

# KRAFTWERK DER ZUKUNFT – KONZEPTIONIERUNG EINER POWER-TO-POWER ANLAGE ZUR NETZSTABILISIERUNG AUF BASIS TECHNO-ÖKONOMISCHER RANDBEDINGUNGEN

Fabian RADNER<sup>1</sup>, Klaus ESSER<sup>1</sup>, Markus SARTORY<sup>1</sup>, Christoph  
REDTENBACHER<sup>2</sup>, Alexander TRATTNER<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup>HyCentA Research GmbH, Inffeldgasse 15, A-8010 Graz, 0316-873-9516,  
[radner@hycenta.at](mailto:radner@hycenta.at), [www.hycenta.at](http://www.hycenta.at)

<sup>2</sup>LEC GmbH, Inffeldgasse 19, A-8010 Graz, [www.lec.at](http://www.lec.at)

<sup>3</sup>ITNA, TU Graz, Institut für Thermodynamik und nachhaltige Antriebe

## **Kurzfassung:**

Power-to-X (PtX) Anlagen bieten eine große Vielfalt an Einsatzszenarien – von der Sektorkopplung über die saisonale Energiespeicherung bis hin zur Netzstabilisierung. Sie zeichnen sich damit zunehmend als wichtiger Baustein für erneuerbare Energiesysteme ab.

Am HyCentA wurde das auf Matlab-Simulink basierende Simulationsmodell HYDRA – Hydrogen Infrastructure Simulation and Optimization Model – entwickelt. Das Modell ermöglicht die techno-ökonomische Dimensionierung und Optimierung der Anlagentopologien und Betriebsstrategien von Wasserstoff-Betankungsinfrastrukturen und von PtX-Anlagen.

Im Projekt **Hy2Power** wurde das Einsatzpotential des Modells HYDRA für Power-to-Power (PtP) Anlagen demonstriert. In einer umfangreichen Simulationsstudie wurden unterschiedliche Technologiekombinationen zur Energiespeicherung, Wasserstoffherzeugung und Verstromung des Wasserstoffes untersucht. Als Randbedingung wurde festgelegt, dass die Anlage vorrangig temporären Überschuss an Elektrizität (negative Regelleistung) mittels Elektrolyse in Form von Wasserstoff in einem geeigneten Speichersystem oder mittels Batteriespeichersystemen zwischenspeichern soll. Der erzeugte Wasserstoff wird im Falle einer Schwankung (positive Regelleistung) mit einem Rückverstromungsmodul in Form von elektrischer Energie ins Stromnetz eingespeist.

Aus der durchgeführten Simulationsstudie konnten die einzelnen Technologien sowie die definierten Einsatzszenarien technisch und wirtschaftlich bewertet und verglichen werden. Zudem wurden die optimale Anlagentopologie, die Spezifikationen der einzelnen Anlagenteile sowie das dazugehörige Betriebsregime für den weiteren Projektverlauf identifiziert.

**Keywords:** Power-to-Power, Power-to-X, Simulation, Netzstabilisierung, Wasserstoff

## 1 Einleitung

Dieser Beitrag konzentriert sich auf die entwickelte Simulationsmethodik zur Auslegung und Analyse von PtX-Anlagen siehe Kapitel 2. Im Kapitel 3 wird die Anwendung der beschriebenen Simulationsmethodik anhand der Anwendungsstudie zum Kraftwerk der Zukunft im Projekte Hy2Power beschrieben und Kernergebnisse vorgestellt. Kapitel 4 gibt einen kurzen Ausblick auf potentielle Verbesserungen der vorgestellten Methodik für den Anwendungsfall von PtP Anlagen.

### 1.1 Ausgangssituation und Problemstellung

International werden große Anstrengungen unternommen, um fossil basierte Energiesysteme nachhaltiger zu gestalten und die Treibhausgasemissionen zu senken. Der Ausbau erneuerbarer Energiequellen wird dazu als notwendige Basis für CO<sub>2</sub>-freie Energiesysteme sukzessive vorangetrieben [1]. Dadurch steigt der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromnetz stetig an. Das Energiesystem und speziell das Stromnetz wird dadurch vor große Herausforderungen im Hinblick auf Netzstabilität, Versorgungssicherheit und Resilienz gestellt. Ein vielversprechender Lösungsansatz ist insbesondere durch Power-to-X (PtX) Anlagen gegeben [2].

Bedingt durch den Wunsch nach größtmöglicher Rentabilität bei gleichzeitig hoher Flexibilität von PtX-Anlagen und die Notwendigkeit die zugehörige Infrastruktur auf lokal individuelle Anforderungen hin anzupassen, ist der Einsatz von Simulationswerkzeugen zur Auslegung und Optimierung solcher Systeme unerlässlich. Zu diesem Zweck wurde am HyCentA ein leistungsfähiges Simulationsmodell entwickelt, welches in Kapitel 2 vorgestellt wird.

### 1.2 Demonstrationsprojekt Hy2Power

Im Projekt **Hy2Power** wird ein Gesamttechnologiekonzept für nachhaltige Elektrizitätserzeugung in einem Kraftwerk der Zukunft auf Basis eines Power-to-Power (PtP) Ansatzes entwickelt. Das Projekt wird im Rahmen des COMET K1 Zentrums LEC EvoLET durchgeführt. Beim Kraftwerk der Zukunft liegt der Fokus auf der umweltfreundlichen und gleichzeitig höchstflexiblen Erbringung von Netzdienstleistungen, mit dem Ziel, die durch den zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien größer werdenden Schwankungen im Stromnetz ausgleichen zu können. Hinsichtlich Umweltfreundlichkeit stellt die Erzeugung von Wasserstoff via Elektrolyse unter Verwendung von Überschusselektrizität, Zwischenspeicherung des Wasserstoffes sowie dessen Rückverstromung in einem geeigneten Rückverstromungsmodul den vielversprechendsten Ansatz dar. Zur Maximierung der Anlagenflexibilität soll das Kraftwerk unter Einsatz einer Batterie zudem hybrid ausgeführt werden. Dem Projekttitle **Hy2Power** liegt ebendiese Kombination von Wasserstoff (Hydrogen) einerseits und Hybridisierung andererseits zugrunde. Abgesehen von der Festlegung dieses Grundkonzeptes erfolgt die Entwicklung des Gesamtkonzeptes technologieoffen. So werden unterschiedliche Technologien für die Bereiche Elektrolyse (z.B. alkalische und PEM-Elektrolyse), Speicherung (z.B. flüssige oder gasförmige Wasserstoffspeicherung) und Rückverstromung (z.B. mittels Gasturbine, Verbrennungskraftmaschine, Brennstoffzelle) auf Grundlage einer umfassenden simulationsbasierten Anwendungsstudie unter der Berücksichtigung verschiedener Einsatzszenarien evaluiert.

Neben der Erfüllung der ökologischen Ansprüche stellt die Optimierung der Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkes die wesentliche Zielfunktion in dieser Studie dar. Damit soll die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellen, auf fossilen Kraftstoffen basierenden Kraftwerkstechnologien erhöht werden.

