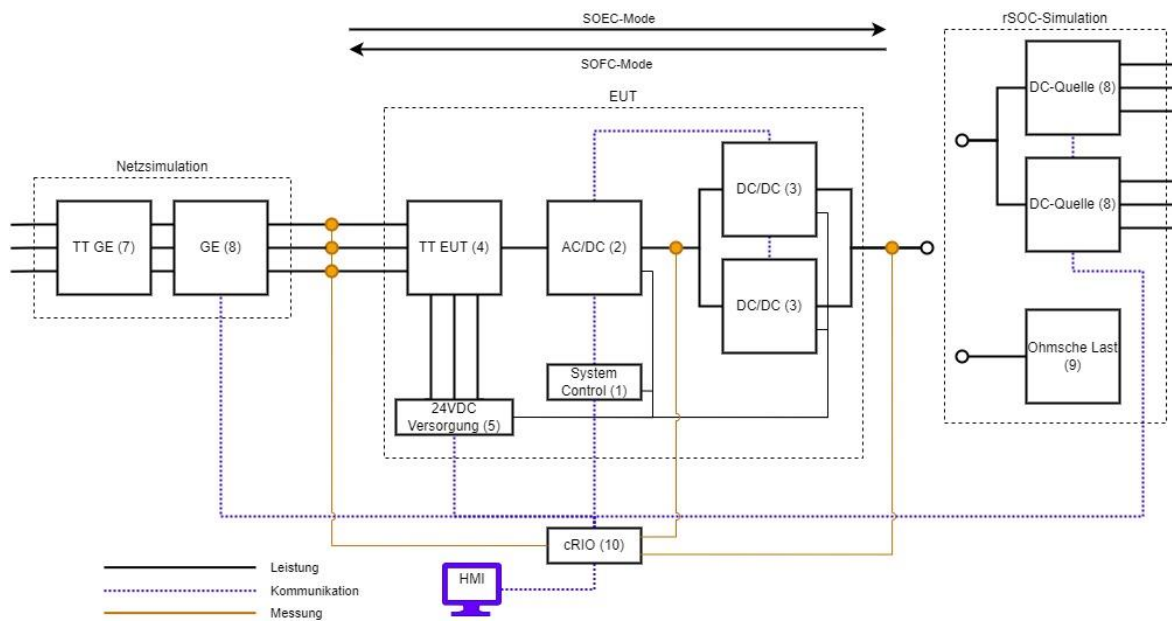


Abbildung 10: Versuchsaufbau zur Vermessung der Trumf Leistungselektronik: In der Simulation des Elektrolysebetriebes wurde eine einstellbare ohmsche Last verwendet und im Brennstoffzellenbetrieb DC-Quellen.

Mit diesem Aufbau konnte die Leistungselektronik für unterschiedliche Betriebsdaten, aus der elektrische Kennlinie des rSOC-System, getestet werden. Für die Steuerung und Aufzeichnung wurde ein LabVIEW Programm erstellt. In Abbildung 11 ist der Aufbau im Labor zu sehen.

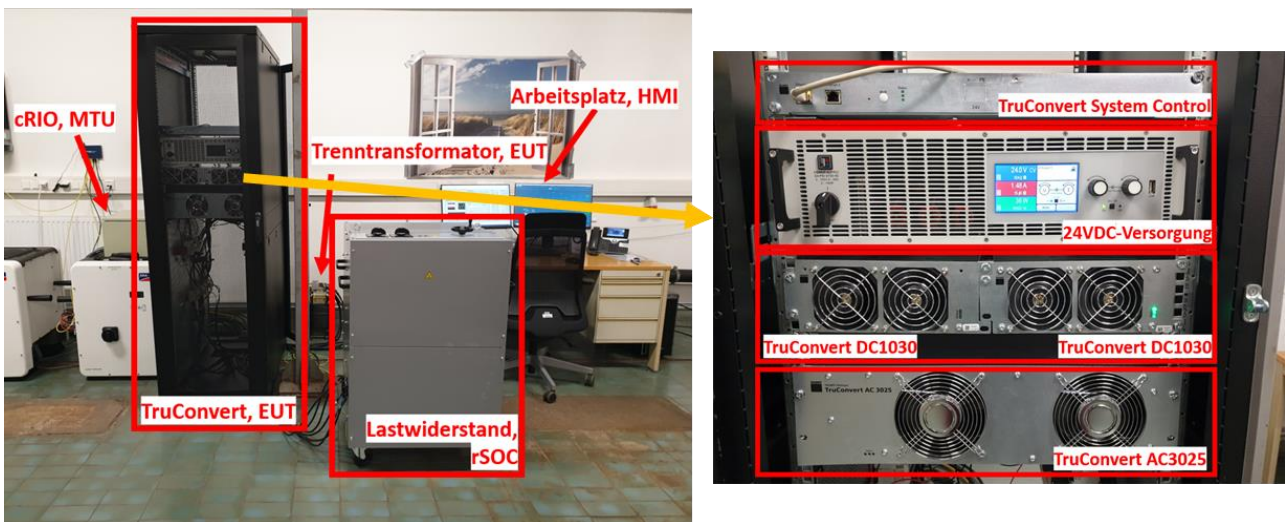


Abbildung 11: Versuchsaufbau im Hardware-in-the-Loop-Labor des EVT an der MUL: Links Überblick der Laborgegebenheiten und rechts Trumf-Komponenten im Anschlusschrank.

## 3.3 Simulation des statischen und dynamischen Verhaltens des rSOC-Systems

### 3.3.1 Modellentwicklung für das Design von rSOC-Regelstrategien

Die Modellentwicklung für das Design von rSOC-Regelstrategien zielt darauf ab, präzise Steuerungsmechanismen zu entwerfen, die den effizienten und stabilen Betrieb von reversiblen Festoxid-Zellen (rSOC) in verschiedenen Betriebsmodi ermöglichen. Abbildung 12 zeigt die beiden grundlegenden Systemvarianten, wobei hier Wärmeströme und elektrische Leistungen eingezeichnet sind. Weitere



# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Details sind im Bereich der Rezirkulation zu sehen. Systeme, bei denen ein Ejektor die Rezirkulation antreibt, benötigen keine Kühlung in der Rezirkulation und können als Hochtemperaturrezirkulation ausgeführt werden. Der Einsatz eines Rezirkulationsgebläses erfordert eine Kühlung auf unter 80 °C, wodurch Wasserdampf auskondensiert wird. Um die Wärmeverluste dabei zu reduzieren kann ein zusätzlicher Wärmetauscher (recir. HX) in der Rezirkulation eingesetzt werden, der nach dem Gebläse einzubauen ist. Auch die Auskopplungsmöglichkeit von Wärme auf hohem Temperaturniveau ist hier auf der Luftseite zu sehen und die interne Nutzung von Wärme der Abluft zur Vorwärmung im Verdampfer ist eingezeichnet.

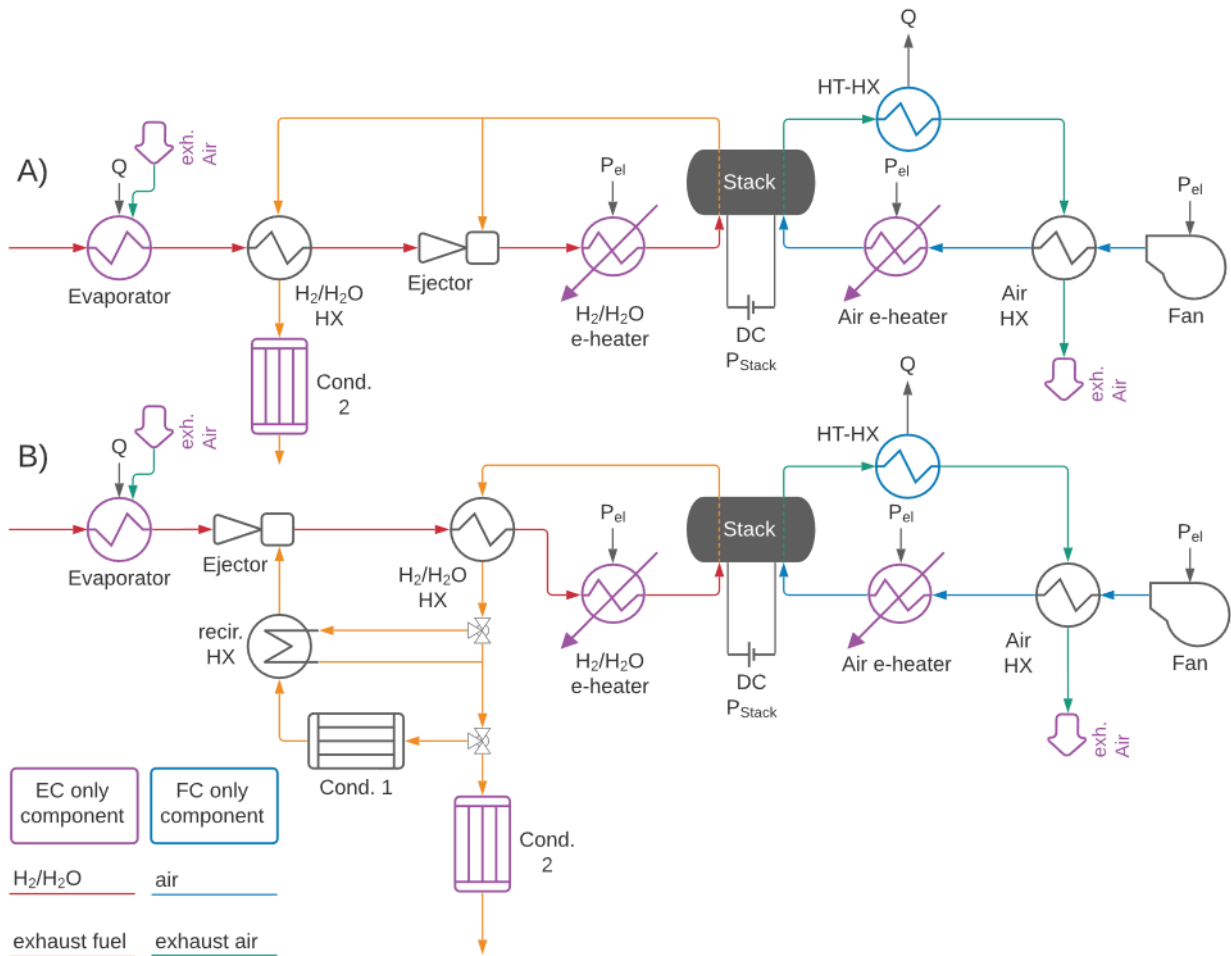


Abbildung 12: Systemlayout Varianten: A) Heißgasrezirkulation mit Ejektor, B) Kaltgasrezirkulation mit und ohne Kondensator in der Rezirkulation möglich mit Ejektor oder Gebläse; in beiden Fällen kann Abluft aus dem Elektrolysebetrieb für eine Vorwärmung der Verdampfung eingesetzt werden.

Die Berechnung der Effizienz erfolgt durch das Verhältnis aus nutzbarer durch eingesetzte Leistung. Wobei die Nutzbare elektrische Leistung die Differenz von Stackleistung und Aufnahmeleistung von Luft- und Rezirkulationsgebläse (wenn nicht mit Ejektor) ist. Dazu kann je nach Szenario die auskoppelbare Wärme addiert werden, welche im Betrieb mit Methan durch den Wärmebedarf im Reformer reduziert wird. Der Faktor  $f_{FC}$  dient zur Einstellung des Grades dieser thermischen Kopplung. Bei  $f_{FC}=1$  ist eine volle Nutzung der produzierten Systemabwärme gegeben, wird  $f_{FC}=0$  gewählt so entspricht es dem Betrieb ohne Abwärmenutzung. Der Brennstoffverbrauch entspricht dem eingesetzten Energiestrom. Dieser Zusammenhang ist in Gleichung (1) zu sehen.

$$\eta_{FC} = \frac{P_{stack} - P_{fan} - P_{rec.} + f_{FC} \cdot (\dot{Q}_{HT-HX} - \dot{Q}_{reformer})}{P_{fuel}} \quad (1)$$

Im Elektrolysebetrieb sind nutzbare und eingesetzte Energien gegenüber dem Brennstoffzellenbetrieb vertauscht und der Wärmestrom ist der Bedarf des Verdampfers, siehe Gleichung (2). Hier gibt es ebenfalls einen Wärmekopplungsfaktor  $f_{EC}$ , der die Integration von Industrieabwärme im Verdampfer beschreibt. Ist  $f_{EC} = 1$ , so wird der gesamte Wärmebedarf aus verfügbarer Abwärme gedeckt. Im Fall  $f_{EC} = 0$  wird die fehlende Verdampfungswärme elektrisch erzeugt.

$$\eta_{EC} = \frac{P_{fuel}}{P_{stack} - P_{fan} - P_{rec.} - P_{e-heater} + (1 - f_{EC}) \cdot (\dot{Q}_{Evaporator} - \dot{Q}_{HT-HX})} \quad (2)$$

### 3.3.2 Simulation transienter Verbraucher-Industrie

Die Simulation des Betriebes des rSOC-Systems im industriellen Umfeld erfolgt bei vorgegebenen Zeitreihen mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min für: Industrierärmeströme, Strombedarf und gegebenenfalls Wasserstoffbedarf, Fernwärmebedarf und Preise für Elektrizität und Erdgas. Die verwendeten Energiepreiszeitreihen für die beiden betrachteten Jahre sind in Abbildung 13 zu sehen. Die beiden Preisjahre unterscheiden sich dabei durch die Preismittelwerte, welche für Strom und Gas im Jahr 2050 höher sind und niedriger für H<sub>2</sub>. Außerdem steigt in den Zeitreihen für Strom die Volatilität, was besonders gut in der Jahresdauerlinie zu sehen ist, Höchst- und Niedrigpreise sind im Jahr 2050 stärker ausgeprägt und häufiger. Eine genauere Diskussion dieser Preiszeitreihen kann in (Banasiak und Kienberger 2024) gefunden werden.

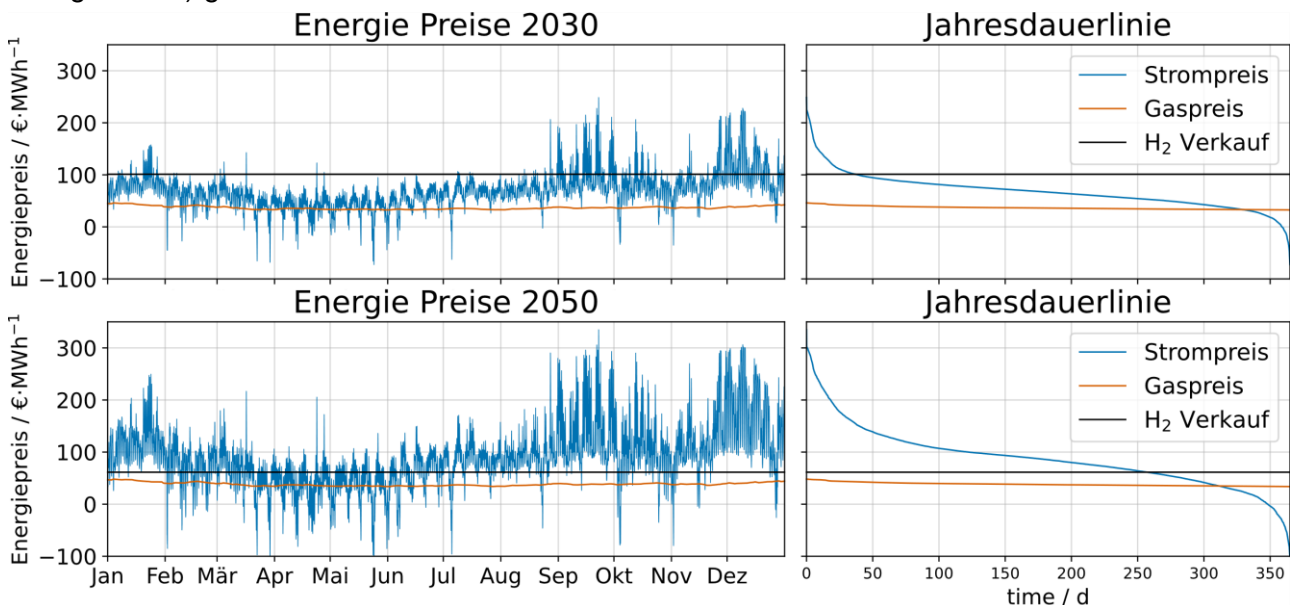


Abbildung 13: Basis Energiepreiszeitreihen für die 2 Szenarienjahre 2030 und 2050

Die Zeitreihe für Fernwärme im Vergleich zu einem repräsentativen Produktionsstandort für Verpackungsglas ist in Abbildung 14 zu sehen. Der Fernwärmebedarf ergibt sich dabei aus der Zeitreihe für die Außentemperatur und der Stadtzusammensetzung wie (Banasiak und Kienberger 2024) beschrieben.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

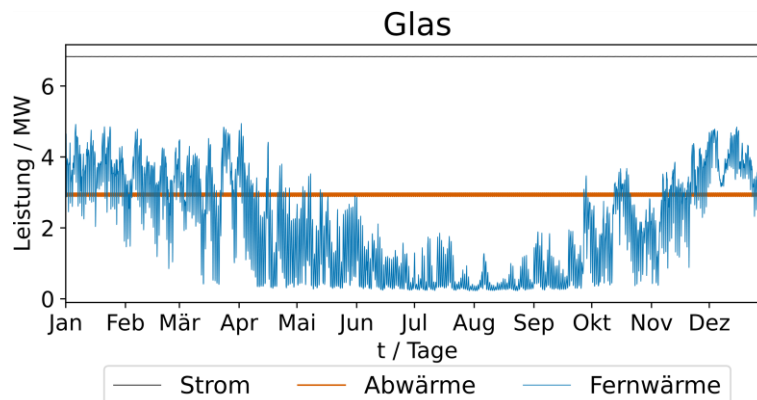


Abbildung 14: Jahreszeitreihe für den Fernwärmebedarf einer Kleinstadt und für Abwärme und Strombedarf eines repräsentativen Produktionsstandortes für Verpackungsglas

Für die Berechnungen werden 3 Szenarien der möglichen Wechselwirkungen zwischen Energiesystem und rSOC-System definiert, welche in Abbildung 15 veranschaulicht sind. Diese Szenarien sind:

**Referenz Case (RC):** Das rSOC-System wechselwirkt nur mit dem Strom- und Gasnetz.

**Industry Coupling (IC):** Neben der Wechselwirkung wie in RC gibt es die Möglichkeit der Nutzung von Abwärme aus der Industrie zur Erzeugung von Dampf für die Elektrolyse. Weiters kann der produzierte Strom zur Eigenversorgung einen höheren Profit erwirtschaften, da dadurch Netzgebühren vermieden werden.

**Industry and district heating (IDH):** Dieses Szenario erweitert IC, um ein Fernwärmenetz. Durch den Wärmebedarf im Fernwärmenetz verringert sich die verfügbare industrielle Abwärme für Dampferzeugung, allerdings eröffnet sich dadurch ein zusätzlicher Markt für Abwärme aus dem Brennstoffzellenbetrieb des rSOC-Systems.

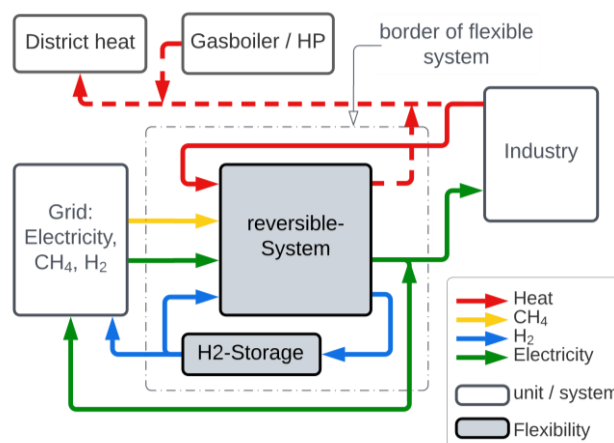


Abbildung 15: Optimierungsmodell in schematischer Darstellung. Grid, Distric heat und Industry sind Randbedingungen, die als Zeitreihen eingehen. Das rSOC-System und der Speicher werden als schnelle Surrogate-Modell integriert

Der optimale Betrieb in jedem Zeitschritt wird durch eine mathematische Optimierung bestimmt. Die Kennfelder des rSOC-Systems (Abbildung 39) und des Speichers (Abbildung 51) werden dafür stückweise linearisiert. Dadurch ergibt sich ein gemischt ganzzahliges lineares Optimierungsproblem, dessen Struktur mit den Komponenten in Abbildung 16 dargestellt ist. Die Freiheitsgrade des Optimierungsalgorithmus sind: Wahl einer der drei möglichen Betriebsarten des rSOC-Systems und die zugehörige Leistung, mit der das System innerhalb der vorgegebenen Grenzen betrieben wird. Der Speicher ist selbst keine Flexibilität in der Optimierung, er bewirkt aber die zeitliche Entkopplung von Wasserstoffverbrauch und

Erzeugung und ermöglicht damit eine flexible Betriebsweise des rSOC-Systems. Für die Optimierung bedeutet der Speicher eine Verknüpfung der Betriebsweisen verschiedener Zeitpunkte und damit ist das Gesamtoptima keine einfache Aneinanderreihung von Optima zu jedem Zeitpunkt.

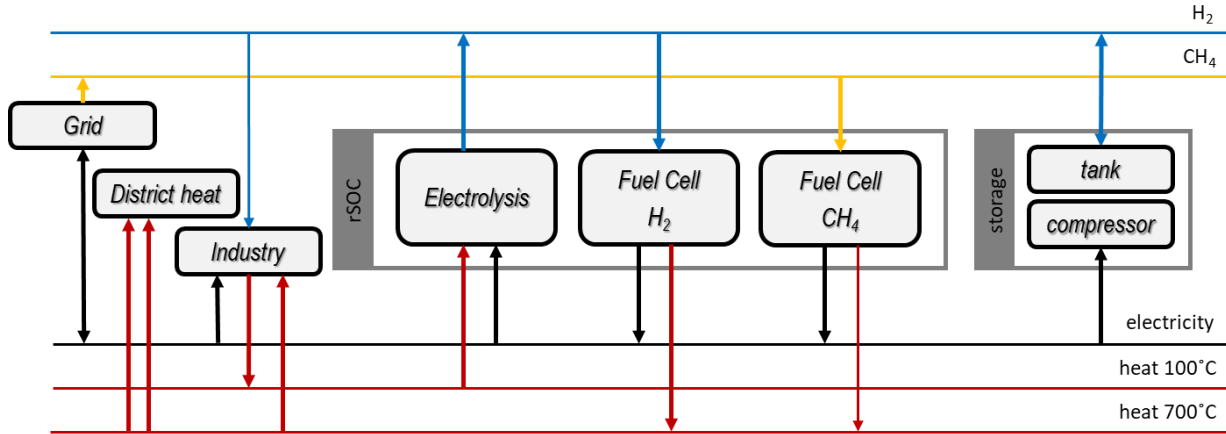


Abbildung 16: Optimierungsmodell in schematischer Darstellung. Grid, District heat und Industry sind Randbedingungen, die als Zeitreihen eingehen. Das rSOC-System und der Speicher werden als schnelle Surrogate-Modell integriert

Die Lösung des Optimierungsproblems minimiert die gesamten Energiebezugskosten ( $c_{en,rSOC}$ ), welche Kosten für Strom und Gas und Erlöse für Wasserstoff und Fernwärme inkludieren. Die Senkung der Energiekosten und somit der Gewinn des rSOC Systems ergibt sich über Gleichung (3).

$$p_a(d) = c_{en} - c_{en,rSOC}(d) \quad (3)$$

Aus diesem erwirtschafteten Gewinn, den Investitionskosten und der Systemlebensdauer kann die Wirtschaftlichkeit für die Systemlebensdauer in Form von Return-of-Invest, hier als ROL bezeichnet um auf die Bewertung über die Lebensdauer hinzuweisen, nach Gleichung (4) berechnet werden. Der relative Return-over-Lifetime berehnet sich über Gleichung (5).

$$ROL = -CAPEX + \sum_t^{lt} \frac{p_a(d(t))}{(1+i)^t} \quad (4)$$

$$rROL = \frac{ROL}{CAPEX} \quad (5)$$

Die System Wirtschaftlichkeit ausgedrückt durch den rROL ist stark von der Differenz der Preise von Strom und Wasserstoff (Abbildung 13) abhängig. Die mittlere Preisdifferenz ( $\Delta_{el,H}$ ) ist über Gleichung (6) definiert. Durch zeitlich konstante Verschiebung der Strompreise kann diese Preisdifferenz in verschiedenen Berechnungsszenarien variiert werden.

$$\Delta_{el,H} = \frac{1}{8760} \sum_{t=1}^{8760} (c_{el}(t) - c_{H_2}(t)) \quad (6)$$

### 3.3.3 Simulation von Netzen

In einem weiteren Untersuchungsschritt wird die Anwendung von rSOC-Systemen, im Vergleich zu getrennten Elektrolyse- und Brennstoffzelleneinheiten, aus Sicht der Netzdienlichkeit betrachtet. Ziel ist es den Netzdienlichen Einsatz dieser beiden räumlichen Installationsvarianten (getrennt und konzentriert) zu veranschaulichen und Einsatzorte für beide Varianten zu identifizieren. Abbildung 17 zeigt eine schematische Darstellung dieser beiden räumlichen Varianten. Bei räumlich getrennten Systemen kann

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

die Installation von Elektrolyseeinheiten nahe bei Standorten erneuerbarer Erzeugung und von Brennstoffzelleneinheiten nahe bei elektrischen Verbrauchern vorteilhaft sein. Durch die Übertragung von Energie in Form von H<sub>2</sub> über das Gasnetz kann dabei die elektrische Infrastruktur entlastet werden. Während für reversible konzentrierte Systeme Standorte mit wechselnder Überdeckung durch Erzeugung und Unterdeckung durch Verbrauch interessant sind. Diese Bedingungen sind, in Regionen mit großen erneuerbaren Erzeugungspotentialen in der Nähe von Siedlungs- oder Industriegebieten, gegeben. Durch Speicherung von Energie als H<sub>2</sub> im Gasnetz kann das reversible System die zeitlichen Abweichungen zwischen Verbrauch und Erzeugung ausgleichen und erlaubt dabei hohe Betriebsstunden.

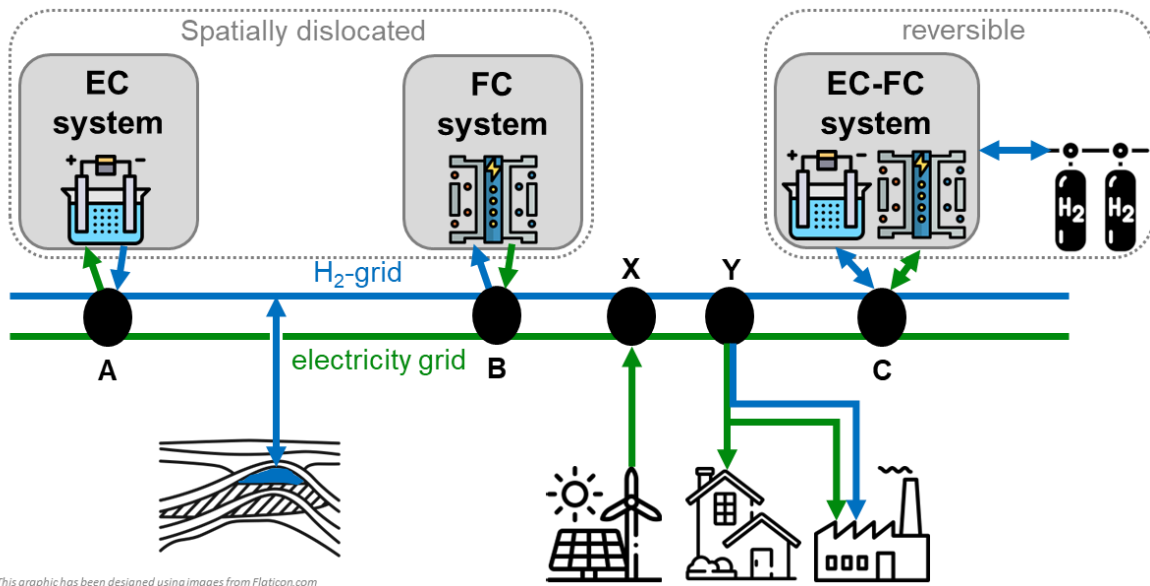


Abbildung 17: Schematische Darstellung von räumlich getrennten und konzentrierten Power-to-H<sub>2</sub>-to-Power Systemen im überregionalen Energiesystem

Ein netzdienlicher Betrieb wird hier simuliert, indem die elektrische Residuallast (Energiebedarf minus unkontrollierte Erzeugung) in zahlreichen Standorten geglättet wird. Dadurch werden die Spitzen der schwankenden Übertragungsleistung reduziert, welche auf Grund der starken Volatilität von erneuerbarer Erzeugung die größte Herausforderung für das Netz darstellt. Räumlich getrennte Systeme können nur eine unidirektionale Glättung bewirken, während konzentrierte Systeme bidirektional die Spitzenlasten reduzieren können. In der hier durchgeführten Simulation wird die Glättungskapazität durch folgende 3 Annahmen begrenzt:

1. Für konzentrierte reversible Systeme muss die verbrauchte und produzierte H<sub>2</sub> Menge ident sein.
2. Die Systemausnutzung ist für die betrachtete Jahreszeitreihe genau 50 %.
3. Räumlich getrennte Elektrolyseeinheiten sind nur bei negative Residuallasten und Brennstoffzellen nur bei positiven Residuallasten aktiv. Weiters muss die resultierende Residuallast innerhalb der ursprünglichen Minimal und Maximalwerte liegen.

$$u_i = \frac{\sum_t^T P_{el,t}}{P_N \cdot T} \quad (7)$$

$$u = u_{EC} + u_{FC} \tag{8}$$

Die Umwandlungseffizienzen des simulierten Systems sind statisch fixiert mit:

- Die Elektrolyseumwandlungseffizienz ist 80 %
- Die Brennstoffzellenumwandlungseffizienz ist 60 %
- Für räumlich konzentrierte Systeme ist das Leistungsverhältnis von Elektrolyse zu Brennstoffzelle mit 3.0 fixiert

In Abbildung 18 bis sind die drei möglichen verschiedene Charakteristika der Residuallast zu sehen. Die Limitierung gemäß Punkt 2 führt dazu, dass für räumlich getrennte Systeme entweder die installierte Leistung von Elektrolyse oder Brennstoffzellensystem gleich Null ist.

### 3.3.3.1 Knotentyp 1:

Abbildung 18 zeigt, einen Fall bei dauerhaften negativen Residuallasten. Hier führen sowohl Elektrolyse-Einheiten als auch rSOC-System zu einer starken Reduktion der Volatilität. Die notwendige Nominaleleistung des rSOC-Systems ist dabei für eine gleich Glättung der Residuallast um ein Drittel geringer, da die Last in beide Richtungen beeinflusst wird.

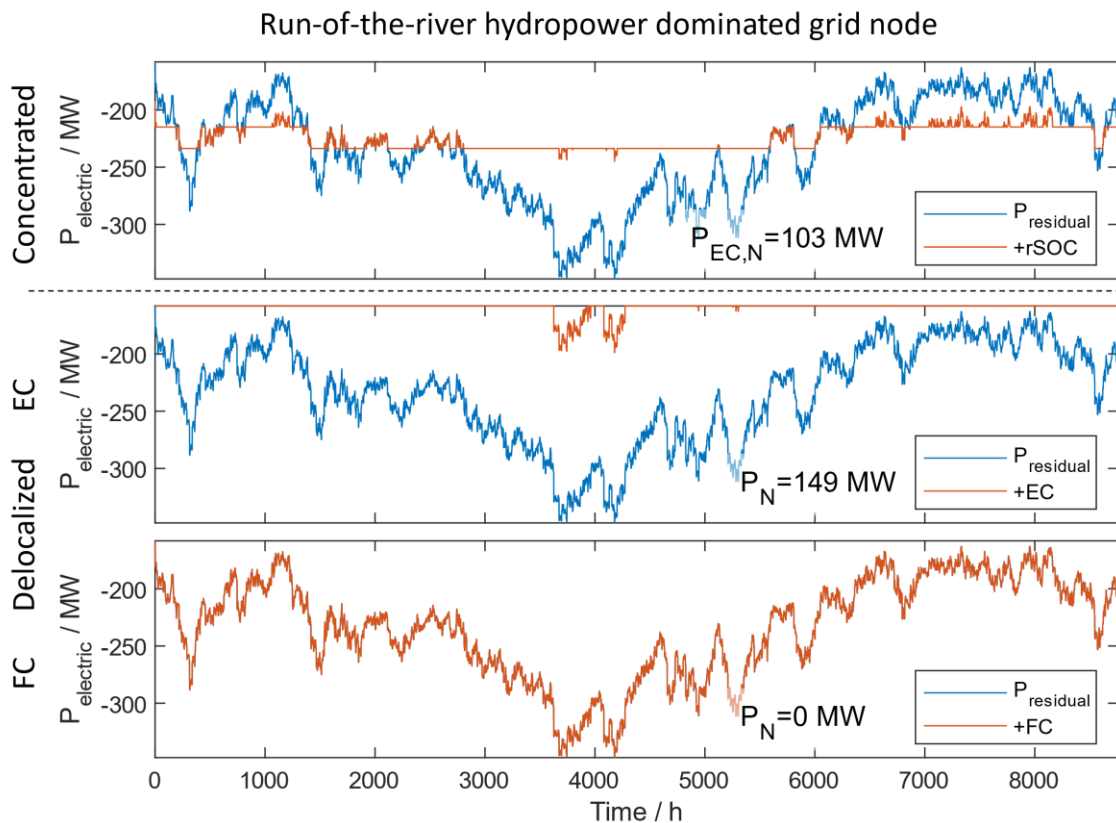


Abbildung 18: Simulationsergebnis von Wasserstoffumwandlungstechnologien zur Residuallastglättung in produktionsdominierten Netzknotenpunkten und dabei benötigte nominale Systemleistung ( $P_N$ ).

### 3.3.3.2 Knotentyp 2:

Ein überwiegend positiver Residuallastverlauf, wie anhand des Extremfalles in Abbildung 19 zu sehen ist, kann durch Brennstoffzellensystem stark geglättet werden. Aber auch rSOC-Systeme können bei starken Fluktuationen hohe Systemgrößen, unter der Einschränkung der minimalen Systemnutzung nach Punkt 2, aufweisen.



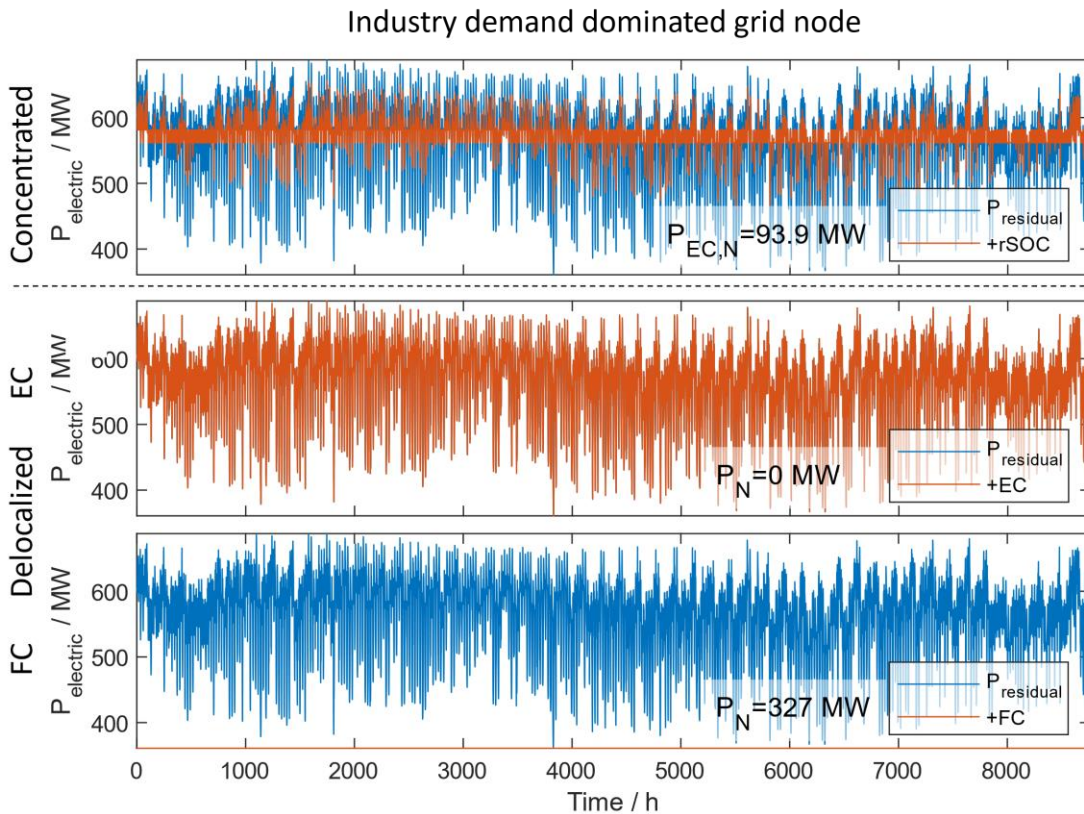


Abbildung 19: Simulationsergebnis von Wasserstoffumwandlungstechnologien zur Residuallastglättung in verbrauchsdominierten Netzknotenpunkten und dabei benötigte nominale Systemleistung ( $P_N$ ).

### 3.3.3.3 Knotentyp 3:

Bei ausgeglichen wechselnden negativen und positiven Residuallasten, sind keine oder nur kleine getrennten Elektrolyse- und Brennstoffzelleneinheiten mit einer Auslastung von 50% möglich. In diesen Fällen ermöglichen in erster Linie rSOC-Systeme eine Netzentlastung, wie in Abbildung 20 zu sehen ist.

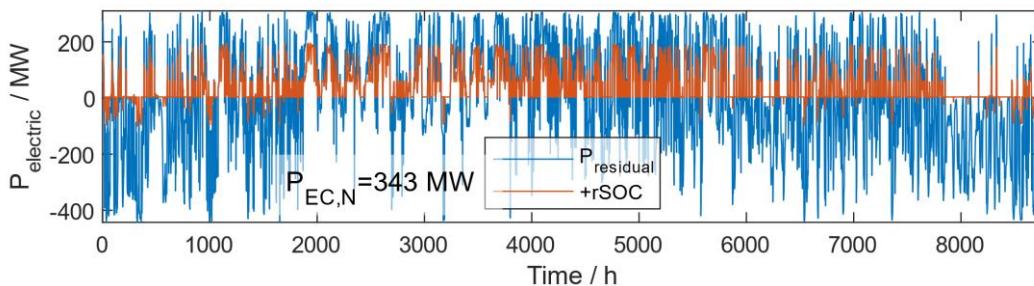


Abbildung 20: Simulationsergebnis von Wasserstoffumwandlungstechnologien zur Residuallastglättung in wechselweise verbrauchs- und produktionsdominierten Knoten und dabei benötigte nominale Systemleistung ( $P_N$ ).

Die Simulation des Betriebes, wie anhand der drei Knotentypen veranschaulicht, mit dem Zweck der Netzentlastung, wird hier für die 136 Netzknotenpunkte durchgeführt, die laut dem Projekt Infratrans 2040 (Klima- und Energiefonds 2023) Anschluss an ein Wasserstoffnetz haben. Das Ergebnis für die berechneten netzdienlichen Systemgrößen ist in der Österreich-Landkarte in Abbildung 21 zu sehen. Große Elektrolysesysteme sind vor allem in der Nähe von Laufwasserkraftwerken aber auch in Regionen mit hoher Wind- und PV-Energieerzeugung zu finden. Diese Standorte weisen auch hohe Installationsleistungen von rSOC-Systemen auf.

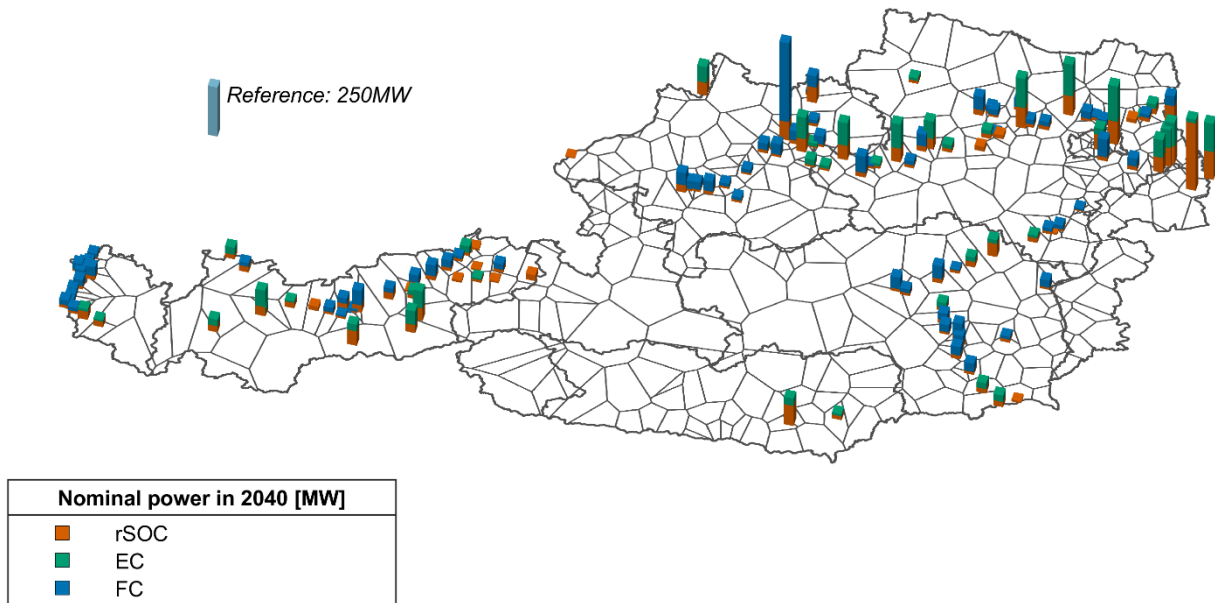


Abbildung 21: Nominale installiert netzdienliche Systemleistung über 5 MW für räumlich getrennte (EC, FC) und konzentrierte (rSOC) Systeme in 136 Netzknotenpunkten mit H<sub>2</sub>-Netzanschluss in 2040 gemäß dem WAM-Szenario in Infratrans 2040 (Klima- und Energiefonds 2023).

Die relative mittlere Volatilität (rmV) der Residuallast (Pres), aller Knoten (N) mit installierten Systemen der Umwandlungstechnologie (i), ist gegeben durch Gleichung (9).

$$rmV_i = \text{Mittelwert}_N \left( \frac{\max(P_{res} + P_{i,el,t}) - \min(P_{res} + P_{i,el,t})}{\max(P_{res}) - \min(P_{res})} \right) \quad (9)$$

### 3.3.4 Simulation der Smart Energy Building Integration

#### 3.3.4.1 Einleitung und Problemstellung

Die Integration von erneuerbaren Energiesystemen in Gebäude stellt aufgrund der ausgeprägten saisonalen Schwankungen sowohl im Energiebedarf als auch in der Energieerzeugung eine besondere Herausforderung dar. Insbesondere in Regionen mit kontinentalem Klima, wie in Österreich, treten signifikante jahreszeitliche Diskrepanzen zwischen der Verfügbarkeit solarer Energie und dem Gebäudeenergiebedarf auf. Während in den Sommermonaten die photovoltaische Stromerzeugung ihr Maximum erreicht, liegt der höchste Energiebedarf in den Wintermonaten vor, primär bedingt durch den erhöhten Heizwärmebedarf bei gleichzeitig reduzierter solarer Einstrahlung. In Abbildung 22 ist der gemessene monatliche und kumulierte PV-Ertrag eines beispielhaften Smart Energy Buildings dargestellt.