Aufbauend auf den Ergebnissen dieser Anwendungsstudie wird schließlich ein finales Konzept für eine Pilotanlage mit einer elektrischen Anlagenleistung im Bereich von 5 MWel der einzelnen Anlagenteile entwickelt. Dieses umfasst neben der Festlegung der Anlagentopologie und der Spezifizierung der einzelnen Anlagenteile auch kostenoptimierte Betriebsstrategien. Zudem wird bei der Auslegung die Möglichkeit zur Skalierbarkeit hin zu größeren Leistungsklassen berücksichtigt. Die tatsächliche Umsetzung der Pilotanlage ist als übergeordnetes Ziel zu sehen, die nach Abschluss von **Hy2Power** von den am Projekt beteiligten Industriepartnern weiterverfolgt wird. Die Funktionalität eines hybriden Wasserstoffrückverstromungsmoduls bestehend aus Verbrennungskraftmaschine und Batterie soll jedoch bereits im Rahmen des Projektes am Vollmotorprüfstand des LEC demonstriert werden. Umfangreiche und simulationsgestützte Untersuchungen am Einzylinder-Forschungsmotor sind die Basis für die Entwicklung des neuen hochlastfähigen, hochtransientfähigen und gleichzeitig effizienten Wasserstoffbrennverfahrens, das zur Anwendung kommen wird. Die Voraboptimierung und Validierung des Rückverstromungsmoduls am Prüfstand ist eine wichtige Grundlage, um dessen einwandfreien Betrieb bei höchster Verfügbarkeit im realen Kraftwerkseinsatz sicherstellen zu können.

## 2 Entwickelte Methodik zur Auslegung von PtX-Anlagen

In diesem Abschnitt wird die entwickelte Simulationsmethodik vorgestellt. Dabei wird insbesondere auf die Module für wasserstoffbasierte PtP-Anlagen eingegangen. Neben den vorgestellten Funktionen sind auch Module für synthetische Kraftstoffe oder Betankungsinfrastrukturen vorhanden. Die zugrundeliegende Struktur des Modells kann um beliebige weitere Technologien und Betriebsweisen erweitert werden. PtX-Anlagen dienen zur Umwandlung und Speicherung von elektrischer Energie (Power) in andere Energieformen (X), siehe Abbildung 1.

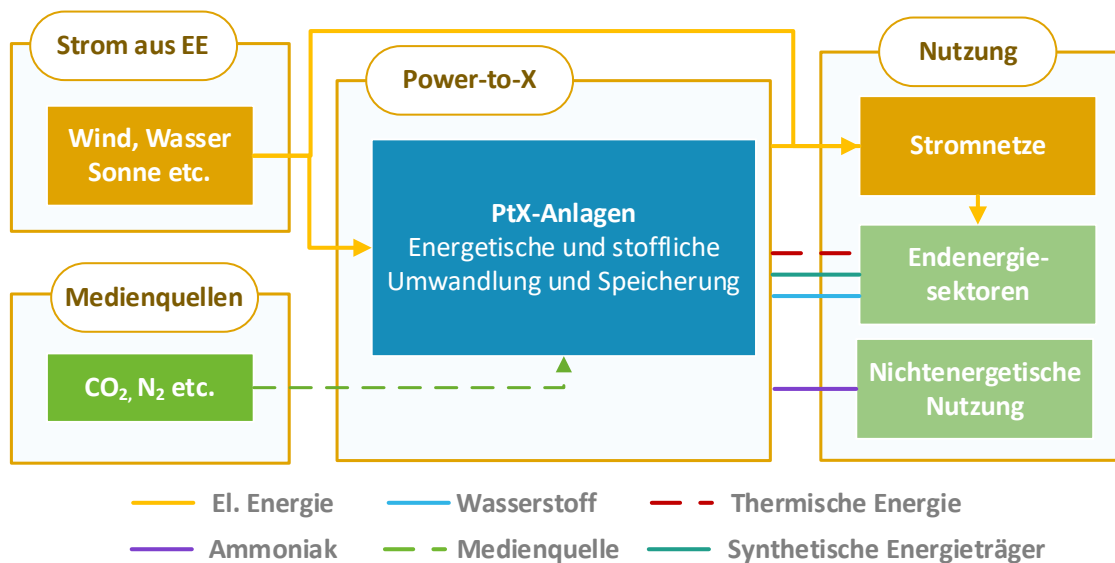


Abbildung 1: Schematische Darstellung von PtX-Anlagen zur Versorgung der Endenergiesektoren mit elektrischer, thermischer und chemischer Energie auf Basis von erneuerbarer elektrischer Primärenergie

Der erste Umwandlungsschritt in PtX-Anlagen ist dabei die Produktion von Wasserstoff aus elektrischer Energie mittels Elektrolyse. Wasserstoff ist langfristig und in großen Mengen speicherbar und kann als chemischer Energieträger und Prozessstoff direkt zur Versorgung der Endenergiesektoren eingesetzt werden. Alternativ dient er als Ausgangsbasis für die Herstellung von chemischen Produkten und synthetischen Kraftstoffen oder kann bei Bedarf in elektrische und thermische Energie umgewandelt werden. Dadurch wird die energetische und stoffliche Versorgung aller Endenergiesektoren sichergestellt, in denen die direkte Nutzung von elektrischer Energie nicht möglich ist.

Da bei erneuerbaren Energiequellen durch die volatile Erzeugung die Produktion nicht an den Verbrauch gekoppelt ist, sind saisonale Energiespeicher notwendig. Die Residuallasten des in Abbildung 2 dargestellten Szenarios für Österreich 2050 nach [3]. zeigen, dass im Sommer mehr Strom aus erneuerbaren Energien produziert wird als benötigt. In den Wintermonaten kehrt sich der Trend um und es wird weniger elektrische Energie produziert als benötigt wird.

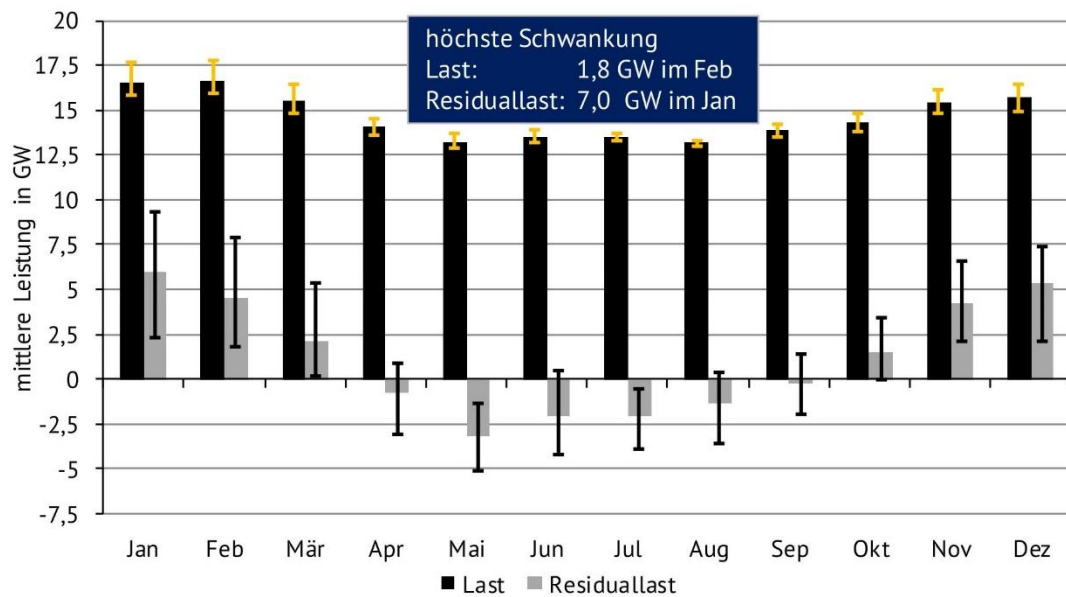


Abbildung 2: Mittlere monatliche Residuallast des österreichischen Stromnetzes 2050 nach [3]

PtX-Anlagen bieten die Möglichkeit, die saisonale Energieversorgung durch chemische Energiespeicherung, z.B. mittels Wasserstoff aus Elektrolyse, sicherzustellen [4]. Durch gezieltes Lastmanagement der Energiewandler in PtX-Anlagen, wie dem Elektrolysesystem, ist auch der systemdienliche Betrieb zur Netzstabilisierung mittels Regelleistung möglich.

## 2.1 Simulationsmodell HYDRA

Am HyCentA wurde das Simulationsmodell HYDRA - Hydrogen Infrastructure Simulation and Optimization Tool - für die Auslegung, Dimensionierung und Optimierung von Anlagentopologien und Betriebsstrategien entwickelt [4–7]. Das Modell ist eine weiterentwickelte Version des Modells Hydrolyse, das bereits in [8] vorgestellt wurde. Das Modell basiert auf Matlab-Simulink und erlaubt das modulare Aufbau und Verknüpfen der in PtX-Anlagen und Wasserstoff-Betankungsanlagen relevanten Anlagensysteme mittels einer funktionenorientierten Modulbibliothek. Diese Bibliothek umfasst Module der gesamten Energiekette von der (erneuerbaren) Energiequelle und Elektrolyse über die Energiespeicherung bis hin zur Versorgung von Energie- und Medienbedarfen. Die aufgebaute Anlagentopologie kann flexibel parametrisiert und mit individuell einstellbaren Betriebsstrategien betrieben werden. Zum Auswerten der Simulationsergebnisse sind Module zur Kostenrechnung und Kennwertberechnung verfügbar, welche die Identifikation von Business-Cases und die Bewertung der technischen Eignung für den jeweiligen Anwendungsfall ermöglichen. Die Vorgehensweise bei Simulationsstudien mit HYDRA ist in Abbildung 3 dargestellt.

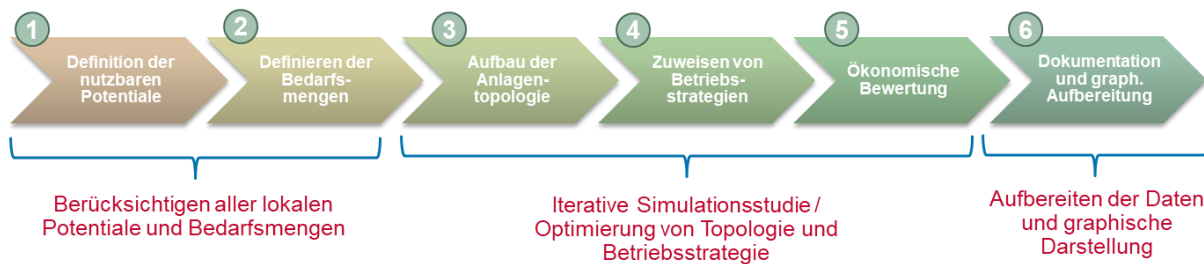


Abbildung 3: Workflow bei der Auslegung und Optimierung von PtX-Anlagen mit HYDRA von den lokalen Anforderungen bis zu den visualisierten Ergebnissen

In den Schritten eins und zwei können alle relevanten lokalen Potentiale und Bedarfsmengen an Energie und Medien der Endenergiesektoren im Modell abgebildet werden. Dazu werden zeitliche Profile von Leistungen oder Massenströmen aus einer Datenbank verwendet. Alternativ ist es möglich, neue Profile zu importieren bzw. zu erstellen. Die zeitlichen Profile können zur wirtschaftlichen Bewertung mit Kosten und Erlösen versehen werden. In Schritt 3 wird die gewünschte Anlagentopologie in Simulink aufgebaut, siehe Kapitel 2.2. Dieser Topologie wird anschließend in Schritt 4 eine vordefinierte Betriebsstrategie zugewiesen, siehe Kapitel 2.3. Alternativ können auch individuelle Betriebsstrategien definiert werden. Mit der so aufgebauten Anlage können anschließend Simulationen durchgeführt werden. Typischerweise werden dabei Zeiträume von wenigen Tagen (z.B. Betankungsinfrastrukturen) bis hin zu Jahresverläufen (Abbildern von saisonalen Schwankungen) betrachtet. Die Schrittweite beträgt je nach Anwendungsfall zwischen 0,1 Sekunden bei Betankungsvorgängen unter Berücksichtigung des Wärmeüberganges bis hin zu mehreren Minuten bei Gesamtanlagensimulationen. Nach einer Simulation wird die Anlage in Schritt 5 wirtschaftlich bewertet und relevante technische und ökonomische Kennwerte werden berechnet, siehe Kapitel 2.4. Die Schritte 3 bis 5 können dabei automatisiert wiederholt werden, um eine im Hinblick auf die definierten Kennwerte optimale Kombination aus Anlagentopologie und Betriebsstrategie zu identifizieren, welche die gesetzten Randbedingungen erfüllt. Die Ergebnisse der Simulationsstudie werden abschließend in Schritt 6 abgespeichert und graphisch aufbereitet.

Dieser Workflow erlaubt die Verwendung des Modells für verschiedenste Szenarien, in denen Infrastrukturen zur Nutzung von erneuerbarer Energie und zur Versorgung von Industrie, Mobilität und Haushalten analysiert, dimensioniert und optimiert werden sollen.

## 2.2 Abbilden von PtX-Anlagentopologien

Da PtX-Anlagen mit einer breiten Palette an Teilsystemen und Technologien betrieben werden können, wurde eine flexibel erweiterbare Modulbibliothek in Matlab/Simulink aufgebaut. Darin sind die Module wie Elektrolysesysteme, Energiespeicher, Verstromungsaggregate, Dispenser und Konditionierungssysteme enthalten. Alle Anlagenmodule wurden dabei nach der in Abbildung 4 dargestellten Systematik erstellt.

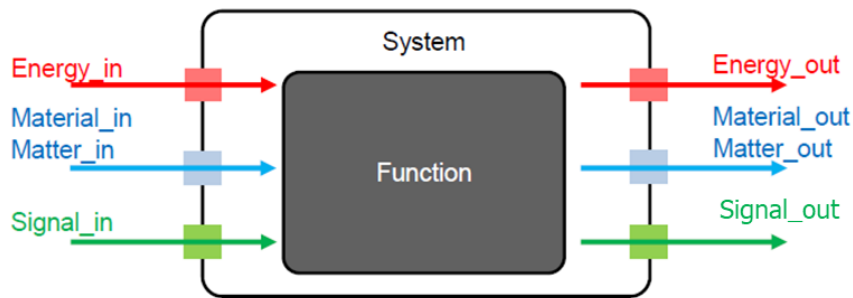


Abbildung 4: Zulässige Signalleitungen über die Systemgrenzen eines Anlagenmodules nach [9]

Folgende Richtlinien wurden für die Entwicklung von Bibliotheksmodulen festgelegt:

- Die Schnittstellen der Module sind fest definiert und bilden entweder Energieflüsse (E), Massenströme (M) oder Informationsflüsse (S) ab.
- Die Systemgrenzen und Schnittstellen für eine Funktionsgruppe (z.B. Energiewandlung) sind fest definiert. Dadurch wird ein nahtloser Austausch von Technologien, beispielsweise zur Verstromung eines Brennstoffes (z.B. mittels Brennstoffzelle, VKM, Gasturbine), und somit die Vergleichbarkeit einzelner Technologien ermöglicht.
- Die interne Funktion (Berechnung der Ausgangsgrößen) der Module ist beliebig umsetzbar. So können thermodynamische Modelle, kennlinien- /kennfeldbasierte Berechnungen oder Modelle basierend auf Messdaten erstellt und untereinander ausgetauscht werden. Dadurch kann je nach Anwendungsfall und notwendigem Detailgrad die passende Modellierung ausgewählt werden.
- Die Energie- und Massenbilanz wird als Kontrollwert für jedes Teilsystem berechnet und aufgezeichnet.