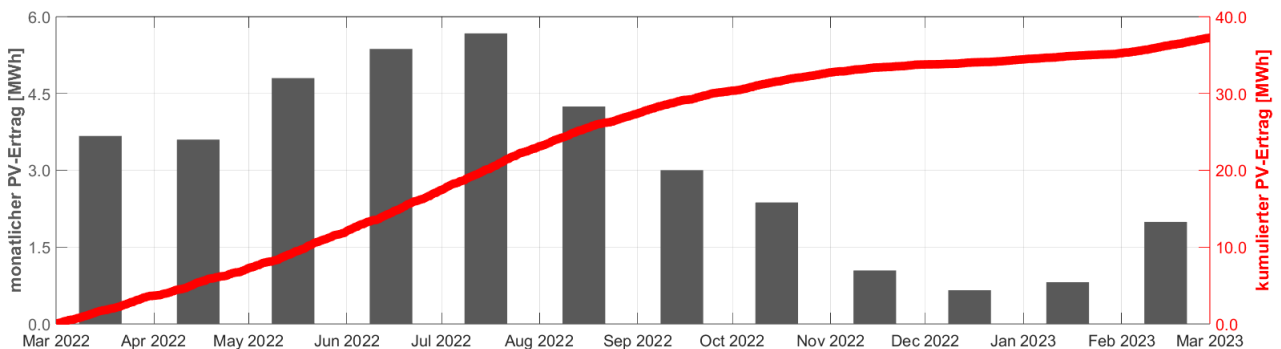


Abbildung 22: Monatlicher und kumulierter PV-Ertrag, März 2022 - März 2023



Diese saisonale Asymmetrie zwischen Energieangebot und -nachfrage erfordert innovative Lösungsansätze jenseits konventioneller PV-Wärmepumpen-Kombinationen. Während Batteriespeicher und thermoaktive Bauteilsysteme (TABS) die tageszeitlichen Schwankungen effektiv ausgleichen können, sind für die saisonale Energiespeicherung alternative Technologien erforderlich. Hierbei bietet die Integration eines reversiblen Festoxid-Zellen-Systems (rSOC) vielversprechende Möglichkeiten: Im Sommer kann überschüssiger PV-Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und gespeichert bzw. in das Gasnetz eingespeist werden, während im Winter die gespeicherte Energie durch den Brennstoffzellenbetrieb bei erhöhtem Bedarf rückverstromt werden kann. In der nachfolgenden Abbildung 23 wird der monatliche und kumulierte Energiebedarf eines beispielhaften Smart Energy Buildings dargestellt.

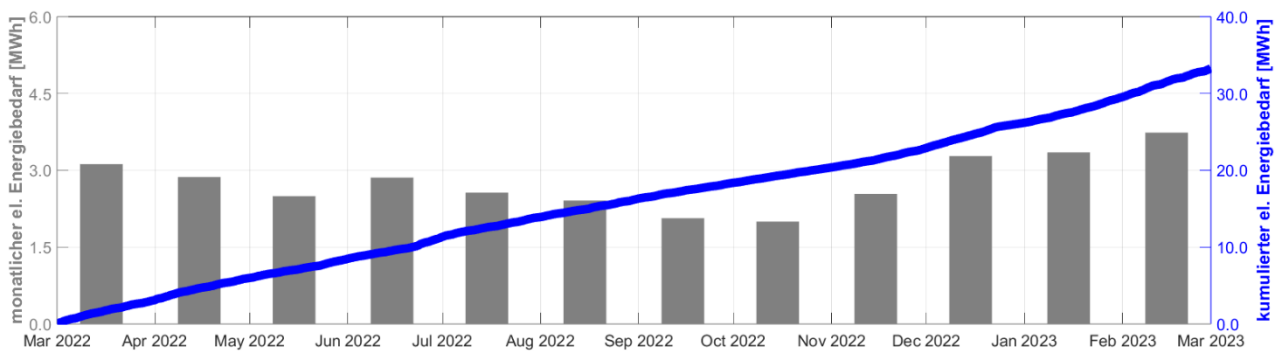


Abbildung 23: Monatlicher und kumulierter Energiebedarf, März 2022 - März 2023

Die Implementierung eines solchen hybriden Energiesystems in ein Smart Energy Building erfordert eine ganzheitliche Betrachtung der Energieflüsse sowie eine intelligente Betriebsführungsstrategie. Dabei müssen sowohl die thermischen als auch die elektrischen Lastprofile des Gebäudes berücksichtigt werden, um eine optimale Integration der verschiedenen Systemkomponenten zu gewährleisten. Von besonderer Bedeutung ist hierbei die effiziente Nutzung der Abwärme aus dem rSOC-Betrieb zur Unterstützung der Gebäudeheizung.

Im Folgenden wird die Integration eines rSOC-Systems in das Forschungsgebäude ENERGETIKUM analysiert, welches als Living Lab für innovative Energiekonzepte dient. Anhand dieses Beispiels werden die Potenziale und Herausforderungen der saisonalen Energiespeicherung mittels Wasserstoff im Gebäudekontext untersucht und bewertet.

### 3.3.4.2 Smart Energy Building ENERGETIKUM

Das ENERGETIKUM (Abbildung 24) repräsentiert eine moderne Testumgebung für innovative Energiesysteme im Gebäudesektor. Mit einer Hauptnutzfläche von 601 m<sup>2</sup> verteilt auf zwei Geschosse vereint das Gebäude die Funktionalität eines Bürogebäudes mit den Anforderungen eines Living Labs. Diese Dualität ermöglicht die Evaluation von Energiesystemlösungen unter realen Nutzungsbedingungen, da seit der Fertigstellung 2014 und der vollständigen Belegung 2015 sowohl regulärer Bürobetrieb als auch Forschungsaktivitäten parallel stattfinden.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

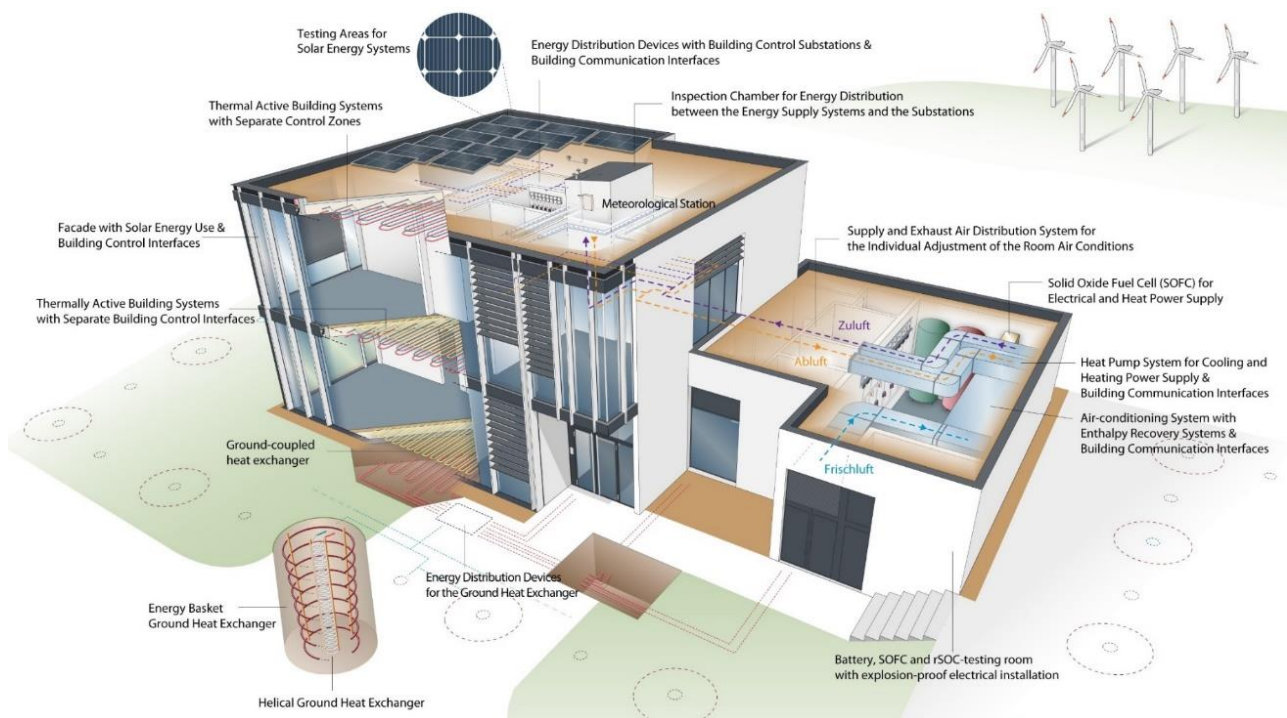


Abbildung 24: Testgebäude ENERGETIKUM

Die experimentelle Basis für die Systemintegration bildet ein umfassendes Monitoring-System, das kontinuierlich folgende Parameter erfasst und bereitstellen kann:

- Elektrische und thermische Lastprofile auf Zonen-, Anlagen- und Gesamtgebäudeebene
- PV-Ertragsprofile inkl. Berücksichtigung aller relevanten Verluste und Wirkungsgrade
- Wetterstation mit messtechnischer Erfassung der solaren Diffus- und Globalstrahlung
- Nutzer:innenabhängige Betriebsdaten und -informationen

Die erhobenen Messdaten durchlaufen einen mehrstufigen Qualitätssicherungsprozess:

## 1. Systematische Datenbereinigung

- Identifikation und Markierung von Ausreißern
- Erkennung systembedingter Datenlücken (z.B. durch Stromausfälle)
- Validierung der Messwertplausibilität

## 2. Datenrekonstruktion mittels Machine Learning

- Implementierung eines "Fine Tree"-Regressionsmodells über die MATLAB Machine Learning Toolbox
- Validierung verschiedener Algorithmen hinsichtlich ihrer Prädiktionsgenauigkeit
- Selektion der "Fine Tree"-Methode basierend auf:
  - Stabiler Vorhersagequalität
  - Robustheit gegenüber nicht-linearen Zusammenhängen
  - Geringer Anfälligkeit für Überanpassung

### 3. Modellvalidierung

- Training des Modells mit lokalspezifischen Wetterdaten
- Kreuzvalidierung zur Sicherstellung der Vorhersagequalität
- Kontinuierliche Überprüfung der Rekonstruktionsgenauigkeit

Die implementierte Datenaufbereitungsmethodik gewährleistet eine hohe Datenqualität für die nachfolgenden Systemanalysen und Optimierungen. Durch die Verwendung lokaler Wetterdaten als Trainingsgrundlage wird dabei eine standortspezifische Anpassung des Rekonstruktionsmodells sichergestellt. Damit können prädiktive Regelungsansätze sowie PV-Ertragsprognosen unter realen Betriebsbedingungen erprobt und optimiert werden. Das Living-lab ENERGETIKUM bildet somit die Grundlage für die Entwicklung und Validierung innovativer Energiemanagementstrategien, insbesondere im Kontext der rSOC-Systemintegration.

#### 3.3.4.3 Simulationskonzept und Regelstrategie für die Smart Energy Building Integration

Für die rSOC-Integration wurde eine umfassende Simulationsumgebung entwickelt. Dieses ermöglicht die detaillierte Untersuchung des dynamischen Systemverhaltens sowie die Entwicklung und Validierung innovativer Regelungsstrategien. Im Folgenden werden die wesentlichen Komponenten und die implementierte Regelungsstrategie erläutert.

Die Simulationsumgebung integriert eine Vielzahl verschiedener Energiewandlungs- und Speichertechnologien in ein ganzheitliches Gebäudeenergiesystem. Als zentrale Komponente für die thermische Konditionierung dienen thermisch aktivierte Bauteilsysteme (TABS), die durch ihre hohe thermische Masse eine effektive Wärmespeicherung und -verteilung ermöglichen. Diese werden durch ein außenliegendes adaptives Verschattungssystem ergänzt, das sowohl zur Regelung des solaren Eintrags als auch zur Optimierung der natürlichen Belichtung beiträgt.

Die Luftqualität und thermische Behaglichkeit werden durch eine Lüftungsanlage mit integrierter Wärmerückgewinnung sichergestellt. Diese arbeitet in enger Kopplung mit einer reversiblen Wärmepumpe, die sowohl Heiz- als auch Kühlfunktionen übernehmen kann. Die Entscheidung für eine reversible Wärmepumpe basiert auf zwei wesentlichen Faktoren: Zum einen ist für den Sommerbetrieb ohnehin eine Kälteanlage erforderlich, zum anderen reicht die verfügbare Abwärme aus dem Brennstoffzellenbetrieb nicht aus, um den gesamten Heizenergiebedarf des Gebäudes zu decken. Diese technische Lösung entspricht dem Stand der Technik und wurde bereits erfolgreich im Living Lab ENERGETIKUM implementiert. Zur Steigerung der Systemeffizienz ist zusätzlich ein Erdwärmetauscher integriert, der als natürliche Wärmequelle bzw. -senke fungiert.

Die elektrische Energieversorgung basiert auf einem hybriden Konzept, das eine Photovoltaikanlage als primäre Energiequelle nutzt. Zur zeitlichen Entkopplung von Energieerzeugung und -bedarf dient ein Batteriespeichersystem, das kurzfristige Schwankungen ausgleichen kann. Als innovative Komponente für die saisonale Energiespeicherung wurde ein reversibles Festoxid-Zellen-System (rSOC) implementiert, das die bidirektionale Umwandlung zwischen elektrischer und chemischer Energie ermöglicht.

Die Komplexität des Gesamtsystems erfordert eine mehrstufige Regelungsstrategie, die mittels Model Predictive Control (MPC) realisiert wurde. Diese gliedert sich in zwei Hauptebenen, die das thermische und elektrische Management separat, aber koordiniert optimieren.

Die **erste Optimierungsebene** fokussiert sich auf das thermische Gebäudemanagement und implementiert eine zonenbasierte Regelungsstrategie. Ein intelligenter Triage-Agent übernimmt dabei die Koordination der sequenziellen Optimierung einzelner Gebäudezonen. Dieser berücksichtigt nicht nur die aktuellen thermischen Bedingungen jeder Zone, sondern auch die Wechselwirkungen zwischen benachbarten Räumen und der zentralen Lüftungsanlage.

Für die mathematische Modellierung des thermischen Gebäudeverhaltens wurde ein 3R3C-State-Space-Modell entwickelt. Die Modellparameter werden mittels nichtlinearer Optimierungsverfahren aus umfangreichen Gebäudesimulationsdaten identifiziert. Dabei fließen sowohl die thermischen Eigenschaften der Bauteile als auch die charakteristischen Kennlinien der technischen Anlagen, insbesondere der reversiblen Wärmepumpe, in die Modellbildung ein.

Die prädiktive Regelung arbeitet mit einem Zeithorizont von 48 Stunden und nutzt Mixed Integer Linear Programming (MILP) zur Optimierung der Stellgrößen. Dabei werden die Betriebszustände der TABS, die Positionen der Verschattungselemente und die Leistungsaufnahme der Wärmepumpe optimiert. In die Zielfunktion fließen verschiedene Aspekte ein: die Gewährleistung thermischer Behaglichkeit, die Maximierung des PV-Eigenverbrauchs sowie die Minimierung des Gesamtenergieverbrauchs.

Die Integration von Wetterprognosen und erwarteten Nutzungsprofilen ermöglicht eine vorausschauende Betriebsführung. Dabei werden insbesondere die solaren Gewinne und deren Auswirkung auf den Heiz- und Kühlbedarf berücksichtigt. Die elektrischen Lastprofile durch IT-Infrastruktur und Beleuchtung fließen ebenfalls in die Optimierung ein.

Die **zweite Optimierungsebene** koordiniert das elektrische Energiemanagement mittels einer MILP-basierten Optimierung unter Verwendung der CVX- Toolbox (Grant und Boyd 2008), (Grant und Boyd 2013) in Kombination mit dem GUROBI-Solver (Gurobi Optimization 2024). Das zentrale Element bildet dabei ein Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 80 kWh, das asymmetrische Wirkungsgrade aufweist - 95% beim Laden und 92% beim Entladen. Die kontinuierliche Überwachung des Ladezustands erfolgt unter Berücksichtigung aller relevanten Energieflüsse und technischen Randbedingungen.

Das rSOC-System wird in zwei verschiedenen Betriebsmodi genutzt: Im SOFC-Modus arbeitet es als Brennstoffzelle mit einer Leistung von 1,5 bis 5 kW bei einem Methan-zu-Strom-Wirkungsgrad von 60%. Im SOEC-Modus dient es als Elektrolyseur und nimmt zwischen 4,5 und 15 kW elektrische Leistung auf, wobei ein Strom-zu-Wasserstoff-Wirkungsgrad von 80% erreicht wird.

Die implementierte Optimierungsstrategie verfolgt das primäre Ziel der Gesamtkostenminimierung. In die Kostenrechnung fließen der Methanbedarf (Alternativ auch CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub> Gemische) für den SOFC-Betrieb, potenzielle Erlöse aus der Wasserstoffproduktion sowie die Kosten für den Netzstrombezug ein. Durch binäre Entscheidungsvariablen wird sichergestellt, dass SOFC und SOEC nicht gleichzeitig betrieben werden.

Die Lastdeckung folgt einer klaren Hierarchie: Zunächst wird die direkte Nutzung der PV-Energie priorisiert, gefolgt von der Entladung des Batteriespeichers. Erst wenn diese Quellen ausgeschöpft sind, wird die Brennstoffzelle aktiviert. Der Netzstrombezug wird als letzte Option auf ein Minimum reduziert. Ein detailliertes Monitoring-System erfasst kontinuierlich alle Energieflüsse und Systemwirkungsgrade, wodurch eine fortlaufende Validierung und Optimierung der Betriebsführung ermöglicht wird. Abbildung 25 zeigt die berücksichtigten Anlagensysteme und Energieflüsse der zweiten Optimierungsebene.

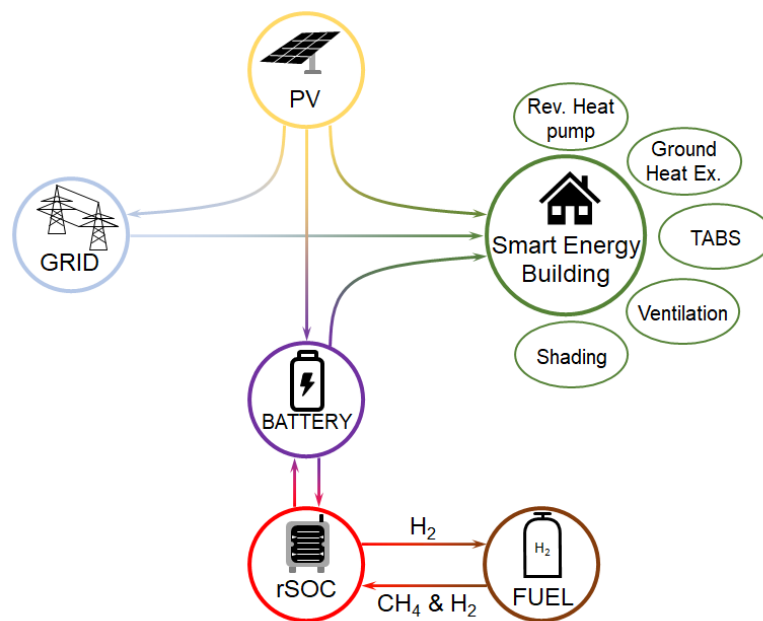


Abbildung 25: Anlagensysteme und Energieflüsse der zweiten Optimierungsebene

Das entwickelte Energiemanagement berücksichtigt folgende Anlagen und Systeme:

- PV-System inkl. Ertragsprognosemodell
- Zonen des Gebäudes inkl. thermoaktive Bauteilsysteme (TABS) und Verschattung
- Reversible Wärmepumpe inkl. thermische Speicher
- Erdwärmetauschersystem für Geo-Exchangebetrieb
- Lüftungsanlage / Vollklimaanlage
- Batteriespeicher mit 80 kWh effektive Speicherkapazität
- rSOC-Anlage

Die realitätsnahe Abbildung der Lüftungsanlage wird durch detaillierte Teillastmodelle sichergestellt. Diese berücksichtigen die nichtlinearen Kennlinien der einzelnen Komponenten wie Ventilatoren, Wärmeübertrager und Luftfilter. Die Modellvalidierung erfolgt durch den Abgleich mit experimentellen Daten aus dem ENERGETIKUM, wobei ein mehrstufiges Qualitätssicherungsverfahren implementiert wurde. Dieses umfasst sowohl die automatisierte Erkennung und Filterung von Ausreißern als auch die Plausibilisierung der Messdaten anhand physikalischer Randbedingungen.

Für das Integrationsszenario „Smart Energy Building“ wurde eine Anlagenkonfiguration implementiert, die in Abbildung 3 schematisch dargestellt ist. Das System integriert alle erforderlichen Komponenten zur Luftaufbereitung, wobei die Dimensionierung der Heiz- und Kühlregister auf Basis experimentell ermittelter Lastprofile erfolgte. Die thermodynamische Modellierung berücksichtigt dabei sowohl sensible als auch latente Wärmeströme, wodurch eine präzise Vorhersage des Energiebedarfs für verschiedene Betriebszustände ermöglicht wird.

Die Integration des Lüftungsmodells in die Gesamtsystemsimulation erfolgt über definierte Schnittstellen zum thermischen Gebäudemodell sowie zur übergeordneten Regelungsstrategie. Die Zuluft (ZUL) wurde



mit den Randbedingungen der Gebäudesimulation gekoppelt, sodass die Klimatisierung der Räume in Abhängigkeit von externen Faktoren wie Außentemperaturen und Luftfeuchtigkeit gesteuert wird. Dies ermöglicht eine koordinierte Optimierung des Gesamtsystems unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Lüftungstechnik, Gebäudethermik und regenerativer Energiebereitstellung.

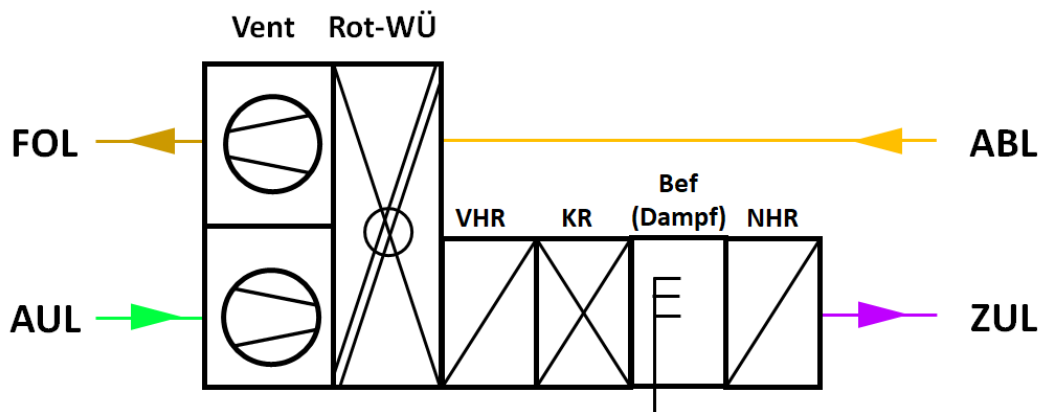


Abbildung 26: Schematischer Aufbau der simulierten Lüftungsanlage

## Komponenten-Anordnung der Zuluft (ZUL):

- Für den Zuluftvolumenstrom ist eine festgelegte Reihenfolge der Komponenten definiert, um eine effektive Konditionierung der Zuluft zu gewährleisten. Die Reihenfolge der Komponenten ist wie folgt:
- Der Zuluftventilator sorgt für die benötigte Zuluftmenge und stellt den gewünschten Luftdruck bereit.
- Die Wärmerückgewinnungseinheit ist für die energetische Effizienz der Anlage entscheidend. Sie ermöglicht die Rückgewinnung von Wärme aus der Abluft, um die Zuluft vorzuwärmen und damit Heizenergie einzusparen.
- Das Vorheizregister dient dazu, die Zuluft auf eine Mindesttemperatur zu erwärmen, insbesondere bei sehr niedrigen Außentemperaturen.
- Das Kühlregister wird zur Kühlung und Entfeuchtung der Zuluft verwendet.
- Der Befeuchter dient der Regelung der relativen Luftfeuchtigkeit. Der Wirkungsgrad des Befeuchters wird spezifiziert, um Teillast-Berechnungen durchführen und so den Energiebedarf präzise modellieren zu können.
- Das Nachheizregister stellt sicher, dass die Zuluft auf die gewünschte Raumtemperatur gebracht wird, nachdem die Feuchteregelung abgeschlossen ist.

## Komponenten-Anordnung der Abluft (ABL):

- Auf der Abluftseite wird ebenfalls eine spezifische Anordnung der Komponenten verwendet. Die Abluftkomponenten umfassen:
- Die Wärmerückgewinnungseinheit auf der Abluftseite entzieht der Abluft thermische Energie, die zur Erwärmung der Zuluft genutzt wird.
- Der Abluftventilator unterstützt den Transport der verbrauchten Luft aus dem Raum.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

## Regelung des Luftvolumenstroms:

Die Regelung des Luftvolumenstroms für Zuluft und Abluft erfolgt dynamisch in Abhängigkeit von der Anzahl der anwesenden Personen, um eine bedarfsgerechte Frischluftzufuhr sicherzustellen. Im Maximalfall wird für 21 Personen ein spezifischer Volumenstrom von 35 m<sup>3</sup>/h pro Person bereitgestellt, was zu einem Gesamtvolumenstrom von 735 m<sup>3</sup>/h führt.

Mit Hilfe der entwickelten Simulationsumgebung können energetische Analysen von Systemlösungen bestehend aus PV, TABS, reversible Wärmepumpe, Lüftungsanlage, Batteriespeicher und rSOC-Anlage unter Berücksichtigung eines ganzheitlichen Energiemanagementsystems untersucht werden. Beispielhaft sind in Abbildung 27 die Leistungsflüsse der unterschiedlichen Energiesysteme sowie der Verlauf des Batterieladezustandes dargestellt. Nähere Details zu den erzielten Ergebnissen und Schlussfolgerungen für das Integrationsszenario Smart Energy Building ist im Abschnitt 0 enthalten.

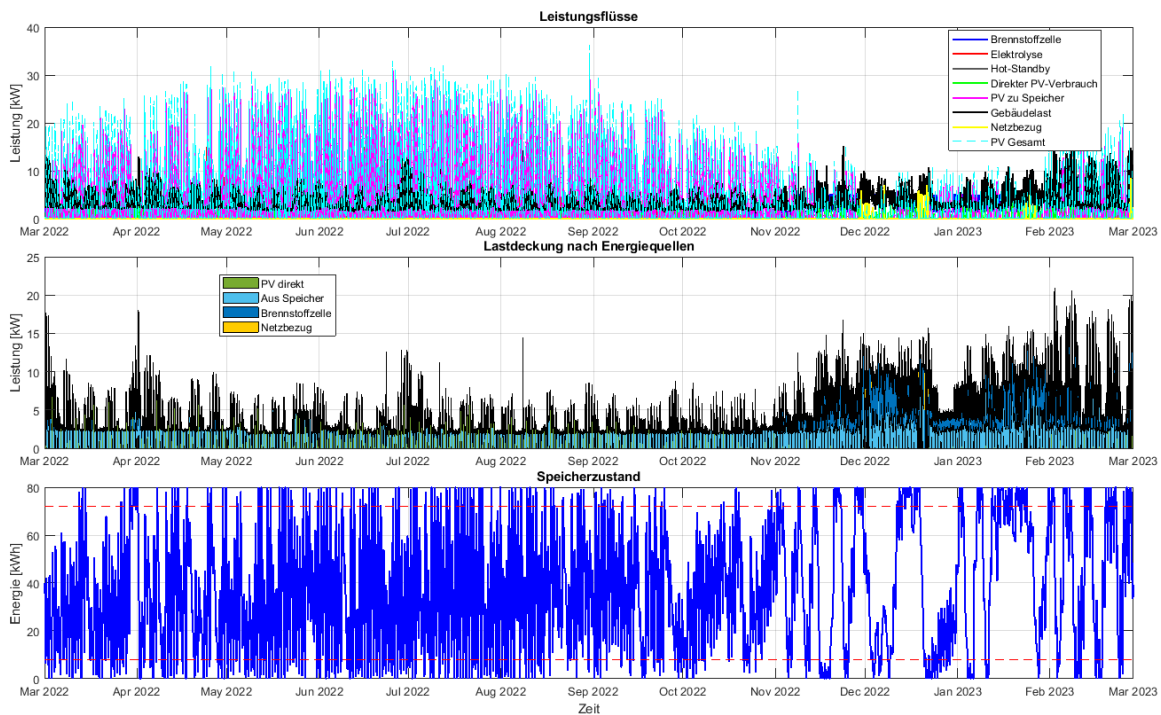


Abbildung 27: Beispielhafte Darstellung der berechneten Leistungsflüsse und Batterieladezustände

## 3.4 Markt- und Kostenentwicklung der rSOC-Technologie

Wesentliche Grundlage für die Bewertung von potenziellen Kostenreduktionen durch technologisches Lernen (Lernkurve) stellt die zugrundeliegende Anzahl an kumuliert erzeugten Anlagen bzw. Komponenten dar. Dementsprechend ist für eine Abschätzung der Entwicklung der Technologiekosten im zeitlichen Verlauf die zugehörige Produktionskurve zu bestimmen. In diesem Sinne wurde für die rSOC-Technologie eine logistische Wachstumsfunktion angenommen, um den Hochlauf der jährlich produzierten Einheiten abzubilden. Hierfür wurden einerseits historische globale Marktentwicklungen für Brennstoffzellensysteme herangezogen (E4tech 2021), nationale und internationale Bedarfsprognosen und Ausbauziele (Roland Berger Strategy Consultants 2015); (Hydrogen Council 2017); (IEA 2020) sowie bestehende Analysen zu Elektrolysetechnologien (Böhm et al. 2020). Aufgrund der technologischen Überschneidungen in der Stacktechnologie zwischen Hochtemperatur-Brennstoffzellen (SOFC) und -Elektrolysen (SOEC), als auch bei nicht Stack-bezogenen Komponenten zwischen unterschiedlichen stationären Brennstoffzellensystemen, wurden neben Festoxid-Zellen auch entsprechend verwandte Technologien in dieser Marktanalyse berücksichtigt (siehe Abbildung 28).

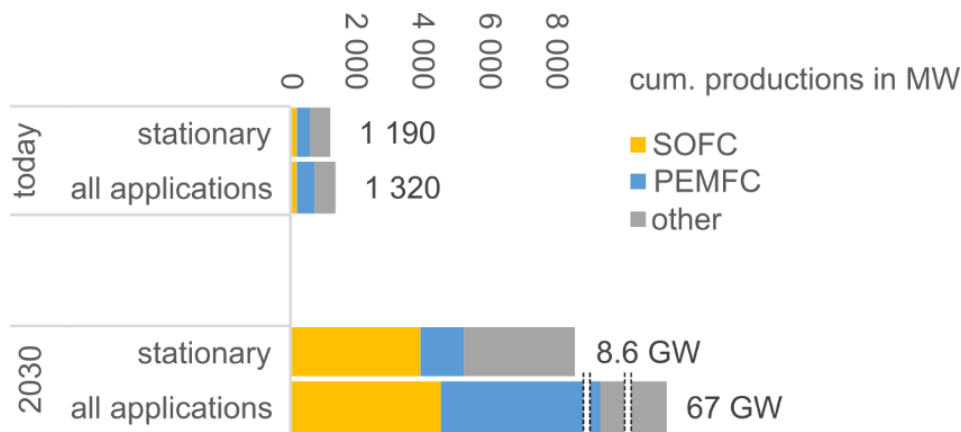


Abbildung 28: Analyse der kumulierten Produktion von Brennstoffzellensystemen heute gegenüber 2030 (Prognose)

Hier zeigte sich bereits, dass, wenngleich PEM-Brennstoffzellen aufgrund ihres bevorzugten Einsatzes in mobilen Anwendungen (Fahrzeuge) auch langfristig die dominierende Technologie über alle Anwendungsbereiche darstellen wird, insbesondere im, auch hier untersuchten, Bereich der stationären Anwendung die Festoxid-Technologie eine bestimmende Rolle einnehmen wird. Dennoch sind hier in der Bewertung der Kosteneffekte durch technologisches Lernen auch deutliche Spillover-Effekte zu erwarten. Zudem wird die technologische Überschneidung beim Stack zu einem deutlichen Einfluss durch die Marktentwicklung von SOEC-Systemen führen. Um den potenziellen Einfluss dieser Spillover-Effekte auf die Kosten zukünftiger rSOC-Systeme zu analysieren, wurden mehrere Varianten der Kostenentwicklung mittels CoLLeCT analysiert, die die genannten Abhängigkeiten in unterschiedlichem Ausmaß berücksichtigen. Die jeweils definierten Abhängigkeiten der vier im Modell inkludierten Systemmodule – Stack, Leistungselektronik, Gaskonditionierung, und Balance of Plant – sind in Tabelle 2 dargestellt.



# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 2: Definierte Abhängigkeiten der inkludierten Systemmodule in Bezug auf die Marktentwicklung stationärer SOC-Systeme und potenziell verwandter Technologien. „direct“ beschreibt eine direkte Abhängigkeit von stationären SOFC-Systemen (keine Spillover-Effekte), „indirect“ eine zusätzliche Berücksichtigung der erwarteten Marktentwicklung der jeweils genannten Technologien.

	Stack	Electronics AC-DC-AC	Gas Cond.	BoP
1	<b>independent</b> (alle SOC-Systeme)	<b>independent</b> (alle EC- & stat. FC-Systeme)	<b>independent</b> (alle EC/FC-Systeme)	<b>independent</b> (stat. FC/EC-Systeme)
2	<b>independent</b> (alle SOC-Systeme)	<b>independent</b> (alle EC- & stat. FC-Systeme)	<b>direct</b> (stat. SOFC-Systeme)	<b>independent</b> (stat. FC/EC-Systeme)
3	<b>independent</b> (alle SOC-Systeme)	<b>independent</b> (alle EC- & stat. FC-Systeme)	<b>direct</b> (stat. SOFC-Systeme)	<b>direct</b> (stat. SOFC-Systeme)
4	<b>direct</b> (stat. SOFC-Systeme)	<b>independent</b> (alle EC- & stat. FC-Systeme)	<b>direct</b> (stat. SOFC-Systeme)	<b>direct</b> (stat. SOFC-Systeme)

Für die Bewertung des Einflusses individueller Anlagenkapazitäten auf die spezifischen Systemkosten wurden Skalierungsexponenten aus der Literatur (Peters und Timmerhaus 1991) und bestehenden Analysen zu ähnlichen Technologien (Böhm et al. 2020) herangezogen. Als Basis wurden bestehende Kostendaten auf Basis eines 200 kW SOEC-Stacks gleicher Bauart herangezogen. Aufgrund der besonderen Konfiguration als reversibles Gesamtsystem, konnten zudem grundsätzliche Kostenreduktionen, die sich durch die Reduktion redundanter Komponenten gegenüber separaten Systemen für Brennstoffzellen- und Elektrolysebetrieb ergeben, in der Kostenaufstellung berücksichtigt werden. Die Kosten für die Basiskonfiguration wurden demzufolge mit 1400 €/kW @ 200 kW<sub>el,EC</sub> angenommen. Die Verteilung auf die relevanten Kostenmodule ist in Abbildung 29 dargestellt.

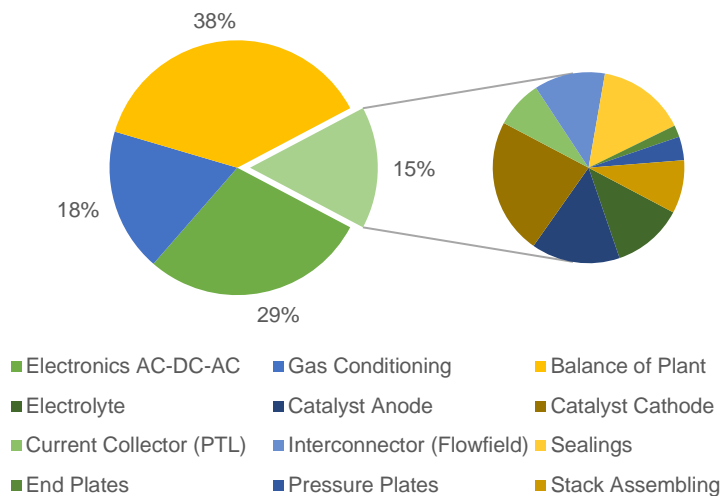


Abbildung 29: Initiale Kostenstruktur für das Gesamtsystem auf Basis einer Stackleistung (Elektrolyse) von 200 kW. Links: Gesamtsystem, rechts: Stack

### 3.5 Makroökonomische Bewertung – Simulationsdesign

Ziel der Simulationsanalyse ist es, den gesamtwirtschaftlichen Mehrwert von Investitionsentscheidungen für den Bau und Betrieb reversibler Brennstoffzellen in vier verschiedenen Szenarien im Vergleich zum BAU-Szenario darzustellen. Die Differenz der jeweiligen Szenarien zum BAU-Szenario bildet die gesamtwirtschaftlichen Effekte quantitativ ab.

Den Investitionen in die reversiblen Brennstoffzellen liegt folgender Ablauf zugrunde: Die notwendigen Investitionen (Installation der Technologien sowie Konstruktion der Infrastruktur) werden im ersten Jahr ( $t=0$  bzw. 2025) wirksam. Der Betrieb der reversiblen Brennstoffzellen erfolgt mit der Fertigstellung der ersten Brennstoffzelle: ab dem dritten Jahr ( $t=3, \dots, 10$  bzw. 2028-2035).

Zudem wurden für die ex-ante-Simulationsanalysen der gesamtwirtschaftlichen Effekte in Österreich durch die Nutzung von reversiblen Brennstoffzellen folgende Annahmen getroffen:

- **Business-as-usual-Szenario:** Die Simulationen zeigen die Auswirkungen im Vergleich zum Business-as-usual-Szenario, bei dem keine Einführung von reversiblen Brennstoffzellen erfolgt.
- **Simulationshorizont:** Für die Simulation wird der Zeitraum von 2025 – 2035 in Betracht gezogen.
- **Geografischer Bezug:** In den Simulationen wird die volkswirtschaftliche Relevanz der Nutzung von reversiblen Brennstoffzellen verschiedener Szenarien für Österreich analysiert. Eine Disaggregation auf Bundesländer-Ebene wird nicht vorgenommen.
- **Investitionswirksamkeit:** Die notwendigen Investitionen in Anlage- und Technologiekomponenten von reversiblen Brennstoffzellen werden in den Sektoren Sachgütererzeugung, Bau und Realitäten- und Unternehmensdienstleistungen wirksam.
- **Wertschöpfungsanteile:** Bzgl. der Investitionen in Anlage- und Technologiekomponenten wird eine Importquote von 39% angenommen. Das heißt, es entstehen keine nachgelagerten positiven volkswirtschaftlichen Effekte für Österreich durch 39% der Investitionen. Für die notwendigen Investitionen durch Baumaßnahmen und Dienstleistungen wird ein heimischer Wertschöpfungsanteil von 100% angenommen. Bzgl. des Stroms für die Elektrolyse wird ein heimischer Bezug von 90 % und somit ein Bezug von 10% aus dem Ausland ausgegangen. Die Importquote von Wasserstoff liegt bei 60% aus dem Ausland und bei Erdgas bei 90%. Durch die Wasserstoffproduktion wird zudem der Import von Erdgas substituiert, was sich in den energetischen Nettoexporten (= Exporte - Importe) widerspiegelt.
- **Energiepreise:** Die angesetzten Energiepreise (elektrischer Strom, Erdgas bzw. Methan, Wasserstoff) folgen den Annahmen der techno-ökonomischen Analyse.
- **CO<sub>2</sub>-Bepreisung:** Der Einsatz von reversiblen Brennstoffzellen ermöglicht eine Reduktion des Imports von Strom und Erdgas. Dieser Prozess ermöglicht somit eine Einsparung des Kaufs von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten. Hier wird von einem CO<sub>2</sub>-Preis ausgegangen, der sich bis zum Jahr 2050 auf 300 €/t CO<sub>2</sub> erhöht. Entsprechend ist ein linearer Anstieg von 55 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2025 auf 153€/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 angesetzt.

Die vier betrachteten Szenarien folgen den Szenarien der techno-ökonomischen Analyse und unterliegen den folgenden Annahmen:

- **Szenario 1 (H2 c0):**
  - rSOC interagiert nur mit **Strom- und Gasnetz**
  - Gasnetz: **Bezug von H<sub>2</sub>**, Einspeisung von H<sub>2</sub>
  - **Keine** Kopplung mit **Industrie**
  - **Wärme wird nicht genutzt**
- **Szenario 2 (H2 c2):**
  - rSOC interagiert mit **Strom-, Gas- und Wärmenetz**
  - Gasnetz: **Bezug von H<sub>2</sub>**, Einspeisung von H<sub>2</sub>
  - **Kopplung** mit Bedarf der **Industrie**
- **Szenario 3 (CH4 c0):**
  - rSOC interagiert nur mit Strom- und Gasnetz
  - Gasnetz: **Bezug von CH<sub>4</sub>**, Einspeisung von H<sub>2</sub>
  - Keine Kopplung mit Industrie
  - Wärme wird nicht genutzt
- **Szenario 4 (CH4 c2):**
  - rSOC interagiert mit Strom-, Gas- und Wärmenetz
  - Gasnetz: **Bezug von CH<sub>4</sub>**, Einspeisung von H<sub>2</sub>
  - Kopplung mit Bedarf der Industrie
- **Alle Szenarien:**
  - Inbetriebnahme
    - **Anlage 1** (9,3 MW) im Jahr **2027**,
    - **Anlage 2** (23,3 MW) im Jahr **2030**
  - **Umsetzungsdauer** je Anlage: **3 Jahre** (Verteilung CAPEX 25%/45%/30%)
  - **CAPEX** auf Basis Kostenmodell **inkl. Skaleneffekte + Zuschlagsfaktor** von 1,33 (für Infrastruktur, indirekte Kosten, etc.)
  - Fixe **OPEX** (Wartung, Versicherung, etc.): **jährlich 12% der CAPEX**
  - **Wertschöpfungsanteil** im Inland:
    - 61% für Fertigung (75% der CAPEX)
    - 100% für Bau (10%) und Dienstleistungen (15%)
  - Preise Strom und Gas lt. techno-ökonomischer Bewertung

## 3.6 Sozio-technische Analyse

Im Rahmen des Projekts wurden zudem sozio-technische Aspekte in Bezug auf die soziale Akzeptanz für die zukünftige Implementierung von Brennstoffzellen- und Elektrolysesystemen durchgeführt. Da im Rahmen der unterschiedlichen Projekte, die, unter anderem als Teil der Wasserstoffvorzeigeregion WIVA P&G, ebenfalls umfassende Analysen zur sozio-technischen Einordnung unterschiedlicher Technologien im Einsatz von Wasserstoff durchgeführt wurden, erfolgte die Analyse im Projekt FIRST zum Teil parallel. Aus der Vielzahl an erhobenen Daten wurden folglich spezifische Maßnahmen und Empfehlungen zur Sicherstellung der allgemeinen gesellschaftlichen Akzeptanz kombinierter Brennstoffzellen- und Elektrolysesysteme.

## 3.7 Ökologische Bewertung

Die Stromversorgung unterliegt saisonalen und täglichen Schwankungen. Zur Ausgleichung von Angebot und Nachfrage wird eine Vielzahl von Energieträgern eingesetzt. Der genaue Energiemix variiert je nach

geografischen Gegebenheiten und den damit verbundenen Umweltemissionen bei der Strombereitstellung. Daher kann ein Produkt (wie hier z.B. H<sub>2</sub> aus der rSOC) in verschiedenen Ländern unterschiedliche ökologische Auswirkungen haben (insbesondere in Ländern, die stark von fossilen Brennstoffen abhängig sind). Üblicherweise werden statische Durchschnitts-Strommixe verwendet, um die Umweltauswirkungen der Energieversorgung zu bewerten. Diese Studie hebt jedoch die Bedeutung einer zeitlich aufgelösten Betrachtung der Energieversorgung hervor, weshalb ein dynamischer LCA-Ansatz entwickelt und angewendet wurde. Zum Aufzeigen der geografischen Unterschiede in der Strombereitstellung und deren CO<sub>2</sub>-Intensität wurde eine Boxplot-Analyse basierend auf den Daten der (Electricity Map 2023) für ausgewählte Länder durchgeführt (siehe Abbildung 30). Die CO<sub>2</sub>-Intensität gibt an, wie viel Gramm CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, um eine kWh Strom zu erzeugen. Durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien, unterliegt der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck größeren Schwankungen. In Ländern, die hauptsächlich von erneuerbaren Energien versorgt werden, z.B. Island, sind geringe Schwankungen der CO<sub>2</sub>-Intensität zu verzeichnen. Im Gegensatz dazu zeigen Länder, in denen fossile Energien dominieren, z.B. Estland, große Schwankungen.