Am Beispiel einer Brennstoffzelle wird dem Modul eingangsseitig der Brennstoff zugeführt und von der Regelung eine Sollleistung vorgegeben, siehe Abbildung 5. Im Modul erfolgt die Berechnung der erzeugten elektrischen Energie und Abwärme ( $E_{\text{Bus}}$ ), des Sauerstoffbedarfs ( $M_{\text{O}_2\text{Bedarf}}$ ), dem anfallendem Produktwasser ( $M_{\text{H}_2\text{O}\text{Aus}}$ ) und potentiell von Überschussbrennstoff ( $M_{\text{Kamin}}$ ). Überschussbrennstoff wird nicht in elektrische Energie umgewandelt und kann bei Nichteinhalten von technischen Randbedingungen entstehen. Er ist im Regelfall gleich null und dient daher primär als Kontrollwert für die BenutzerInnen. Alle für die Auswertung und die Regelung relevanten Signale und Informationen sind aus dem Signalbus abrufbar ( $S_{\text{SB}}$ ). Die Berechnung der Ausgangsgrößen aus den Eingangsgrößen („Function“) kann je nach notwendigem Detailgrad oder verfügbaren Daten beliebig gestaltet werden. Die dargestellte Brennstoffzelle berechnet die Ausgangsgrößen auf Basis einer Wirkungsgradkennlinie und der Bruttoreaktionsgleichung.

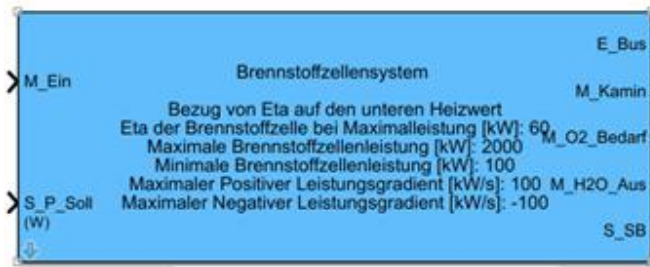


Abbildung 5: Verstromungsmodul – Brennstoffzelle aus der Modulbibliothek

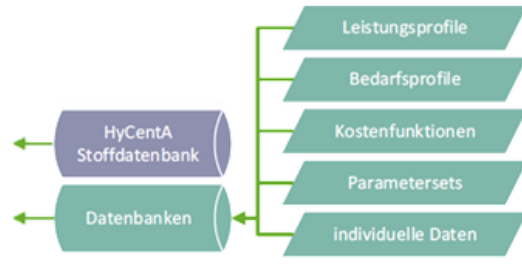


Abbildung 6: Verfügbare Datenbasis für Bibliotheksmodule

Um die Module zu parametrieren, können vom Benutzer die technischen Parameter wie Nennleistung, Wirkungsgrad oder Leistungsgradienten in einer Blockmaske vorgegeben werden. Beim Durchführen von Simulationsstudien kann die Parametrierung auch automatisiert aus der Datenbank mit Parametersets erfolgen, siehe Abbildung 6. Abgelegt sind neben verschiedenen zeitlichen Profilen auch Kostenfunktionen für die verwendeten Module. Aus dieser Datenbank können auch relevante Stoffdaten abgefragt werden, wenn diese zur Berechnung der Ausgangsgrößen benötigt werden. Die Verknüpfung mehrerer Teilsysteme zu einer Gesamtanlage erfolgt durch das Verbinden der Ein- bzw. Ausgangsleitungen der Module.

### 2.3 Mögliche Betriebsregime und Betriebsstrategien

Das Einsatzszenario der PtX-Anlage wird durch Betriebsregime beschrieben. Bei PtP-Anlagen können diese zum Beispiel folgendermaßen definiert sein:

- Freier Markteinsatz der Gesamtanlage oder von Teilsystemen durch Kosten- und gewinngeführte Betriebsweisen auf Basis von Marktdaten wie historischen Energiepreisen oder zukünftigen Energiepreisszenarien
- Netzdienlicher Betrieb der Gesamtanlage oder von Teilsystemen durch Anbieten von positiver und/oder negativer Regelleistung unterschiedlicher Qualitätsstufen (Primär-, Sekundär-, Tertiärregelleistung)
- Bedarfsgeführter Betrieb der Gesamtanlage oder von Teilsystemen, um notwendige Energie- oder Medienbedarfsmengen für Industrie, Mobilität oder Haushalte zeitgerecht und vollständig abzudecken
- Beliebige Kombination der genannten Betriebsregime

Das Betriebsregime der PtX-Anlage wird entweder bereits zum Projektstart bestimmt oder es werden unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten geeignete Betriebsregime durch Simulationsstudien ermittelt. Im Simulationsmodell werden diese Betriebsregime durch Regelungsmodule implementiert. Diese berechnen die Stellgrößen der Anlagenmodule auf Basis von technologischen und ökonomischen Daten. Die beschriebenen Betriebsregime werden dabei primär durch den Betrieb der Energiewandler wie Elektrolysesysteme oder Brennstoffzellen umgesetzt. Zusätzlich sind unterstützende Regelungen wie zur kaskadierten Gasdruckspeicherbewirtschaftung, Fahrzeugbetankungen nach SAE J2601 [10] oder dem Verdichterbetrieb im Modell implementiert. Für den Betrieb der Energiewandler stehen aus den Betriebsregimen abgeleitete Regelstrategien zur Verfügung:



- Kosten- oder erlösbasierter Betrieb auf Basis der aktuellen Energiemarktdaten und technischen Daten der definierten Anlage wie Umwandlungswirkungsgrade oder aktuelle Speicherstände
- Bedarfsbasierte Betriebsweisen basierend auf dem aktuellen oder abgeschätzten zukünftigen Medien- oder Energiebedarf eines anlageneigenen Moduls oder eines Abnahmepfades
- Netzdienlicher Betrieb auf Basis der angebotenen bzw. abgefragten Regelleistung des Übertragungsnetzbetreibers unter Berücksichtigung der technischen Anlagenkennwerte wie Leistungsdynamik oder Nennleistung
- Anlagenbetrieb auf Basis von abgeschätzten, zukünftigen Energiepreisen oder Bedarfsmengen unter Berücksichtigung der verfügbaren Energie- oder Medienspeicher

Im Anwendungsfall der PtP-Anlage sind insbesondere die kostengeführten Betriebsweisen für die Energiewandler sowie der netzdienliche Betrieb relevant. Diese werden im Folgenden kurz vorgestellt.

Der **freie Markteinsatz** des Elektrolysesystems wird durch kostengeführte Betriebsweisen abgebildet. Dabei wird Wasserstoff in Abhängigkeit der aktuellen Energiepreise und wahlweise auch des Speicherstandes des Wasserstoffspeichers produziert, siehe Abbildung 7.