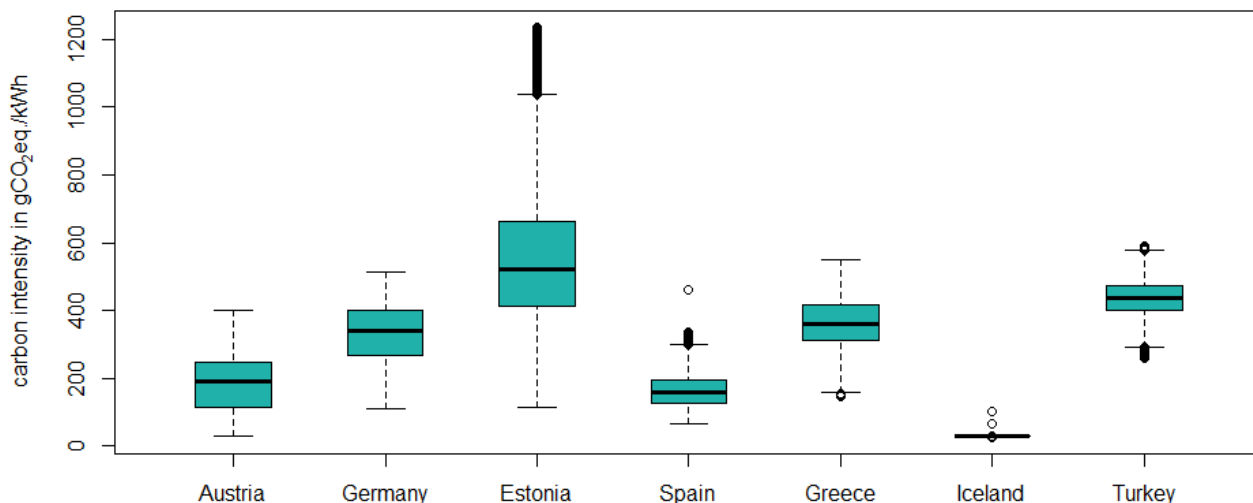


Abbildung 30: CO<sub>2</sub> Intensität ausgewählter Länder im Jahr 2021 (Quelle: Puschnigg (2023) Application of an integrated life cycle assessment approach toward a carbon-neutral industry, <https://doi.org/10.34901/mul.pub.2023.190>)

Für Österreich wurde aufbauend auf die Boxplot-Analyse eine detaillierte Analyse des öffentlichen Stromnetzes anhand einer Heat Map für das Jahr 2021 durchgeführt (siehe Abbildung 31). Das Ziel bestand darin, zusätzliche Erkenntnisse über den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs zu gewinnen und dadurch weitere Ansatzpunkte zur Reduzierung der Umweltauswirkungen abzuleiten. Die Heatmap zeigt die CO<sub>2</sub>-Intensität über ein Jahr hinweg sowie das Verhalten und die Veränderungen während eines Tages mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde. Dadurch lassen sich tägliche und saisonale Schwankungen aufzeigen und mögliche zukünftige Flexibilitätsoptionen für den Verbrauch von erneuerbarem Strom in der Produktionsplanung berücksichtigen. In Zeiten, in denen viele erneuerbare Technologien in Betrieb sind, wird ein geringer CO<sub>2</sub>-Fußabdruck erreicht (v. a. im Sommer). Höhere Emissionen entstehen hingegen, wenn vermehrt fossile Ressourcen zur Deckung der Kapazität eingesetzt werden. Durch den angepassten und flexibleren Betrieb der Prozesse in Zeiten niedriger CO<sub>2</sub>-Intensitäten kann der spezifische ökologische Fußabdruck reduziert werden. Im Hinblick auf die erforderlichen Dekarbonisierungsmaßnahmen zur Erreichung eines klimaneutralen Österreichs im Jahr 2040 können

Flexibilisierungsmaßnahmen zusätzliche Beiträge liefern. Bei Betriebsführung sollten hochintensive Zeitfenster vermieden werden, um die fossile Stromerzeugung zu reduzieren.

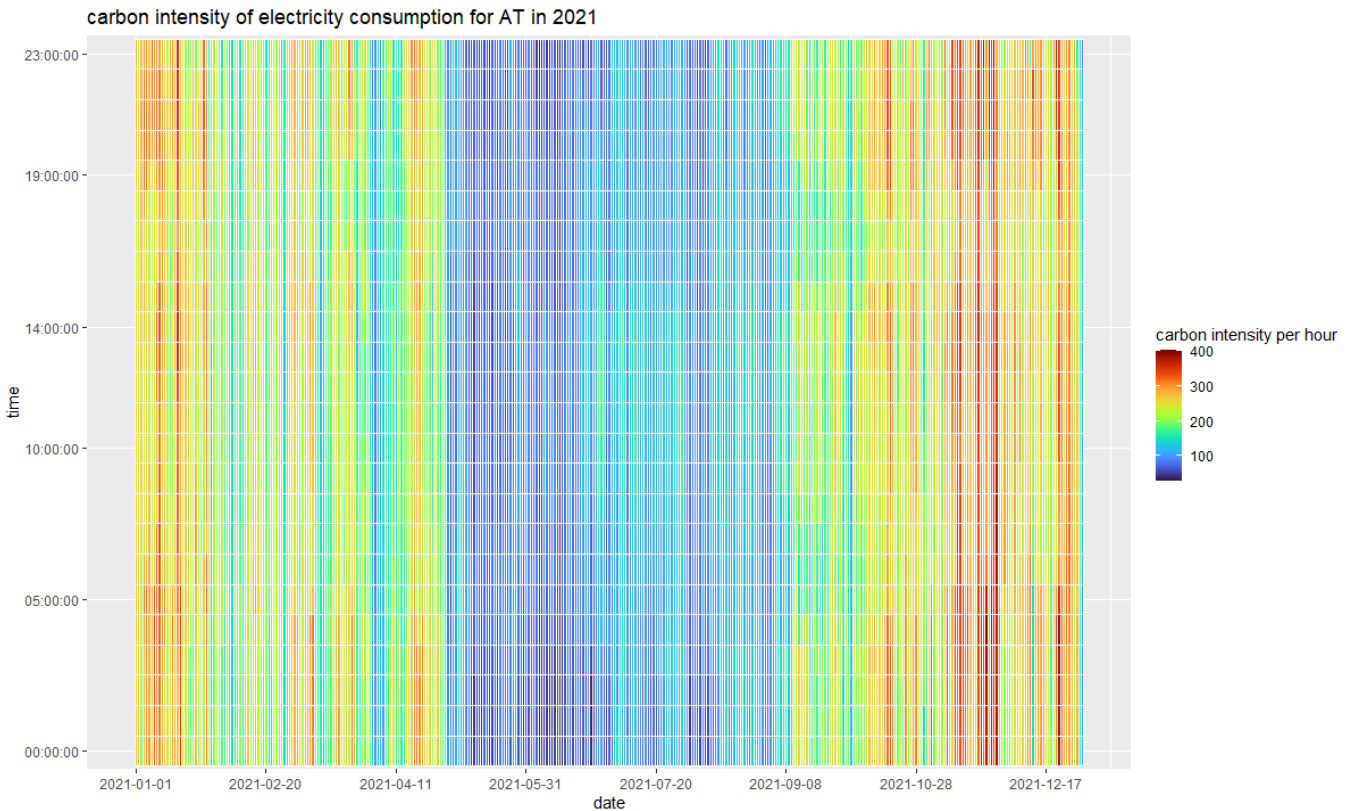


Abbildung 31: Stündlich aufgelöste CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromproduktion für Österreich im Jahr 2021

## 4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

### 4.1 Betriebs- und Systemanforderungen rSOC

Zur Festlegung der Kommunikations- und Medienschnittstellen wurde eine detaillierte Requirement-List entwickelt. Diese Liste umfasst wesentliche Informationen zum Aufstellungsort des Systems, zu den erforderlichen Medienanschlüssen sowie zu den Kommunikationsschnittstellen, die für die reibungslose Funktion und Integration notwendig sind. Neben grundlegenden Daten wie Standortbedingungen enthält die Requirement-List spezifische technische Anforderungen an die Schnittstellen, wie etwa Druck- und Temperaturangaben für Medienleitungen oder Protokolle für die Datenkommunikation.

Die Requirement-List wurde regelmäßig in Abstimmungsrunden mit allen Konsortialpartnern überprüft, ergänzt und aktualisiert, um sicherzustellen, dass alle projektspezifischen Anforderungen erfasst und auf dem aktuellen Stand sind. Grundlage für die Definition und Präzisierung der Schnittstellenanforderungen war das zuvor erstellte Table Top Drawing (TTD), das eine anschauliche Darstellung der geplanten Systemstruktur und der zugehörigen Anschlussbereiche bot. Dieses TTD ermöglichte es, die erforderlichen Schnittstellen gezielt abzuleiten und ihre Positionierung innerhalb des Systems optimal festzulegen, siehe Abbildung 32.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

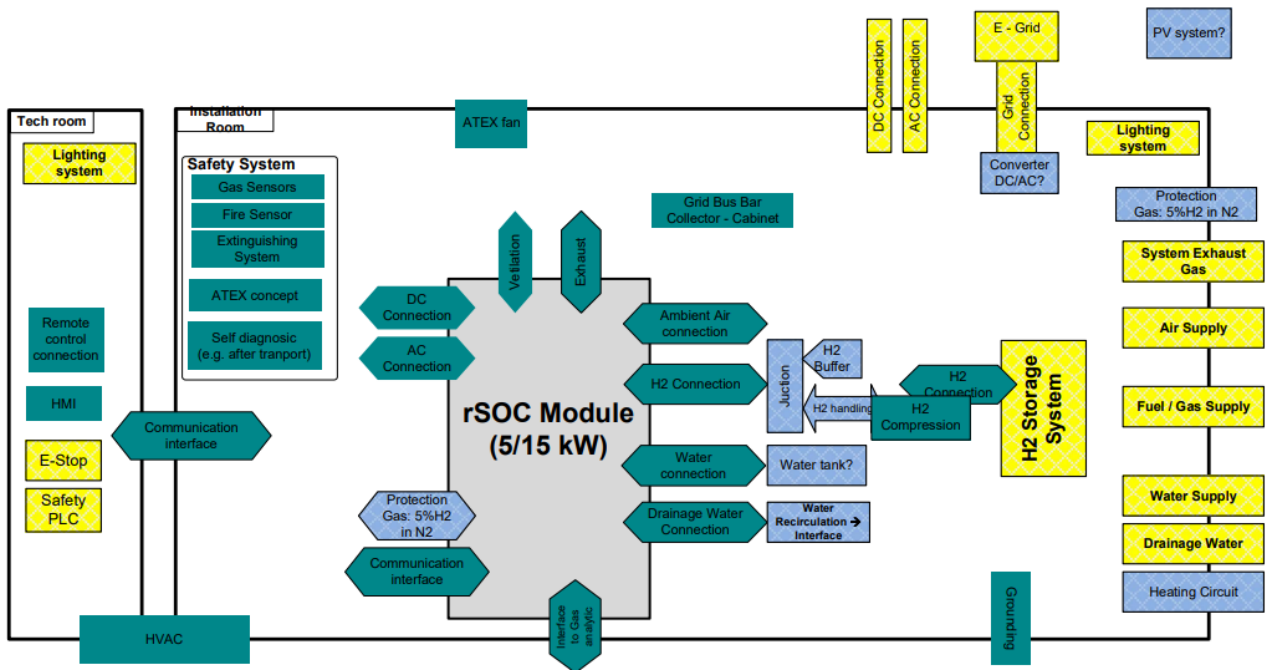


Abbildung 32: Table Top Drawing zur Definition und Visualisierung der rSOC-Systemschnittstellen

Das Prozessdesign wurde durch ein Process Flow Diagram (PFD) veranschaulicht, siehe Abbildung 33.

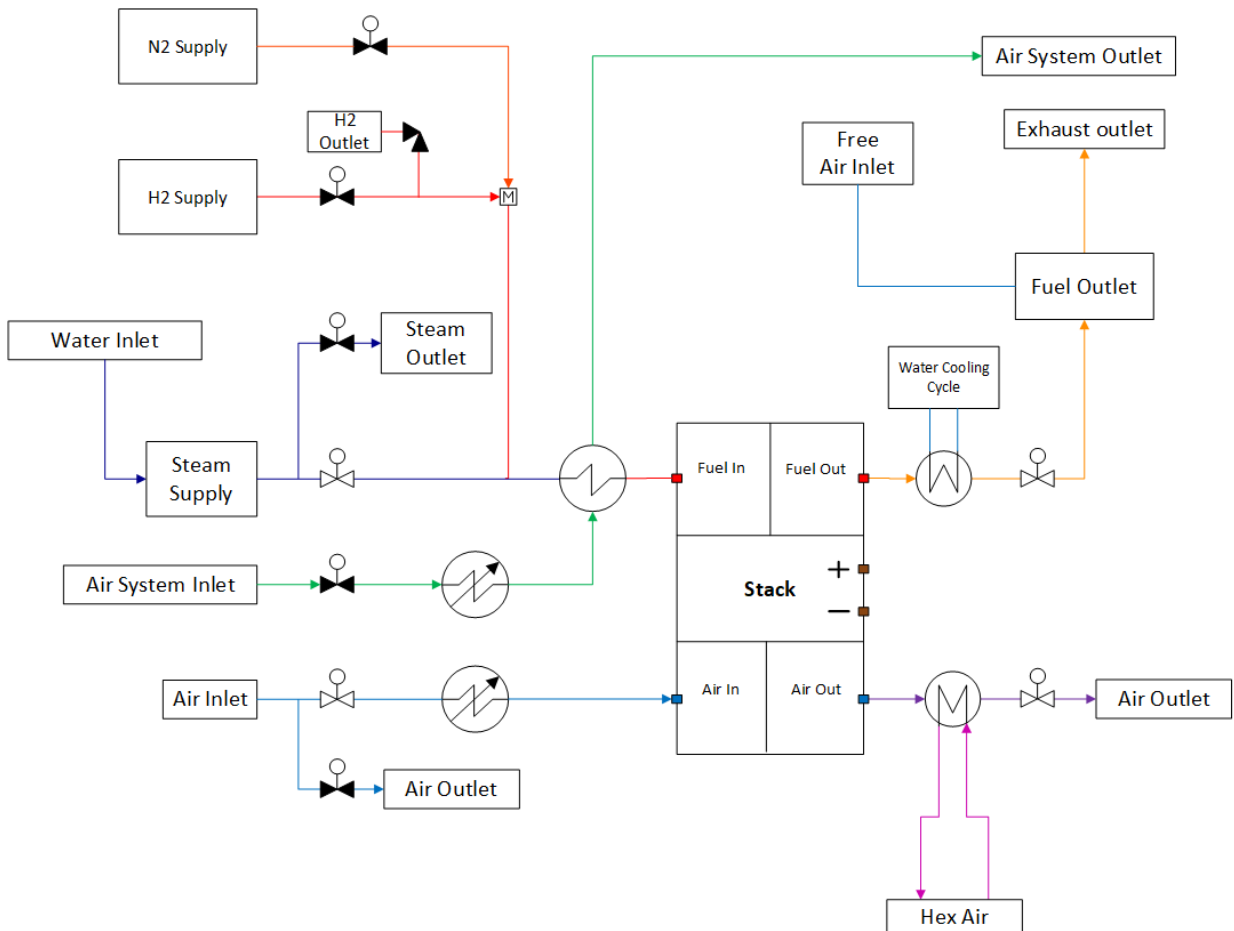


Abbildung 33: Process Flow Diagram des rSOC-Systems inklusive Ventile



# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Das PFD zeigt die Systemarchitektur des rSOC-Systems sowohl für den Elektrolyse- als auch den Brennstoffzellenbetrieb darstellt. Es zeigt symbolisch die Hauptkomponenten wie Luftheritzer, Wärmetauscher und Luftgebläse sowie die Bezeichnungen der einzelnen Systempfade. Die Systempfade und deren Spezifikationen sind in Tabelle 3 zu sehen.

Tabelle 3: Systempfade und Spezifikationen

Systempfad	Zweck	Parameter	Spezifikation und Anmerkung
H2-Supply	Wasserstoffbereitstellung	Wasserstoffdurchsatz	5 Nm <sup>3</sup> /h
Steam Supply	Dampfbereitstellung im SOEC-Betrieb	Dampfdurchsatz	8 kg/h
Water Inlet	Wasserbereitstellung (aufbereitet)	Wassermassenstrom	abhängig von den Wasserverbrauchern
		elektrische Leitfähigkeit	0,2 µS/cm
Fuel Inlet	Brennstoff erwärmt, Mischung von Dampf und H <sub>2</sub> im SOEC-Betrieb	Temperatur am Anodeneintritt	850 °C
		Betriebsüberdruck am Anodeneintritt	maximal 100 mbar
Air System Inlet	Heizmedium zur indirekten Brennstoff erwärmt	Luftvolumenstrom	8 Nm <sup>3</sup> /h
		Temperaturniveau	>850 °C unter Berücksichtigung der Grädigkeit am Wärmetauscher
Air Inlet	Reaktionsluftzufuhr, Erwärmung	Luftvolumenstrom	55 Nm <sup>3</sup> /h
		Temperatur für Kathodeneintritt	850 °C
		Betriebsüberdruck am Kathodeneintritt	maximal 100 mbar
N2-Supply	Stickstoffbereitstellung	Stickstoffvolumenstrom	Bis zu 5 Nm <sup>3</sup> /h für Testbetrieb
Fuel Outlet	Abgasabfuhr und Rückkühlung	Wasserstoffvolumenstrom im SOEC-Mode	8,6 Nm <sup>3</sup> /h
Free Air Inlet	Verdünnungsluftzufuhr	Verdünnungsluft-Volumenstrom	Unterschreitung der UEG
Water Cooling Cycle	Abgaswärmeabfuhr	Abzuführende Abgas-Kühlleistung	1,5 kW (Bewertung mit einer Temperaturdifferenz von 450 K)
Air Outlet	Abluftabfuhr	Auslegung entsprechend Air Inlet	-
Hex Air	Abluftwärmeabfuhr	Abzuführende Abluft-Kühlleistung	11 kW (Bewertung mit einer Temperaturdifferenz von 450 K)
Elektrische Anbindung		Elektrische Leistung SOFC-Mode	5 kW
		Elektrische Leistung SOEC-Mode	15 kW

Diese Systemspezifikationen, die aus den durchgeführten Betrachtungen des Systems hervorgegangen sind, dienen als Grundlage für die Umsetzung des rSOC-Versuchsträgers. Auf Basis dieser Festlegung konnten sämtliche Anforderungen an die jeweiligen Komponenten abgeleitet werden.

## 4.2 Simulation des statischen und dynamischen Verhaltens des rSOC-Systems

### 4.2.1 Modellentwicklung für das Design von rSOC-Regelstrategien

In Abbildung 34 sind Ergebnisse aus der Simulation der Modelle in Dymola mittels Python Schnittstelle zu sehen. Sowohl im Brennstoff- als auch Elektrolysezellenbetrieb ist zu sehen, dass eine möglichst geringe Temperatur des Stacks zu wünschen wäre. Weiters ist ersichtlich, dass im Brennstoffzellenbetrieb die Effizienz mit einer Erhöhung der Brenngasausnutzung steigt. Um diese hohe Brenngasausnutzung erreichen zu können, ist eine hohe Rezirkulationsrate erforderlich, damit der zulässige Betriebsbereich des Stacks nicht verlassen wird. Der Einfachheit halber wird hier auch für den Wasserdampf im Elektrolysebetrieb die Bezeichnung Brenngas verwendet. Es ist zu sehen, dass im Elektrolysebetrieb die Temperatur des Stacks den bei weitem größten Einfluss, der dargestellten Parameter hat. Dieser Einfluss ist mit einer gesamten Spannweite der Dargestellten elektrischen Effizienz von ca. 1 % sehr gering, im Vergleich beträgt die Spannweite der Effizienz der Darstellung im Brennstoffzellenbetrieb ca. 10 %. Bei Vergleich des Brennstoffzellenbetriebes mit und ohne Kondensation des Wasserdampfes in der Rezirkulation.

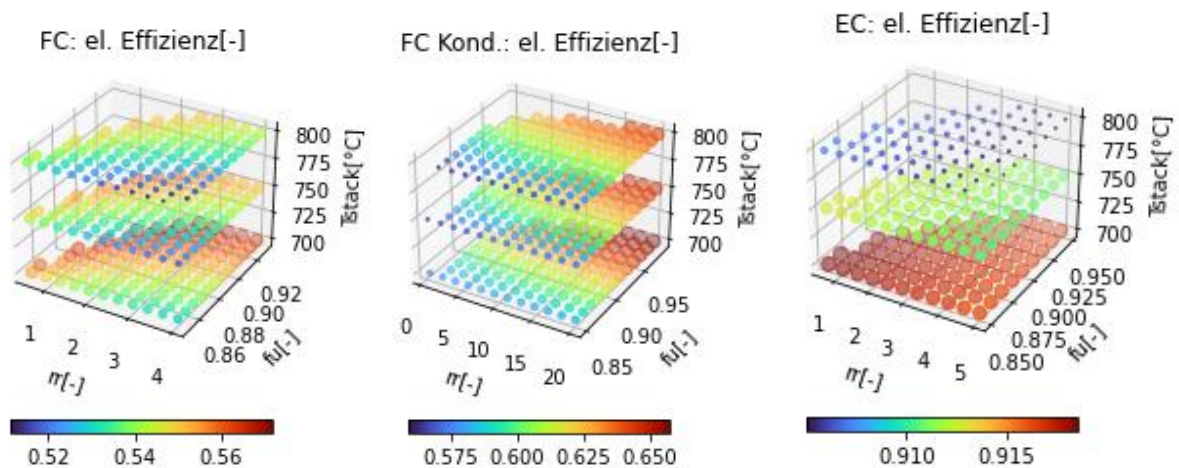


Abbildung 34: Die elektrische Effizienz des rSOC-Systems mit Kaltgasrezirkulation im Brennstoffzellenmodus (links), Brennstoffzellenmodus mit Wasserdampf Auskondensation in der Rezirkulation (mitte) und Elektrolysezellenmodus (rechts) in Abhängigkeit von Rezirkulationsrate ( $rr$ ), Brenngasausnutzung ( $f_{fu}$ ) und Stacktemperatur ( $T_{stack}$ ), wobei im Brennstoffzellenmodus in der Rezirkulation ein Teil des Wasserdampfes auskondensiert wird.

In Abbildung 35 ist zu sehen, dass in beiden Varianten des Brennstoffzellenbetriebs eine Vergrößerung der Temperaturdifferenz im Pinchpoint der Wärmetauscher zu einer Erhöhung der Effizienz (bei  $f_i = 0$ ) führt, da der Kühlbedarf sinkt. Im Elektrolysezellenmodus hingegen wird die Effizienz dadurch vermindert, da mehr Wärme verloren geht. In beiden Betriebsmodi ist dieser Einfluss allerdings sehr gering. Weiters sieht man, dass das Verhalten bezüglich Rezirkulationsrate und der Brenngasausnutzung unverändert bleibt, auch im Vergleich mit Abbildung 34.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

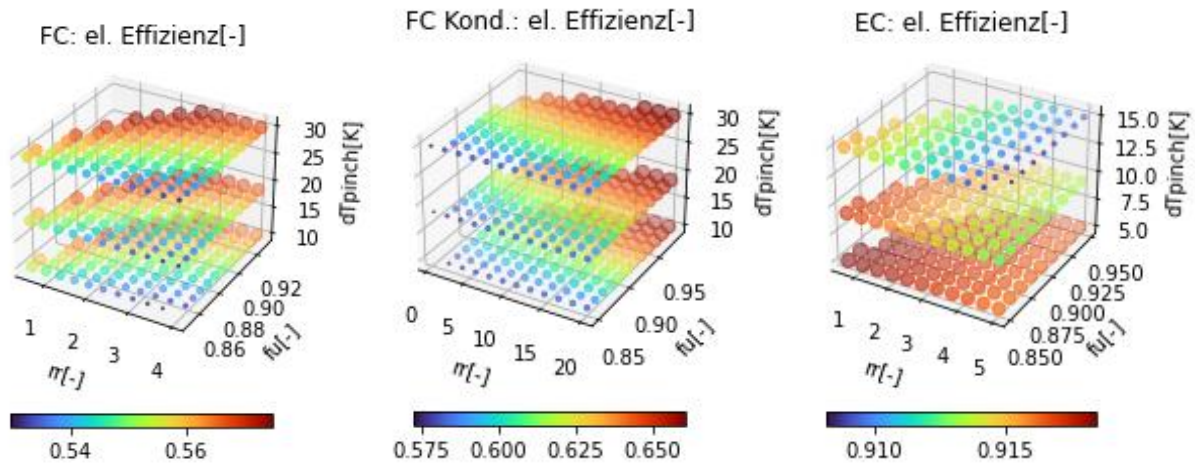


Abbildung 35: Die elektrische Effizienz ( $f_i = 0$ ) des rSOC-Systems mit Kaltgasrezirkulation im Elektrolysezellenmodus in Abhängigkeit von Rezirkulationsrate ( $rr$ ), Brenngasausnutzung ( $f_{fu}$ ) und Temperaturdifferenz im Pinch-Point der Wärmetauscher, für Brennstoffzellenbetrieb (links), mit Kondensation (mitte) und Elektrolysezellenbetrieb (rechts).

Ein besserer Vergleich des Verhaltens in Brennstoffzellenbetrieb ohne und mit Wasserdampfkondensation in der Rezirkulation und Elektrolysezellenbetrieb ist möglich, wenn man sich auf eine geringere Anzahl veränderliche Parameter beschränkt. In Abbildung 36 ist die Änderung der Effizienz in Abhängigkeit der Betriebsparameter, wobei nur einer davon jeweils variiert wurde, in den beiden Extremfällen der Wärmekopplung ( $f_i = 0$  und  $f_i = 1$ ), zu sehen.

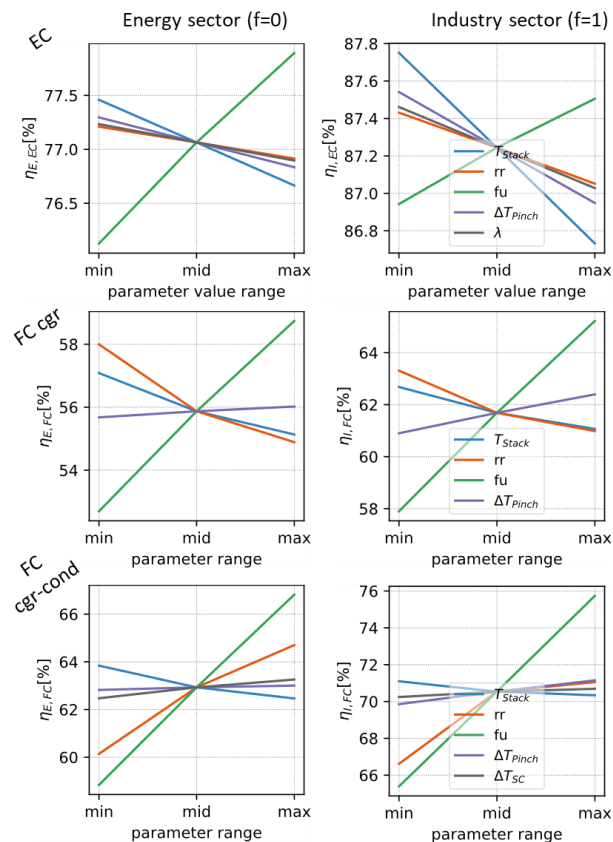


Abbildung 36: Sensitivitätsanalyse der Effizienz bezüglich der Betriebsparameter

In Abbildung 37 sieht man die Abhängigkeit der elektrischen Effizienz von den Parametern Rezirkulationsrate und Brenngasausnutzung. Im Brennstoffzellenbetrieb mit Kondensation ist zu sehen, dass nicht

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

nur eine Erhöhung der Brenngasausnutzung, sondern auch der Rezirkulationsrate zu einer geringfügigen Erhöhung der elektrischen Effizienz führt. Im Elektrolysebetrieb ist hier ersichtlich, dass grundsätzlich eine niedrige Rezirkulationsrate angestrebt werden sollte und die Brenngasausnutzung in diesem Fall auch geringer ausfallen kann. Die schwarze Linie trennt den darüberliegenden helleren Bereich ab, in dem der rSOC-Stack nicht betrieben werden sollte. Damit ergibt sich z.B. im Elektrolysezellenbetrieb, dass der Bereich höchster Effizienz im realen Betrieb nicht erreicht werden kann. Auch im Brennstoffzellenbetrieb ohne Kondensation ist die höchste Effizienz bei hoher Brenngasausnutzung und geringer Rezirkulation gegeben, was außerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen liegt. Die höchste real mögliche Effizienz liegt in diesen Fällen an der Grenze des erlaubten Betriebsbereiches bei hoher Brenngasausnutzung. Der Punkt maximaler Effizienz im zulässigen Betriebsbereich und der zugehörige Zahlenwert ist in dieser Abbildung dargestellt.

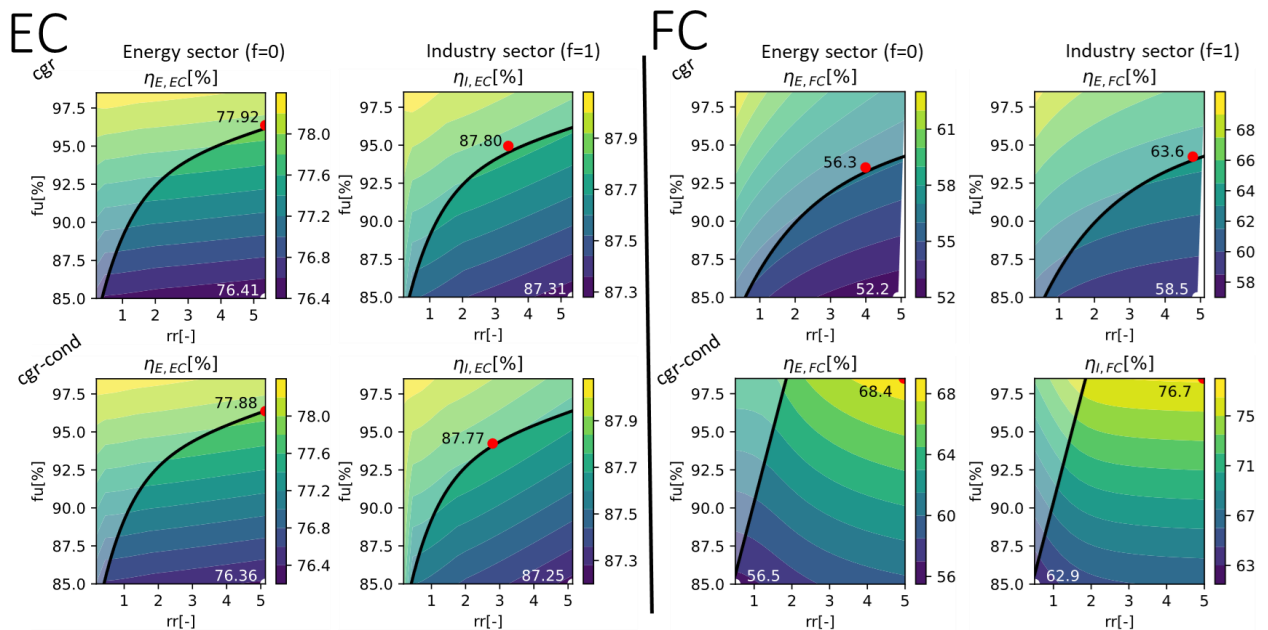


Abbildung 37: Die elektrische Effizienz des rSOC-Systems mit Kaltgasrezirkulation im Elektrolysezellenbetrieb und Brennstoffzellenbetrieb in Abhängigkeit von Rezirkulationsrate (rr) und Brenngasausnutzung (fu), für ein Rezirkulationssystem mit (cgr-cond) und ohne Wasserdampfkondensation (cgr). Die Punkte maximaler/minimaler erreichbarer Effizienz sind rot/weiß markiert.

Zusätzlich zu den in Abbildung 34 bis Abbildung 37 dargestellten Parametern, werden auch der Luftmassenstrom und die maximale Temperaturdifferenz der zuströmenden Gase im Elektrolysebetrieb betrachtet. Der Luftmassenstrom ergibt sich dabei aus der Regelung für eine konstante Betriebstemperatur und die maximale Temperaturdifferenz der Gase zum Stack wurde mit 100 °C, zum Schutz des Stacks, festgelegt.

Das verwendete Modell erlaubt auch die Variation der elektrischen Leistung des Stacks, zur Simulation unterschiedliche Lastfälle. Für unterschiedliche Stromdichten des Stacks wurden die idealen Betriebspunkte mittels 1-D Optimierung auf der Grenzlinie bzw. in bekannten Punkten am Rand des Betriebsfeldes (im Fall cgr-cond), wie in Abbildung 37 bestimmt. Auf diese Weise können Leistungskennfelder, bei idealer Einstellung der Betriebsparameter, erstellt werden. Die erstellten Kennfelder für die Effizienz sind in Abbildung 38 zu sehen. Auf Grund der Vorgehensweise in der Erstellung entsprechen diese einem hochentwickelten rSOC-System mit ideal eingestellten Betriebsparametern.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

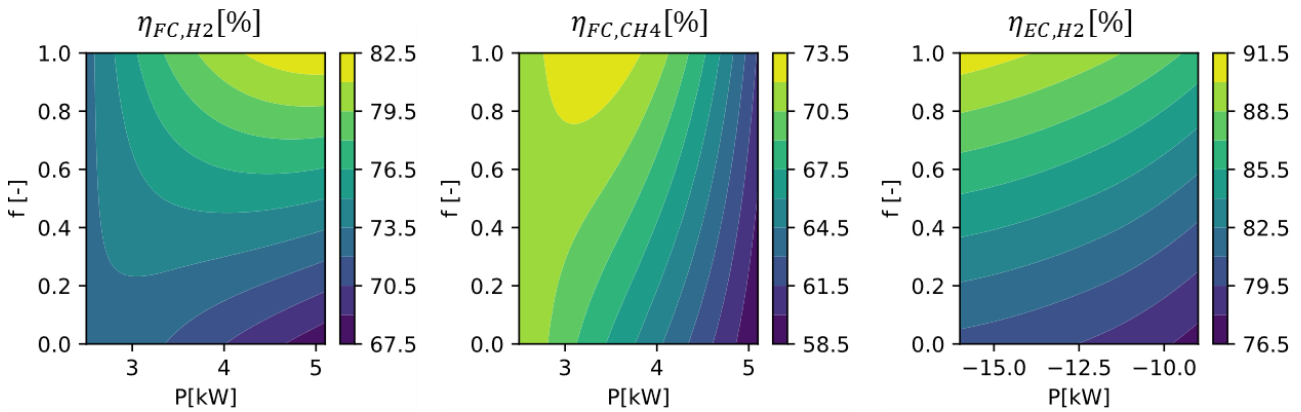


Abbildung 38: Effizienzarten nach Gleichung (1) und (2), für ein rSOC-System mit Kaltgasrezirkulation mit Wasserdampfkondensation und Rezirkulationsgebläse für Brennstoffzellenbetrieb mit Wasserstoff und Methan und für Elektrolysezellenbetrieb. Die Betriebsparameter in der Berechnung wurden in jedem Leistungspunkt ideal eingestellt.

Auf dieselbe Weise wie für die Analyse der Systemeffizienz wurden auch die Werte für den Brennstoffbedarf bzw. Produktion und die auskoppelbare Wärmemenge bzw. Wärmebedarf ermittelt. Es stellt sich heraus, dass diese nahezu unabhängig von der thermischen Kopplung ( $f_i$ ) sind. Daher ist es ausreichend das Verhalten bei konstanter thermischer Kopplung ( $f_i = 0$ ) zu analysieren. Unter Einbeziehung von CH<sub>4</sub>-Reformationswärmebedarf und katalytischer Nachverbrennung, wie in Abbildung 40 im Schema der internen rSOC System-Komponenten ersichtlich, ergeben sich die Kurven für Brennstoff- und Wärmeströme in Abhängigkeit der elektrischen Leistung, wie in Abbildung 39 gezeigt sind.

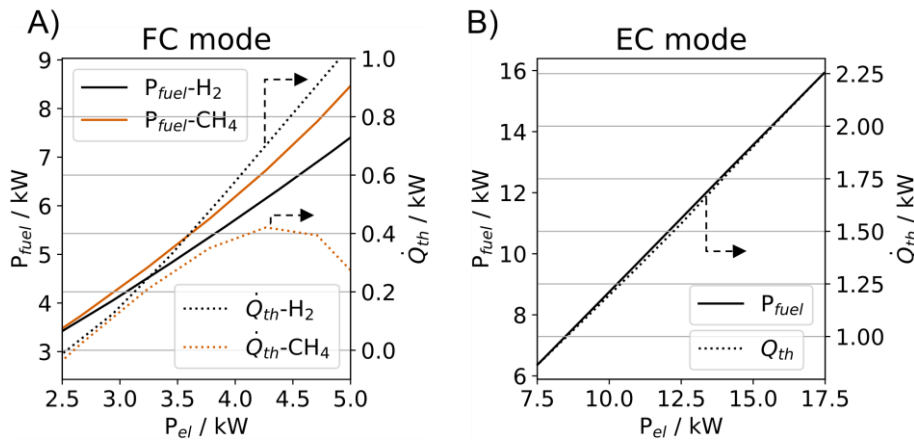


Abbildung 39: Systemumwandlungskurven, für ein rSOC-System mit Kaltgasrezirkulation mit Wasserdampfkondensation und Rezirkulationsgebläse, von Strom zu Brennstoff (durchgängige Linie, linke Achse) und Wärme (punktierter Linie, rechte Achse) für A) Brennstoffzellenbetrieb mit Wasserstoff und Methan und B) Elektrolysebetrieb

Ähnlich den Kurven in Abbildung 39, des Systems mit Kaltgasrezirkulation mit Kondensation, wurden Energieumwandlungskurven auch für die Systemkonfigurationen Heißgasrezirkulation und Kaltgasrezirkulation ohne Kondensation erstellt.

Das dynamische Verhalten von rSOC-Systemen wurde anhand von Literatur und aus Wissen des Projektkonsortiums untersucht. Für die Kaltstartzeit ist der Wärmegradient, den der Stack erlaubt, entscheidend. Dieser liegt im Bereich von 2-10 K/min (Zeng et al. 2020). Damit ergibt sich eine Kaltstartzeit von 80-400 min. Die Umschaltzeiten betragen 3 min für den Wechsel von Elektrolyse- auf Brennstoffzellenbetrieb und 13 min für den Wechsel zurück, siehe (Peters et al. 2021). Eine detailliertere Beschreibung ist in den Publikationen von (Banasiak und Kienberger 2024) und (Peters et al. 2021) zu finden.



# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die thermischen Kopplungsmöglichkeiten des rSOC-Systems sind in Abbildung 40 gemeinsam mit den Prozessströmen für erzeugten Strom und Wasserstoff eingezeichnet.

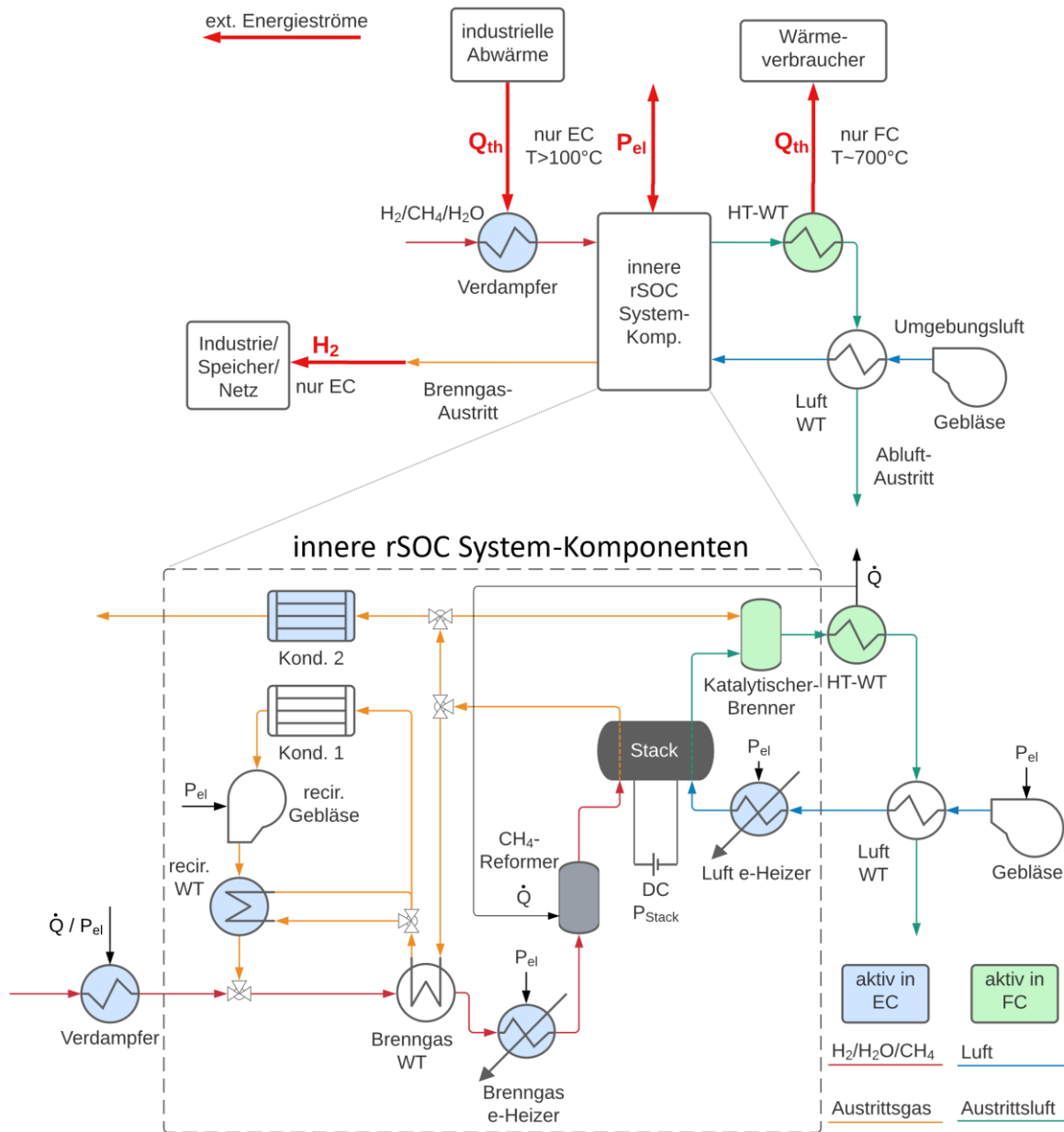


Abbildung 40: Thermische Integration eines rSOC-Systems in industrielle Prozesse: Wärme kann im Elektrolysebetrieb im Verdampfer bei 100°C integriert werden. Abwärme kann im Brennstoffzellenbetrieb bei einer Temperatur von ca. 700°C extrahiert werden.

Im exothermen Brennstoffzellenbetrieb kann auf einfache und sichere Weise überschüssige thermische Energie in einem Wärmetauscher (HT-WT), nach dem Stack und nach eine gegebenenfalls katalytischen Nachverbrennung, bei Temperaturen von ca. 700 °C ausgekoppelt werden. Bei Brennstoffzellenbetrieb mit CH<sub>4</sub> verringert sich die verfügbare Abwärme durch den Wärmebedarf zur Gas-Reformation, welche zum Schutz des Stacks bereits zum Teil in einem vorgeschalteten katalytischen Reformer passieren sollte. Auch die Abluft am Austritt hat noch ein erhöhtes Temperaturniveau und kann Niedertemperaturwärme für Raumheizung bereitstellen. Im endothermen Elektrolysebetrieb kann in erster Linie die Verdampfung des Wassers über Abwärme aus anderen Prozessen gedeckt werden, welche bei Betriebsdruck nahe dem atmosphärischen Druck etwa bei 100°C vorliegen muss. Durch interne Wärmenutzung kann die benötigte



# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Vorwärmung von Wasser- und Gasströmen zum Teil gedeckt werden. Im endothermen Betrieb des Stacks verbleibt allerdings ein ungedeckter Wärmebedarf bei und über der Temperatur des Stacks. Dann wäre eine Wärmezufuhr zur Beheizung des Stacks vorteilhaft, welche allerdings große technische Schwierigkeiten mit sich bringt und hohe Anforderungen an mögliche Hochtemperatur-Abwärmequellen hat. Im thermoneutralen Betrieb, wie im Projekt angestrebt fällt dieser Wärmebedarf, durch Deckung aus internen Verlusten, allerdings weg. Ausgehend von dem Wärmebedarf für die Verdampfung, der in Abbildung 40 zu sehen ist und nahezu bei atmosphärischem Druck und daher bei 100 °C vorliegt, wurde nach Industrien gesucht, die sich für die Wärmebereitstellung eignen. In Tabelle 4 sind die untersuchten Industrien mit den Temperaturniveaus der Abwärme zusammengestellt.

Tabelle 4: Energieintensive Industrien mit Abwärme zur Kopplung und aus T3.7 berechnete geeignete rSOC-Systemgröße

Industrie	Durchsatz	P <sub>elektrisch</sub> [MW]	Q <sub>Abwärme</sub> [MW]	P <sub>EC</sub> [MW] (T3.7)	Kommentare zur Abwärme und Berechnung
Zement Lafarge Retznei	78 t/h	9.3	10.4	45	275°C, STP 120°C; 0.6 Nutzbarkeit
Glas Stölzle Köflach	10 t/h	6.8	3.8	23	380°C, STP 90°C; 0.8 Nutzbarkeit
Stahl Sintern Donawitz	194 t/h		10.1	25	146°C nach Gasreinigung
Ziegel Wienerberger Gleinstätten	10 t/h		1.25	--	65-80°C Abwärme
Feuerfest Veitsch	77.6 GWh <sub>th</sub> /a		1.2	9	0.28 Abwärmeanteil, 0.5 Abwärme >100°C; Tunnelofen >150°C
Feuerfest Breitenau	300 GWh <sub>th</sub> /a 180000 t/a		4.8	35	Drehrohrofen >150°C
Kalk Intercal Peggau	120 GWh <sub>th</sub> /a 380 t/d		0.6	4	0.14 Abwärmeanteil, 0.3 Abwärme >100°C
Fleisch/Wurst Wiesbauer	1.4 t/h	0.38	0.051	0.39	>100°C (100-400°C); Wiesbauer Wien, 2022 500 Mitarbeiter
Mehlmühle Farina	9.7 t/h	0.96	0.047	0.35	>100°C (100-400°C); Farina Raaba Graz, 47 Mitarbeiter
Brauerei Gösser	20800 l/h	6	1.2	9.3	>100°C (100-400°C)
Textilien Vossen	1000 m <sup>2</sup> /h	2	0.075	0.55	>100°C (100-400°C); Vossen Jennersdorf 150 Mitarbeiter

In einem ersten Schritt wurden energieintensive Industrien untersucht. Die Vorauswahl an interessanten Industrien erfolgte anhand der Erkenntnisse aus dem Projekt „Abwärmekataster Steiermark“ (Gruber-Glatzl 2021). Für eine Auswahl dieser Industrien aus Tabelle 4, mit den angegebenen Kennzahlen, wurden Zeitreihen für die Verfügbarkeit von Abwärme und den Strombedarf erstellt, wobei ein von der MUL entwickeltes Tool unterstützt ([www.ganymed.ga](http://www.ganymed.ga)), welches auf den Arbeiten von (Binderbauer 2022) basiert. Diese Zeitreihen sind für eine Dauer von einer Woche in Abbildung 41 zu sehen. Während in der energieintensiven Glasproduktion die Produktion bis auf Revisionszeiten durchgehend läuft, ist in den drei dargestellten energieextensiven Industrien eine starke Schwankung auf Grund von Schichtmodellen und Wochenenden zu sehen.

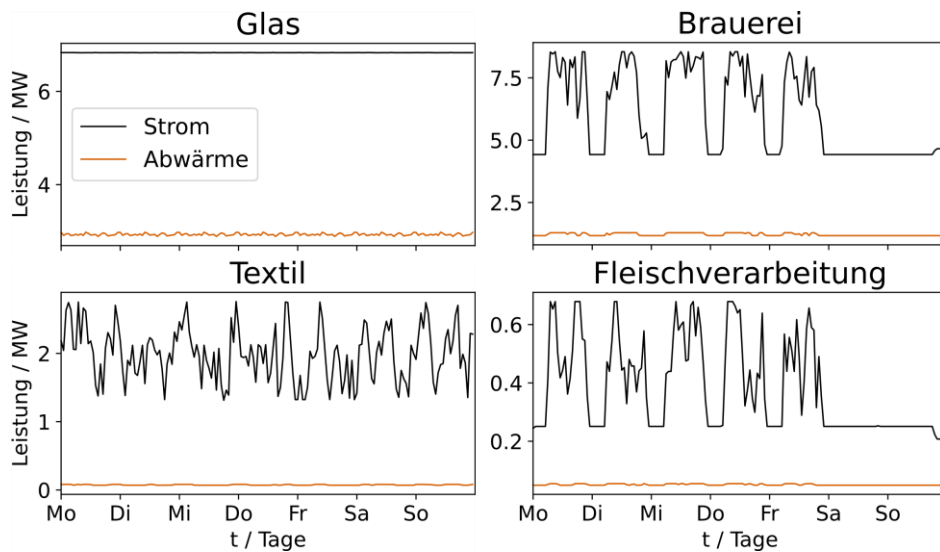


Abbildung 41: Strom- und Abwärmezeitreihen für eine Woche ausgewählter Industrien erstellt mittels „Ganymed“ (Binderbauer et al. 2022).

## 4.2.2 Simulation des Wasserstoff-Speichersystems

Es wurden für die Wasserstoffspeicherung Druckspeicher mit Kolbenkompressoren (Liquid-Piston-Compressor) und mit elektrochemischen Kompressoren sowie die Speicherung in Liquid-Organic-Hydrogen-Carrier (LOHC) und in Metallhydriden genauer untersucht.

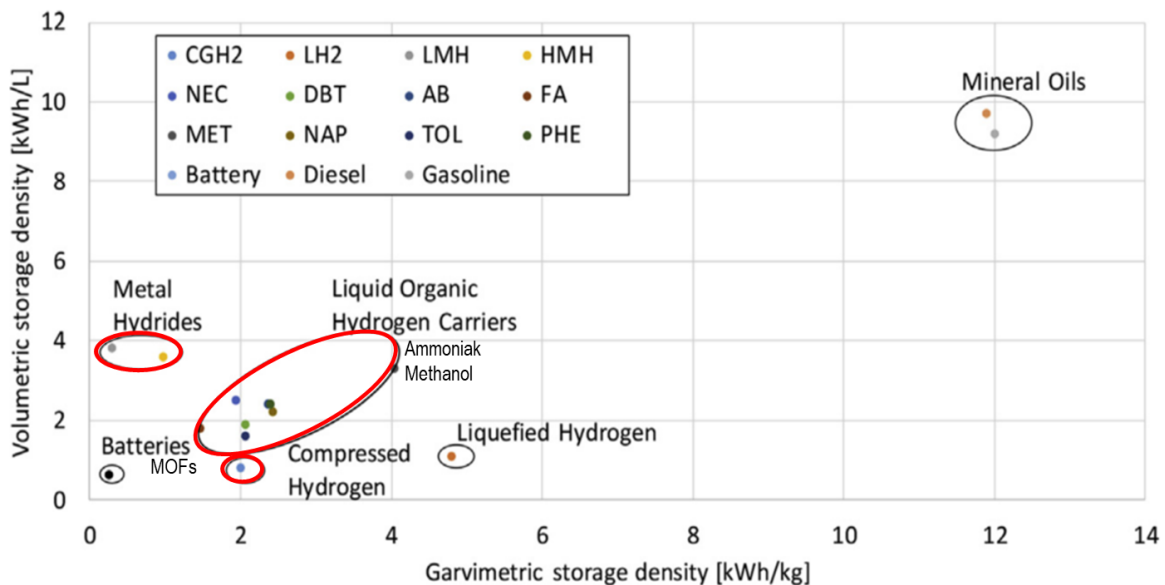


Abbildung 42: Speicherdichte (volumetric storage density) und spezifische Energiedichte (gravimetric storage density) für verschiedene Speichertechnologien nach (Niermann et al. 2019).

In LOHC-Systemen erfolgt die Speicherung von Wasserstoff durch Chemiesorption. Der Wasserstoff wird in einem Hydrierungsschritt mit Hilfe eines Katalysators an eine Trägersubstanz gebunden, die aus flüssigen organischen Verbindungen besteht. Die Hydrierungsreaktion ist exotherm. Bei Bedarf kann der Wasserstoff durch eine endotherme Dehydrierungsreaktion ausgespeichert werden, wie von (Reuß et al. 2017) beschrieben. Die organische Trägersubstanz selbst wird während des Ein- und Ausspeichervorgangs nicht verbraucht, sondern dient ausschließlich zur Bindung des Wasserstoffes. Für die Wahl von geeigneten flüssigen Trägersubstanzen wurden einige Chemikalien untersucht. Das wasserstoffarme Dibenzyltoluol (H0-DBT, LOHC-) und das wasserstoffreiche Perhydrodibenzyltoluol (H18-DBT, LOHC+) weisen derzeit die vielversprechendsten Eigenschaften für den Einsatz als LOHC auf. Es besitzt eine Reaktionsenthalpie von 8,9 kWh/kgH<sub>2</sub>, hat eine hohe Zyklenstabilität und eine Speicherdichte von bis zu 6,2 Gewichtsprozent Wasserstoff. Außerdem ist Dibenzyltoluol in großen Mengen verfügbar und nicht als Gefahrgut deklariert (Reuß et al. 2017). Ist H0-DBT einmal geladen, kann er wie ein fossiler Kraftstoff behandelt werden und somit ohne Verluste gespeichert und transportiert werden, siehe (Wasserscheid et al. 2019). In Abbildung 50 ist das Verfahren der Speicherung von Wasserstoff im LOHC-System schematisch dargestellt. Im Hydrierschritt wird der Wasserstoff an das Trägermedium gebunden. Dieser Schritt erfolgt in einem Temperaturbereich von 150-300 °C. Die Temperatur ist vom gewählten Katalysator abhängig. Je höher die Reaktionstemperaturen der Hydrierungsreaktion liegen, desto höher ist auch die freigesetzte Wärme, die anschließend weiter genutzt werden kann. Das erforderliche Druckniveau von über 20 bar für den Hydrierungsvorgang wird bei der Wasserstoffproduktion mittels PEM-Elektrolyse oder Dampfreforming von Methan schon erreicht, wodurch keine weitere Verdichtung des Wasserstoffs notwendig ist. Bei anderen Technologien zur Wasserstofferzeugung muss eine Verdichtungsstufe erfolgen, bevor der Wasserstoff mittels der LOHC-Technologie gespeichert werden kann. Durch die Bindung des Wasserstoffs an das Trägermedium wird aus dem wasserstoffarmen Dibenzyltoluol das wasserstoffreiche Perhydrodibenzyltoluol. Der Hydriergrad verbessert sich mit dem Anstieg des Drucks. Für den Dehydrierschritt, bei dem der Wasserstoff ausgespeichert wird, muss Wärme auf dem entsprechenden Temperaturniveau zugeführt werden (Wasserscheid et al. 2019). Der große Vorteil von LOHC-Systemen ist, dass energieintensive Verdichtung- und Verflüssigungsschritte nicht notwendig sind. Außerdem können für diese Technologie schon bestehende Infrastruktureinrichtung wie Tankwagen und Schienenfahrzeuge genutzt werden, wodurch LOHC-Systeme zu einer wesentlich flexibleren Speichermöglichkeit zählen als die bestehenden Hochdrucktanks (Reuß et al. 2017). Ein großer Nachteil ist allerdings der große Wärmebedarf bei der H<sub>2</sub>-Ausspeicherung von ca. 27 % bezogen auf den unteren Heizwert von H<sub>2</sub>. Dieselbe Wärmemenge wird bei der Einspeicherung freigesetzt. Dieser Nachteil könnte durch eine gute Systemintegration gemindert werden. Im Fall des rSOC-Systems kann ein Teil der freigesetzten Wärme beim Einspeichern zur Dampfproduktion für die Elektrolyse verwendet werden, diese benötigt etwa 14 % an Wärme bezogen auf den erzeugten Wasserstoffenergiestrom. Die notwendige Wärme für die Ausspeicherung kann zu einem Teil aus der Abwärme im Brennstoffzellenbetrieb bereitgestellt werden, welche etwa 11 % bezogen auf den eingesetzten Wasserstoffenergiestrom beträgt. Bei idealer Systemabstimmung, wenn die Wärmeströme zwischen rSOC und LOHC-Speicher ausgeglichen sind und kein Wärmeaustausch mit der Umgebung notwendig ist, kann eine maximale Effizienz von Strom-H<sub>2</sub>-Strom von 61 % erreicht werden, wobei Pumpen für den LOHC-Kreislauf darin nicht berücksichtigt sind.

### 4.2.3 Simulation von transienten erneuerbaren Energiequellen

Für die Untersuchung der rSOC-System-Anwendung in Netzknotenpunkten werden erneuerbare Erzeugungsprofile von PV- und Windparks betrachtet, da für diese Technologien große Ausbaupläne bestehen. Durch die volatile Erzeugung werden Flexibilitäten im Netz benötigt, um Überlastungen oder große Netzausbaumaßnahmen zu vermeiden. Das Webinterface <https://www.renewables.ninja> (Staffell und Pfenninger 2016), kurz RN genannt, ausgegangen. Mit diesem können PV- und Winderzeugungszeitreihen mit einer zeitlichen Auflösung von 1h erzeugt werden. Die Datengrundlage bildet dabei der MERRA-2 Reanalysedatensatz. Ausgehend von den bekannten Gitterpunkten dieses Datensatzes werden die abgefragten Daten auf die gewünschten Koordinaten und Höhe interpoliert. Diese Windgeschwindigkeiten werden dann mit Turbinenleistungskurve auf den Energieertrag umgerechnet. Andere Reanalysedatensätze, die Windprofile in zeitlicher Auflösung bereitstellen können, sind COSMO-REA6 und ERA5. Auf Grund der einfachen Anwendbarkeit wurde RN für eine genauere Untersuchung ausgewählt.

Abbildung 43 zeigt die Häufigkeitsverteilungen für Temperatur und solare Einstrahlung am Standort Leoben für die Daten von RN im Vergleich zu Messdaten. Die Temperaturdaten von RN sind geringfügig zu niedrigeren Temperaturen verschoben, zeigen aber ein sehr ähnliches Verhalten wie die realen Messdaten. Die Daten von RN für die solare Einstrahlung überschätzen die tatsächliche Einstrahlung in Leoben geringfügig.

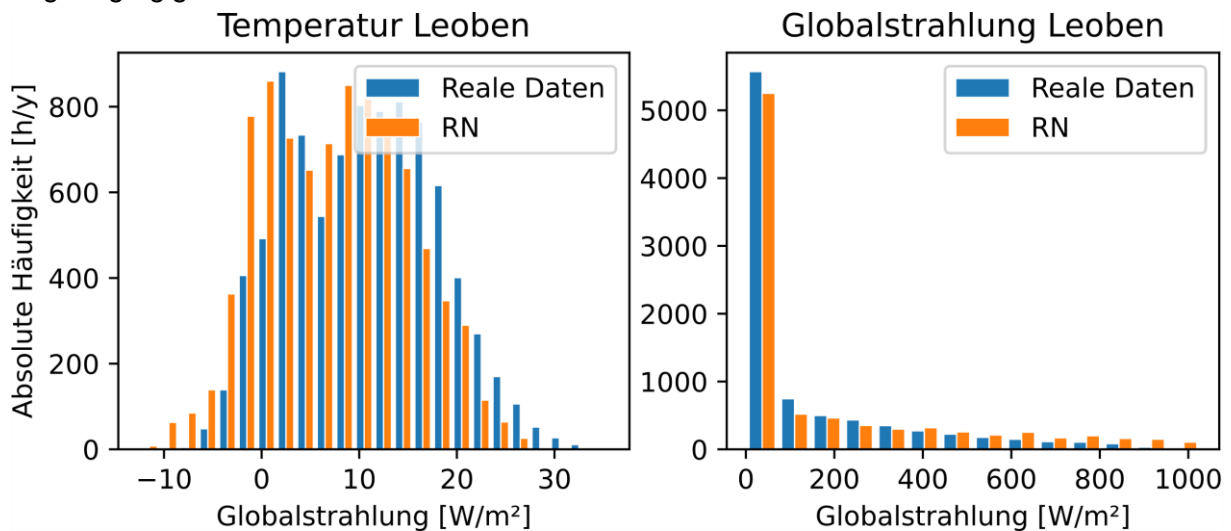


Abbildung 43: Vergleich der Häufigkeitsverteilung von Messwerten und der Datengrundlage von [www.renewables.ninja](https://www.renewables.ninja) (RN) für die Temperatur und Globalstrahlung, welche als Grundlage der Simulation von PV-Erzeugungsleistung dient.

Mit den Temperatur- und Einstrahlungsdaten und empirischen Modell, welches die Erzeugungsleistung mit Temperatur und Einstrahlung verknüpft und in der Masterarbeit von (Gradwohl 2020) entwickelt wurde können die Erträge von PV-Anlagen mit guter Genauigkeit für unterschiedliche Standorte simuliert werden, wie in Abbildung 44 zu sehen ist. Für Standorte ohne Messdaten können die Daten von RN für Temperatur und Einstrahlung verwendet werden, um die PV-Produktion mit ausreichender Genauigkeit für die Untersuchung der Systemintegration zu simulieren.



# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

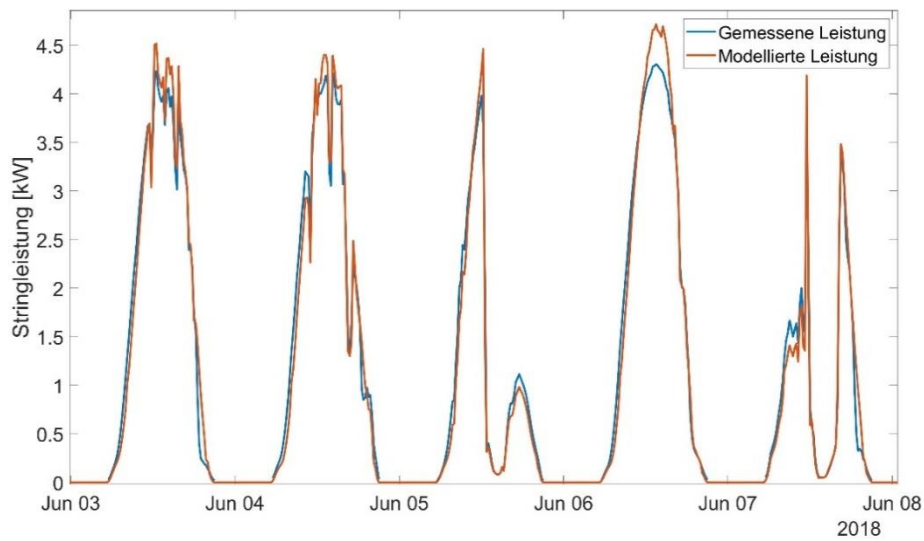


Abbildung 44: Verifikation des PV-Modells mit Messdaten für Temperatur und Einstrahlung

Für die Erzeugung von Windparks spielen viele Einflüsse der Windbedingung von Standorten, der Turbinen (Turbinenkennlinien) und die Anordnung in Parks eine Rolle. Zur Überprüfung der Simulationenwerte von RN, wurden von Energieburgenland Daten für die drei Windparkstandorte für 3 Jahre mit 10-minütiger Auflösung bereitgestellt. Zusätzlich wurden auch für 3 Standorte in der Steiermark Daten von Netze Steiermark in 15-minütiger Auflösung bereitgestellt. Diese Standorte sind in Abbildung 45 auf einer Karte verortet. Diese wurden für eine Evaluierung der Simulation vom Webinterface verwendet. Es zeigt sich, dass das Simulierte Windgeschwindigkeitsprofil und die daraus berechnete Turbinenleistung nicht mit Daten der Energie Burgenland übereinstimmen. In Abbildung 46 ist diese Abweichung anhand der Häufigkeitsverteilung der Leistung in einem Histogramm für einen Standort und für das Jahr 2018 dargestellt. Für andere Standorte und Jahre ergeben sich ähnliche Abweichungen.



Abbildung 45: Standorte mit realen Messdaten von Energie Burgenland und Netze Steiermark zur Windenergieerzeugung

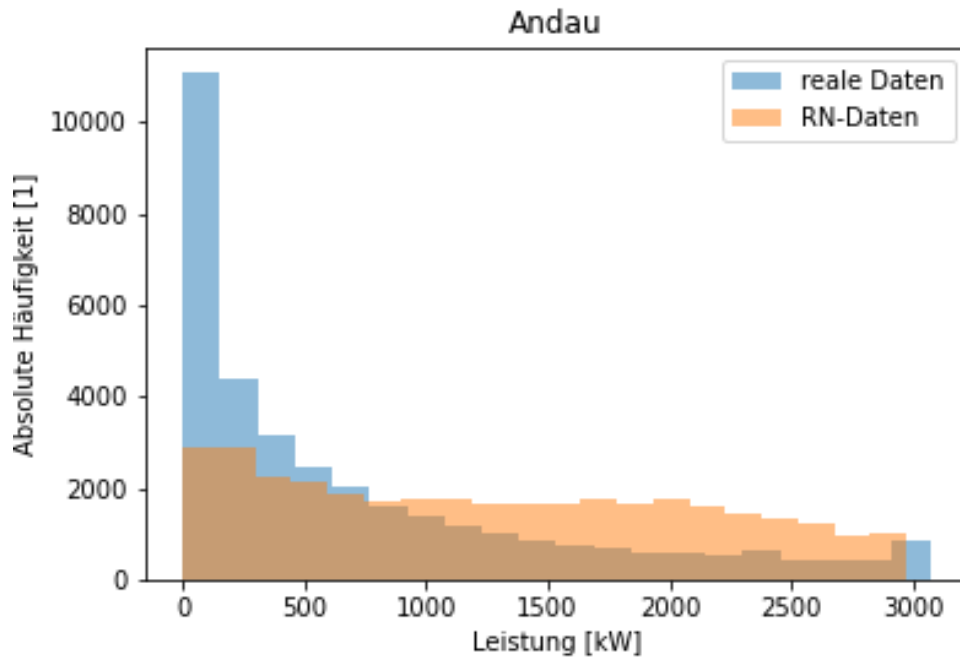


Abbildung 46: Häufigkeitsverteilung der Produktionsleistung von realen Messdaten und Daten generiert mittels renewable.ninja.

Unter Anwendung einer Korrekturfunktion, welche Weibullverteilungen in der Form von Gleichung 10 enthält und in Abbildung 47 dargestellt sind, konnte gezeigt werden, dass die generierten Erzeugungsprofile von renewable.ninja korrigiert werden können. In Gleichung (11) ist die Korrekturfunktion zu sehen, um die Anpassung an die reale Erzeugung vorzunehmen.

$$f = \frac{c}{b} * \left(\frac{x}{b}\right)^{c-1} * \exp \left[-\left(\frac{x}{b}\right)^c\right] \tag{10}$$

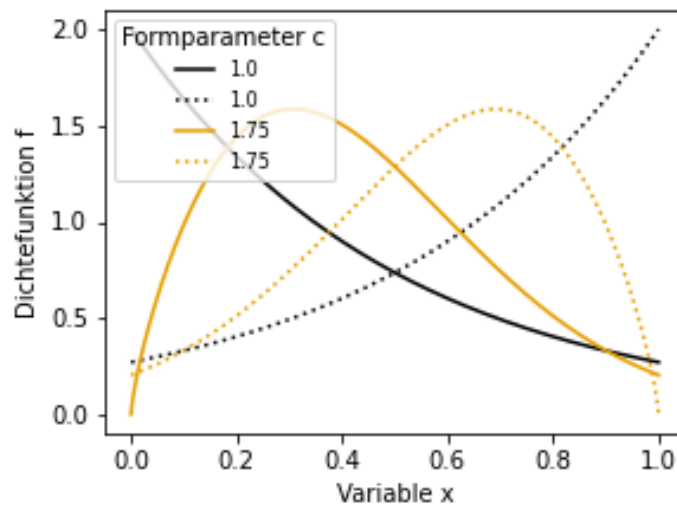


Abbildung 47: Weibullverteilungen mit unterschiedlichem Formparameter c und mit b=0.5, die in der Funktion zur Leistungskorrektur verwendet werden.



# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

$$P_{korr} = P * a_0 + \sum_{i=1}^{i=2} \frac{c_i}{b} * \left(\frac{P}{b}\right)^{c_i-1} * e^{-\left(\frac{P}{b}\right)^{c_i}} * a_i/n_i \tag{11}$$

$$+ \sum_{i=3}^4 \frac{c_i}{b} * \left(\frac{|1-P|}{b}\right)^{c_i-1} * e^{-\left(\frac{|1-P|}{b}\right)^{c_i}} * a_i/n_i$$

$$c_1 = c_3 = 1; c_2 = c_4 = 1,75; b = 0,5; n_1 = n_3 = 6; n_2 = n_4 = 1,5 \tag{12}$$

In Abbildung 48 ist die Verbesserung der Häufigkeitsverteilung von korrigierten RN-Daten durch Anwendung der Korrekturfunktion auf die Erzeugungsleistung zu sehen. Die Qualität dieser Korrektur wird nur geringfügig reduziert, wenn zwei Standorte in einer ähnlichen geografischen Lage in der Bestimmung der Korrekturparameter einbezogen werden.

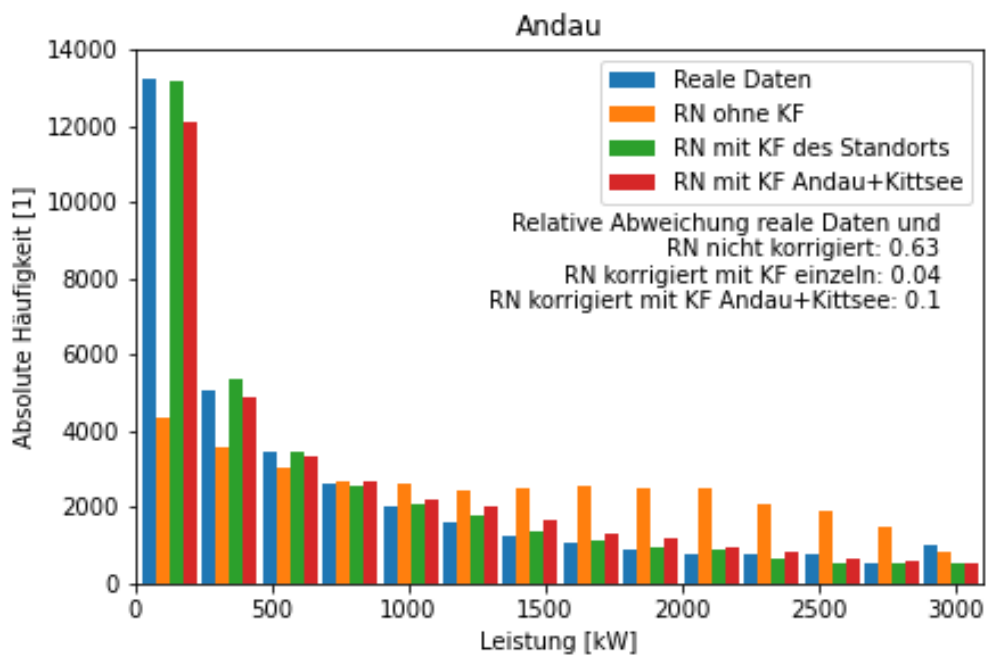


Abbildung 48: Häufigkeitsverteilung der Windturbinenleistung für reale Daten im Vergleich zu den Daten von renewables.ninja (RN), mit standortbezogener Korrektur (Korrekturparameter für Standort Andau aus Tabelle 5) und Korrektur unter Berücksichtigung 2er Standorte (Korrekturparameter Andau+Kittsee aus Tabelle 6).

Tabelle 5: Übersicht über die berechneten Korrekturparameter für Gleichung (11) für verschiedene Standorte

Im Allgemeinen sind die bestimmten Werte der Korrekturparameter nur regional gültig. Insbesondere für Standorte in Bergregionen gibt es keine überregionale Gültigkeit der bestimmten Korrekturparameter. Die geographische Beschaffenheit, mit den Vorteile von Gipfellagen, findet in renewable.ninja keinen Eingang und daher wird in diesen synthetischen Daten die Windgeschwindigkeit stets unterschätzt. In eine überregionale Korrektur müssten daher ebenfalls geographische Parameter eingehen, da die Windsituation für unterschiedliche Bergregionen anders aussieht. Für Standorte im östlichen Flachland Österreichs wurde allerdings gefunden, dass die Korrekturparameter für ähnliche geografische Lagen überregionale Gültigkeit besitzen.

Standort	a <sub>0</sub>	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	a <sub>3</sub>	a <sub>4</sub>
Andau	-2,16967289	-1,69815053	0,13442172	9,76036745	0,20012445
Deutschkreutz	3,19978014	1,74047854	-0,52610672	-6,36271747	-0,3050915
Kittsee	-2,27067423	-1,65672422	0,09369429	9,98180783	0,36051455

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

<b>Handalm</b>	9,92363147	2,19077735	-0,01756984	-9,58996	-3,54515906
<b>Lachtal</b>	-0,18594409	-0,30417306	0,38791994	-9,96857607	2,25437247
<b>Mürzzuschlag</b>	4,39189186	1,1961441	0,01609509	-9,73494313	-0,43409625
<b>Burgenland</b>	-2,24624255	-1,62178892	0,08534911	9,96150338	0,34409576
<b>gesamt</b>					
<b>Steiermark</b>	3,73758455	0,88317128	0,11660411	-9,72708334	-0,01320489
<b>gesamt</b>					

Tabelle 6: Korrekturparameter für Gleichung (11) für das nord-östliche Flachland

Standort	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$
<b>Andau+Kittsee</b>	-1.35645351	-1.17300099	0.05058206	7.28371305	0.13553303

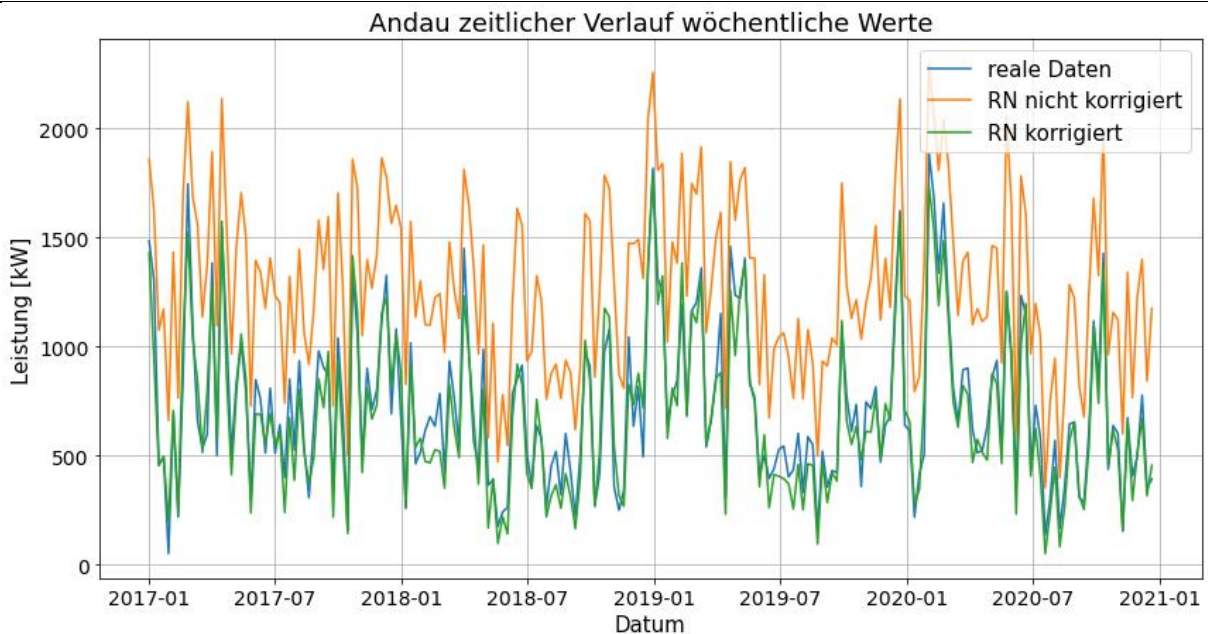


Abbildung 49: Visualisierung der Korrektur über Gleichung (11) im zeitlichen Verlauf für den Standort Andau

Metallhydride weisen ein ähnliches Verhalten auf wie LOHC allerdings mit geringerer freiwerdender und benötigter Reaktionswärme. Auch die spezifische Speicherdichte ist geringer (siehe Abbildung 42), wodurch Metallhydride eher in der stationären Anwendung geeignet sind.

Als kostengünstige Alternative für die stationäre Anwendung wurden Druckspeicher identifiziert, die gemeinsam mit Kolbenkompressoren eine hohe technologische Reife aufweisen. Der Kompressionsvorgang wurde thermodynamisch modelliert unter Berücksichtigung von isentroper- und elektrischer Effizienz. Die Kalibrierung erfolgte anhand des 5-stufigen Kompressors Linde IC90 für Wasserstofftankstellen. Dieser benötigt laut Datenblatt 2,72 kWh/kg an elektrischer Energie für die Kompression von 5 bar auf 900 bar bei 15 °C. Damit ergibt sich ein isentroper und elektrischer Wirkungsgrad von 86,5 % und 95 %. Die Temperaturen vor der Zwischenkühlung liegen bei ca. 140 °C. Dieses Modell kann für die Kompression von 1 bar auf 200 bar verwendet werden. Es zeigt sich, dass auch hier 5 Stufen benötigt werden, um ähnliche Temperaturen vor den Zwischenkühlungspunkten zu erreichen.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

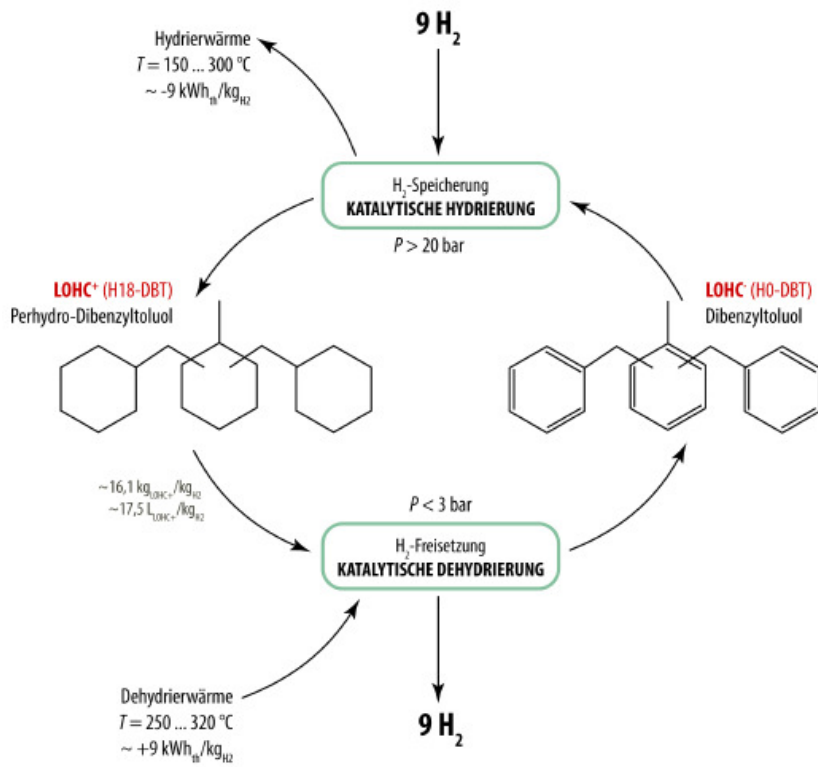


Abbildung 50: Konzept der LOHC-Technologie für H<sub>2</sub> Speicherung mit Dibenzyltoluol als Wasserstoffträgermedium (Wasserscheid et al. 2019)

Der Verlauf der Kompressionsenergie, in Abhängigkeit des Ausgangsdrucks (=Speicherdruck), ist in Abbildung 51 dargestellt. Die Verdichtung von 1 bar auf 200 bar benötigt 2,6 kWh/kg, das entspricht 7,8 % des unteren Heizwertes von Wasserstoff. Die Erwärmung des Speichers beim Beladen wird in der Zeitreihenrechnung als Verringerung der Speicherkapazität berücksichtigt. Obwohl der Kompressor den maximalen Speicherdruck beim Beladen erreicht, steht nicht die gesamte Kapazität zum Entladen zur Verfügung.

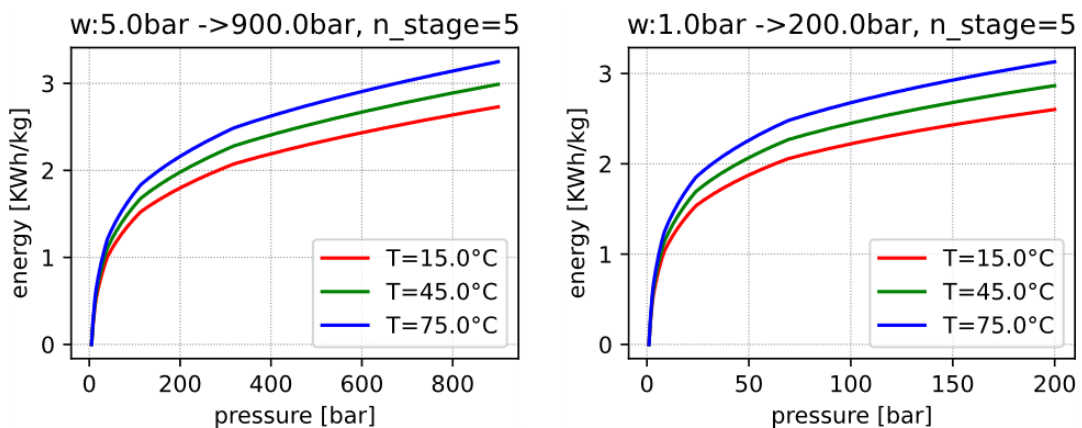


Abbildung 51: Modell eines Wasserstoffkompressors, der auf die Datenblattwerte des Linde IC90 kalibriert wurde. Links ist das Kalibrierungsmodell zu sehen für eine 5-stufige Verdichtung von 5 bar auf 900 bar und rechts die Verdichtung von 1 bar auf 200 bar ebenfalls mit 5 Stufen.

Das Modell zur Beschreibung der thermischen Dynamik des H<sub>2</sub>-Speichers beinhaltet die Interaktion zwischen Gasraum, Behälterwand und Umgebung (siehe Abbildung 52).

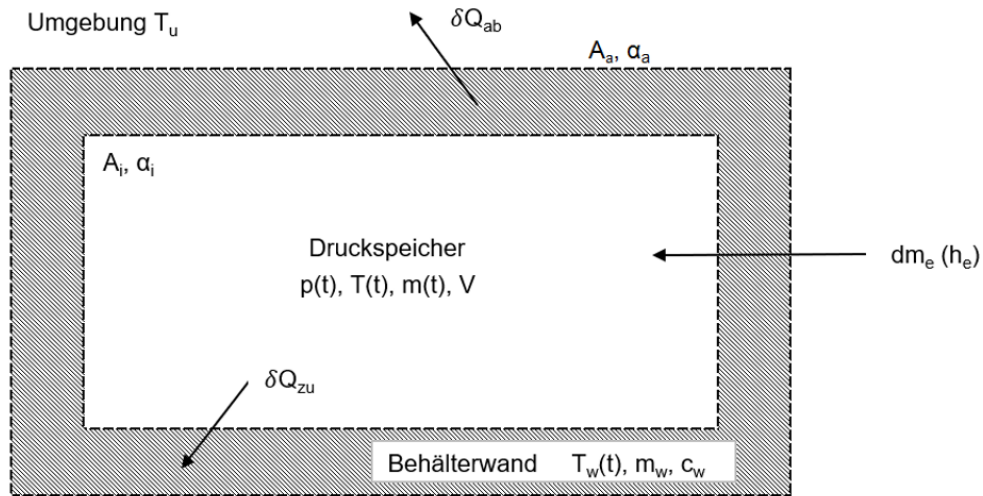


Abbildung 52: Modellstruktur der Wechselwirkung zwischen Gasraum, Behälterwand und Umgebung für das dynamische Speichermodell

Die Änderung der Temperatur im Gasraum ( $T$ ) kann über Differentialgleichungen (1) und (2) beschrieben werden. Dabei finden die folgenden Parameter Anwendung: Füllrate ( $R_f$ ) in Pa/s, Volumen ( $V$ ), Oberfläche innen und außen ( $A_i, A_a$ ), Wärmeübergangskoeffizienten für innen und außen ( $\alpha_i, \alpha_a$ ), Startdruck  $p_0$ , Starttemperatur  $T_0$ , Umgebungstemperatur  $T_u$ , Enthalpie des eintretenden Gases ( $h_{ein}$ ), Masse der Behälterwand ( $m_w$ ), Wärmekapazität der Behälterwand  $c_w$ . Die temperaturabhängigen Größen  $c_v(T)$  und  $u(T)$  werden über die Gasdatenbank von Coolprop (Bell et al. 2014) ermittelt. Die Wandtemperatur  $T_w$  koppelt die Gleichung für den Gasraum (1) an die Gleichung für die Behälterwand (2).

Tabelle 7: Spezifikationen des Tanks der Beispielsberechnung

Volumen des Tanks ( $V$ )	0,022 m <sup>3</sup>
Oberfläche der Behälterwand Innen ( $A_i$ )	0,53 m <sup>2</sup>
Masse des Tanks ( $m_w$ )	67 kg
Oberfläche der Behälterwand Außen ( $A_a$ )	0,59 m <sup>2</sup>
Wärmeübergangskoeffizient Außen ( $\alpha_a$ )	10 W·m <sup>-2</sup> ·K <sup>-1</sup>
Wärmeübergangskoeffizient Innen ( $\alpha_i$ )	100 W·m <sup>-2</sup> ·K <sup>-1</sup>

$$\frac{dT}{dt} = \frac{\frac{\alpha_i A_i (T_w - T) R T^2}{(p_0 + R_f t) V} + \frac{[h_{ein} - u(T)] R_f T}{(p_0 + R_f t)}}{c_v(T) T - u(T) + h_{ein}} \quad (13)$$

$$\frac{dT_w}{dt} = \frac{[\alpha_i A_i (T - T_w) + \alpha_a A_a (T_u - T_w)]}{m_w c_w} \quad (14)$$

Diese gekoppelten Differentialgleichungen wurden mittels Runge-Kutta Verfahren 2. Ordnung gelöst. Abbildung 53 zeigt den Verlauf für die Gastemperatur bei 3 unterschiedlichen Füllraten ( $R_f$ ). Der Hauptmechanismus der Erwärmung des Speichers liegt in der Kompression des Gases im Speicher durch Zuströmen von weiterem Gas. Auch nach 3600 s tritt noch eine leichte weitere Erwärmung durch die Beladung auf, das System ist noch nicht ganz im Gleichgewicht mit der Umgebung.