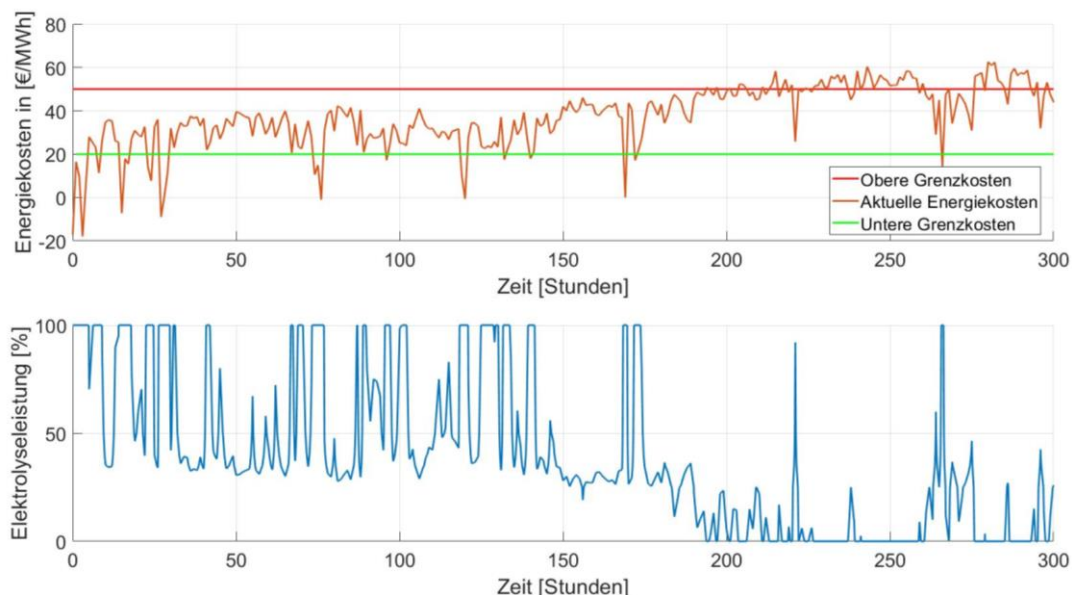


Abbildung 7: Vorgegebene Leistungsaufnahme des Elektrolysesystems auf Basis der aktuellen Strombezugpreise und der definierten Grenzkosten

Sobald die oberen Grenzkosten unterschritten werden, wird die Wasserstoffproduktion gestartet. Werden die unteren Grenzkosten unterschritten, produziert die Elektrolyse bei Volllast. Zwischen oberem und unterem Grenzwert wird die Elektrolyseleistung linear interpoliert oder mittels Kennfeldern berechnet, um den maximalen Wirkungsgrad des Elektrolysesystems im Teillastbetrieb zu berücksichtigen.

Durch die gezielte Auswahl der Grenzkosten wird bei überdurchschnittlich hohen Energiekosten kein Wasserstoff produziert bzw. niedrige Energiekosten gezielt zur Wasserstoffproduktion genutzt. Für Verstromungsmodule kann analog der Energiepreisverlauf und die Brennstoffkosten genutzt werden um die Leistung der Verstromung zu steuern.

Beim **Regelleistungsbetrieb** wird ein definierter Leistungsbereich der steuerbaren Lasten für Regelleistungsanfragen vorgehalten. So können die Leistungsbereiche der Elektrolyse und der Rückverstromung als Regelleistung stufenweise zur Verfügung gestellt werden. Bei einer Abfrage von Regelleistung wird der Lastpunkt der steuerbaren Lasten entsprechend der Anfrage angepasst, siehe Abbildung 8. Bei einer positiven Regelleistungsanfrage wird zuerst (wenn möglich) die Elektrolyseleistung reduziert und anschließend die Leistung der Verstromung erhöht bis die Leistungsanfrage des Übertragungsnetzbetreibers erreicht wird. Bei einer negativen Regelleistungsanfrage erfolgt das Vorgehen vice versa.

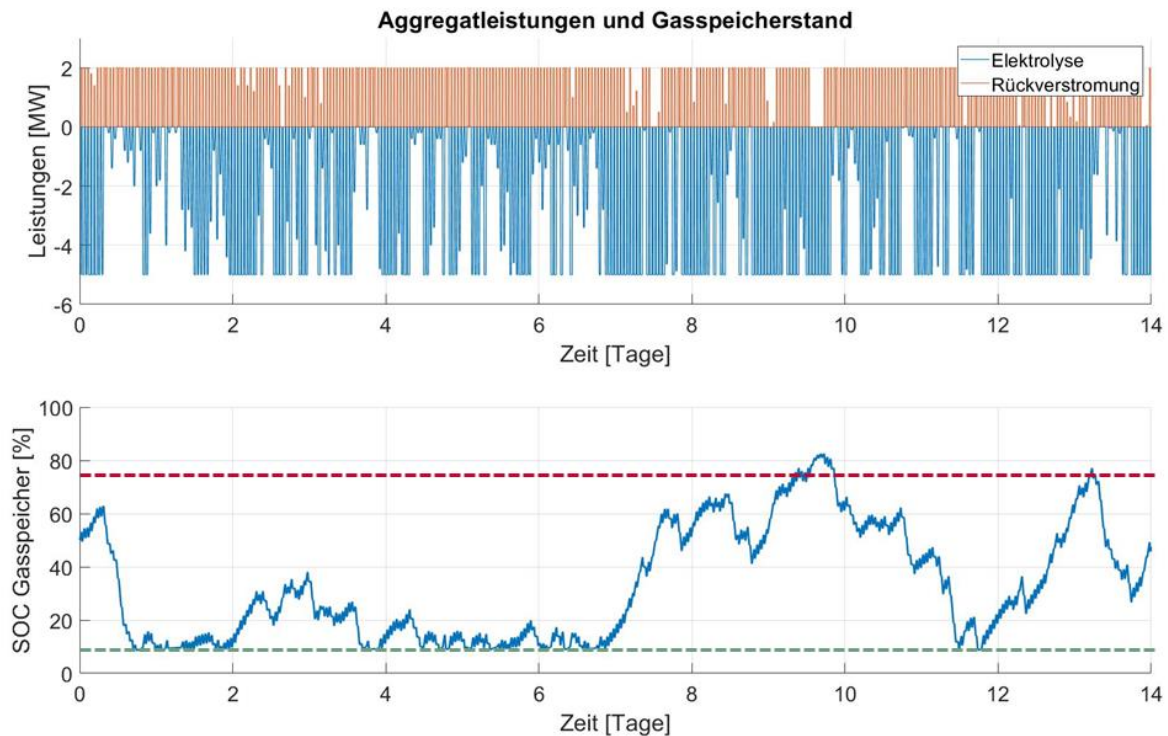


Abbildung 8: Anlagenverhalten bei 100 % Sekundärregelleistungsbetrieb - 5 MW Elektrolysesystem und 2 MW Rückverstromungssystem

Ist eine **Batterie** vorhanden, wird diese bei Regelleistungsanfragen vorrangig eingesetzt, wenn die Leistungsgradienten der Elektrolyse- und Rückverstromungssysteme nicht für den Regelleistungsbetrieb ausreichen. Zusätzlich kann die Batterie wahlweise zur Unterstützung der anderen Aggregate in Abhängigkeit des aktuellen Ladezustandes Energie entsprechend der Regelleistungsvorgabe aufnehmen bzw. abgeben.

## 2.4 Wirtschaftliche Bewertung von Energieanlagen

Aufgrund langer Nutzungsdauern von Wasserstoffanlagen (20 bis 30 Jahre) wird zur wirtschaftlichen Bewertung oft auf dynamische Investitionsrechnungsverfahren [11–13] zurückgegriffen. Diese berücksichtigen die Zahlungszeitpunkte und mögliche Abschreibungen von Anlagenteilen beim Erreichen des Betrachtungszeitraumes. Alternativ existieren statische Investitionsrechnungsverfahren. Mit diesen Methoden lässt sich die Datenauswertung unter kurzen Rechenzeiten rasch im Rahmen des Postprocessings durchführen. In der statischen

Investitionsrechnung werden sämtliche wirtschaftlichen Kriterien, die annähernd für die gesamte Nutzungsdauer Geltung haben, auf ein exemplarisches Nutzungsjahr bezogen [14]. Im Postprocessing des Simulationsmodells sind grundsätzlich beide Varianten hinterlegt.