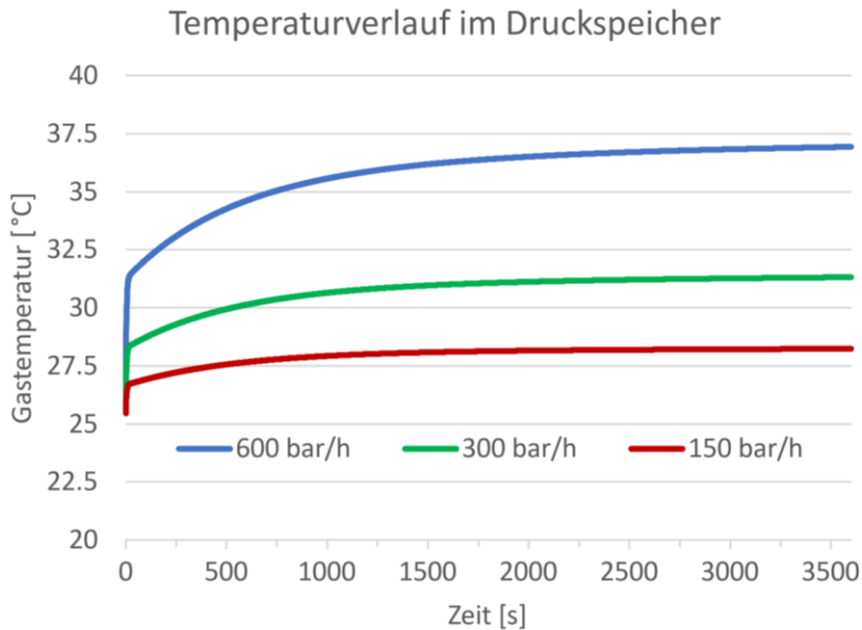


Abbildung 53: Temperaturverlauf des Gases im Speicher bei 3 verschiedenen Beladungsraten ( $R_f = \{600, 300, 150\}$  bar/h)

Zu Beginn der Beladung tritt die größte Erwärmung auf, wie Abbildung 54 im Detail für die ersten 100 s zeigt. Der Grund liegt darin, dass bei geringem Speicherfüllstand, das größte Kompressionsverhältnis auftritt.

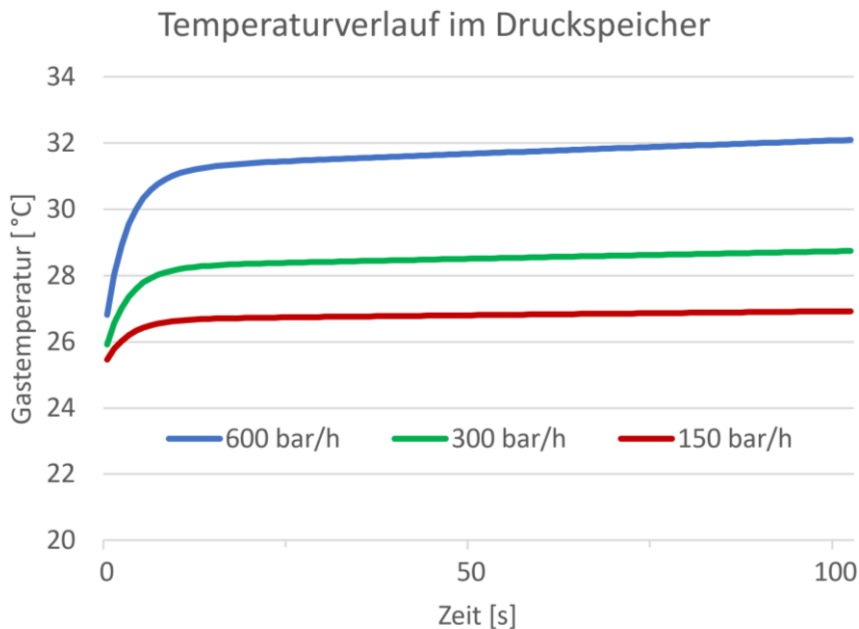


Abbildung 54: Temperaturverlauf des Gases im Speicher für die ersten 100 s bei 3 verschiedenen Beladungsraten ( $R_f = \{600, 300, 150\}$  bar/h)

Die stärkere Erwärmung bei höherer Beladungsrate führt dazu, dass bei selben Speicherdrücken (von 150 bar/h, nach entsprechender Ladezeit) niedrigere Dichten und damit geringere gespeicherte Massen an Wasserstoff erreicht werden, wie Abbildung 55 zeigt.

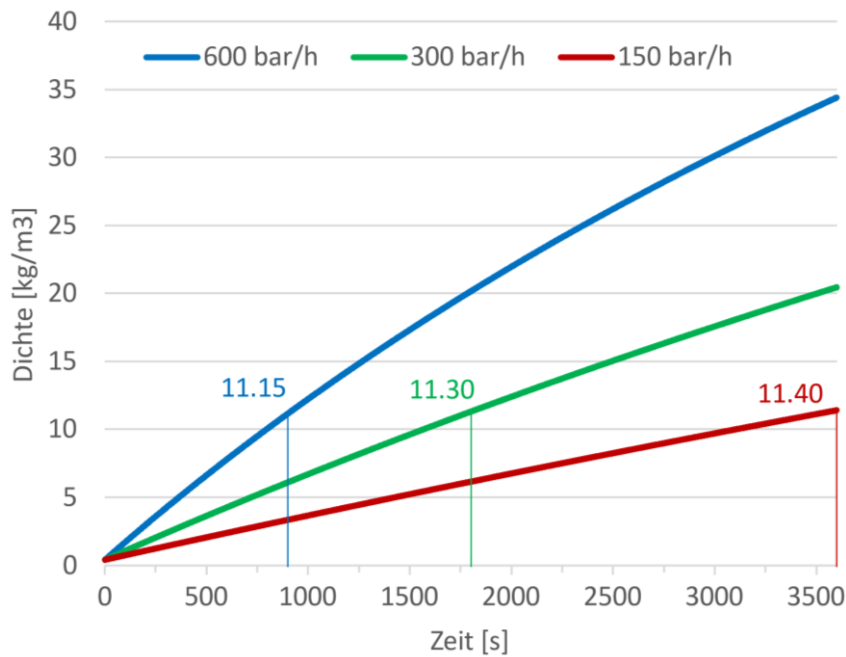


Abbildung 55: Änderung der Dichte im Druckspeicher bei 3 unterschiedlichen Füllraten. Bei den eingezeichneten vertikalen Linien, die gleichen Ladedrücken entsprechen, ergibt sich bei schnellerer Beladung eine geringere Dichte und damit geringere gespeicherte H<sub>2</sub>-Masse.

## 4.2.4 Simulation transienter Verbraucher-Industrie

In Abbildung 56 ist zu sehen, dass für die Szenarien mit Industriewechselwirkung (IC und IDH) ein starker Abfall der Wirtschaftlichkeit (rROL) bei Überschreitung einer bestimmten Größe gegeben ist. Der Grund dafür ist, dass die industrielle Abwärme zu einer Erhöhung der Effizienz und damit der Wirtschaftlichkeit führt. Bei Überschreitung der Systemgröße, welche ideal zur industriellen Abwärmeleistung minus Fernwärmebedarf passt, sinkt die Effizienz.

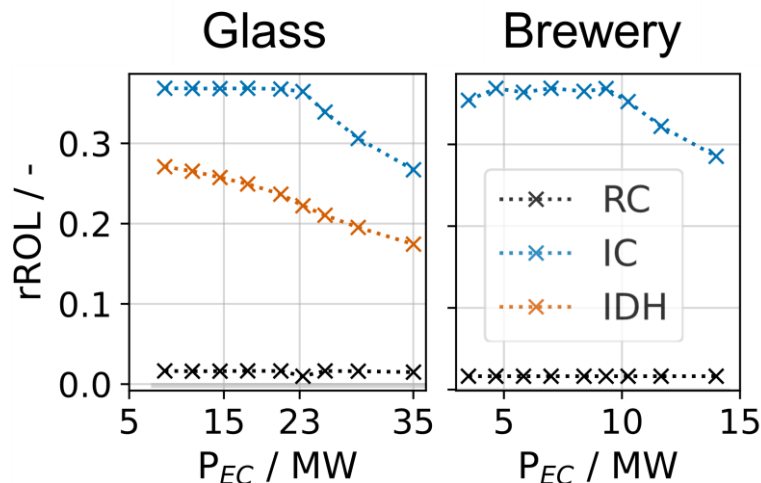


Abbildung 56: Änderung des rROL (relative return over lifetime) in Abhängigkeit der Systemgröße in 3 Szenarien

Weiters wurde der Einfluss der Systemdynamik, insbesondere der Aufheizzeit des rSOC-Systems, auf dessen Wirtschaftlichkeit untersucht. Abbildung 57 zeigt, dass die Systemdynamik im Bereich von 1 bis 3 Stunden Aufheizzeit nahezu keinen Einfluss auf das Ergebnis der Wirtschaftlichkeit hat. Der Grund dafür ist, dass bei der idealen Systembetriebsweise eine Auskühlung des Systems nur in seltenen Fällen gewählt wird. Diese Beobachtung wurde in verschiedenen Marktpreisszenarien bestätigt.



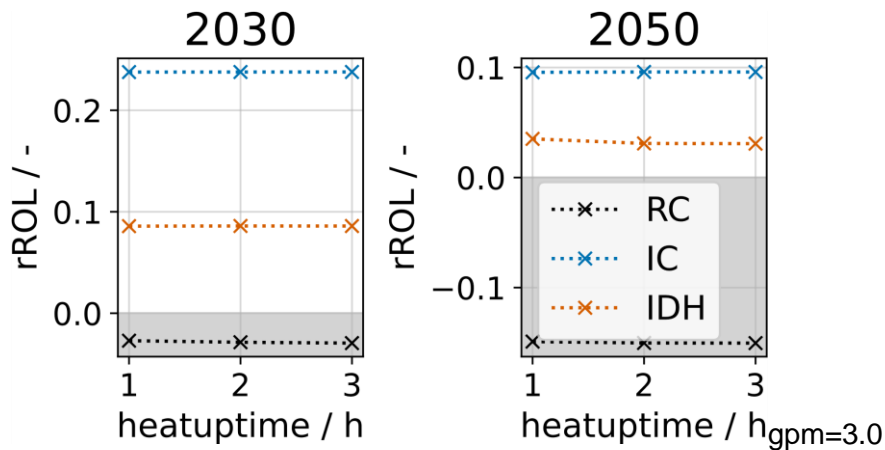


Abbildung 57: Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit über Lebensdauer (rROL) von der Aufheizzeit (heatuptime) in den 3 Integrationsszenarien für einen Fall mit hohen Gasnetzgebühren von 202 €/MWh (2030) und 123 €/MWh (2050).

In Abbildung 58 ist das Ergebnis für den rROL für eine Variation dieser Preisdifferenz zu sehen. Der hellblaue Bereich stellt dabei die Zone dar, in der eine bidirektionale Betriebsweise relevant ist. Links davon ist der Preisbereich für reine Elektrolysesysteme und rechts für reine Brennstoffzellensysteme. In 2030 kann nur am linken Rand dieser Zone, durch vor allem den Verkauf von Elektrolyse-H<sub>2</sub>, ein positiver rROL realisiert werden. Im Jahr 2050 wird die Preiszone, die bidirektionale Systeme erlaubt, breiter. Verantwortlich dafür ist die höhere Preisvolatilität, die auch den rROL stark positiv beeinflusst.

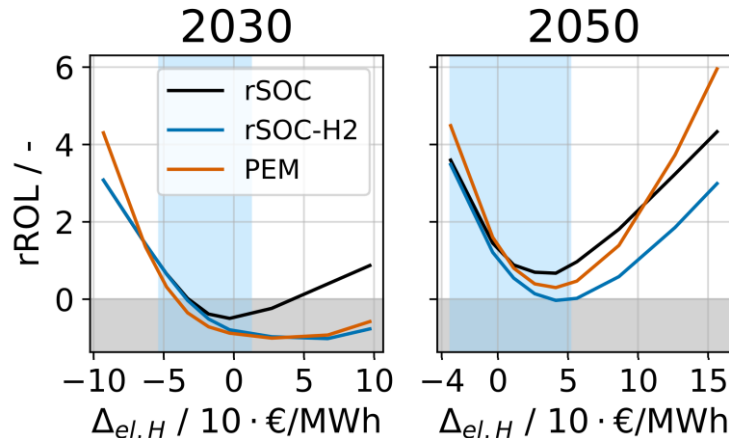


Abbildung 58: Wirtschaftlichkeit über Lebensdauer (rROL) und reversible Zone für bidirektionale H<sub>2</sub> Umwandlungssysteme für 3 Technologieszenarien: rSOC: rSOC – FC-trieb mit CH<sub>4</sub> aus einem Gasnetz möglich; rSOC-H<sub>2</sub> und PEM – FC-Betrieb mit H<sub>2</sub> aus Gasnetz.

Eine ausführliche Analyse der rSOC Wirtschaftlichkeit unter verschiedenen Einflüssen von Marktpreisen (Mittelwerten und Volatilität), sowie von Gasnetzgebühren und Integration in industrielle Standorte, kann in (Banasiak und Kienberger 2024) gefunden werden. In der Analyse der Auswirkung von Gasnetzgebühren stellt sich heraus, dass eine rein lokale Speicherung von Wasserstoff nicht wirtschaftlich sein kann und Untertagesspeicher, die an eine H<sub>2</sub>-Netzinfrastruktur angeschlossen sind, benötigt werden.

## 4.2.5 Simulation von Netzen

Die Ergebnisse der verbleibenden mittleren Volatilität in den Netzknotenpunkten sind in Tabelle 8 zusammengestellt. Für rSOC-Systeme ist die Installation unter den Simulationsvoraussetzungen 1 bis 3 in 134 von 136 Netzknotenpunkten mit zukünftig erwartetem H<sub>2</sub>-Netzanschluss mit einer Leistung von über 5 MW möglich.

Reine EC- und FC-Einheiten teilen sich die Anzahl der Netzknoten und kommen in Summe auf 120 Knotenpunkte mit einem unidirektionalen System. Für die rSOC-Systeme kann ein Vergleich zwischen den H<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten, wenn nur lokal oder ein Ausgleich auch über die Netze zwischen den Knoten möglich ist, durchgeführt werden. Bei rein lokaler H<sub>2</sub>-Speicherung ist die benötigte Kapazität mit 2.94 TWh um 65% höher als die benötigte Kapazität mit erlaubtem Netzausgleich von 1.77 TWh. Die umgewandelte Energiemenge in H<sub>2</sub> ist für die getrennten unidirektionalen EC und FC Systeme (8.1 TWh) um 46% höher als für rSOC-Systeme (5.6 TWh). Allerdings ermöglichen die rSOC-Systeme eine erhöhte Glättung der Residuallast und somit geringere Volatilität (48.5% im Vergleich zu 57.5%). Nur wenn die FC-Systeme uneingeschränkt H<sub>2</sub> zur Verfügung haben, ergibt sich eine geringere Volatilität für die räumlich getrennten Systeme (35.9%). In diesem Fall muss H<sub>2</sub> aus anderen Quellen dem System zugeführt werden. Die Kosten für die Systeme hängen mit den installierten Systemleistungen zusammen. Für die Systeme mit ausgeglichener H<sub>2</sub>-Produktion und -Verbrauch ist die Leistung der getrennten Systeme zusammen, um 14% geringer als für konzentrierte rSOC-Systeme, ansonsten ist diese um 27% höher als für rSOC-Systeme. Die Frage welche Systeme bevorzugt zu installieren sind muss die Abwägung der Systemmehrkosten im Vergleich zur Glättung der Residuallast berücksichtigen.

Tabelle 8: Ergebnis der Simulation räumlich getrennter und konzentrierter Systeme mit einer installierten Leistung von über 5 MW

	Anzahl von Knoten mit System	Installierte Leistung in GW	Speicherkapazität in GWh	H2 umgewandelt in GWh	rmVi (Glg. (9))
<b>rSOC</b>	134	3.98	2 937 (lok.) 1 770 (Netz)	5 590	48.5%
<b>EC</b>	46	2.33	1 487 (Netz)*	8 156	54.0%
<b>FC</b>	74	1.11*			72.2% (57.5%**)
<b>FC</b>		2.71	-	19 856	32.5% (35.9%**)

\*Leistung der FC-Einheiten, wenn der H<sub>2</sub> Verbrauch gleich der Produktion der EC-Einheiten ist

\*\*rmVi kombinierte EC und FC Einheiten, unter Berücksichtigung der 134 Knotenpunkte (H<sub>2</sub>-Netzanschluss)

## 4.2.6 Simulation der Smart Energy Building Integration

Die Simulationsergebnisse der Smart Energy Building Integration unter realen Betriebsbedingungen wurden über einen Betrachtungszeitraum von März 2022 bis März 2023 analysiert. Die Untersuchung fokussiert sich dabei auf die zonenspezifischen Raumtemperaturen sowie die korrespondierende TABS-Leistung, die in Abbildung 59 dargestellt sind.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

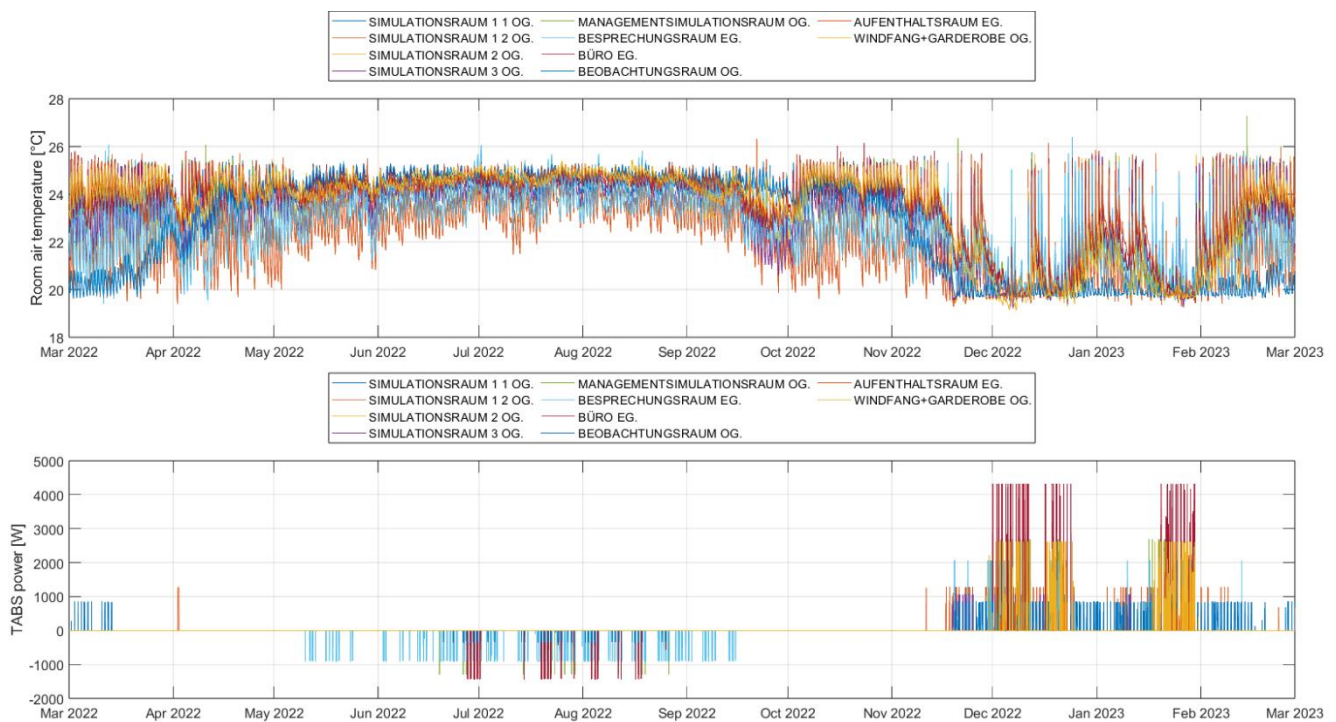


Abbildung 59: Simulationsergebnisse auf Gebäudeebene – Verdeutlichung der Raumtemperaturverläufe und TABS-Lasten

Die Analyse der Raumlufttemperaturen belegt die Effektivität der implementierten Regelungsstrategie anhand der konstanten Einhaltung des definierten Temperaturbandes zwischen 20°C und 25°C in allen Gebäudezonen. Die beobachteten Temperaturprofile zeigen charakteristische Unterschiede zwischen den verschiedenen Raumnutzungsarten. Insbesondere Büro- und Aufenthaltsräume weisen aufgrund ihrer höheren internen Lasten und spezifischen Nutzungsprofile ausgeprägtere Temperaturfluktuationen auf als Besprechungs- und Simulationsräume.

Die detaillierte Analyse der TABS-Leistungsprofile offenbart die saisonale Charakteristik des Heiz- und Kühlbedarfs, wobei positive Leistungswerte den Heizbetrieb und negative Werte den Kühlbetrieb repräsentieren. Die Untersuchung zeigt ausgeprägte saisonale Muster mit erhöhtem Kühlbedarf in den Sommermonaten und dominantem Heizbedarf während der Winterperiode.

Die in Abbildung 60 dargestellte Detailanalyse eines repräsentativen Zeitraums von vier Tagen demonstriert die effektive Ausnutzung der thermischen Speicherfähigkeit der Bauteile. Besonders bemerkenswert ist die zeitliche Korrelation der Kühlzyklen mit der PV-Verfügbarkeit: Die negativen TABS-Leistungen konzentrieren sich auf die Tagesperioden mit PV-Überschuss, während die gespeicherte Kühlenergie während der Nachtstunden kontinuierlich an die Räume abgegeben wird. Diese Strategie ermöglicht die Aufrechterhaltung stabiler Raumtemperaturen innerhalb des Komfortbandes.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

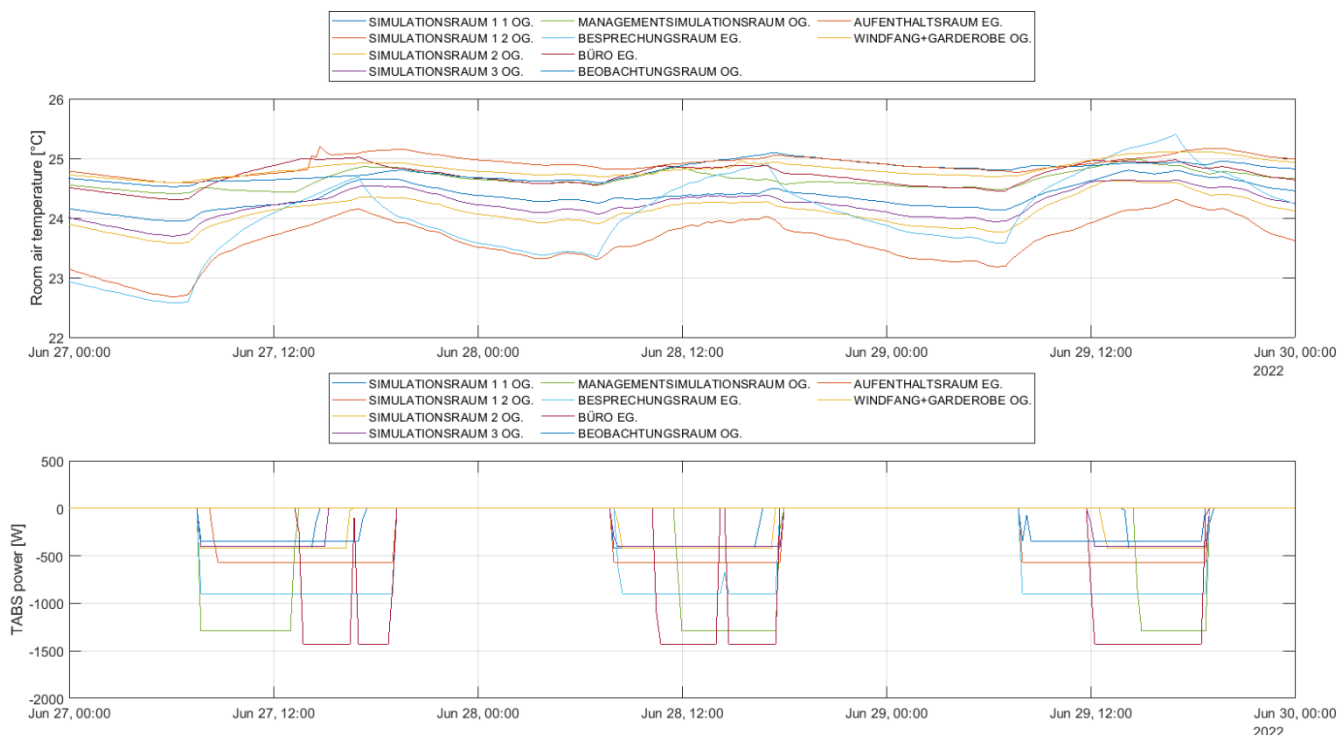


Abbildung 60: Verdeutlichung der Ausnutzung des Kurzzeitspeicherpotenzials von thermoaktiven Bauteilsystemen (TABS)

Die Synchronisation der thermischen Lastprofile mit der PV-Erzeugung wird durch die thermische Trägheit der TABS ermöglicht. Das System nutzt Kühlleistungen während der solaren Spitzenzeiten zur Konditionierung der thermischen Masse. Die gespeicherte Kühlenergie gewährleistet die Temperaturstabilität auch ohne aktive Kühlung in den Nachtstunden, wodurch nicht nur der PV-Eigenverbrauch maximiert, sondern auch die erforderliche Gesamtkühlleistung durch die Nutzung der natürlichen nächtlichen Temperaturabsenkung reduziert wird.

Die detaillierte Analyse der Energieflüsse im hybriden Energiesystem demonstriert die effiziente Integration der verschiedenen Systemkomponenten. Das in Abbildung 61 dargestellte Sankey-Diagramm stellt die berechneten Energieflüsse zwischen Photovoltaikanlage, Batteriespeicher, rSOC-System und elektrischem Netz dar.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

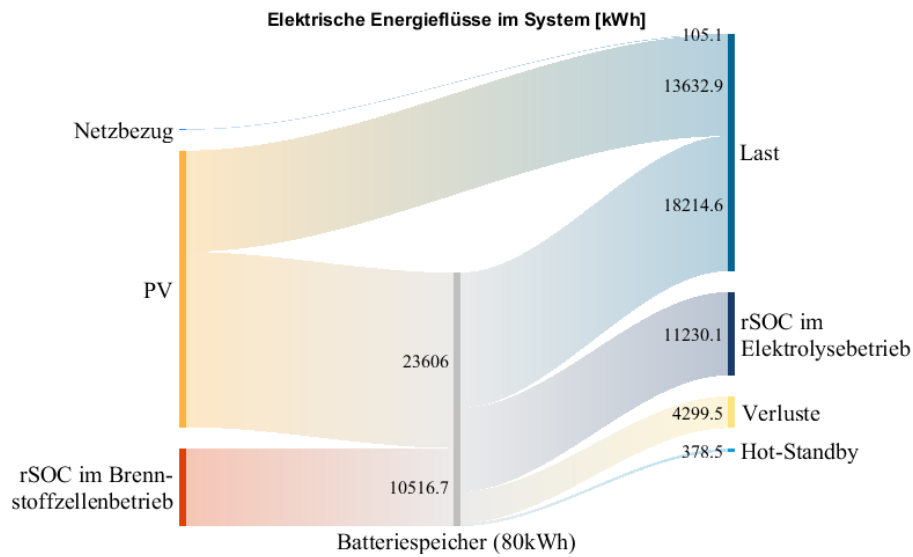


Abbildung 61: Elektrische Energieflüsse des Gesamtsystems

Die Photovoltaikanlage generiert mit 37238,9 kWh den Hauptanteil der elektrischen Energie im System. Von dieser PV-Produktion werden 13632,9 kWh (36,6 %) direkt zur Deckung der Gebäudelast verwendet, was eine effiziente Integration der solaren Energie belegt. Die direkte Nutzung minimiert dabei Wandlungs- und Speicherverluste und trägt somit wesentlich zur Systemeffizienz bei.

Der Batteriespeicher übernimmt mit einem Energiedurchsatz von 34122,7 kWh eine zentrale Rolle im Lastmanagement. Die dabei auftretenden Speicherverluste von 4299,5 kWh (entspricht 12,6 % des Durchsatzes) sind primär den Lade-/Entladezyklen zuzuschreiben. Diese Verluste werden jedoch durch den erhöhten Eigenverbrauch und die verbesserte Systemflexibilität kompensiert.

Das rSOC-System demonstriert seine Bedeutung für die saisonale Energiespeicherung durch zwei Betriebsmodi:

- Im Brennstoffzellenbetrieb werden 10516,7 kWh elektrische Energie bereitgestellt.
- Im Elektrolysebetrieb werden 11230,1 kWh zur Wasserstoffproduktion genutzt.
- Der Hot-Standby-Betrieb verursacht mit 378,5 kWh einen vergleichsweise geringen Energiebedarf.

Die minimale Netzinteraktion von lediglich 105,1 kWh (0,3 % der Gebäudelast) demonstriert die erreichte Systemautarkie in Bezug auf das elektrische Netz. Bei einer Gesamtgebäudelast von 31952,6 kWh wird diese nahezu vollständig durch das hybride Energiesystem gedeckt. Bemerkenswert ist dabei, dass keine Netzeinspeisung erfolgt, was eine optimale Dimensionierung des Systems bezüglich der Eigenverbrauchsoptimierung bestätigt.

Eine systematische Parameterstudie zur Batteriekapazität zeigt den signifikanten Einfluss der Speichergröße auf die verbleibende Netzinteraktion. Bei der Referenzkonfiguration mit 80 kWh Batteriekapazität beträgt der jährliche Netzbezug 105,1 kWh. Eine Erhöhung der Speicherkapazität auf 100 kWh reduziert den Netzbezug auf 42,1 kWh. Eine weitere Steigerung auf 120 kWh führt zu einer nochmaligen Reduktion auf 15,0 kWh.



# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

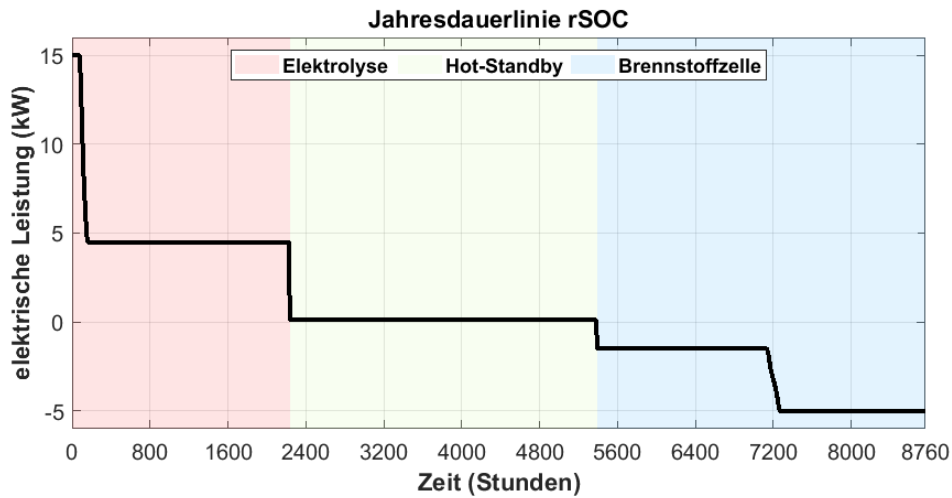


Abbildung 62: Jahresdauerlinie des rSOC-Systems

Die in Abbildung 62 dargestellte Jahresdauerlinie des rSOC-Systems zeigt die zeitliche Verteilung der Betriebsmodi. Die Analyse offenbart eine klare saisonale Struktur:

- Elektrolysebetrieb (2234,75 h) in Perioden hoher PV-Produktion
- Brennstoffzellenbetrieb (3370,75 h) während längerer Zeiträume mit geringer solarer Einstrahlung
- Hot-Standby-Phasen (3154,5 h) als Übergang zwischen den aktiven Betriebsmodi

Die Betriebsstrategie des rSOC-Systems orientiert sich dabei primär an der PV-Verfügbarkeit und dem Gebäudelastprofil, wodurch eine optimale Integration der saisonalen Energiespeicherung in das Gesamtsystem erreicht wird.

Die Zeitreihenanalyse zeigt charakteristische Nutzungsmuster der verschiedenen rSOC-Betriebsweisen (vgl. Abbildung 63). Der Betriebsmodus korrelieren dabei stark mit den verfügbaren erneuerbaren Energieressourcen sowie dem Lastprofil des Gebäudes.

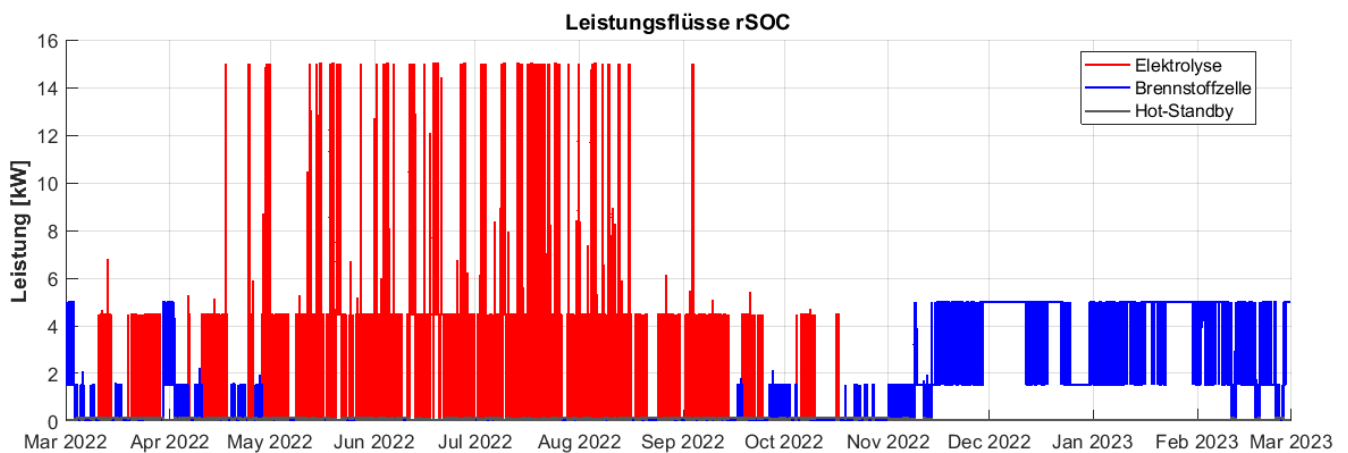


Abbildung 63: Zeitlicher Verlauf der rSOC-Betriebsweise.

Das rSOC-System wurde im Brennstoffzellenmodus für 3370,75 Stunden betrieben, was einem Nutzungsanteil von 38,5 % des Jahres entspricht. Diese signifikante Betriebszeit ist primär den Perioden

mit unzureichender photovoltaischer Energiebereitstellung zuzuordnen. Die Analyse der Betriebszeiten zeigt eine Konzentration auf:

- Nachtstunden mit fehlendem PV-Ertrag
- Wetterperioden mit reduzierter solarer Einstrahlung
- Lastspitzen außerhalb der PV-Produktionszeiten

Der Elektrolysebetrieb summiert sich auf 2234,75 Stunden (25,5% der Jahresstunden) und zeigt ein komplementäres Nutzungsmuster zum SOFC-Betrieb. Die Betriebszeiten korrelieren dabei mit:

- Perioden maximaler PV-Produktion
- Zeiten minimaler Gebäudelast
- Optimalen Bedingungen für die Wasserstoffproduktion

Die vergleichsweise geringe Betriebszeit erklärt sich durch die hohe Leistungsaufnahme im SOEC-Modus (15 kW) und die Fokussierung auf Zeiträume mit maximalem PV-Überschuss zur effizienten Wasserstoffproduktion.

Die minimale Netzinteraktion von lediglich 33 Stunden (0,4% der Jahresstunden) unterstreicht die erreichte Systemautarkie. Der Netzbezug beschränkt sich auf kurze Zeitfenster mit:

- Außergewöhnlichen Lastspitzen
- Simultaner Nichtverfügbarkeit von PV-Energie und erschöpfter H<sub>2</sub>-Speicherung

Diese ausgeprägte zeitliche Autarkie korrespondiert mit der bereits dokumentierten energetischen Unabhängigkeit des Systems und bestätigt die Effektivität der implementierten Betriebsstrategie.

## **4.3 Systementwicklung und -validierung**

### **4.3.1 DC/AC Umrichter**

In den Versuchen wurden alle relevanten Stromflüsse und Spannungen mit dem Oszilloskop aufgezeichnet und die gesammelten Daten wurden analysiert. Ein beispielhaftes Ergebnis dieser Untersuchung ist in Abbildung 64 zu sehen.

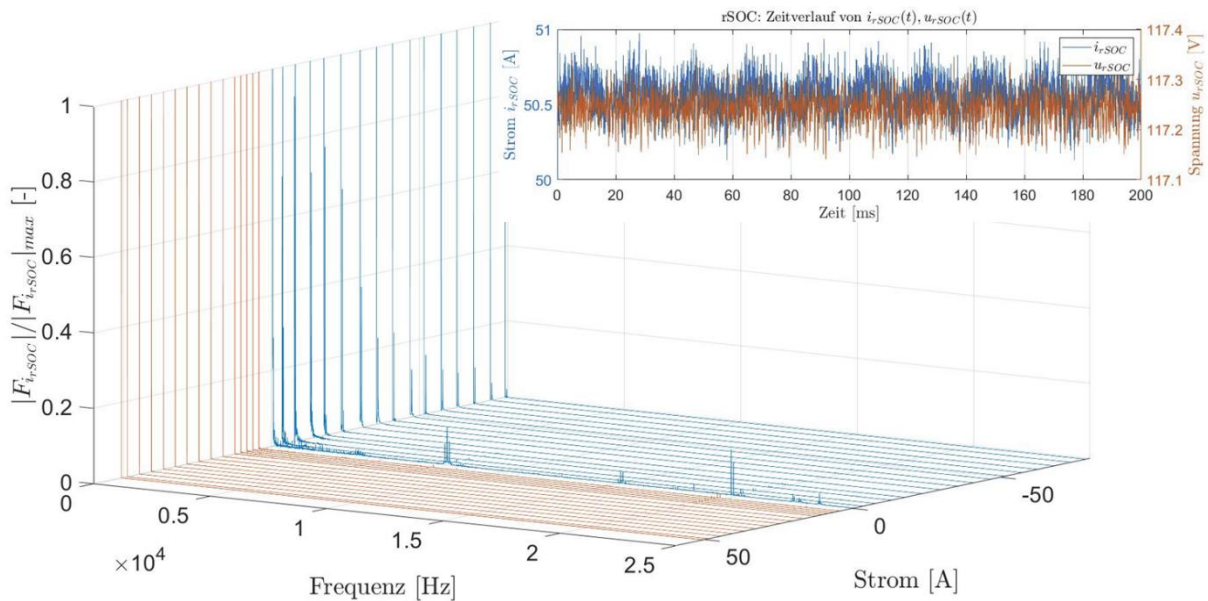


Abbildung 64: Fourieranalyse der rSOC-seitigen Ströme, mit einem Bild aus der Oszilloskopaufzeichnung.

In den weiteren Tätigkeiten wurde, von der MUL in Abstimmung mit AVL, versucht die Rippelanteile zu reduzieren, indem Filterelemente zugeschaltet wurden. Dadurch konnte eine geringfügige Dämpfung erreicht werden, wie in Abbildung 65 zu sehen ist. Eine größere Verbesserung wurde durch ein Softwareupdate durch Trumpf erreicht, wodurch eine andere Regelungsstrategie implementiert werden konnte, für die die Geräte besser geeignet sind.

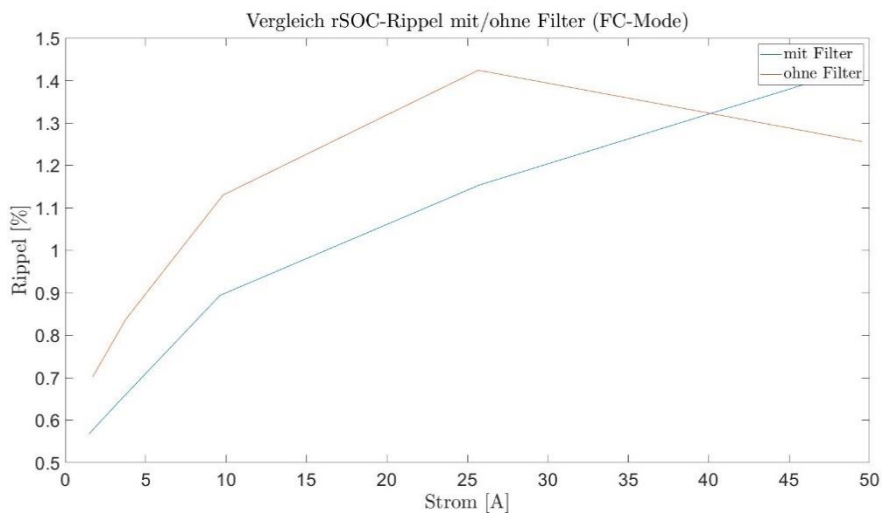


Abbildung 65: Rippelanteil des Stromes auf der rSOC-Seite im Brennstoffzellenbetrieb mit und ohne Filterelement. Die Werte relativen Werte beziehen sich auf den Nominalstrom von 50 A

### 4.3.2 rSOC – Testszenarien

Die Auswertung der Messreihen im Brennstoffzellen- und Elektrolysebetrieb der rSOC konzentriert sich auf die Analyse der Leistungsfähigkeit der Zelle unter verschiedenen Betriebsbedingungen sowie auf das Umschaltverhalten zwischen den Modi. Ein besonders kritischer Aspekt der Analyse ist das dynamische Umschaltverhalten zwischen den beiden Betriebsmodi. Der Übergang vom Elektrolyse- in den

Brennstoffzellenbetrieb und umgekehrt wird detailliert betrachtet, da diese Transienten entscheidend für die Flexibilität und Praktikabilität des Systems sind.

### Brennstoffzellenmodus

Der Brennstoffzellenbetrieb stellt einen zentralen Modus der untersuchten reversiblen Festoxidzelle dar und dient der Umwandlung chemischer Energie in elektrische Energie. In diesem Betriebsmodus ist es entscheidend, die wesentlichen Parameter wie Strom, Spannung sowie die Gaszusammensetzung im Detail zu analysieren, um die Effizienz und Stabilität des Systems bewerten zu können. Die folgende Auswertung bezieht sich auf einen spezifischen Testlauf, bei dem der Betriebspunkt durch konstante Strom- und Spannungswerte gekennzeichnet ist. Neben den elektrischen Kenngrößen werden auch die Gaszusammensetzung am Austritt der Brennstoffzelle sowie die Volumenströme der eingesetzten Medien (Dampf, Luft und Wasserstoff) betrachtet. Diese Parameter geben Aufschluss über den Reaktionsverlauf innerhalb der Zelle und die Effektivität der Brennstoffnutzung. Im Folgenden werden die relevanten Messdaten und deren zeitliche Verläufe detailliert beschrieben und interpretiert.

Im obersten Subplot von Abbildung 66 sind der Gesamtstrom und die Gesamtspannung dargestellt. Beide Werte sind im zeitlichen Verlauf konstant. Der Strom ( $I_{\text{Storg}}$ ) liegt bei diesem Betriebspunkt bei 20,0 A und die Spannung ( $U_{\text{Tot}}$ ) bei 160,9 V. Bei den Daten darunter handelt es sich um die Spannungen der einzelnen Stackpakete. Aufgrund der elektrischen Verschaltung ist jenes Zellpaket mit der geringsten Spannung ausschlaggebend für die Gesamtspannung und somit auch für die elektrische Leistung. Die Spannungen der Zellpakete liegen im Bereich von 17,67 V bis 18,09 V. Im dritten Subplot sind die Gaszusammensetzung des Fuel Outlet abgebildet. Die Stickstoff-Konzentration (schwarze Kurve) liegt konstant bei 60,2 %. Die Wasserdampfkonzentration, in Blau dargestellt beläuft sich auf 23,0 %. Des Weiteren wurde die Wasserstoff-konzentration gemessen, welche bei dieser Testreihe bei 23,0 % liegt und in Grün abgebildet ist. Der letzte Subplot veranschaulicht die Volumenströme von Dampf, Luft und Wasserstoff. Der Dampf hat einen konstanten Volumenstrom von 6 NL/h, während die Luft mit 33.800 NL/h den größten Anteil ausmacht. Der Wasserstoff hat einen Volumenstrom von 3.500 NL/h.

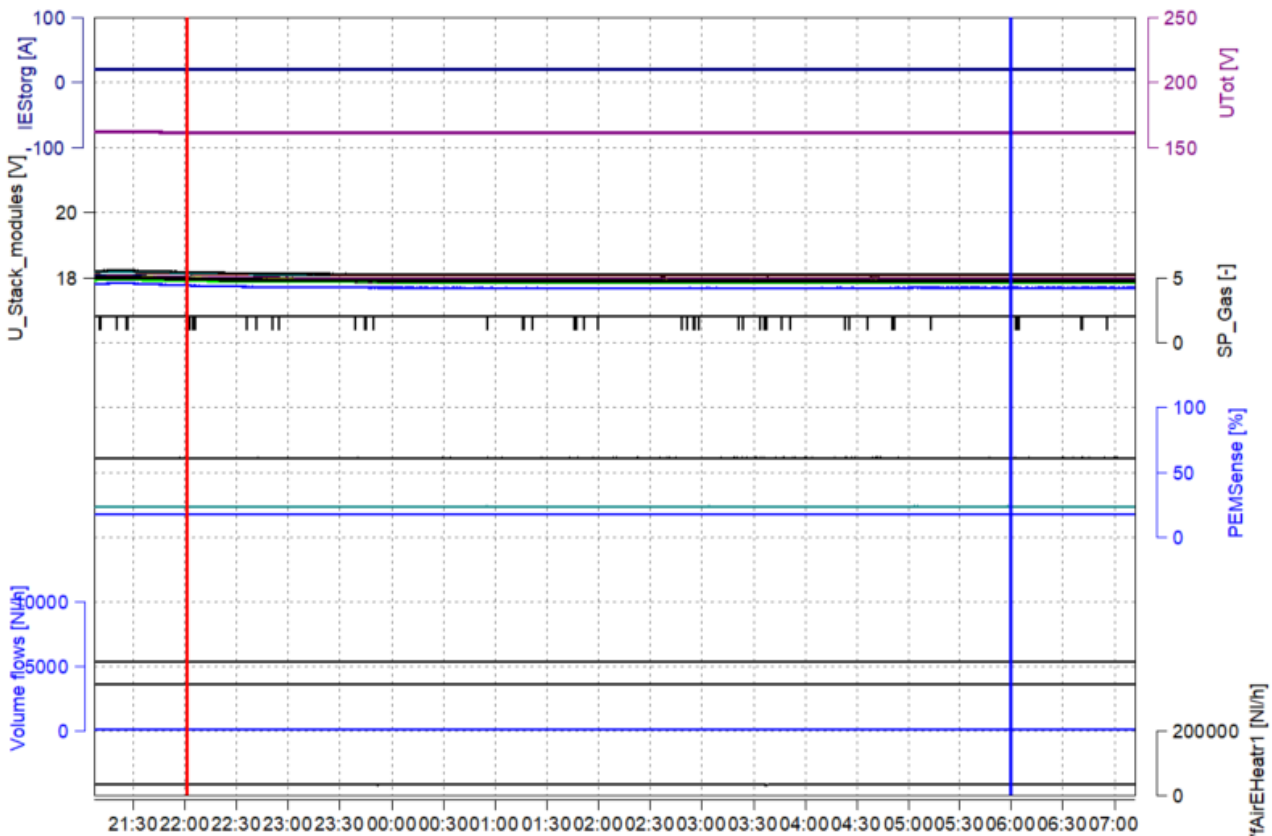


Abbildung 66: Brennstoffzellenbetrieb: Spannungen und Ausgangsgaskonzentration

Die Überwachung der Temperaturen der rSOC ist von entscheidender Bedeutung, da thermische Bedingungen einen direkten Einfluss auf die Leistung und Lebensdauer der Zelle haben. Der Stackhersteller gibt strenge Temperaturvorgaben vor, um die Betriebssicherheit und den Erhalt der Zellenintegrität zu gewährleisten. Beispielsweise wird bei einer maximalen Temperatur von 900 °C an einer beliebigen Thermoelementposition ein Not-Stopp des Systems ausgelöst, um Schäden am Material und der Zellenstruktur zu verhindern. Ebenso führt das Überschreiten einer permanenten Temperatur von 860 °C für mehr als 30 Minuten zu einem Not-Stopp, da der kontinuierliche Betrieb bei zu hohen Temperaturen die mechanische Stabilität der Zelle gefährdet und die Lebensdauer erheblich verkürzt. In Abbildung 67 sind im ersten Subplot ebenfalls die Spannung und der Strom dargestellt. Des Weiteren sind die Systemtemperaturen abgebildet. Die erste Kurve in Schwarz zeigt die Fuel Outlet Temperatur mit 739,5 °C. Darunter in Blau ist die Fuel Inlet Temperatur mit 720 °C zu sehen. In Dunkelblau ist die Stack Temperatur mit einem Mittelwert von 803 °C aufgetragen. Der letzte Subplot zeigt die Temperaturen auf der Air-Seite. Die Temperatur am Inlet betrug 700 °C und am Outlet 762 °C.



# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

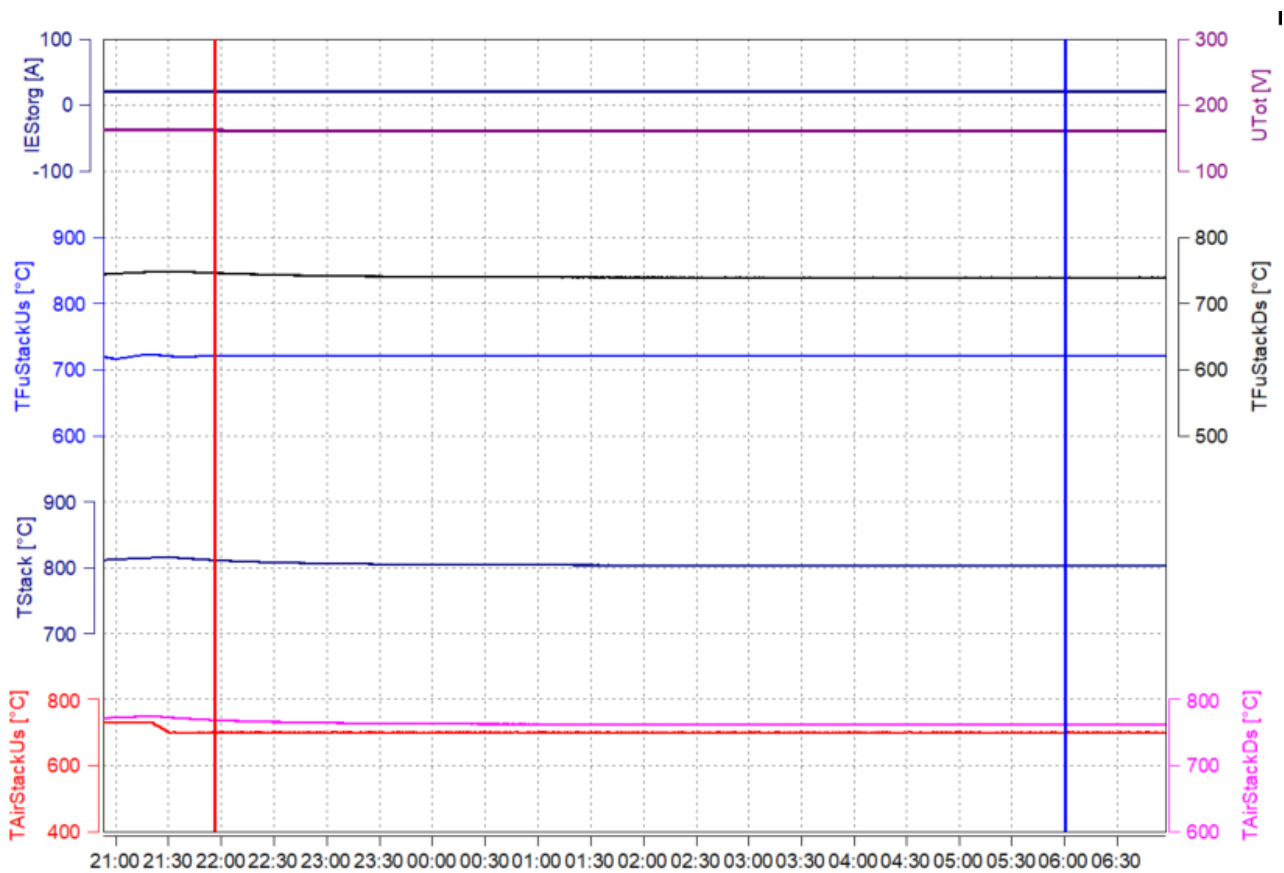


Abbildung 67: Brennstoffzellenbetrieb: Temperaturen

Darüber hinaus ist die Temperaturhomogenität im Stack entscheidend. Ein Temperaturunterschied von mehr als 350 K zwischen verschiedenen Bereichen des Stacks erfordert eine Anpassung der Betriebsparameter, um übermäßige thermische Spannungen zu vermeiden, die zu Materialermüdung oder Rissen führen können. Diese Spannungen können die elektrische Leistung beeinträchtigen und langfristig zu einem Versagen des Stacks führen. Die thermische Stabilität und eine gleichmäßige Temperaturverteilung sind daher wesentlich für die Effizienz des Gesamtsystems.

Eine weitere Vorgabe betrifft die Heiz- und Abkühlraten des Stacks. Diese dürfen 4 K/min nicht überschreiten, da zu schnelles Aufheizen oder Abkühlen thermomechanische Spannungen im Material erzeugen kann, die strukturelle Schäden verursachen. Langsame Temperaturänderungen gewährleisten eine gleichmäßige thermische Ausdehnung und minimieren das Risiko von Rissen oder Verformungen im Stack.

Schließlich ist die Ausgangstemperatur des Luftstroms von besonderer Bedeutung, insbesondere für den elektrischen Betrieb. Der Hersteller spezifiziert eine minimale Temperatur von 750 °C am Luftauslass, da der Betrieb unterhalb dieser Temperatur die Effizienz und Stabilität der elektrochemischen Reaktionen beeinträchtigen würde. Ein ausreichendes Wärmeniveau im System ist daher notwendig, um eine stabile elektrische Leistung zu generieren. Oben in Abbildung 68 sind wieder die Spannung und der Strom ersichtlich. In Subplot 2 sind die Durchflüsse der Medien dargestellt. Subplot 3 und 4 sind die Druckverhältnisse zu entnehmen. Der Druck beim Air Inlet betrug 18 mbar und beim Fuel Inlet 5 mbar. Der Druckverlust über den Stack wurde auf der Fuel Seite mit 0,05 mbar und auf der Air Seite mit 5 mbar gemessen.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

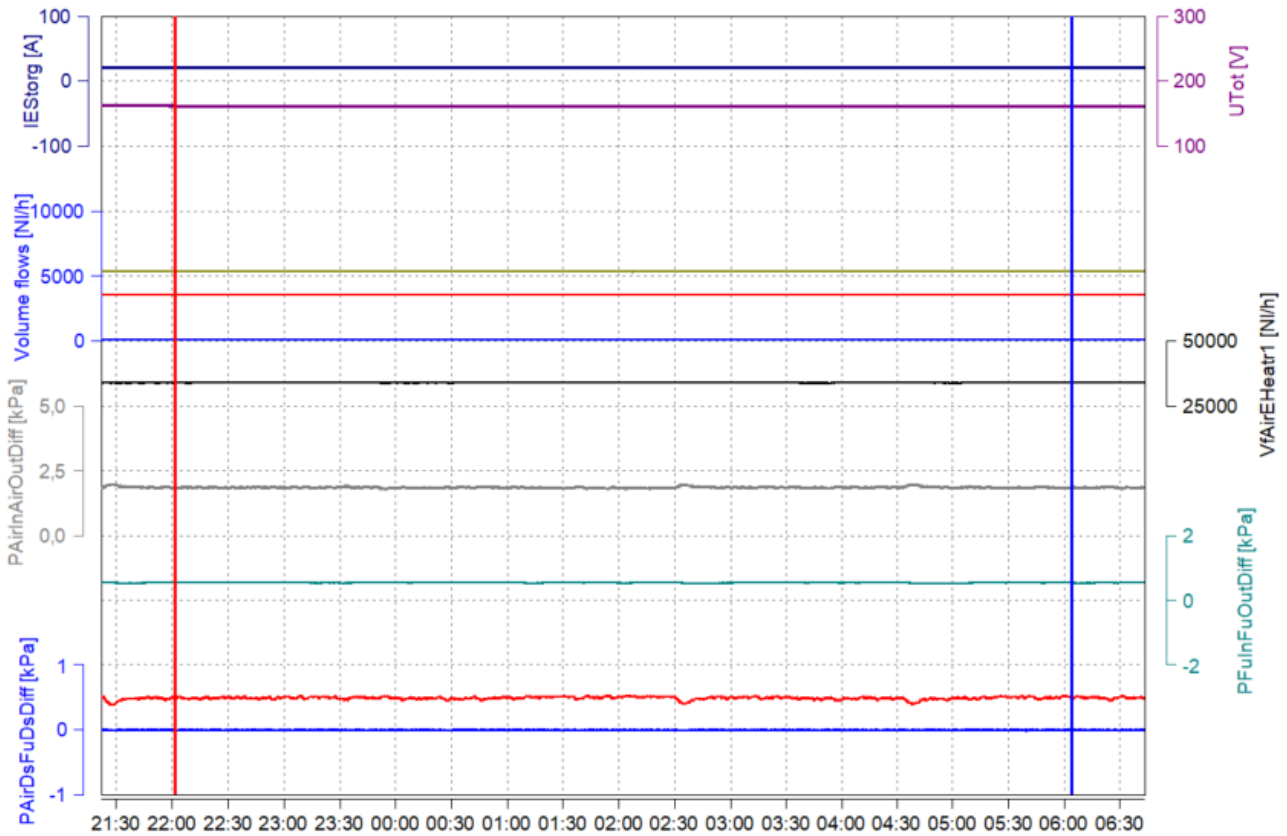


Abbildung 68: Brennstoffzellenbetrieb: Druckübersicht

Die Überwachung der Druckdifferenzen zwischen Anode und Kathode sowie zwischen diesen Kammern und der Umgebung ist ein weiterer kritischer Aspekt im Betrieb der Brennstoffzelle. Der Stackhersteller legt klare Grenzwerte fest, um Schäden an der Zelle und den angrenzenden Systemkomponenten zu vermeiden. So darf die Druckdifferenz zwischen Anode und Kathode 50 mbar nicht überschreiten. Ein zu hoher Druckunterschied kann zu mechanischen Belastungen der Zellmembran führen, die dadurch beschädigt werden könnte. Solche Belastungen beeinträchtigen nicht nur die elektrochemischen Reaktionen, sondern könnten auch zu Undichtigkeiten oder Rissen führen, wodurch die Zelle irreparabel geschädigt wird.

Ebenso wichtig ist die Kontrolle der Druckdifferenz zwischen der Brennstoffzelle und der Umgebung. Der maximal zulässige Unterschied beträgt 125 mbar. Eine Überschreitung dieser Grenze könnte ebenfalls zu strukturellen Schäden am Stack führen. Besonders bei hohen Druckdifferenzen besteht das Risiko, dass die Dichtungen oder andere empfindliche Komponenten des Stacks versagen, was im schlimmsten Fall zum Austritt von Gasen oder zu einem vollständigen Funktionsverlust des Systems führen kann.

Daher ist die permanente Überwachung dieser Druckdifferenzen essenziell, um den sicheren Betrieb des Systems zu gewährleisten und potenzielle mechanische Überlastungen frühzeitig zu erkennen. Durch Anpassungen der Betriebsparameter, wie der Gaszufuhr oder der Luftzirkulation, können diese Druckunterschiede kontrolliert und im zulässigen Bereich gehalten werden.

## Elektrolysemodus

Der Elektrolysebetrieb stellt einen weiteren zentralen Modus der reversiblen Festoxidzelle dar, bei dem elektrische Energie genutzt wird, um chemische Bindungen zu spalten und Wasser in seine Bestandteile, Wasserstoff und Sauerstoff, zu zerlegen. Im Gegensatz zum Brennstoffzellenbetrieb, bei dem elektrische Energie erzeugt wird, steht hier die effiziente Umwandlung von elektrischer Energie in chemisch gespeicherte Energie im Vordergrund. Um die Leistungsfähigkeit und Effizienz des Systems im Elektrolysebetrieb zu bewerten, ist eine detaillierte Analyse der wesentlichen Betriebsparameter, wie Strom, Spannung und die Zusammensetzung der austretenden Gase, unerlässlich.

Die folgende Auswertung bezieht sich auf einen spezifischen Testlauf, bei dem der Betriebspunkt durch konstante elektrische Größen wie Strom und Spannung charakterisiert ist. Insbesondere werden die Wasserstoff- und Sauerstoffproduktion sowie die Volumenströme der eingesetzten Medien wie Dampf und Luft überwacht. Diese Parameter bieten Einblicke in den Reaktionsverlauf und die Effektivität der Wasserspaltung innerhalb der Zelle. Neben der elektrischen Leistung und den Gasströmen ist auch die thermische Stabilität von entscheidender Bedeutung, da die Reaktionsbedingungen im Hochtemperaturbereich die Effizienz maßgeblich beeinflussen.

Im Folgenden werden die relevanten Messdaten und deren zeitliche Verläufe analysiert und interpretiert, um die Stabilität und Leistungsfähigkeit des Systems im Elektrolysemodus umfassend zu bewerten.

Im ersten Subplot von Abbildung 69 sind sowohl der Strom als auch die Spannung während des Elektrolysebetriebs dargestellt. Beide Größen bleiben über den gesamten Zeitverlauf stabil. Der Strom beträgt -50 A, während die Spannung bei 232 V liegt. Die Spannungen der einzelnen Zellpakete sind in den darunterliegenden Plots zu sehen. Da die Zellpakete in Reihe geschaltet sind, ist das Paket mit der niedrigsten Spannung entscheidend für die Gesamtspannung und somit auch für die Systemleistung. Die Spannungen der Zellpakete bewegen sich in einem Bereich von 25,1 V bis 26,5 V. Im dritten Subplot wird die Gaszusammensetzung am Anode Outlet dargestellt. Der Stickstoffgehalt bleibt konstant bei 54,0 % (schwarze Kurve). Der Anteil an Wasserdampf, in Blau dargestellt, liegt bei 9,7 %. Zusätzlich wurde der Wasserstoffgehalt ermittelt, der in dieser Testreihe 36,6 % beträgt und durch die grüne Linie dargestellt wird. Im letzten Subplot werden die Volumenströme von Dampf, Sauerstoff und Stickstoff gezeigt. Der Dampfvolumenstrom beträgt 5105 NL/h und bleibt unverändert, während der Wasserstoffvolumenstrom bei 1237 NL/h liegt. Der Stickstoff hat einen Volumenstrom von 7500 NL/h.

In Abbildung 69 sind im ersten Subplot erneut die Strom- und Spannungsverläufe während der Elektrolyse zu sehen. Außerdem werden die Temperaturen des Systems abgebildet. Die erste Kurve (schwarz) zeigt die Temperatur des Anode Outlet bei 740 °C. Darunter folgt die Anode Inlet-Temperatur in Blau, die 750 °C beträgt. Die Stack-Temperatur, dargestellt in Dunkelblau, hat einen Mittelwert von 765 °C. Der letzte Subplot veranschaulicht die Temperaturen auf der Kathoden-Seite. Die Inlet-Temperatur der Kathoden-Seite liegt bei 770 °C, während die Outlet-Temperatur 747 °C beträgt.

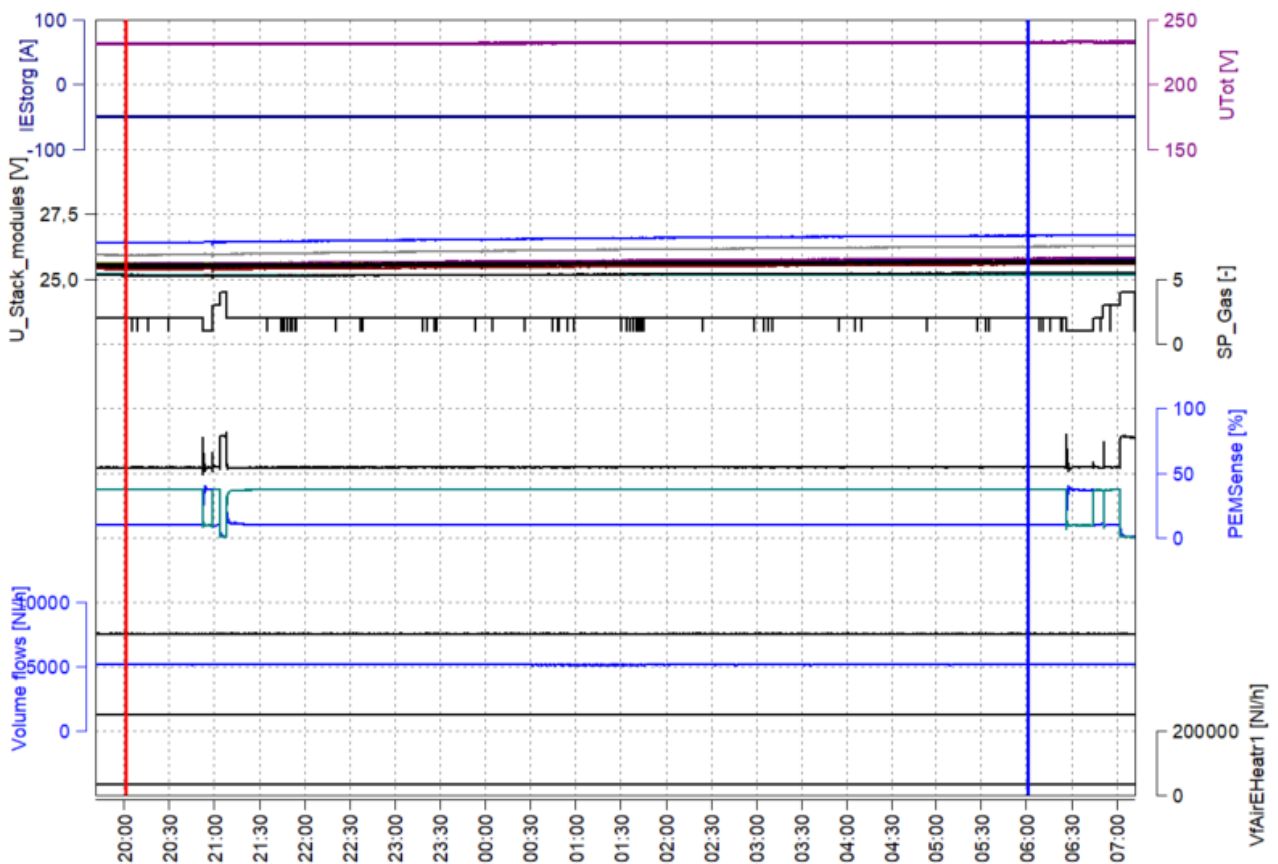


Abbildung 69: Elektrolysebetrieb: Spannungen und Ausgangsgaskonzentration

In Abbildung 70 sind im ersten Subplot erneut die Strom- und Spannungsverläufe während der Elektrolyse zu sehen. Außerdem werden die Temperaturen des Systems abgebildet. Die erste Kurve (schwarz) zeigt die Temperatur des Anode Outlet bei 740 °C. Darunter folgt die Anode Inlet-Temperatur in Blau, die 750 °C beträgt. Die Stack-Temperatur, dargestellt in Dunkelblau, hat einen Mittelwert von 765 °C. Der letzte Subplot veranschaulicht die Temperaturen auf der Kathoden-Seite. Die Inlet-Temperatur der Kathoden-Seite liegt bei 770 °C, während die Outlet-Temperatur 747 °C beträgt.

Im oberen Bereich von Abbildung 71 sind erneut die Strom- und Spannungsverläufe zu sehen. Der zweite Subplot gibt die Durchflüsse der verschiedenen Medien im Elektrolysebetrieb an. Die Druckverhältnisse sind in den beiden unteren Subplots dargestellt. Der Druck am Kathoden Inlet beträgt 61 mbar, während der Druck am Anoden Inlet bei 15 mbar liegt. Der Druckverlust über den Stack wurde auf der Anoden-Seite mit 8,9 mbar gemessen, während auf der Kathoden-Seite ein Druckverlust von 20,0 mbar auftritt.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

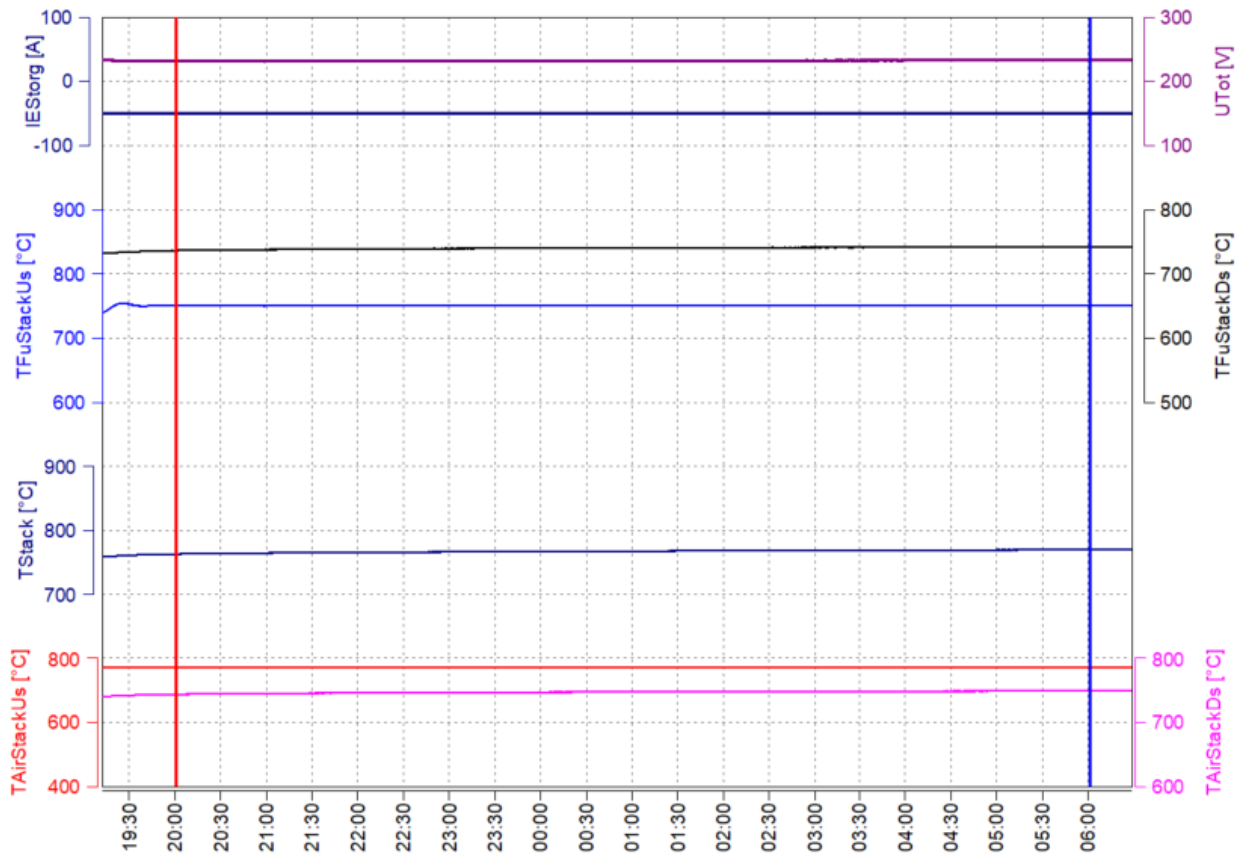


Abbildung 70: Elektrolysebetrieb: Temperaturen

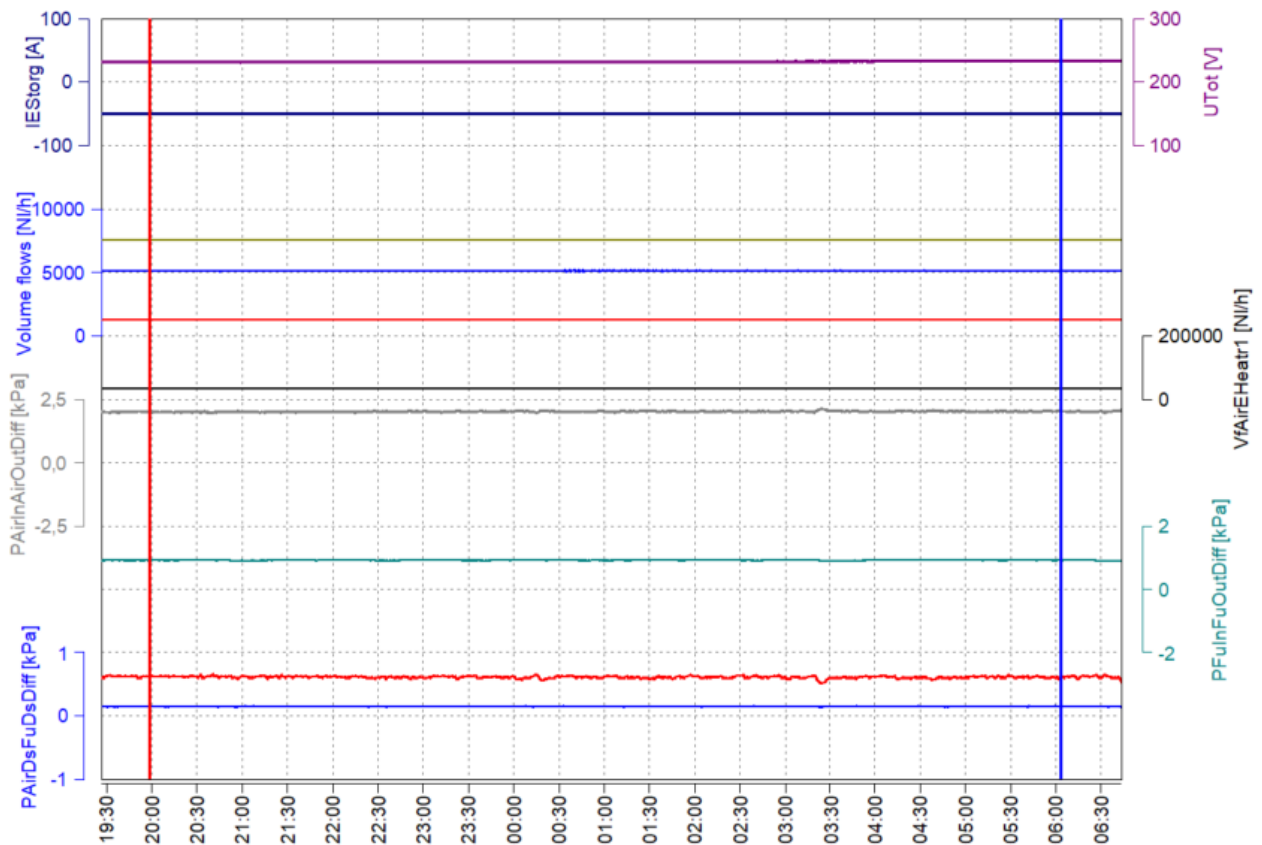


Abbildung 71: Elektrolysebetrieb: Drücke



## Umschaltung Brennstoffzellen auf Elektrolysebetrieb

Die Umschaltung zwischen Brennstoffzellen- und Elektrolysemodus stellt einen kritischen Vorgang in der Funktionsweise der reversiblen Festoxidzelle dar, da dabei die Betriebsrichtung der Zelle von der Energieerzeugung zur Energiespeicherung wechselt. In diesem Prozess wird chemische Energie, die zuvor in der Brennstoffzelle zur Stromerzeugung genutzt wurde, in elektrische Energie umgewandelt, um Wasser zu spalten und Wasserstoff zu erzeugen. Die Stabilität und Effizienz dieser Umschaltung sind entscheidend für die Gesamtleistung des Systems, da dabei zahlreiche Parameter wie Temperatur, Druck und elektrische Größen in kurzer Zeit angepasst werden müssen.

Bei der Umschaltung von Brennstoffzellen- auf Elektrolysebetrieb müssen insbesondere der Strom und die Spannung sorgfältig überwacht und reguliert werden, da die Ströme im Elektrolysemodus in die entgegengesetzte Richtung fließen. Gleichzeitig müssen die Gasströme der beteiligten Medien – Wasserstoff, Sauerstoff, Dampf und Luft – dynamisch angepasst werden, um den neuen Betriebsanforderungen gerecht zu werden. Der Übergang zwischen den Betriebsmodi birgt potenzielle Risiken, wie zum Beispiel Spannungsspitzen, thermische Überlastungen oder unerwünschte Druckunterschiede, die das System destabilisieren könnten.

Von zentraler Bedeutung ist dabei die Kontrolle der thermischen Stabilität. Da die Reaktionen in beiden Modi bei hohen Temperaturen ablaufen, ist es wichtig, während der Umschaltung die Temperatur innerhalb des Stacks homogen zu halten, um thermische Spannungen und mechanische Belastungen zu vermeiden. Auch die Druckverhältnisse zwischen Anode, Kathode und Umgebung müssen streng kontrolliert werden, da abrupte Druckänderungen die Zellstruktur belasten und die Dichtheit des Systems gefährden könnten.

In der folgenden Auswertung wird der Umschaltvorgang zwischen Brennstoffzellen- und Elektrolysebetrieb anhand eines spezifischen Testlaufs analysiert. Es werden die zeitlichen Verläufe der wesentlichen elektrischen und thermischen Parameter sowie der Gaszusammensetzungen betrachtet, um die Effizienz und Stabilität des Umschaltprozesses zu bewerten. Die Ergebnisse geben Aufschluss darüber, wie gut das System auf dynamische Änderungen reagiert und wie der Betrieb für künftige Anwendungen weiter optimiert werden kann.

Im obersten Subplot ist der Stromverlauf (I<sub>Estorg</sub>) während des Umschaltens zu sehen. Vor der Umschaltung befindet sich der Strom im positiven Bereich bei 35 A, was den Brennstoffzellenbetrieb widerspiegelt. Nach der Umschaltung auf den Elektrolysebetrieb sinkt der Strom auf negative Werte von -50 A an, was auf den Energieverbrauch im Elektrolysemodus hinweist. Des Weiteren ist die Gesamtspannung (U<sub>tot</sub>) des Systems abgebildet. Im Brennstoffzellenmodus liegt die Spannung vor der Umschaltung bei 145 V. Nach dem Wechsel zum Elektrolysebetrieb steigt die Spannung auf etwa 231 V an, um den Energiebedarf für die Elektrolyse zu decken.

Der zweiten Subplot zeigt die Spannungen der einzelnen Stack-Pakete. Nach der Umschaltung steigen die Spannungen deutlich an und bewegen sich im Bereich von 25,5 V.

Der dritte Subplot zeigt die Gaskonzentrationsdaten in Prozent. Während des Brennstoffzellenbetriebs ist der Wert stabil, bevor er während des Umschaltens starke Schwankungen zeigt. Im Brennstoffzellenbetrieb beträgt die Wasserdampfkonzentration 29,4 %, die Wasserstoffkonzentration 10,0 % und die Stickstoffkonzentration 60,4 %. Während des Umschaltvorgangs liegen starke Schwankungen der Gaszusammensetzung vor. Im Elektrolysemodus nach der Umschaltung beträgt die

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Wasserdampfkonzentration 9,5 %, die Wasserstoffkonzentration 36,7 % und die Stickstoffkonzentration 53,8 %.

Im letzten Subplot sind die Volumenströme dargestellt. Die Volumenströme des Dampfes, des Wasserstoffs und des Stickstoffs verändern sich deutlich während des Umschaltens. Der Luftvolumenstrom bleibt mit 33800 NL/h konstant.

Vor der Umschaltung liegt der Wasserdampf-Volumenstrom bei 6,3 NL/h und steigt nach der Umschaltung auf 5104,6 NL/h an. Der Wasserstoff-Volumenstrom beträgt vor der Umschaltung 3527,2 NL/h und nach der Umschaltung 1237,5 NL/h. Der Stickstoff-Volumenstrom verändert sich von 5286,1 NL/h auf 7498,1 NL/h.

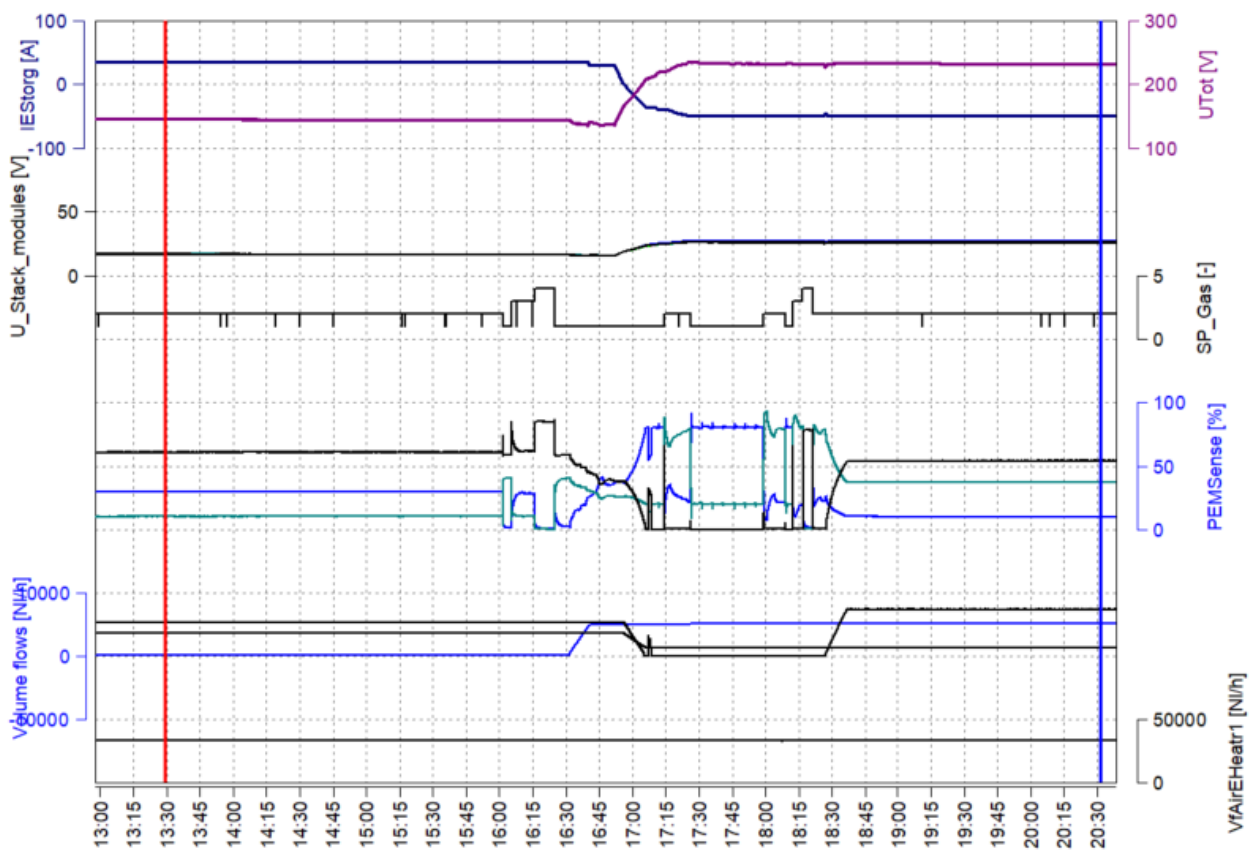


Abbildung 72: Umschaltung: Spannungen und Ausgangsgaskonzentration

Im obersten Subplot werden der Stromverlauf sowie der Spannungsverlauf dargestellt.

Der zweite Subplot zeigt die Fuel Inlet-Temperatur (TFuStackUs) in Blau. Vor der Umschaltung liegt die Temperatur stabil bei 700 °C und steigt nachdem Schwankungen nach der Umschaltung auftraten auf den stabilen Wert von 750 °C.

Im dritten Subplot ist die Stack-Temperatur (TStack) zu sehen, die im Brennstoffzellenmodus vor der Umschaltung bei 843 °C liegt. Nach der Umschaltung sinkt diese Temperatur auf etwa 762 °C, was auf die geänderte Wärmeentwicklung im Elektrolysebetrieb zurückzuführen ist.

Im vierten Subplot ist die Air Inlet-Temperatur (TAirStackUs) in Rot dargestellt. Diese Temperatur liegt vor der Umschaltung bei 600 °C und steigt nach der Umschaltung an, stabilisiert sich dann bei 770 °C. Die Air Outlet-Temperatur beläuft sich vor der Umschaltung auf 777 °C und sinkt danach auf 744 °C ab.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

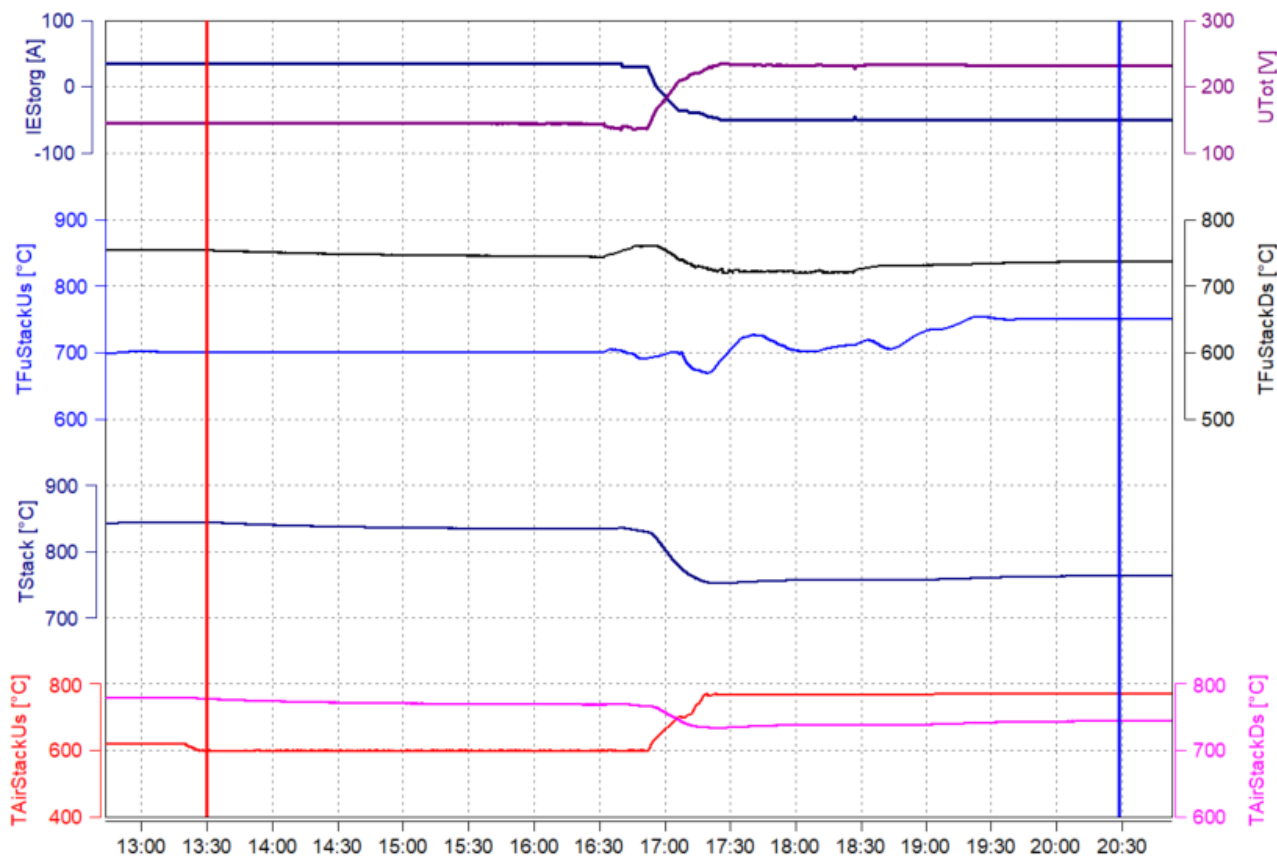


Abbildung 73: Umschaltung: Temperaturen

Im obersten Subplot sind der Verlauf des Stroms und der Spannung dargestellt.

Dem zweiten Subplot sind die Durchflüsse erneut zu entnehmen.