Die Rentabilität der untersuchten Anlagenkonfigurationen wird anhand des Returns on Invest (ROI) beurteilt. Ob bestimmte Anlagenkonfigurationen Gewinn erwirtschaften und ob es überhaupt gewinnbringende Geschäftsfälle gibt, ist Gegenstand der durchzuführenden Untersuchungen. Daher wurde zusätzlich die Contribution Margin on Invest (CMOI) definiert. Dazu wird der durchschnittliche jährliche Deckungsbeitrag (Mindestkriterium positiv) auf die gesamten Investitionskosten bezogen. Die so entstehende Kennzahl CMOI ist in Abbildung 9 dargestellt. Der Kehrwert des CMOI entspricht jener Zeitspanne, in der sich die gesamten Investitionsausgaben aus den erwirtschafteten Deckungsbeiträgen abbezahlen (Amortisationsdauer). Beispielsweise bedeutet ein CMOI von 7 %, dass sich sämtliche erforderlichen Investitionen nach 15 Jahren abbezahlt haben.

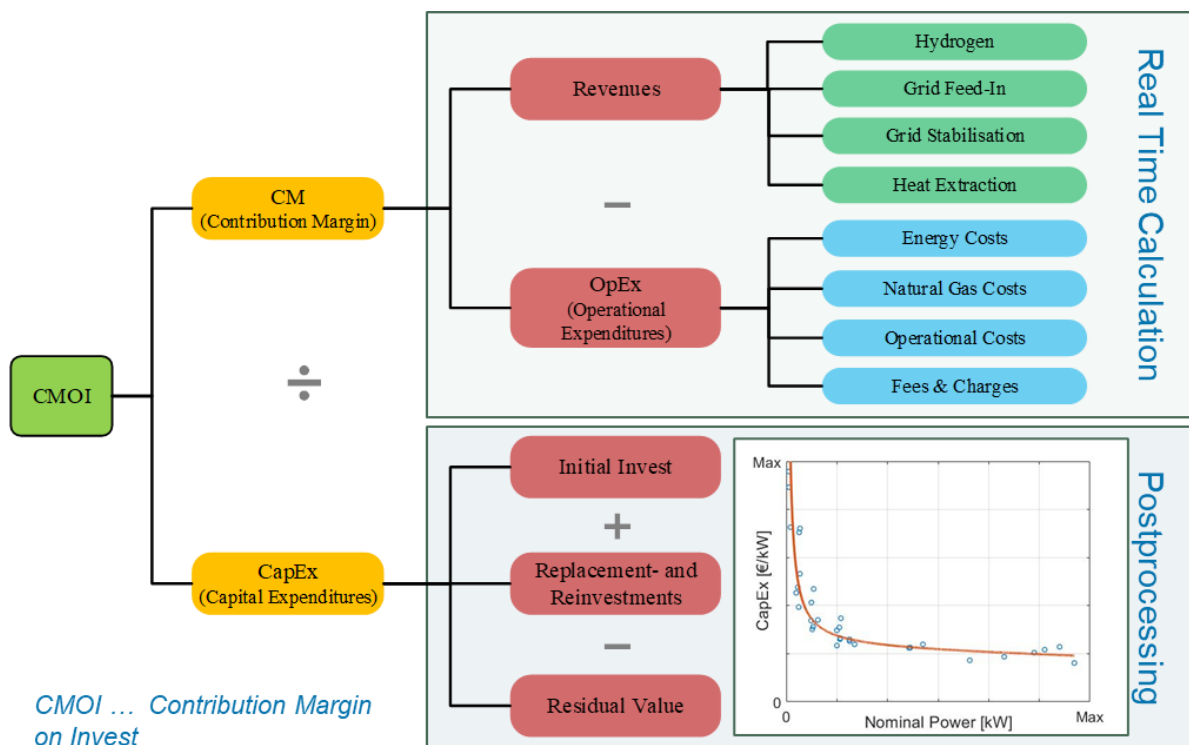


Abbildung 9: Berechnung des CMOI zum Vergleich von Anlagenkonfigurationen

Die Höhe der Anfangsinvestition und der Ersatzinvestition wird für jede Komponente in Abhängigkeit von technischen Parametern bestimmt, welche die Dimensionierung der Komponente möglichst eindeutig beschreiben. Solche Kennwerte sind z.B. die Nennleistung in kW für die Elektrolyse oder die Batterieleistung in kW und die Batteriekapazität in kWh für die Batterie. Die entsprechenden mathematischen Kostenfunktionen bzw. spezifischen Kosten basieren auf statistischen Auswertungen, Erfahrungswerten und Herstellerangaben.

### 3 Konzeptionierung einer PtP-Anlage in Hy2Power

Im Demonstrationsprojekt Hy2Power wurde die in Abbildung 10 skizzierte Anlagentopologie mit HYDRA abgebildet. Die Batterie- und Elektrolysesysteme können elektrische Energie aus dem öffentlichen Stromnetz beziehen. Der produzierte Wasserstoff wird auf Speicherdruck verdichtet und in einem Wasserstoff-Gasspeicher zwischengelagert. Wasserstoff kann in eine Erdgaspipeline eingespeist oder zur Verstromung verwendet werden. Alternative Verwertungspfade für Wasserstoff, wie die Nutzung in Industrie oder Mobilität, wurden nicht betrachtet. Zur Einspeisung von elektrischer Energie in das öffentliche Stromnetz kann entweder das Batteriespeichersystem oder das Verstromungsmodul eingesetzt werden. Dieses verwendet entweder den gespeicherten Wasserstoff als Brennstoff oder, falls bivalenter Betrieb möglich ist (Gasturbine, Verbrennungskraftmaschine), Methan aus der Pipeline. Der bivalente Betrieb bezeichnet dabei die Möglichkeit des Verstromungsmodules elektrischer Energie wahlweise aus zwei verschiedenen Brennstoffen, in diesem Fall aus Wasserstoff oder Methan, zu erzeugen.

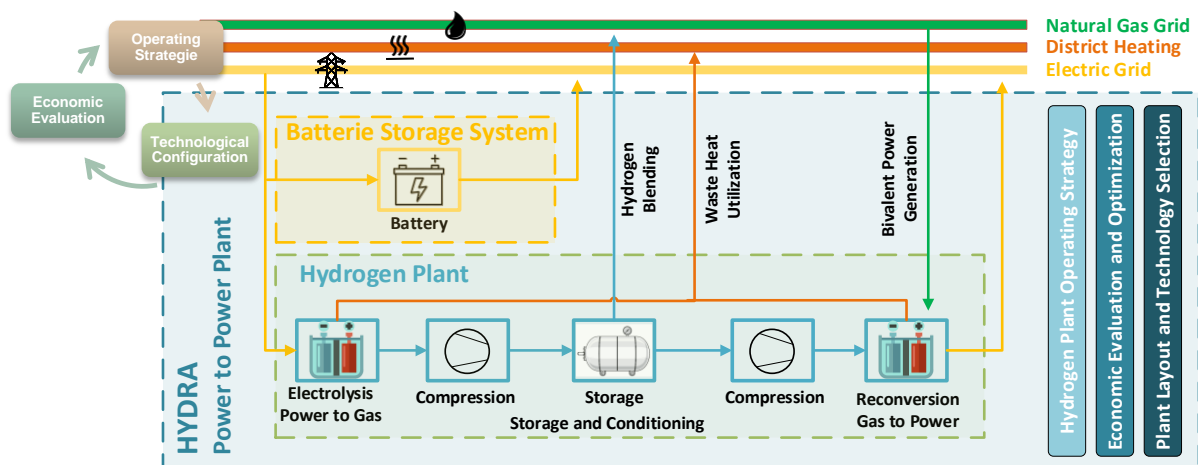


Abbildung 10: Allgemeine Anlagentopologie einer PtP-Anlage mit Batteriespeichersystem, Wasserstoffherzeugung, -speicherung und Rückverstromung

#### 3.1 Rahmenbedingungen der Simulationsstudie

Die technischen Daten der Teilsysteme wurden nach dem derzeitigen State-of-the-Art von den Projektpartnern definiert und für die Parametrierung der Module verwendet. Der verwendete Batteriespeicher wurde vom AIT [15] entwickelt und in der Moduldatenbank implementiert. Die Modellierung der verwendeten Teilsysteme und die zur Parametrierung verwendeten Eckdaten sind in Tabelle 2 im Annex eingetragen. Zusammengefasst wurden die folgenden Technologien und Betriebsregime untersucht:

Untersuchte Umwandlungs- und Speichertechnologien:

- Brennstoffzelle, bivalente VKM & bivalente Gasturbine (4 – 8 MWel Nennleistung)
- Alkalische und PEM-Elektrolyse (1 – 10 MWel Nennleistung)
- Batteriespeicher (0 – 4 MWel Nennleistung, 0 – 4,5 MWh Speicherkapazität)
- H<sub>2</sub>-Gasspeicher (1 – 5 t Speicherkapazität, 80 bar Speicherdruck)

Untersuchte Betriebsregime:

- Positive und negative Primär- und Sekundärregelleistung (PRL 100, SRL 100)
- Freier Markteinsatz (FME) der Elektrolyse, der Rückverstromung und des Batteriespeichers
- Kombination aus freiem Markteinsatz und Regelleistungsbetrieb mit 50% der angebotenen Nennleistung als Regelleistung (PRL 50, SRL 50)

Das Simulationsmodell wurde mit den Energiemarktdaten von 2019 parametrisiert. Die Energiepreise des Day-Ahead Marktes und die Regelenergiekosten wurden von der APG bezogen [16]. Auftretende Kosten und Gebühren der 110 kV Netzebene und durch die Anbindung an die Erdgasinfrastruktur wurden von VTU zur Verfügung gestellt [17].

Das Bieterverhalten an den Energie- bzw. Regelenergiemärkten wurde im Rahmen dieser Studie vernachlässigt. Die Anlage erhält immer den Zuschlag für die angebotene Leistung, wenn diese abgerufen wird. Erlöse werden in Höhe der mittleren Kosten entsprechend den implementierten Datensätzen der Leistungs- und Arbeitspreise laut APG für Regelleistung zum jeweiligen Zeitpunkt erzielt. Die Ergebnisse sind daher als Optimalfall zu betrachten. Um Ergebnisse für reduzierte Zuschläge am Regelenergiemarkt zu generieren, wurden Simulationen mit abgerufenen Leistungen in Höhe von 50 % der nutzbaren Nennleistung durchgeführt. Zusätzlich kann mit beliebigen Leistungen am Regelenergiemarkt teilgenommen werden, wie es zum Beispiel im (virtuellen) Kraftwerksverbund möglich ist.

Durch die zu betrachtenden Kombinationen aus Betriebsregime, Technologieauswahl und technischer Parametrierung (Nennleistung, Speicherkapazität etc.) ergeben sich mehr als 40.000 Kombinationen. Um die notwendige Simulationszeit zu verringern, wurden 2 repräsentative Wochen aus dem Jahr 2019 ausgewählt. Die Repräsentativität der zwei ausgewählten Wochen wurde stichprobenartig mit 365-tägigen Kontrollsimulationen sichergestellt.

Im Rahmen der Simulationsstudien wurde für jedes mögliche Betriebsregime eine Variation der Technologien sowie Leistungs- und Speicherkapazitäten durchgeführt. Durch die Berechnung der CMOI basierend auf der statischen Kostenrechnung können alle Anlagenkonfigurationen des jeweiligen Betriebsregimes nach ihrer Wirtschaftlichkeit sortiert werden. Die wirtschaftlichste Anlagenkonfiguration jedes Betriebsregimes wird als Best-Case Ergebnis bezeichnet.

### **3.2 Ergebnisse der Technologievergleiche**

Anhand der durchgeführten Simulationsstudie konnten die beiden Elektrolysetechnologien PEM-Elektrolyse und alkalische Elektrolyse verglichen werden. Bei der Rückverstromung des hergestellten Wasserstoffes wurden PEM-Brennstoffzellensystem, Verbrennungskraftmaschine (VKM) und Gasturbine für den Einsatz in PtP-Anlagen verglichen.

Sowohl die alkalische als auch die PEM-Elektrolyse erfüllen die Anforderungen ähnlich gut. Die technischen Nachteile der AEL, die geringere Leistungsdynamik und der eingeschränkte Lastbereich sind bei der konkreten Anwendung keine schwerwiegenden Nachteile. Ist die Leistungsdynamik der Elektrolyse z.B. für eine Regelleistungsanfrage nicht ausreichend, kann die notwendige Energie vom Batteriespeicher bezogen werden. Beim ökonomischen Vergleich sind aufgrund der geringeren Investitions- und Ersatzinvestitionskosten sowie der längeren Lebensdauer Vorteile der alkalischen Elektrolyse erkennbar.

Für die Betriebsregime, in denen ein häufiger Betrieb der Rückverstromung im Teillastbetrieb zu erwarten ist, haben die Verbrennungskraftmaschine und die Brennstoffzelle Vorteile bei den Betriebskosten gegenüber der Turbine. Teillastbetrieb tritt zum Beispiel erhöht bei Regelleistungsabfragen unter der Nennleistung auf. Dies liegt an den deutlich höheren Teillastwirkungsgraden von VKM und Brennstoffzelle. Die Elektrolyse muss bei der Turbine daher deutlich größer dimensioniert werden, falls Teillastbetrieb mit Wasserstoff angestrebt wird. Für den Teillastbetrieb bieten sich daher Brennstoffzellen und VKM an.

Bei der Turbine und der Brennstoffzelle kann auf einen Wasserstoff-Vorverdichter verzichtet werden. Bei der VKM hängt die Notwendigkeit eines solchen Verdichters von der Art der Kraftstoffeinbringung in den Motor ab (z.B. zentrale Gemischbildung, Saugrohrenblasung oder Direkteinblasung). Je nach System variiert das dafür benötigte Wasserstoffdruckniveau. Aus den Simulationsergebnissen konnte abgeleitet werden, dass höhere Speicherdrücke oder geringere benötigte Kraftstoffdrücke der VKM die Investitionskosten deutlich reduzieren können. Laut den Projektrahmenbedingungen kann der höhere Wirkungsgrad der Brennstoffzellen die niedrigeren Investitionskosten der VKM nicht aufwiegen. Für Betriebsregime in denen die Anlage auch im Teillastbetrieb operieren soll, ist die VKM unter den gegebenen Rahmenbedingungen somit die wirtschaftlichste Option. Sinken die Investitionskosten der Brennstoffzelle weiter, kann sie die beste Option für die Verstromung von Wasserstoff darstellen. Basierend auf den Simulationsergebnissen wurden die optimale Anlagentopologie sowie die optimalen Leistungen und Kapazitäten für die einzelnen Teilsysteme ausgewählt.

### **3.3 Ergebnisse der Potentialabschätzung der H<sub>2</sub>-Rückverstromung**

Im freien Markteinsatz besteht das Ziel der PtP-Anlage darin, bei niedrigen Energiekosten Wasserstoff zu produzieren und bei hohen Energiepreisen Wasserstoff zu verstromen und gewinnbringend in das Stromnetz einzuspeisen. Um das Potential dieser Betriebsweise vollständig ausschöpfen zu können, ist ein ausreichend groß dimensionierter Energiespeicher notwendig. Für die Potentialabschätzung wurde der Energiespeicher vereinfacht als ausreichend groß dimensioniert angenommen, um die maximalen Betriebsstunden des Bezugsjahres zu ermitteln. Die Ergebnisse dieser Potentialabschätzung für das vollständige Bezugsjahr 2019 werden hier vorgestellt. Die Randbedingungen der Potentialanalyse lauten:

- Berücksichtigung der Betriebskosten (Energiekosten, Ersatzinvestitionen) aller beteiligten Anlagenmodule
- Berücksichtigung der Kosten und Gebühren aller Medien und Energien über die Systemgrenzen (Netzgebühren, Arbeitspreis etc.)
- Investitionskosten in die Anlagenmodule wurden nicht berücksichtigt
- Die Anlagenkonfiguration entspricht der empfohlenen Konfiguration des Technologievergleiches

Mit der ausgewählten Anlagenkonfiguration wurden die zeitlichen Verläufe der Kosten und Erlöse nach Tabelle 1 berechnet und anschließend sortiert. Die verwendeten Symbole sind in Tabelle 3 im Annex aufgelistet.

*Tabelle 1: Definition der relevanten Kosten und Erlöse zur Potentialabschätzung*

|  |  |
|--|--|
| H <sub>2</sub> -Gestehungskosten       | $K_{H_2} = OpEx_{Elyvar} + \frac{(K_{Energie} + K_{Netz}) \cdot (1 + \xi_{VD})}{\eta_{Ely}}$ |
| H <sub>2</sub> -Verstromungskosten     | $K_{H_2} / \eta_{RV_{H_2}}$  |
| H <sub>2</sub> -Verstromungskosten EAG | $K_{H_2} / \eta_{RV_{H_2}} \text{ mit } K_{Netz} = 0$  |
| Einspeiseerlöse                        | $(E_{Energie} - K_{Netz\_Ein})$  |
| Einspeiseerlöse mit var. OpEx          | $(E_{Energie} - K_{Netz\_Ein}) - OpEx_{RVvar}$   |

Die aufsteigend sortierten Kosten und absteigend sortierten Erlöse des Bezugsjahres 2019 sind in Abbildung 11 dargestellt. Aus den Schnittpunkten der Kosten- und Erlöskurven können die maximal möglichen Betriebsstunden eines Bezugsjahres für die gewinnbringende Rückverstromung von Wasserstoff berechnet werden. Der Schnittpunkt (rote Linie) der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten mit den Einspeiseerlösen entspricht dabei den maximalen Betriebsstunden ohne Berücksichtigung von Betriebskosten, Umwandlungswirkungsgrad der Rückverstromung oder Gebühren. Der Schnittpunkt (dunkelblaue Linie) der H<sub>2</sub>-Verstromungskosten mit berücksichtigtem Erneuerbarem-Ausbau-Gesetz EAG, mit den Einspeiseerlösen entspricht den maximalen Betriebsstunden, wenn zusätzlich der Umwandlungswirkungsgrad der Rückverstromung berücksichtigt wird. Die real nutzbaren Betriebsstunden werden durch den Schnittpunkt (hellblaue Linie) der H<sub>2</sub>-Verstromungskosten mit den Einspeiseerlösen mit Betriebskosten der relevanten Anlagenmodule gekennzeichnet.



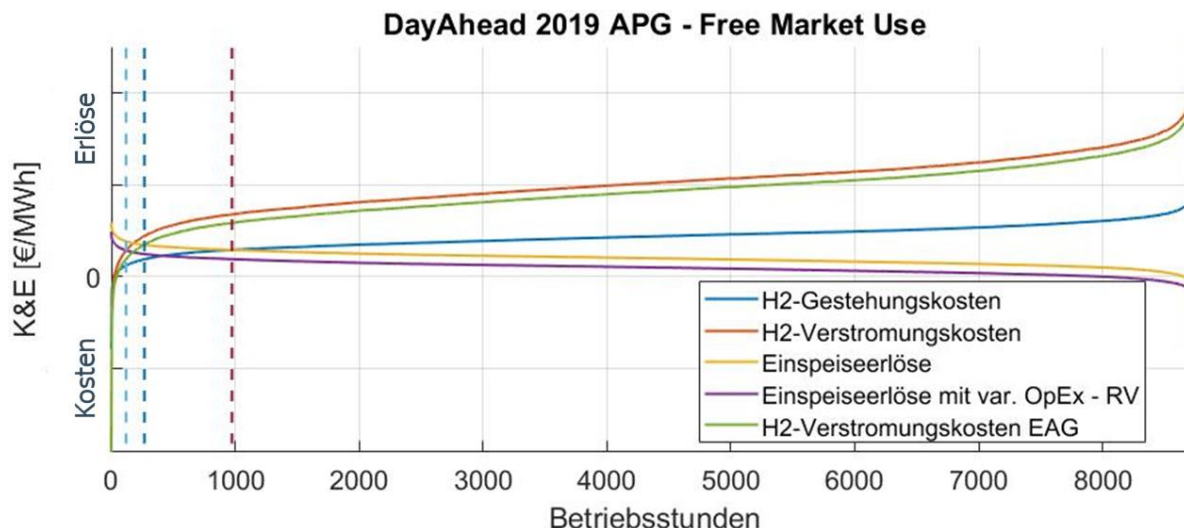


Abbildung 11: Sortierte Kosten- und Erlöse bei Rückverstromung von Wasserstoff basierend auf den Energiepreisen des Jahres 2019

Für das in Abbildung 11 dargestellte Szenario 2019 werden lediglich ca. 100 Betriebsstunden zur gewinnbringenden Wasserstoffherstellung und Rückverstromung erreicht. Wird bereits das EAG [18] berücksichtigt, sind ca. 150 Betriebsstunden möglich. Zum Vergleich sind 2019 bei der Verstromung von Methan ca. 600 Betriebsstunden zu erreichen. Zusätzlich zum Szenario 2019 wurden die Betriebsstunden von Zukunftsszenarien laut VTP und von Szenarien mit Sekundärregelleistungsbetrieb der Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion berechnet. In diesen übersteigen die mit Wasserstoffverstromung möglichen Betriebsstunden die Methanverstromung deutlich um den Faktor 2 bis 2,5. Die maximalen Betriebsstunden von unter 1000 sind jedoch auch in den zukünftigen Energieszenarien gering.

Es wird deutlich, dass die maximalen Betriebsstunden der Anlage bei der H<sub>2</sub>-Rückverstromung stark vom Energieszenario bzw. vom Bezugsjahr abhängig sind. Die Herstellung und Rückverstromung von Wasserstoff mittels Energie aus dem öffentlichen Stromnetz kann den Anlagenbetrieb wirtschaftlich unterstützen, erweist sich in den betrachteten Energieszenarien jedoch nicht als eigenständiger Business-Case.



### 3.4 Ergebnisse der Potentialabschätzung zur Netzstabilisierung

Die bei der durchgeführten Simulationsstudie ermittelten Kosten und Erlöse der jeweils wirtschaftlichsten Anlagenkonfiguration je Betriebsregime sind in Abbildung 12 dargestellt. Dazu wurden für jedes Betriebsregime alle möglichen Anlagentopologien mit PEM-Elektrolysesystem und VKM zur Verstromung von Wasserstoff simuliert. Die Betriebsstrategie der Batterie wurde entweder im freien Markteinsatz oder als Unterstützung im Regelleistungsbetrieb (Hilfsbetrieb) eingestellt. Im freien Markteinsatz (FME) ist mit keiner Anlagentopologie die Deckung der Betriebskosten möglich. Die CMOI ist negativ.