Vor der Umschaltung wird am Air Inlet ein Druck von 4,8 mbar und am Fuel Inlet ein Druck von 0,2 mbar gemessen. Der Druckverlust über den Stack ist auf der Brennstoffseite mit 5,5 mbar und auf der Luftseite mit 18,4 mbar zu verzeichnen. Nach der Umschaltung verändern sich diese Werte auf 6,3 mbar am Air Inlet und 1,5 mbar am Fuel Inlet, wobei entsprechende Druckverluste auf beiden Seiten zu verzeichnen sind.

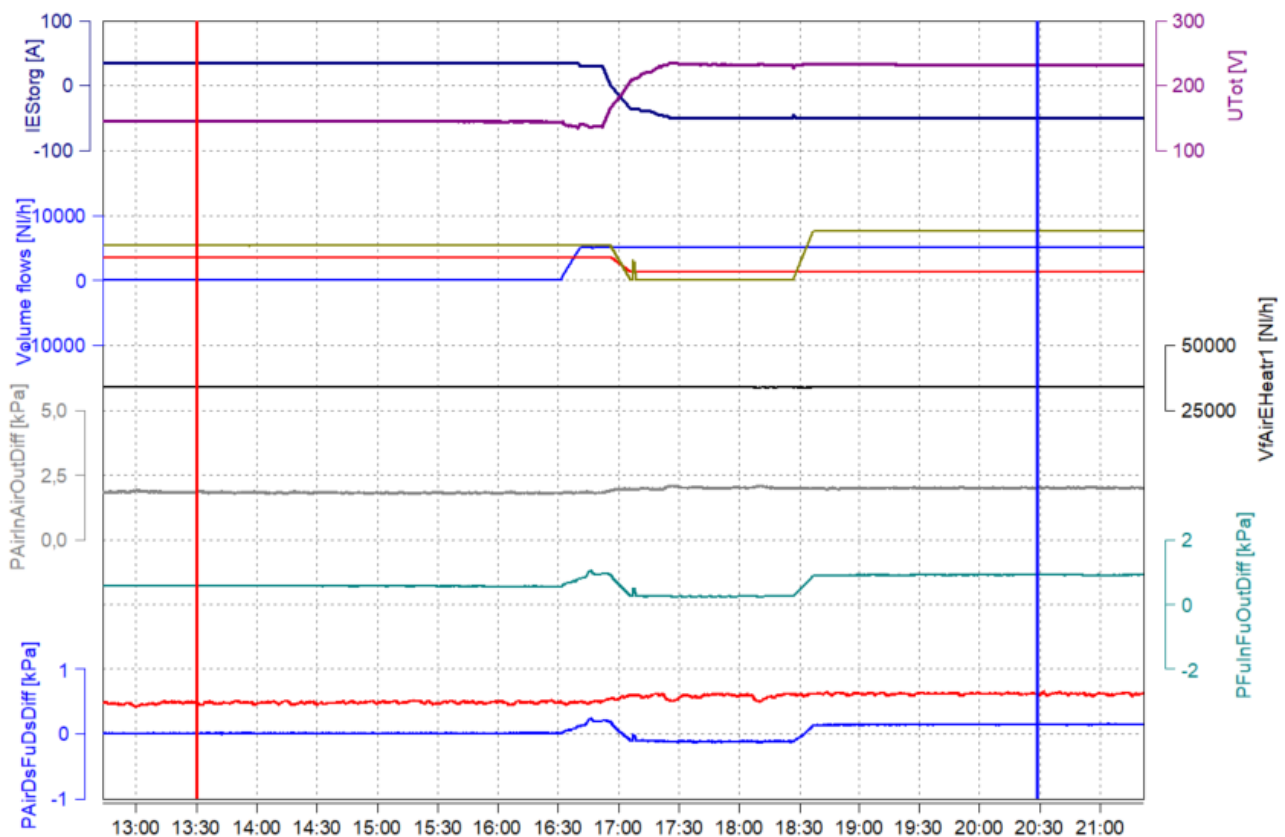


Abbildung 74: Umschaltung: Druckübersicht

## 4.4 Technoökonomische Bewertung

### 4.4.1 Lernkurven und Skaleneffekte

Eine isolierte Betrachtung der Kosteneffekte, die sich durch technologisches Lernen für die rSOC-Technologie ergeben könnten, zeigt, dass Spillover-Effekte aus der gleichzeitigen Verwendung einzelner Anlagenkomponenten in anderen Technologien einen wesentlichen Einfluss haben können. Wie in Abbildung 75 gezeigt, ist bei einer direkten und alleinigen Abhängigkeit der Lerneffekte der Module Stack, Gaskonditionierung, und Balance of Plant („direct: Gas Cond., BoP, Stack“) von der zukünftigen Produktion von rSOC-Systemen bis 2050 nur mit moderaten Kostenreduktionen von etwa 45 % zu rechnen.<sup>1</sup> Auch die Berücksichtigung potenzieller Spillover-Effekte für den Stack aus der Anwendung in Festoxid-Elektrolysesystemen („direct: Gas Cond., BoP“) hat hier eher geringen Einfluss, was einerseits auf den geringen Marktanteil der SOEC im Elektrolysebereich, sowie den insgesamt eher geringen Kostenanteil des Stacks an den Gesamtsystemkosten zurückzuführen ist. Wesentlich größer ist hier der Einfluss potenzieller Spillover-Effekten im Bereich der peripheren Systemkomponenten („direct: Gas Cond.“) aus dem Elektrolysebereich. Unter Berücksichtigung aller potenziellen Spillover-Effekte („all independent“) werden die möglichen Kostenreduktionen durch technologisches Lernen bis 2050 mit bis zu 60% abgeschätzt. Die genannten Effekte spiegeln sich aufgrund der dynamischen Betrachtung der Kostenstruktur auch in der Gesamtlernrate des rSOC-Systems wider (siehe Abbildung 75 rechts).

<sup>1</sup> Für das Modul der Leistungselektronik („Electronics AC-DC-AC“) wird immer von einem gemeinsamen technologischen Lernen über alle Elektrolyse- und Brennstoffzellentechnologien ausgegangen.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

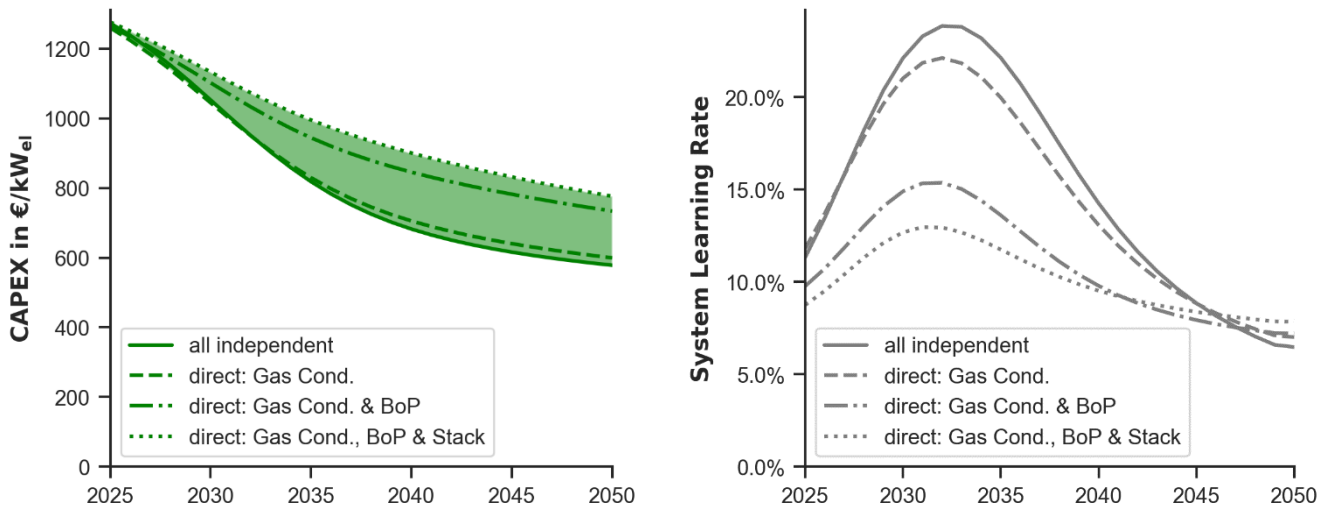


Abbildung 75: Abgeschätzte Kostenentwicklung für die rSOC-Technologie bei unterschiedlicher Berücksichtigung von Spillover-Effekten aus anderen Technologieverwendungen. Links: Entwicklung der spezifischen Systemkosten des 200 kW Referenzsystems; rechts: Entwicklung der Gesamtlehrerate des Systems im Zuge der Kostenentwicklung

Bei der zusätzlichen Betrachtung der Kosteneffekte, die sich aus einer Variation der individuellen Anlagen ergeben wurden relevante Systemgrößen im Bereich von 25 kW bis 10 MW untersucht um damit sowohl den Einsatz in Gebäuden, als auch die untersuchten Industrieszenarien abzudecken. Die maximale Stackgröße wurde mit 1 MW limitiert. Wie in Abbildung 76 deutlich zu sehen, ist, ausgehend vom Referenzsystem mit einer Kapazität von 200 kW, bei einer Reduktion der Anlagengröße mit einer deutlichen Steigerung der Systemkosten zu rechnen. Bei einer Systemleistung von 25 kW ist demnach mit rund 80 % höheren Kosten zu rechnen. Bei einer Erhöhung der Kapazität ist hingegen mit einer deutlichen Reduktion der spezifischen Systemkosten zu rechnen, wobei diese bis zur maximalen Stackkapazität von 1 MW mit rund 30 % am deutlichsten ist. Darüber hinaus ist das weitere Reduktionspotenzial eher gering und womit die Kosten für ein 10 MW System etwa 40 % unter jenen des 200 kW Referenzsystems liegen.

In Verbindung mit den Kosteneffekten aus dem technologischen Lernen ist demnach langfristig für entsprechende Implementierungen im industriellen Maßstab mit deutlichen Kostenreduktionen zu rechnen. Je nach Ausprägung der Spillover-Effekte aus anderen Technologien liegen die Kostenreduktionspotenziale bis 2050 für Systeme im Multi-MW-Maßstab gegenüber dem Referenzsystem bei 65–80 %. Zudem überwiegen, abgesehen von den Szenarien mit sehr geringen Spillover-Effekten, die Kostenreduktionen durch technologisches Lernen jene Steigerungen der spezifischen Systemkosten, die durch ein signifikantes Downscaling entstehen würden, deutlich. Ausgehend von aktuell relevanten Systemgrößen stationärer Brennstoffzellensysteme im Bereich von 10 kW elektrischer Leistung (entspricht 30 kW Elektrolyse), sind die gezeigten Reduktionspotenziale für eine industrielle Umsetzung entsprechend deutlich höher einzustufen.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Die beschriebenen Leistungen beziehen sich, wenn nicht anders genannt, auf die elektrische Leistung im Elektrolysebetrieb. Die elektrische Leistung im Brennstoffzellenbetrieb (bei gleichem Stack) liegt demgegenüber bei etwa einem Drittel.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

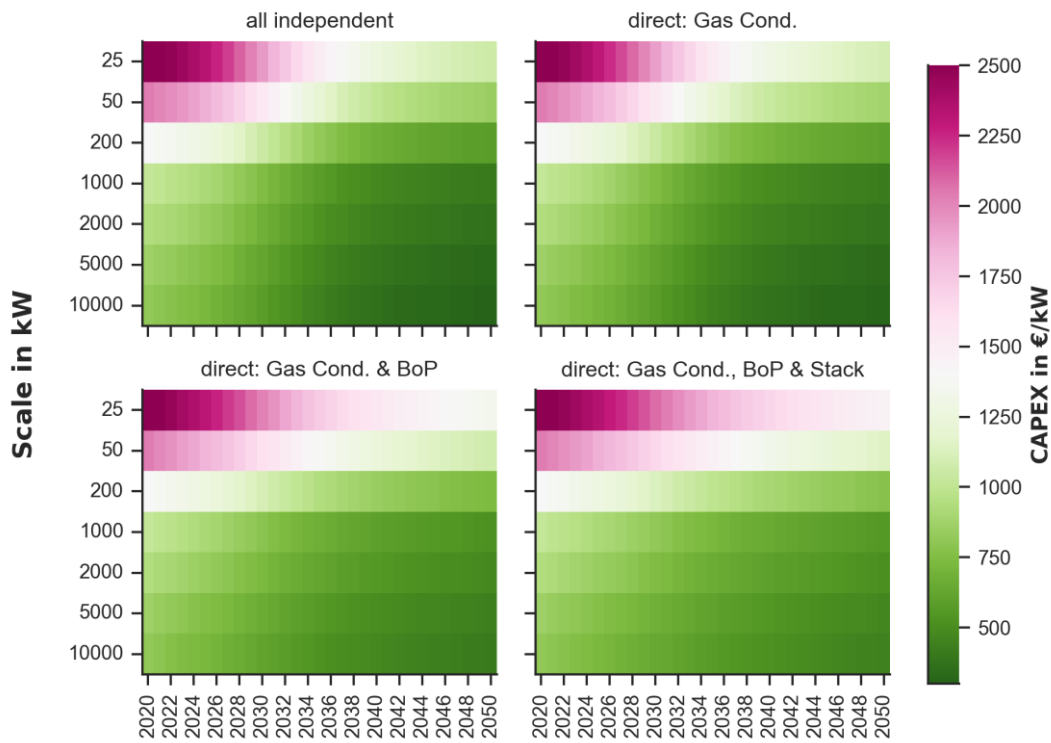


Abbildung 76: Abhängigkeit der rSOC-Systemkosten von technologischem Lernen und Upscaling für unterschiedliche Berücksichtigung der Spillover-Effekte

## 4.5 Makroökonomisches Assessment

Die Ergebnisse der makroökonomischen Simulationen sind für alle vier Szenarien dargestellt. Basierend auf den Ergebnissen der ex-ante Simulationsanalysen können positive Effekte auf die österreichische Volkswirtschaft durch den Bau und Betrieb von reversiblen Brennstoffzellen festgestellt werden. Für den Zeitraum 2025-2035 ergeben sich im ersten und vierten Szenario zusätzliche Effekte auf das BIP von 12,8 bzw. 11,2 Mio. €, auf die Investitionen von 6,7 bzw. 6,1 Mio. € und auf den privaten Konsum von 4,5 bzw. 3,9 Mio. €. Im zweiten und dritten Szenario ergeben sich positive Effekte auf das BIP von 13,1 bzw. 13,2 Mio. €, auf die Investitionen von 6,8 bzw. 6,9 Mio. € und auf den privaten Konsum von jeweils 4,7 Mio. €. Die Nettoexporte steigen im Durchschnitt um 1,3–1,7 Mio. € pro Jahr. Tabelle 9 zeigt die durchschnittlichen positiven Effekte auf das BIP, die Investitionen, den privaten Konsum und die Nettoexporte für jedes Jahr.

Tabelle 9: Durchschnittlicher zusätzlicher Effekt je Szenario auf das BIP, die Investitionen, den privaten Konsum und auf die Nettoexporte. Anmerkungen: Die Ergebnisse umfassen direkte und induzierte Effekte. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von MOVE2social.

		Szenario 1: H2_c0	Szenario 2: H2_c2	Szenario 3: CH4_c0	Szenario 4: CH4_c2
Δ BIP	Mio. €	12,8	13,1	13,2	11,2
Δ Investitionen	Mio. €	6,7	6,8	6,9	6,1
Δ privater Konsum	Mio. €	4,5	4,7	4,7	3,9
Δ Nettoexporte	Mio. €	1,6	1,6	1,7	1,3

Die positiven Effekte sind hauptsächlich auf die folgenden allgemeinen Treiber zurückzuführen:

- Impulse der Investitionen durch den Bau der reversiblen Brennstoffzellen;



- Absinken der Erdgasimporte durch die Produktion von Wasserstoff mit der reversiblen Brennstoffzelle und dadurch entsprechend positive Effekte auf die Handelsbilanz / Nettoexporte, welche die negativen Effekte übersteigen;
- Multiplikatoreffekte.

Letztere beruhen auf dem Anstieg der Wirtschaftsleistung. Infolge der Produktionssteigerung löst der Anstieg des BIP eine Ausweitung der Investitionstätigkeit aus. Die positiven Einkommenseffekte im Rahmen des Beschäftigungszuwachses führen zu einem weiteren Anstieg der Konsumausgaben der privaten Haushalte.

### 4.5.1 Investitionen

Ein Anteil von 61% der Gesamtinvestitionen in reversible Brennstoffzellen wirkt sich als zusätzliche Bruttowertschöpfung positiv auf die österreichische Volkswirtschaft aus. Die restlichen 39% der Gesamtinvestitionen werden im Ausland wirksam. Abbildung 77 zeigt den zusätzlichen Effekt auf die Investitionen für alle vier Szenarien. Im Durchschnitt steigen die zusätzlichen positiven Auswirkungen auf die Investitionen zwischen 2025 und 2035 um 6,6 bis 6,9 Mio. € pro Jahr. Die zusätzlichen Effekte der Investitionen, einschließlich der Mehrrundeneffekte aufgrund des Wirtschaftswachstums, steigen in allen vier Szenarien von 2,5 Mio. € im Jahr 2025 auf gerundet 13 Mio. € im Jahr 2029. Bis 2031 flacht der positive Effekt der zusätzlich wirksam werdenden Investitionen ab, steigt bis 2034 an und flacht dann wieder ab. Szenario 1 (H2\_c0) und Szenario 4 (CH4\_c2) weisen mit 7,2 Mio. € bzw. 7,1 Mio. € einen ähnlich hohen Anstieg auf. Szenario 2 (H2\_c2) sowie Szenario 3 (CH4\_c0) steigen auf 7,6 Mio. € bzw. 7,7 Mio. € im Jahr 2034 an.

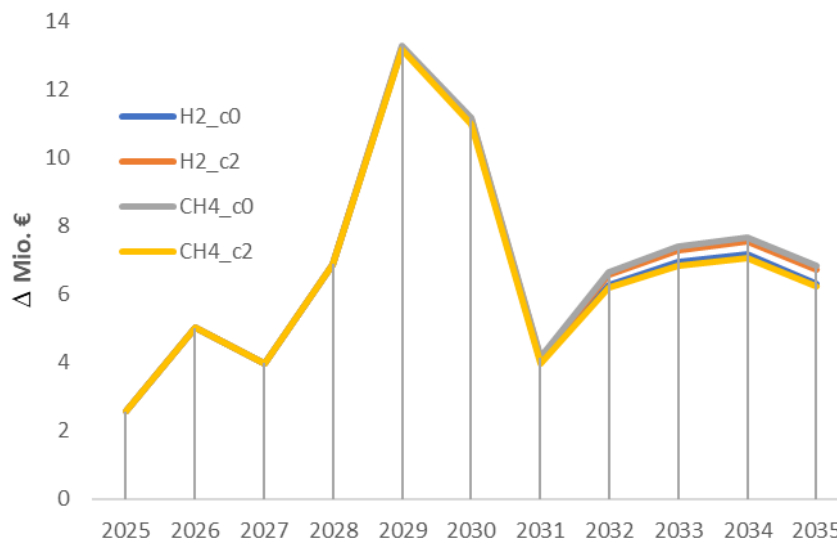


Abbildung 77: Zusätzlicher Effekt auf die Investitionen. Anmerkungen: Die Ergebnisse umfassen direkte und induzierte Effekte. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von MOVE2social.

### 4.5.2 Privater Konsum

Die makroökonomische Analyse zeigt, dass der Verbrauch der privaten Haushalte im ersten (H2\_c0) und vierten Szenario (CH4\_c2) um durchschnittlich 4,5 Mio. € und im zweiten (H2\_c2) und dritten Szenario (CH4\_c0) um durchschnittlich 4,7 Mio. € steigt. Die Veränderung des privaten Konsums steigt bis 2031 kontinuierlich an. Im ersten und vierten Szenario beträgt der zusätzliche Effekt 7,3 Mio. € bzw. 7,2 Mio. €, im zweiten und dritten Szenario 7,5 Mio. € bzw. 7,6 Mio. €. Der Anstieg des privaten Konsums beruht im

Wesentlichen auf induzierten Effekten. Die höhere Wirtschaftsleistung führt zu mehr Beschäftigung. Dies führt zu höheren Einkommen, die wiederum den Konsum erhöhen. In Abbildung 78 sind die zusätzlichen Effekte auf den privaten Konsum für alle vier Szenarien dargestellt.

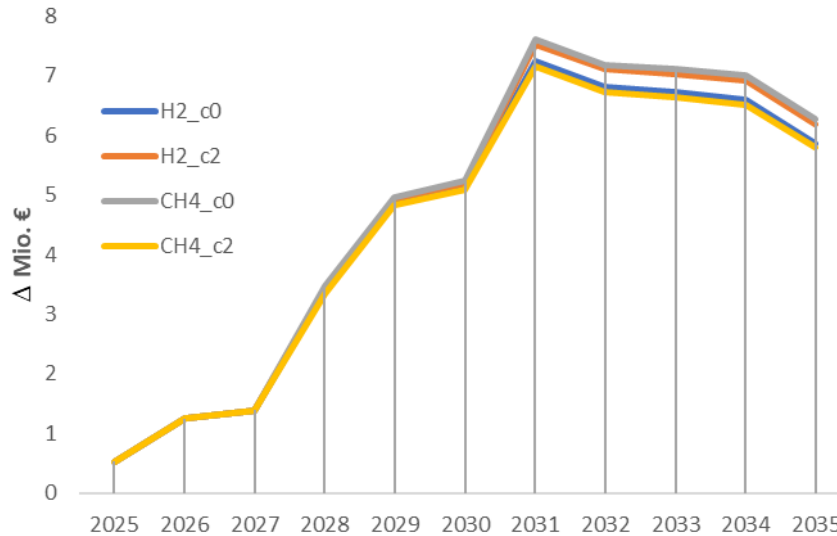


Abbildung 78: Zusätzlicher Effekt auf den privaten Konsum. Anmerkungen: Die Ergebnisse umfassen direkte und induzierte Effekte. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von MOVE2social.

### 4.5.3 Nettoexporte

Der zusätzliche Effekt auf die Nettoexporte ist zunächst negativ. Das Jahr 2029 markiert jedoch den Wendepunkt, an dem sich die negativen Exporte in positive Nettoexporte verwandeln. Ab 2029 ist der Effekt für alle vier Szenarien stark positiv und erreicht im Jahr 2031 3,4 Mio. €. Danach flacht der Effekt leicht ab und steigt ab 2032 wieder an. Szenario 1 (H2\_c0) und Szenario 4 (CH4\_c2) weisen mit 4,3 Mio. € bzw. 4,2 Mio. € einen ähnlich hohen Anstieg auf. Szenario 2 (H2\_c2) und Szenario 3 (CH4\_c0) steigen auf 4,5 Mio. € bzw. 4,6 Mio. € im Jahr 2035 an. Hauptgrund für diese Entwicklungen ist die Substitution von importiertem Erdgas durch die Wasserstoffproduktion. Abbildung 79 stellt die zusätzlichen Effekte auf die Nettoexporte aller vier Szenarien dar.

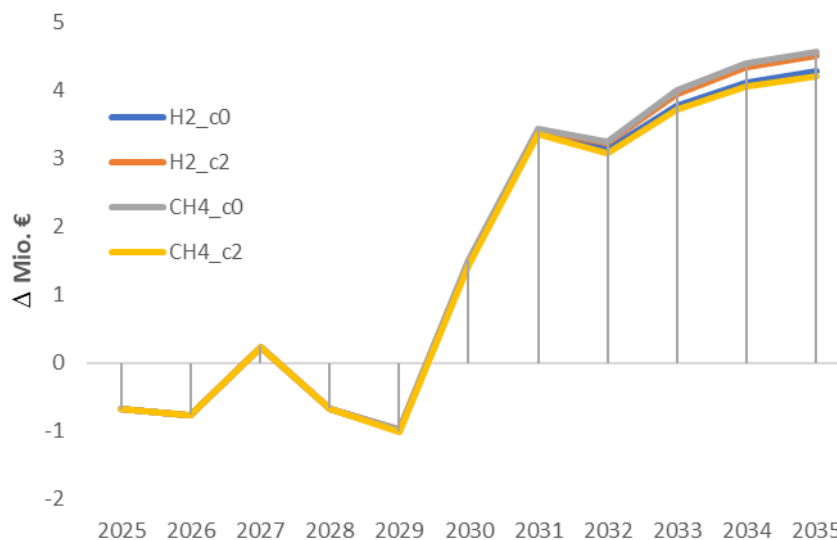


Abbildung 79: Zusätzlicher Effekt auf die Nettoexporte. Anmerkungen: Die Ergebnisse umfassen direkte und induzierte Effekte. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von MOVE2social.

## 4.5.4 BIP

Das BIP ist die Summe aus privatem Konsum, Staatsausgaben, Investitionen und Exporten abzüglich Importen. In Abbildung 80 sind die zusätzlichen Effekte auf das BIP für alle vier Szenarien dargestellt. Der zusätzliche positive Effekt auf das BIP steigt bis 2030 auf 17,5 - 17,9 Mio. € in den verschiedenen Szenarien. Danach flachen die zusätzlichen Effekte bis 2031 ab, steigen dann wieder leicht an und flachen bis 2035 wieder ab. Das zweite (H2\_c2) und dritte (CH4\_c0) Szenario weisen im Vergleich zum ersten (H2\_c0) und vierten (CH4\_c2) Szenario höhere zusätzliche Effekte auf. Im Jahr 2034 erreichen das zweite und dritte Szenario mit 18,8 Mio. € bzw. 19 Mio. € zusätzliche Effekte auf das BIP ihren Höhepunkt. Das erste und vierte Szenario erreichen im Jahr 2034 einen Anstieg auf 17,9 Mio. € bzw. 17,6 Mio. €.

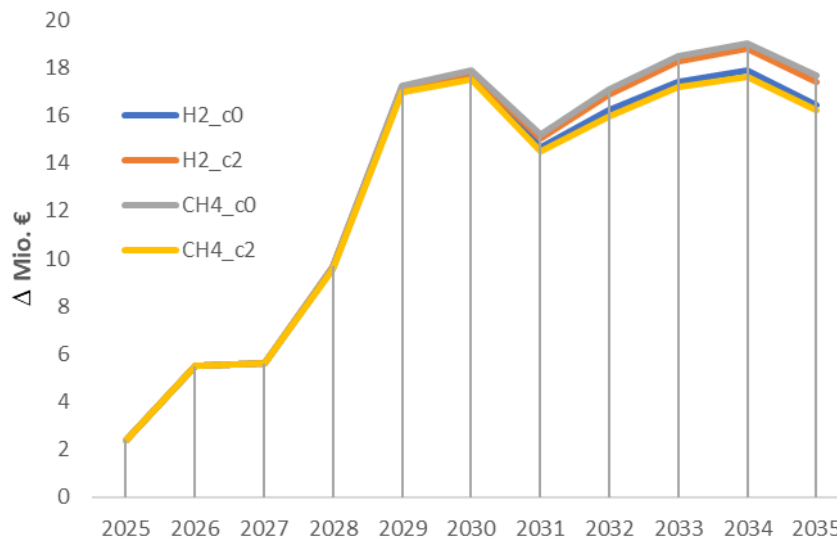


Abbildung 80: Zusätzlicher Effekt auf das BIP. Anmerkungen: Die Ergebnisse umfassen direkte und induzierte Effekte. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von MOVE2social.

Am Beispiel des zweiten Szenarios wird gezeigt, wie sich die Substitution von Erdgas durch die Erzeugung von Wasserstoff auswirkt. Dies führt zu einer Reduktion des Zukaufs von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten. Das eingesparte Geld wird zusätzlich für andere Investitionen im Energiebereich verwendet und wirkt sich somit positiv auf das BIP aus. Durch den Betrieb der reversiblen Brennstoffzellen wird Wasserstoff erzeugt, der in gleichem Maße Erdgasimporte reduziert. Im Jahr 2028, mit Inbetriebnahme der ersten Brennstoffzelle, beträgt der positive Effekt 0,26 Mio. €. Der Effekt steigt kontinuierlich bis 2035 mit einem positiven Effekt von 5,35 Mio. € durch eingesparte CO<sub>2</sub>-Zertifikate. In Abbildung 81 wird der zusätzlich positive Effekt auf das BIP durch die Einsparung des Kaufs von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten gezeigt.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

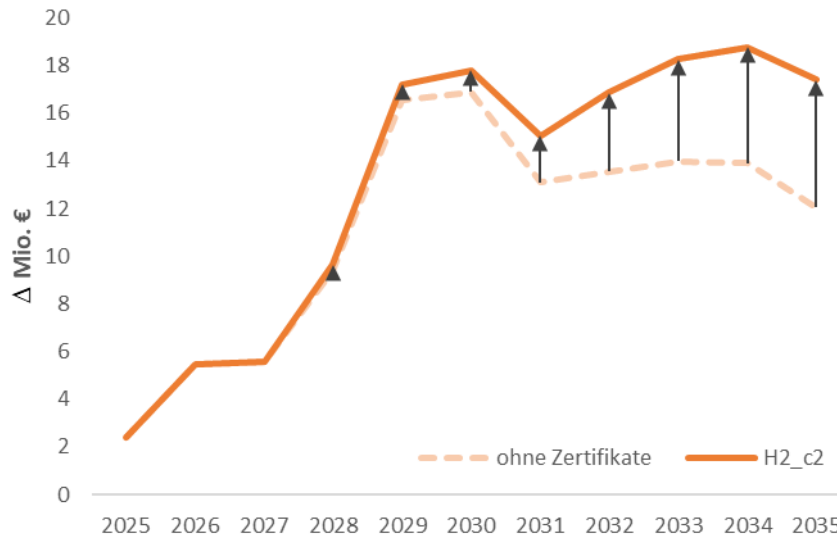
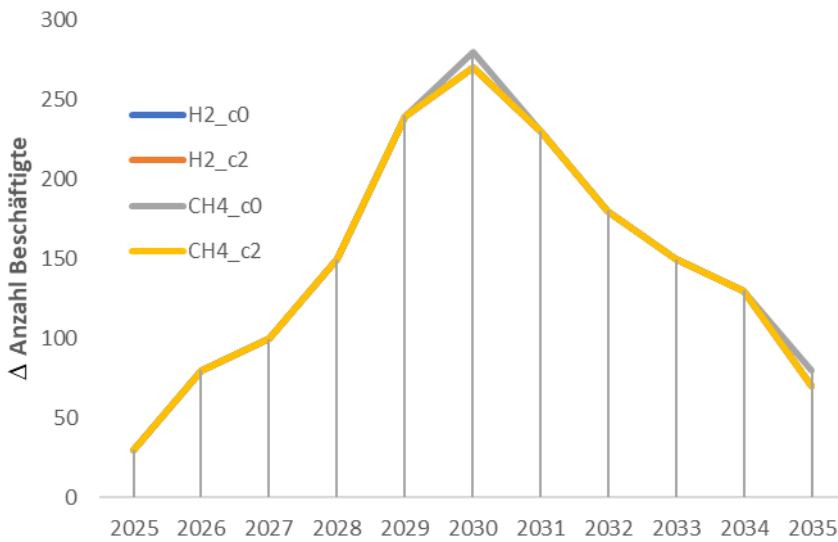


Abbildung 81: Effekt durch die Einsparung von CO2-Zertifikaten. Anmerkungen: Die Ergebnisse umfassen direkte und induzierte Effekte. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von MOVE2social.

## 4.5.5 Beschäftigungseffekte

Darüber hinaus haben die Investitionen einen erheblichen Einfluss auf die zukünftigen Produktionsmöglichkeiten in Österreich, wodurch zusätzliche Arbeitsplätze geschaffen werden. Abbildung 82 zeigt den Anstieg an Beschäftigten für alle vier Szenarien je Jahr. Das Wirtschaftswachstum führt wiederum zu zusätzlichen Investitionen und Konsum und damit zu positiven induzierten Beschäftigungseffekten. Die Beschäftigung steigt in allen vier Szenarien um durchschnittlich 150 Personen pro Jahr.



Durchschnittliche Werte (Ø <sub>2025-2035</sub> )	
Verteilung zusätzlicher Beschäftigter	
nach Einkommensklasse	
0 – 30,000 €	20%
30,000-60,000 €	75%
> 60,000 €	5%
nach Geschlecht	
weiblich	48%
männlich	52%
nach Alter	
16-25 Jahre	16%
26-35 Jahre	20%
36-45 Jahre	31%
46-55 Jahre	26%
56-65 Jahre	8%

Abbildung 82: Zusätzlicher Effekt auf die Beschäftigung. Anmerkungen: Die Ergebnisse umfassen direkte und induzierte Effekte. Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von MOVE2social.

Neben der ökonomischen Effizienz und der ökologischen Effektivität sind auch sozioökonomisch bevorzugte bzw. nicht regressive Verteilungseffekte zu berücksichtigen. Auf Basis des Moduls MOVE2social können die Auswirkungen der Energie- und Klimapolitik für Österreich aus sozioökonomischer Sicht dargestellt werden in Bezug auf die zusätzliche Beschäftigung nach (i) Einkommensklasse, (ii) Geschlecht und (iii) Alter.

Am Beispiel des zweiten Szenarios werden die Ergebnisse der sozioökonomischen Bewertung dargestellt. Der Anteil der männlichen Beschäftigten liegt im Durchschnitt bei 52%, d.h. es wird nahezu Geschlechtsneutralität erreicht. Die Mehrheit der zusätzlichen Arbeitskräfte ist zwischen 26 und 55 Jahre alt. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass im Rahmen der durchschnittlichen zusätzlichen Beschäftigung pro Jahr etwa drei Viertel der zusätzlich Beschäftigten ein Einkommen zwischen 30.000 und 60.000 € erzielen.

## 4.6 Sozio-technische Implikationen

Aus der sozio-technischen Analyse der rSOC-Technologie und deren Implementierung im zukünftigen Energiesystem im Kontext eines verstärkten Einsatzes von Wasserstoff konnten folgende Ableitungen zu Maßnahmen und Handlungsempfehlungen zur Steigerung der sozialen Akzeptanz getroffen werden.

### 4.6.1 Gesellschaftliche Akzeptanz

- Eine klare Kommunikationsstrategie für die Öffentlichkeit, aber auch für Unternehmen, um sie mit den Wasserstofftechnologien und den sicheren Prozessen sowie dem hohen TRL-Wert von z.B. Wasserstofftankstellen vertraut zu machen, um die allgemeine Akzeptanz weiter zu erhöhen. Aufgrund des unzureichenden Verständnisses der Wasserstoffenergie wurde diese lange Zeit als gefährlich angesehen. Daher kann die Sicherheit und das Wissen über die Technologie als einer der Schlüsselfaktoren für die gesellschaftliche und öffentliche Akzeptanz angesehen werden.
- Durch internationale Zusammenarbeit und Harmonisierung müssen hohe Sicherheitsstandards festgelegt werden, um die Akzeptanz dieser Technologie in der Öffentlichkeit zu erhöhen.
- Gezielte Information potenzieller künftiger Nutzer, Nachbarn oder Betroffene eines entsprechenden Systems über dessen Funktionsweise, die allgemeine Natur des Wasserstoffs, verschiedene Vorteile und die Sicherheit vor Baumaßnahmen, da die Akzeptanz von der Entfernung abhängt. Spezielle Strategien und Möglichkeiten für ein direktes Stakeholder-Feedback sind eine Lösung, um Nachbarn sowie Einwohner von Städten und Gemeinden zu informieren, bevor die Anlage an einem bestimmten Standort gebaut wird.
- Berücksichtigung möglicher Lärmbelästigung durch Kompressoren, Lichtemissionen und potenzielle Infrastrukturmaßnahmen zur systemischen Anbindung, vor der Festlegung eines bestimmten Standorts, um Probleme im Voraus zu vermeiden.

### 4.6.2 Kommunikation & Stakeholder Engagement

- Gezielte Information möglicher Kunden über verschiedene Kommunikationskanäle über die verschiedenen Vorteile des rSOC-Systems (Versorgungssicherheit, Flexibilität, geringer Integrationsaufwand, Befreiung von Einträgen & Gebühren, Integration des Anschlusskopfes in

andere Prozesse etc.), um zusätzliches Absatzpotenzial zu generieren und die gesamte nachhaltige Entwicklung zu unterstützen.

- Erstellung von Informationsmaterial und Anleitungen (Präsentationen, Folder, Flussdiagramme, etc.) für die gezielte Schulung der verschiedenen Nutzer des rSOC-Systems, um deren volle Sicherheit gewährleisten zu können. Im Allgemeinen kann Wasserstoff sicher verwendet werden, aber es sind ausgezeichnete Ausbildungen und Trainings für die Mitarbeiter erforderlich.
- Präsentation des rSOC-Systems als innovative, dezentrale Lösung für die Wasserstoffproduktion und -nutzung für verschiedene Anwendungsfälle in den verschiedenen bestehenden Wasserstoffallianzen auf nationaler, internationaler und globaler Ebene, um das Bewusstsein zu schärfen und Lösungen für die zukünftige Dekarbonisierung voranzutreiben, die in den Strategien und Programmen vertreten sind.

### 4.7 Ökologische Bewertung

Für den dynamischen Energiemodellierungsansatz wurden die Energieerzeugungskapazitäten 2019 unter Berücksichtigung der ÖNIP Ausbauziele 2030 bzw. 2040 als Randbedingungen hochskaliert. In Abbildung 83 ist die prognostizierte und stündlich aufgelöste CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromproduktion für Österreich im Jahr 2040 dargestellt, welche analog für 2030 ausgewertet wurde. Die verwendeten ökologischen Fußabdrücke unterschiedlicher Erzeugungstechnologien zur Evaluierung stammen dabei aus den Datenbanken der verwendeten Software zur Lebenszyklusanalyse (LCA for experts by Sphera). Da für Österreich der zugrundeliegende spezifische CO<sub>2</sub> Fußabdruck von PV (29.7 gCO<sub>2</sub>eq.kWh) höher ist als der von Wasserkraftwerken (6.3 gCO<sub>2</sub>eq./kWh) ist, ergibt sich dadurch teilweise im Sommer ein höherer ökologischer Fußabdruck (hellblauer Bereich). Vor allem im Sommer wird jedoch der Überschussstrom aus netztechnischen und ökonomischen Gründen für die rSOC und H<sub>2</sub>-Erzeugung angewendet.

Für die tatsächliche Entwicklung des zukünftigen ökologischen Fußabdruckes in Österreich sind folgende Punkte zu beachten:

- Die Hintergrunddaten der verwendeten erneuerbaren Erzeugungstechnologien (aktuell nur gültig bis 2026) sind nicht dynamisch und somit für 2040 nicht repräsentativ. Der spezifische Fußabdruck von PV, Wind, etc. in gCO<sub>2</sub>/kWh wird auf Grund des technologischen Fortschritts, Hochskalierungen, etc. geringer prognostiziert.
- Die Entwicklung und Anwendung von Speichertechnologien zur Nutzung von nationalen Flexibilitäten.
- Zudem wird die Entwicklung der energetischen Importe/Exporte und der Gridmix (i.e. CO<sub>2</sub>-Intensität der Nachbarländer) einen Einfluss auf den schlussendlichen ökologischen Fußabdruck in Österreich haben.



# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

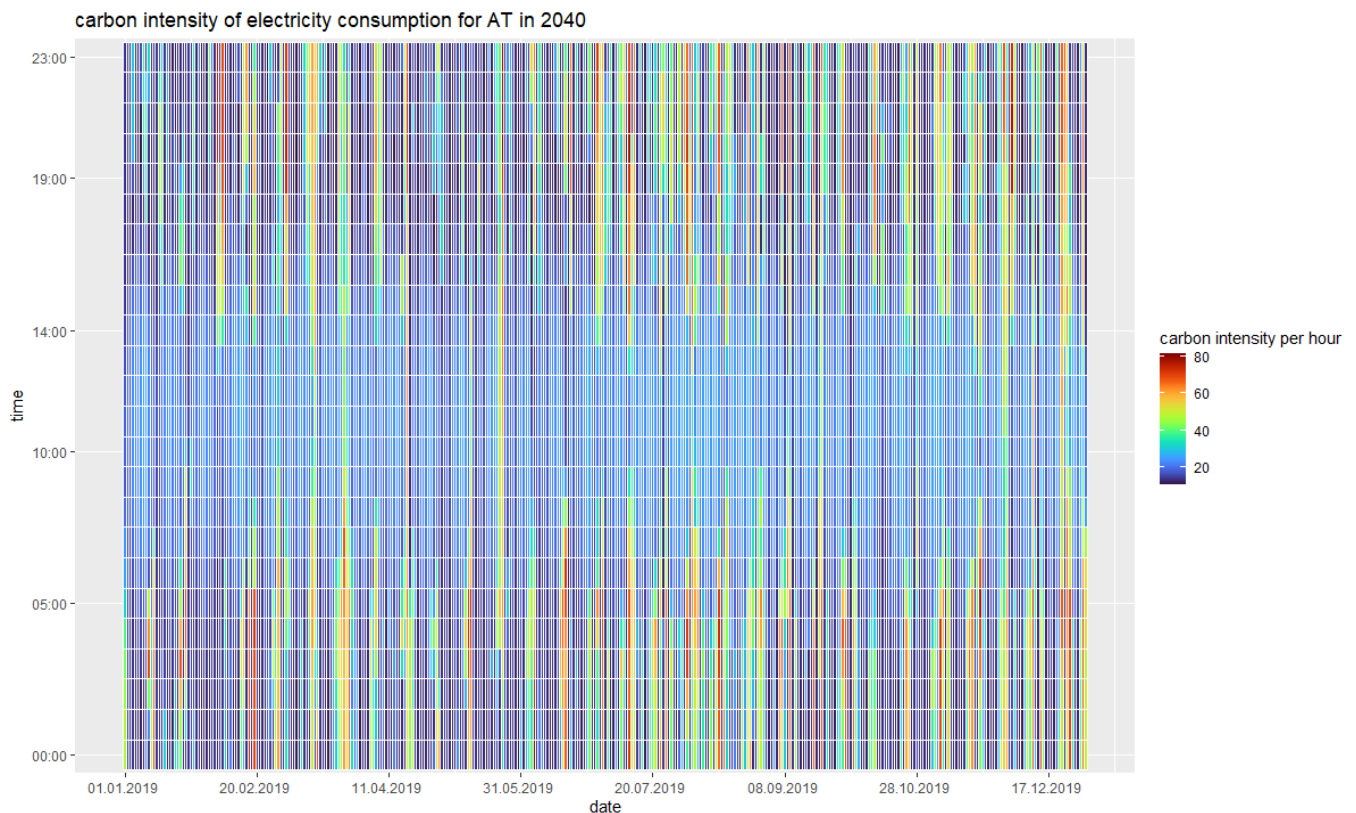


Abbildung 83: Prognostizierte und stündlich aufgelöste CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromproduktion für Österreich im Jahr 2040

Mit den erzeugten Emissionsprofilen 2030 bzw. 2040 und den simulierten Lastprofilen der beiden Industrie-Fallstudien (Brauerei und Glaserei) für 2030 bzw. 2050, wurde der realitätsgetreue ökologische Fußabdruck der H<sub>2</sub>-Erzeugung gemäß der Methodenbeschreibung bewertet. In Abbildung 84 sind die ökologischen Ergebnisse der ausgewerteten rSOC-Szenarien für die Brauerei und Glaserei, sowie relevante Benchmarks der H<sub>2</sub>-Erzeugung aus den Datenbanken der Software für Lebenszyklusanalysen (LCA for experts by Sphera) dargestellt. Bei den Benchmarks ist anzumerken, dass nur drei Prozesse eine aktuelle Gültigkeit zur Verwendung vorweisen (i.e. DE: Hydrogen (steam cracker), DE: Hydrogen (steam reforming natural gas), RER: Hydrogen (europipeline)), die anderen sind bereits ausgelaufen. In Abhängigkeit der Industrie und vom Szenario, wird für die entwickelten Szenarien ein ökologischer H<sub>2</sub>-Fußabdruck in der Herstellung von 22-34 gCO<sub>2</sub>/kWh prognostiziert. Gegenüber den Benchmarks DE: Hydrogen (steam cracker) oder DE: Hydrogen (steam reforming natural gas) ergeben sich somit Einsparpotenziale von bis zu 77% bzw. 93%. Der zukünftige H<sub>2</sub>-Fußabdruck wird somit wesentlich durch den Ausbau der Erzeugungskapazitäten und somit der Zusammensetzung des ökologischen Fußabdruckes der Stromproduktion, und durch die ökologisch günstige Betriebsweise bestimmt. Zudem ist anzumerken, dass geografische Unterschiede in der Energiebereitstellung das Ergebnis substantiell beeinflussen. Die Ergebnisse sind somit nur für das durch Wasserkraft geprägte Land Österreich heranzuziehen.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

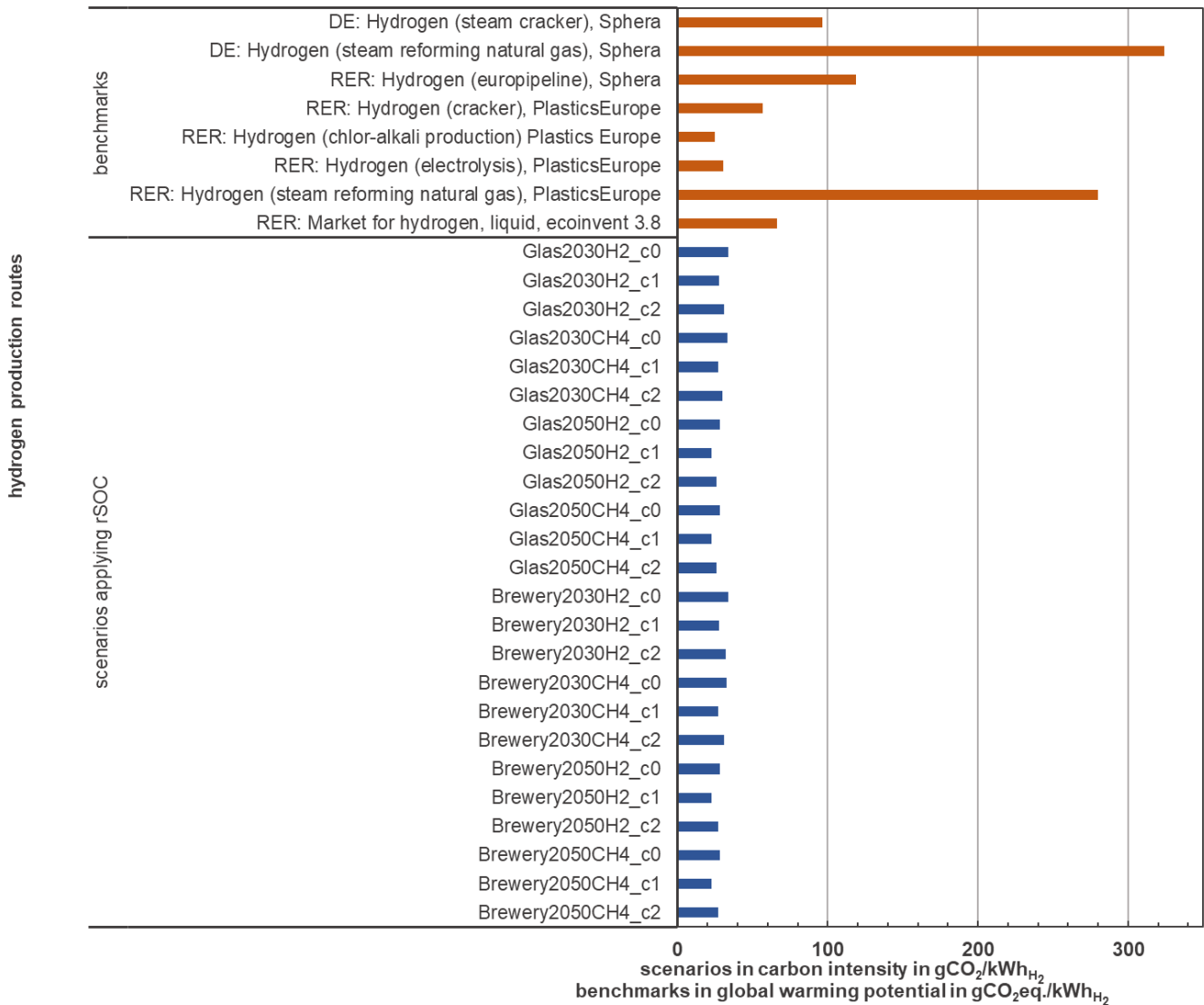


Abbildung 84: Dynamische ökologische Bewertung der Wasserstoffherzeugung

In den H<sub>2</sub>-Szenarien der Brauerei und Glaserei welche eine Kopplung an das Fernwärmesystem vorsehen (Szenarien mit dem Index c2), ergeben sich zusätzliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen infolge der Wärmenutzung für das Fernwärmenetz aus der Rückverstromung des erzeugten H<sub>2</sub>. Das Potenzial zur Emissionsminderung hängt dabei vom gewählten bzw. vorherrschenden Benchmark und Zeitrahmen (2030/2050) ab. Der aktuelle ökologische Fußabdruck für Wärme unterschiedlicher etablierter Erzeugungstechnologien ist in Abbildung 85 dargestellt.

# Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

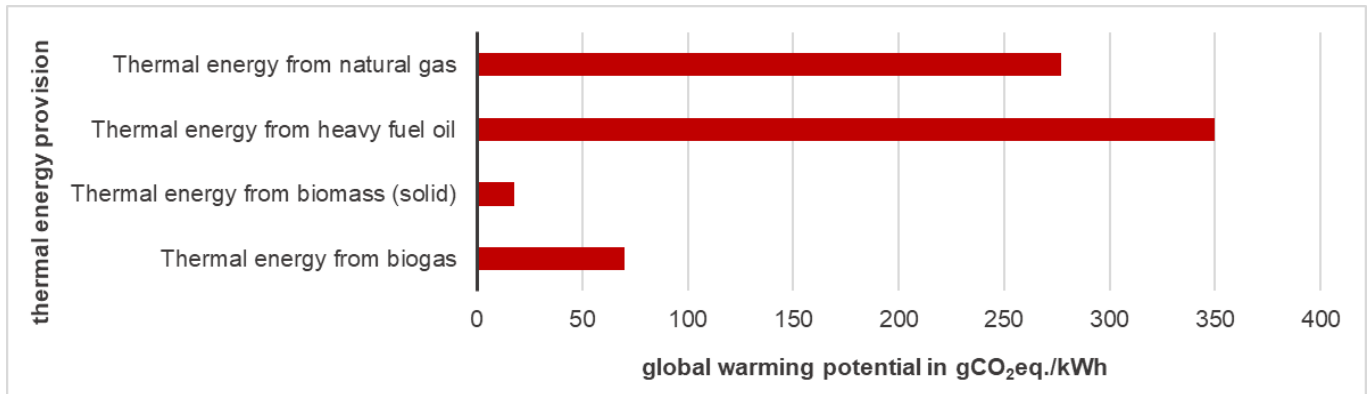


Abbildung 85: Benchmark Technologien der Wärmeversorgung (Quelle: Software LCA for experts by Sphera)

Durch die ökonomisch optimierte Simulation ergab sich nur für die Brauerei-Szenarien der Fall einer direkten Rückverstromung des erzeugten H<sub>2</sub>. In den Glaserei-Szenarien wird auch ein wesentlicher Anteil der Fernwärme durch die Abwärme aus der Rückverstromung gedeckt (bis zu 71.5%), der verwendete H<sub>2</sub> stammte hierbei allerdings aus dem bis dahin als verfügbar angenommenen H<sub>2</sub>-Netz. Wesentliche Faktoren für die potenziellen CO<sub>2</sub>-Einsparungen ergeben sich durch den Fernwärmebedarf und den Deckungsanteil über die rSOC, und natürlich dem zugrundeliegenden Benchmark der thermischen Energiebereitstellung. Unter Annahme einer Substituierung von thermischer Energie aus Erdgas, und dem ökologischen Fußabdruck der Wärmeerzeugung über die rSOC-Technologie inklusive zugehörigem H<sub>2</sub>-Fußabdruck des Szenarios, können potenziell für die Glaserei im Jahr 2050 bis zu 431 t CO<sub>2</sub> und für die Brauerei bis zu 623 t CO<sub>2</sub> eingespart werden. Hier ist aber natürlich anzumerken, dass die vorherrschende Energiesituation 2050 für die tatsächlichen Einsparungen relevant ist.

Tabelle 10: Analyse der Fernwärmekopplung durch rSOC und Ableitung potenzieller CO<sub>2</sub>-Einsparungen

Szenarien Fernwärmekopplung	Bedarf Fernwärme [MWh]	Deckung Fernwärme über rSOC [MWh]	Deckung Fernwärme durch rSOC [%]	Strom aus gespeicherter H <sub>2</sub> [MWh]	Potenzielle CO <sub>2</sub> -Einsparungen [t]
Glas2030H <sub>2</sub> _c2	2399,8	156,9	6,5%	0	39
Glas2050H <sub>2</sub> _c2	2399,8	1715,7	71,5%	0	431
Brewery2030H <sub>2</sub> _c2	9643,1	157,3	1,6%	46,0	30
Brewery2050H <sub>2</sub> _c2	9643,1	2531,7	26,3%	57,4	623

## 4.8 Rechtsanalyse

Im Rahmen der Rechtsanalyse wurden spezifische rechtliche Aspekte von Elektrolyseuren und der Wasserstoffproduktion analysiert. In diesem Zusammenhang enthielt insbesondere das Gesetzespaket zum Ausbau der erneuerbaren Energien einige neue Bestimmungen für „Power-to-Gas-Anlagen“ und erneuerbare Gase. Das Gesetzespaket zum Ausbau der erneuerbaren Energien wurde im Juli 2021

verabschiedet und führte zu einem das Gesetz zum Ausbau der erneuerbaren Energien (BGBl. Nr. 150/2021, geändert durch BGBl. Nr. 27/2024, im Folgenden EAG) neu ein und änderte in weiterer Folge auch neun bestehende Gesetze, darunter das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (BGBl. Nr. 107/2011, geändert durch BGBl. Nr. 145/2023, im Folgenden GWG 2011) und das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (BGBl. Nr. 110/2010, geändert durch BGBl. Nr. 145/2023, im Folgenden EIWOG 2010). Die neu geregelten Aspekte betreffen insbesondere Investitionszuschüsse, den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen, den zulässigen Anteil von Wasserstoff in den Erdgasleitungen, etc. Darüber hinaus wurden im GWG 2011 die Begriffe erneuerbarer Wasserstoff, erneuerbares Gas und synthetisches Gas wie folgt definiert:

- „erneuerbarer Wasserstoff“ ist Wasserstoff, der ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird<sup>3</sup>,
- „erneuerbares Gas“ ist erneuerbaren Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, das ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, oder synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird<sup>4</sup> und
- „synthetisches Gas“ ist Gas, das auf Basis von Wasserstoff hergestellt wird.<sup>5</sup>

**Investitionszuschüsse für Power-to-Gas-Anlagen:** In § 62 EAG sind jährliche Fördermittel in Höhe von 40 Mio. € für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas, wie Power-to-Gas Anlagen, vorgesehen.<sup>6</sup> Damit soll sichergestellt werden, dass die Transformation von der Sektorkopplung und -integration hin zu einem reinen Erneuerbare-Energien-System so schnell wie möglich umgesetzt werden kann.<sup>7</sup> Gefördert werden Umwandlungsanlagen mit einer Mindestleistung von 1 MW, sofern sie ausschließlich zur Erzeugung von erneuerbaren Gasen eingesetzt werden und ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien bezogen wird. Anlagen, die von Anlagenbetreiber:innen nach den Bestimmungen des § 22a EIWOG 2010 errichtet und betrieben werden und der Wasserstoff in weiterer Folge den fossilen Gasen im öffentlichen Gasnetz beigemischt werden, sind keine förderfähigen Anlagen.<sup>8</sup> Investitionszuschüsse sind durch Verordnung des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft in Fördersätzen von bis zu 45% des für die Errichtung der Anlage unmittelbar erforderlichen Investitionsvolumens (Grundstückskosten ausgeschlossen) festzulegen. Für Anlagen, die einen netzdienlichen Beitrag leisten, kann in der Verordnung ein besonderer Investitionszuschuss gewährt werden.<sup>9</sup>

---

<sup>3</sup> § 7 Abs 1 Z 16a GWG 2011.

<sup>4</sup> § 7 Abs 1 Z 16b GWG 2011.

<sup>5</sup> § 7 Abs 1 Z 61a GWG 2011.

<sup>6</sup> Vgl § 62 Abs 2 EAG.

<sup>7</sup> Vgl Erläuterungen zur Regierungsvorlage für das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespakets, [https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/2455/fname\\_1612194.pdf](https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/2455/fname_1612194.pdf) (28.06.2024).

<sup>8</sup> Vgl § 62 Abs 1 EAG.

<sup>9</sup> Vgl § 62 Abs 4 iVm § 63 Abs 1 EAG.

Hat eine Umwandlungsanlage nur eine Mindestleistung von 0,5 MW und eine Höchstleistung von weniger als einem MW, sind Fördersätze von bis zu 20 % des direkt für die Errichtung der Anlage erforderlichen Investitionsvolumens (ohne Grundstück) möglich. Wird ein Fördervertrag abgeschlossen, muss die Anlage innerhalb von 36 Monaten in Betrieb genommen werden, wobei unter Umständen eine einmalige Verlängerung durch die EAG-Förderabwicklungsstelle möglich ist.<sup>10</sup>

**Netztarife und Gebühren:** Was die Netztarife für den Strombezug der Power-to-Gas-Anlage betrifft, so finden sich im EIWOG 2010 einige Erleichterungen. Umwandlungsanlagen mit einer Mindestleistung von 1 MW müssen demnach bis zu einem Netzanschlussquotienten<sup>11</sup> von 200 lfm/MW<sub>el</sub> vereinbarter Leistung kein Netzzutrittsentgelt entrichten, wenn sie ausschließlich erneuerbaren Strom beziehen und nicht in das Gasnetz einspeisen.<sup>12</sup> Unter ähnlichen Bedingungen –ausschließlich erneuerbare elektrische Energie, Mindestleistung von 1 MW sowie keine Einspeisung in das Erdgasnetz – wird auch das Netzbereitstellungsentgelt nicht eingehoben.<sup>13</sup> Darüber hinaus müssen Power-to-Gas-Anlagen mit einer Mindestleistung von 1 MW 15 Jahre lang ab Inbetriebnahme keine Entgelte für Netznutzung und Netzverluste für den Bezug von erneuerbarem Strom entrichten.<sup>14</sup>

Da Wasserstoff in Österreich nicht direkt in das öffentliche Gasnetz eingespeist werden darf, muss, wenn keine Methanisierung erfolgt und Wasserstoff in das Gasnetz eingespeist werden soll, zunächst Erdgas aus dem Gasnetz entnommen, mit dem erzeugten erneuerbaren Wasserstoff vermischt und dann das Erdgas-Wasserstoff-Gemisch in das öffentliche Gasnetz eingespeist werden. Für das zum Zwecke der Vermischung und Wiedereinspeisung entnommene Erdgas war nach der alten Regelung das gasseitige Netznutzungsentgelt zu entrichten. Nunmehr sieht § 73 Abs 8 GWG 2011 vor, dass für Erdgas, das zum Zwecke der Vermischung mit Wasserstoff entnommen und anschließend wieder eingespeist wird, kein Netznutzungsentgelt zu entrichten ist.

Darüber wurde geprüft, ob der Erneuerbaren-Förderbeitrag und die Erneuerbaren-Förderpauschale, die beide der anteiligen Aufbringung der Fördermittel nach § 71 EAG dienen, anfallen.<sup>15</sup> Der Erneuerbaren-Förderbeitrag ist von allen an das öffentliche Stromnetz angeschlossenen Endverbraucher:innen, beginnend ab dem Kalenderjahr 2025, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken und einkommensschwachen Haushalten, im Verhältnis zu den jeweiligen Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu entrichten, wobei die Entnahme von Strom zum Zwecke der Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit von Stromerzeugungsanlagen nicht als Endverbrauch in diesem Sinne zu klassifizieren ist.<sup>16</sup> Die Höhe des Erneuerbaren-Förderbeitrags wird jährlich im Voraus durch Verordnung

---

<sup>10</sup> Vgl § 62 Abs 5 iVm Abs 9 EAG.

<sup>11</sup> Der Netzanschlussquotient gibt die laufenden Meter elektrischer Leitung im Verhältnis zur elektrischen Anschlussleistung der Anlage (MW<sub>el</sub>) an (vgl. Erläuterungen zur Regierungsvorlage zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket; [https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/2455/fname\\_1612194.pdf](https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/2455/fname_1612194.pdf) [28.06.2024]).

<sup>12</sup> Vgl § 54 Abs 6 EIWOG 2010.

<sup>13</sup> Vgl § 55 Abs 10 EIWOG 2010.

<sup>14</sup> Vgl § 111 Abs 3 EIWOG 2010.

<sup>15</sup> Vgl § 5 Abs 1 Z 15 und Z 16 EAG.

<sup>16</sup> Vgl § 5 Abs 1 Z 15 iVm §§ 72 Abs 1, 75 Abs 1 EAG.

des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Arbeit und Wirtschaft festgelegt.<sup>17</sup>

Die Erneuerbaren-Förderpauschale ist von allen an das öffentliche Stromnetz angeschlossenen Endverbraucher:innen, ebenfalls ab dem Kalenderjahr 2025, in Euro pro Zählpunkt zu entrichten. Davon ausgenommen sind Pumpspeicherkraftwerke und einkommensschwache Haushalte, sowie Letztverbraucher:innen, die Netzreserven nach §§ 23b bis 23d EIWOG 2010 erbringen. Im Sinne dieser Bestimmung gelten Stromentnahmen zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit von Stromerzeugungsanlagen nicht als Endverbrauch.<sup>18</sup>

Für jene Umwandlungsanlagen, die eine Mindestleistung von 1 MW haben, ausschließlich erneuerbaren Strom beziehen und nicht in das Gasnetz einspeisen, können in den Verordnungen nach §§ 73 Abs 7 und 75 Abs 2 EAG gegebenenfalls Ausnahmen oder Ermäßigungen von der Pflicht zur Zahlung der Erneuerbaren-Förderpauschale und des Erneuerbaren-Förderbeitrags nach Maßgabe der unionsrechtlichen Beihilferegulungen vorgesehen werden. Solange dies nicht der Fall ist, können diese Ausnahmen als De-minimis-Förderungen unter den Bedingungen der Verordnung (EU) 1407/2013 gewährt werden.<sup>19</sup>

**Betrieb von Elektrolyseuren durch Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber:** Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie<sup>20</sup> (im Folgenden EBM-RL 2019) führt das Konzept der Energiespeicherung ein und enthält diesbezüglich spezifische Bestimmungen. Demnach bedeutet Energiespeicherung im Elektrizitätsnetz "Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger".<sup>21</sup> Eine Energiespeicheranlage ist folglich, eine Anlage im Elektrizitätsnetz, in der Energiespeicherung erfolgt.<sup>22</sup> Die Richtlinie sieht vor, dass die Mitgliedstaaten Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern unter bestimmten Bedingungen erlauben können, abweichend vom generellen Verbot Eigentümer:innen von Energiespeicheranlagen zu sein bzw diese zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben.<sup>23</sup> Österreich hat von der Möglichkeit zur Ausnahme Gebrauch gemacht und Bestimmungen für das Eigentum an bzw die Errichtung, die Verwaltung oder den Betrieb von Umwandlungsanlagen (die wohl als Energiespeicher gelten) durch Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber implementiert.<sup>24</sup>

---

<sup>17</sup> Vgl § 75 Abs 2 EAG.

<sup>18</sup> Vgl § 5 Abs Z 16 iVm §§ 72 Abs 1 und 73 Abs 1 EAG.

<sup>19</sup> Vgl §§ 73 Abs 1a, 75 Abs 1a EAG.

<sup>20</sup> Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABI 2019 L 158/125 idF ABI 2022 L 152/45.

<sup>21</sup> Vgl Art 2 Z 59 EBM-RL 2019.

<sup>22</sup> Vgl Art 2 60 EBM-RL 2019.

<sup>23</sup> Vgl Art 36 Abs 1, 2, Art 54 Abs 1, 2 EBM-RL 2019.

<sup>24</sup> Vgl § 22a EIWOG 2010.



**Bestimmung des zulässigen Wasserstoffanteils im Gasnetz:** Grundsätzlich wurde der höchstzulässige Anteil von Wasserstoff in den Erdgasnetzleitungen in den ÖVGW-Richtlinien festgelegt. Der ÖVGW-Richtlinie G B210 folgend, beträgt der aktuelle Maximalwert 10%. In einem weiteren Schritt wurde jüngst der Bundesminister:in für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesminister:in für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort das Recht eingeräumt, mittels Verordnung einen Höchstwert für den technisch zulässigen Anteil von Wasserstoff in Erdgasleitungsnetzen festzulegen.<sup>25</sup>

**Herkunftsnachweise und Zertifizierung:** Wird von einer Anlage erneuerbares Gas auf der Basis von erneuerbarem Strom erzeugt, enthalten die Bestimmungen für Herkunftsnachweise konkrete Regelungen. Demnach wird vorgesehen, dass der Anlagenbetreiber die Herkunftsnachweise inklusive der Umweltauswirkungen von der Stromeinheit auf die Gaseinheit zu übertragen hat. Die der Stromerzeugung zugrunde liegenden Herkunftsnachweise und Umweltwirkungen sind um die bei der Gaserzeugung anfallenden Umwandlungsverluste zu reduzieren und im Stromnachweissystem als Energieeinsatz für die Gaskennzeichnung einzustufen, wobei die Umwandlungsverluste als Verbrauch im Energiesektor einzustufen sind.<sup>26</sup>

Im Hinblick auf die Zertifizierung von Wasserstoff als erneuerbar wurde von der EU die Delegierte Verordnung für RFNBOs<sup>27</sup> erlassen. Sie regelt in detaillierten Vorschriften, „wann Strom, der für die Erzeugung erneuerbarer Kraft- oder Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs verwendet wird, als vollständig erneuerbar betrachtet werden kann“ und in weitere Folge der Wasserstoff ebenfalls als erneuerbar gilt.<sup>28</sup> Grundsätzlich regelt die delegierte Verordnung zwei Möglichkeiten. Entweder wird der erneuerbare Strom für die Elektrolyse über eine Direktleitung bezogen<sup>29</sup>, oder der erneuerbare Strom stammt aus dem öffentlichen Netz<sup>30</sup>. Im ersten Fall muss nachgewiesen werden, dass die Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom mit jener von Wasserstoff verbunden ist und die Stromerzeugungsanlage grundsätzlich nicht an das öffentliche Netz angeschlossen ist; zusätzlich darf die Stromerzeugungsanlage nicht mehr als 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein (inklusive korrespondierender Vorschriften für die Erweiterung von Kapazitäten).<sup>31</sup> Im zweiten Fall werden vier verschiedene Optionen angeführt, die es ermöglichen, den Strom als erneuerbar zu klassifizieren, wobei sie jeweils an unterschiedlichen Aspekten anknüpfen. Vereinfacht dargelegt, ergeben sich folgende Anknüpfungspunkte:

- durchschnittlicher Anteil des erneuerbaren Stroms in der Gebotszone des Elektrolyseurs<sup>32</sup>

---

<sup>25</sup> Vgl § 133a GWG 2011.

<sup>26</sup> Vgl § 83 Abs 6 EAG.

<sup>27</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, ABI 2023 L 157/11.

<sup>28</sup> Vgl Art 1 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184.

<sup>29</sup> Vgl Art 3 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184.

<sup>30</sup> Vgl Art 4 iVm Art 5, 6, 7 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184.

<sup>31</sup> Vgl Art 3 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184.

<sup>32</sup> Vgl Art 4 Abs 1 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184.

- Emissionsintensität von Strom in der Gebotszone des Elektrolyseurs<sup>33</sup>
- Herstellung des Wasserstoffs während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls<sup>34</sup>
- Auffangtatbestand: Bedingungen der Additionalität, zeitlichen und geografischen Korrelation sind erfüllt<sup>35</sup>

**Grünzertifikat für Gase und Grüngassiegel:** Grüngaszertifikate haben den Zweck, als Nachweis für jene Gase zu dienen, die nicht in das öffentliche Netz eingespeist werden, jedoch im Endverbrauch eingesetzt oder stofflicher Nutzung zugeführt werden.<sup>36</sup> Die Generierung und der Zertifikate erfolgt in der Herkunftsnachweisdatenbank der Regulierungsbehörde, wobei anzumerken ist, dass die Ausstellung eines Grüngaszertifikats die Ausstellung eines Herkunftsnachweises iSd §§ 81-84 EAG ausschließt.<sup>37</sup> Ein Grüngaszertifikat gilt standardmäßig für 1 MWh und hat eine Gültigkeitsdauer von zwölf Monaten ab der Erzeugung der konkreten Energieeinheit. Nach Verbrauch muss das Zertifikat entwertet werden. Bei nicht erfolgter Entwertung, verfällt das Zertifikat nach spätestens 18 Monaten.<sup>38</sup>

Grüngassiegel hingegen sollen die Erreichung der Grün-Gas-Quote iSd § 84 EAG belegen.<sup>39</sup> Damit werden die Versorger ggf (sofern eine gesetzliche Verpflichtung für eine Grün-Gas-Quote besteht) verpflichtet einen bestimmten Anteil der verkauften fossilen Gasmenge durch erneuerbare Gase zu substituieren. In weiterer Folge weisen die Versorger die Erreichung dieser Quoten mit Herkunftsnachweisen mit Grüngassiegel oder durch Grünzertifikate für Gas mit Grüngassiegel nach.<sup>40</sup> Weiters wird das Grüngassiegel als „Nachweis von erneuerbarer Energie, die auf das nationale Erneuerbaren-Referenzziel der Republik Österreich gemäß Art. 3 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001<sup>41</sup> angerechnet werden kann und dem Nachweis der Erreichung der Grün-Gas-Quote dient“ definiert.<sup>42,43</sup>

**Entwicklungen auf europäischer Ebene:** Die novellierte Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) beinhaltet zahlreiche neue Zielvorgaben. Neben dem übergeordneten verbindlichen Ziel der Union, wonach der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der Union im Jahr 2030 mindestens 42,5 % betragen soll<sup>44</sup> wurden sektorspezifische Ziele unter anderem für die

---

<sup>33</sup> Vgl Art 4 Abs 2 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184.

<sup>34</sup> Vgl Art 4 Abs 3 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184.

<sup>35</sup> Vgl Art 4 Abs 4 iVm Art 5, 6, 7 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184.

<sup>36</sup> Vgl §§ 5 Abs 1 Z 29, 86 Abs 1 EAG.

<sup>37</sup> Vgl § 86 Abs 2 EAG.

<sup>38</sup> Vgl § 86 Abs 4 iVm Abs 5 EAG.

<sup>39</sup> Vgl § 86 Abs 1 EAG.

<sup>40</sup> Vgl § 87 Abs 1 EAG.

<sup>41</sup> Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABI 2018 L 328/82 idF ABI 2023 L 77/1.

<sup>42</sup> Vgl § 5 Abs 1 Z 27 EAG.

<sup>43</sup> In diesem Zusammenhang sind auch die Vorschriften für Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe sowie erneuerbaren Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs des § 6 EAG im jeweiligen Anwendungsfall zu beachten.

<sup>44</sup> Vgl Art 3 Abs 1 RED III.

Industrie und den Verkehr eingeführt. Darin befinden sich wiederum spezifische Zielvorgaben betreffend erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs. Bei erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs handelt es sich im Wesentlichen um erneuerbaren Wasserstoff, der mittels Elektrolyse hergestellt wird sowie darauf aufbauende Derivate.<sup>45</sup> Im Bereich Industrie müssen 2030 mindestens 42 % und bis 2035 60 % des genutzten Wasserstoffs durch erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs abgedeckt sein.<sup>46</sup> Für fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas sowie erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs wird das Ziel verankert, dass deren Beitrag an der Energieversorgung im Verkehr 2025 1 % und 2030 mindestens 5,5 % zu betragen hat, wobei bei Letzterem den erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs mindestens ein Prozentpunkt zukommen muss.<sup>47</sup>

Weiters wurde jüngst die Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff sowie die Verordnung über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff beschlossen.<sup>48</sup> Damit sollen vor dem Hintergrund der Klimaneutralität 2050, die Rechtsgrundlagen für den Übergang des Gassektors zur erneuerbaren und CO<sub>2</sub>-armen Gasen, insb Biomethan und Wasserstoff geschaffen werden. Die Vorschläge zielen darauf ab, einen Rechtsrahmen für eine spezielle Wasserstoffinfrastruktur und spezielle Wasserstoffmärkte sowie eine integrierte Netzplanung zu schaffen.

Weiters soll eine europäische Wasserstoffbank die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff mit dem Ziel bis 2030 zehn Millionen Tonnen Wasserstoff im Unionsgebiet zu produzieren subventionieren.

**Entwicklungen auf nationaler Ebene:** National ist im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz das Ziel verankert, den Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh zu erhöhen.<sup>49</sup> Ebenfalls findet sich eine Regelung für die Möglichkeit von Investitionszuschüssen für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas.<sup>50</sup> Von dieser Möglichkeit möchte nun das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie Gebrauch machen und hat zu diesem Zweck den Begutachtungsentwurf für die EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Wasserstoff publiziert.<sup>51</sup>

Das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 soll grundlegend überarbeitet werden. Im Jänner 2024 wurde der Entwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetz veröffentlicht.<sup>52</sup> In Bezug auf Wasserstoff würden dem Begutachtungsentwurf zufolge die Vorschriften betreffend Energiespeicherungen (worunter Elektrolyseure zu subsumieren sind) einschlägig sein. Für Energiespeicheranlagen ist darin festgelegt, dass die Regulierungsbehörde iZm gewissen Komponenten

---

<sup>45</sup> Vgl Art 2 Z 22a iVm Z 36 RED III.

<sup>46</sup> Vgl Art 22a Abs 1 RED III.

<sup>47</sup> Vgl Art 25 Abs 1 lit b RED III.

<sup>48</sup> Siehe <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2024/05/21/fit-for-55-council-signs-off-on-gas-and-hydrogen-market-package/> (28.06.2024).

<sup>49</sup> Vgl § 4 Abs 1 Z 7 EAG.

<sup>50</sup> Vgl § 62 EAG.

<sup>51</sup> Siehe [https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:34585efb-aabf-43e6-b585-216502f02963/20240624\\_EAG-Invest-VO\\_H2\\_Entwurf.pdf](https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:34585efb-aabf-43e6-b585-216502f02963/20240624_EAG-Invest-VO_H2_Entwurf.pdf) (28.06.2024).

<sup>52</sup> Siehe [https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/310/fname\\_1604976.pdf](https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/ME/310/fname_1604976.pdf) (28.06.2024).

der Systemnutzungsentgelte Reduktionen oder Befreiungen bei systemdienlichem Betrieb verankern kann. Die bisher technologiespezifischen finanziellen Erleichterungen iVm Systemnutzungsentgelten wären demnach nicht mehr enthalten.

Weiters soll mit einem Wasserstoffförderungsgesetz (BGBl. I Nr. 69/2024) mittels Förderungen in Form von fixen Prämien als Zuschlag pro Einheit erzeugter Menge erneuerbaren Wasserstoffs für eine Laufzeit von 10 Jahren die Erhöhung der Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs nicht biogenen Ursprungs erzielt werden. Das Gesetz wurde am 04.07.2024 kundgemacht. Im Entstehungsprozess befindet sich auf nationaler Ebene unter anderem das Erneuerbare-Gase-Gesetz, das darauf abzielt den Absatz von national produziertem erneuerbarem Gasen in Österreich, bis 2030 auf 7,5 TWh zu erhöhen, den Verbrauch von fossilem Erdgas zu verringern und bis 2040 die Versorgung mit erneuerbarem Gas sicherstellen.<sup>53</sup>

## 5 Ausblick und Empfehlungen

Die im Rahmen des Forschungsprojekts „FIRST“ erzielten Erkenntnisse zur Integration reversibler Festoxidbrennstoffzellensysteme (rSOC) demonstrieren das erhebliche Potenzial dieser Technologie. Die Systeme versprechen nicht nur einen signifikanten Beitrag zur Emissionsreduktion und Energieoptimierung, sondern ermöglichen auch eine gesteigerte Anpassungsfähigkeit und Robustheit moderner Energieversorgungssysteme. Die entwickelten Modelle und erzielten Resultate etablieren eine solide Basis für weiterführende Entwicklungen und Anwendungsmöglichkeiten.

Die vollständige Erschließung des technologischen Potenzials erfordert jedoch weitreichende Validierungsprozesse durch Langzeitstudien und Pilotprojekte. Diese Untersuchungen sollten primär die dauerhafte Funktionsfähigkeit und Wirkungsgrade der Systeme unter industriellen Realbedingungen evaluieren. Eine fortgesetzte Erprobung der entwickelten dynamischen Modelle und Simulationsverfahren ist essenziell, um die Technologie an praktische Belastungsprofile anzupassen und ihre Verlässlichkeit zu gewährleisten. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der detaillierten Analyse von Lebensdaueraspekten und Wartungserfordernissen, da diese Parameter maßgeblich die Investitionsrisiken beeinflussen und die ökonomische Effizienz im industriellen Kontext determinieren.

Die erfolgreiche Implementierung von rSOC-Systemen setzt zudem adäquate regulatorische Rahmenbedingungen und infrastrukturelle Entwicklungen voraus. Anpassungen im Regulierungsrahmen könnten die sektorübergreifende Implementation von Wasserstofftechnologien erleichtern. Dies umfasst insbesondere die Modifikation bestehender Regularien für Wasserstoffspeicherung und Brennstoffzellenanwendungen zur Gewährleistung sicherer und effizienter Betriebsbedingungen. Die Expansion der Infrastruktur, etwa durch erweiterte Speicherkapazitäten und verbesserte Netzintegration, würde die Technologieadoption zusätzlich unterstützen. Eine Integration in lokale Fernwärmenetze eröffnet dabei zusätzliche Optimierungspotenziale hinsichtlich Energieeffizienz und Emissionsreduktion durch effektive Abwärmennutzung.

---

<sup>53</sup> Siehe [https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/2455/fname\\_1612191.pdf](https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/2455/fname_1612191.pdf) (28.06.2024).

Die Attraktivität der Technologie für breite Anwendungen erfordert wirtschaftliche Anreizsysteme und innovative Finanzierungskonzepte. Angesichts der erheblichen Initialinvestitionen können gezielte Fördermaßnahmen und Subventionsprogramme die Marktdurchdringung beschleunigen und industrielle Adaptionen stimulieren. Ergänzende Maßnahmen wie reduzierte Netzentgelte für rSOC-Betreiber könnten die Wirtschaftlichkeit weiter optimieren. Steuerliche Vergünstigungen und Investitionsförderungen für Unternehmen mit Fokus auf Versorgungssicherheit und Klimaneutralität bieten zusätzliche Impulse für die Technologieverbreitung.

Die Projekterkenntnisse verdeutlichen die Bedeutung kollaborativer Strukturen zwischen Forschung, Industrie und Politik für die Weiterentwicklung der rSOC-Technologie. Länderübergreifende Kooperationen können zur Harmonisierung technischer Standards und Sicherheitsvorgaben beitragen und damit die Technologieintegration erleichtern. Wissensaustausch und Best-Practice-Sharing über gemeinsame Forschungsplattformen ermöglichen eine beschleunigte Technologieentwicklung und branchenspezifische Optimierung. Der internationale Dialog kann den Übergang von der Forschung zur industriellen Anwendung katalysieren und die globale Implementierung vorantreiben.

Die im Projekt generierten Erkenntnisse konstituieren somit ein fundamentales Fundament für die zukünftige Evolution und Implementation von rSOC-Systemen. Sie belegen eindeutig das Potenzial dieser Technologie zur Flexibilisierung der Energieversorgung und Reduktion klimarelevanter Emissionen.

## 6 Literaturverzeichnis

### Literaturverzeichnis

Banasiak, David; Kienberger, Thomas (2024): A comparative analysis of the economic feasibility of reversible hydrogen systems based on time-resolved operation optimisation. In: *Applied Energy* 371, S. 123639. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123639.

Bell, Ian H.; Wronski, Jorrit; Quoilin, Sylvain; Lemort, Vincent (2014): Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. In: *Industrial & engineering chemistry research* 53 (6), S. 2498–2508. DOI: 10.1021/ie4033999.

Binderbauer, Paul Josef (2022): Ganymed. Application for Industrial Load Profile Simulation: Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Online verfügbar unter <http://www.ganymed.ga/>, zuletzt geprüft am 08.02.2023.

Binderbauer, Paul Josef; Kienberger, Thomas; Staubmann, Thomas (2022): Synthetic load profile generation for production chains in energy intensive industrial subsectors via a bottom-up approach. In: *Journal of Cleaner Production* 331, S. 130024. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.130024.

BMK (2024): Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan (ÖNIP). Online verfügbar unter <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/netzinfrastukturplan.html>.

Böhm, Hans (2022): Techno-economic assessment of emerging power-to-gas technologies using advanced generic methods. Doctoral Thesis. Montanuniversität Leoben, Leoben.

Böhm, Hans; Goers, Sebastian; Zauner, Andreas (2019): Estimating future costs of power-to-gas – a component-based approach for technological learning. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 44, S. 30789–30805.



Böhm, Hans; Zauner, Andreas; Rosenfeld, Daniel C.; Tichler, Robert (2020): Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects. In: *Applied Energy* 264, S. 114780. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114780.

E4tech (2021): The Fuel Cell Industry Review 2020.

Ecoinvent (2023): Environmental Database, Ecoinvent 3.8. Online verfügbar unter <https://ecoinvent.org/>.

Electricity Map (2023): Dynamic carbon emissions, Reduce Carbon Emissions with Actionable Electricity Data. Online verfügbar unter <https://www.electricitymaps.com/>.

ISO 14040: 2006: Environmental Management—Life Cycle Assessment—Principles and Framework. Online verfügbar unter <https://www.iso.org/standard/37456.html>.

ISO 14044: 2006, 2006: Environmental Management—Life Cycle Assessment—Requirements and Guidelines. Online verfügbar unter <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:14044:ed-1:v1:en>.

Gerloff, Niklas (2021): Comparative Life-Cycle-Assessment analysis of three major water electrolysis technologies while applying various energy scenarios for a greener hydrogen production. In: *Journal of Energy Storage* 43, S. 102759. DOI: 10.1016/j.est.2021.102759.

Goers, S., et al. (2015): MOVE2 – Simulation model of the (Upper) Austrian economy with a special focus on energy incl. the socio-economic module MOVE2social: integration of income, age and gender. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.

Gradwohl, Christopher (2020): Physikalische Systemmodellierung einer Photovoltaikanlage zur Zustandsüberwachung der Anlagenperformance und Fehleridentifikation für Zustandsbasierte Instandhaltung. Masterarbeit. Montanuniversität Leoben, Leoben. Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Online verfügbar unter <https://pure.unileoben.ac.at/files/5803986/AC16079866.pdf>, zuletzt geprüft am 20.09.2024.

Grant, Michael; Boyd, Stephen (2008): Graph implementations for nonsmooth convex programs, Recent Advances in Learning and Control. (a tribute to M. Vidyasagar), V. Blondel, S. Boyd, and H. Kimura, editors. Lecture Notes in Control and Information Sciences. Online verfügbar unter [http://stanford.edu/~boyd/graph\\_dcp.html](http://stanford.edu/~boyd/graph_dcp.html).

Grant, Michael; Boyd, Stephen (2013): CVX: Matlab software for disciplined convex programming. Online verfügbar unter <https://cvxr.com/cvx>.

Gruber-Glatzl, Wolfgang (2021): Abwärmekataster III Steiermark. Öffentlicher Kurzbericht. 2.0. Unter Mitarbeit von Wolfgang Gruber-Glatzl, Rebecca Krainz, Jürgen Fluch, Franz Mauthner, Andreas Hammer, Elisabeth Lachner, Thomas Kienberger, Marcus Hummel, Andreas Müller. AEE Intec, Chair of Energy Network Technology of Montanuniversität Leoben, e-think energy research. Online verfügbar unter <https://www.aee-intec.at/awkst-abwaermekataster-steiermark-p278>, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

Gurobi Optimization, L. L.C. (2024): Gurobi Optimizer Reference Manual. Online verfügbar unter <https://www.gurobi.com>.

Hydrogen Council (2017): Hydrogen scaling up: A sustainable pathway for the global energy transition.



IEA (2020): Energy Technology Perspectives 2020. Latest Edition. Paris: OECD Publishing (Energy Technology Perspectives).

Klima- und Energiefonds (Hg.) (2023): Energieinfrastruktur 2040. Szenarien und Ausbaupläne für ein nachhaltiges Wirtschaftssystem in Österreich. Unter Mitarbeit von Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/TU Graz (IEE), Projektleitung Lehrstuhl für Energieverbundtechnik/Montanuniversität Leoben (EVT) Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO). Online verfügbar unter [https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/240131\\_InfraTrans2040\\_2023\\_korr1.pdf](https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/240131_InfraTrans2040_2023_korr1.pdf), zuletzt geprüft am 11.06.2024.

Niermann, Matthias; Beckendorff, Alexander; Kaltschmitt, Martin; Bonhoff, Klaus (2019): Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) – Assessment based on chemical and economic properties. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (13), S. 6631–6654. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.01.199.

Peters, Max Stone; Timmerhaus, Klaus D. (1991): Plant design and economics for chemical engineers. 4. ed. New York: McGraw-Hill (McGraw-Hill chemical engineering series).

Peters, Ro.; Frank, M.; Tiedemann, W.; Hoven, I.; Deja, R.; Kruse, N. et al. (2021): Long-Term Experience with a 5/15kW-Class Reversible Solid Oxide Cell System. In: *J. Electrochem. Soc.* 168 (1), S. 14508. DOI: 10.1149/1945-7111/abdc79.

Reuß, M.; Grube, T.; Robinius, M.; Preuster, P.; Wasserscheid, P.; Stolten, D. (2017): Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. In: *Applied Energy* 200, S. 290–302. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.050.

Roland Berger Strategy Consultants (2015): Advancing Europe's energy systems: stationary fuel cells in distributed generation. Luxemburg: Publications Office of the European Union.

Sphera (2023): Environmental Database. GaBi Professional Database. Online verfügbar unter <https://sphera.com/product-sustainability-gabi-data-search/>.

Staffell, Iain; Pfenninger, Stefan (2016): Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. In: *Energy* 114, S. 1224–1239. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.068.

Tichler, Robert (2009): Optimale Energiepreise und Auswirkungen von Energiepreisveränderungen auf die öö. Volkswirtschaft. Analyse unter Verwendung des neu entwickelten Simulationsmodells MOVE. 4. Aufl.: Linz : Pro Libris Verl.-Ges.

Tichler, R., et al. (2014): MOVE2 - Modell zur Simulation der (ober-)österreichischen Volkswirtschaft mit einem speziellen Schwerpunkt auf Energie. Update des Modells MOVE.

Wasserscheid, Peter; Grube, Thomas; Sternfeld, David; Essl, Melanie; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2019): Neue Optionen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoffzügen durch Nutzung der LOHC-Technologie? Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek Verlag (Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt, energy & environment, Band/volume 453). Online verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0001-2019040127>.

Zeng, Zezhi; Qian, Yuping; Zhang, Yangjun; Hao, Changkun; Dan, Dan; Zhuge, Weilin (2020): A review of heat transfer and thermal management methods for temperature gradient reduction in solid oxide fuel cell (SOFC) stacks. In: *Applied Energy* 280, S. 115899. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115899.

## 7 Kontaktdaten

Prof.(FH) Dr. Christian Heschl  
Fachhochschule Burgenland GmbH  
Campus 1 / 7000 Eisenstadt  
+43 5 7705 4121  
[Christian.heschl@fh-burgenland.at](mailto:Christian.heschl@fh-burgenland.at)

Dipl.-Ing. Christian Seidl  
Forschung Burgenland GmbH

Dipl.-Ing. Bernd Reiter  
AVL List GmbH

Univ.-Prof. Dr. Thomas Kienberger  
Head of Chair of Energy Network Technology  
Montanuniversitaet Leoben

Dr. Hans Böhm  
Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz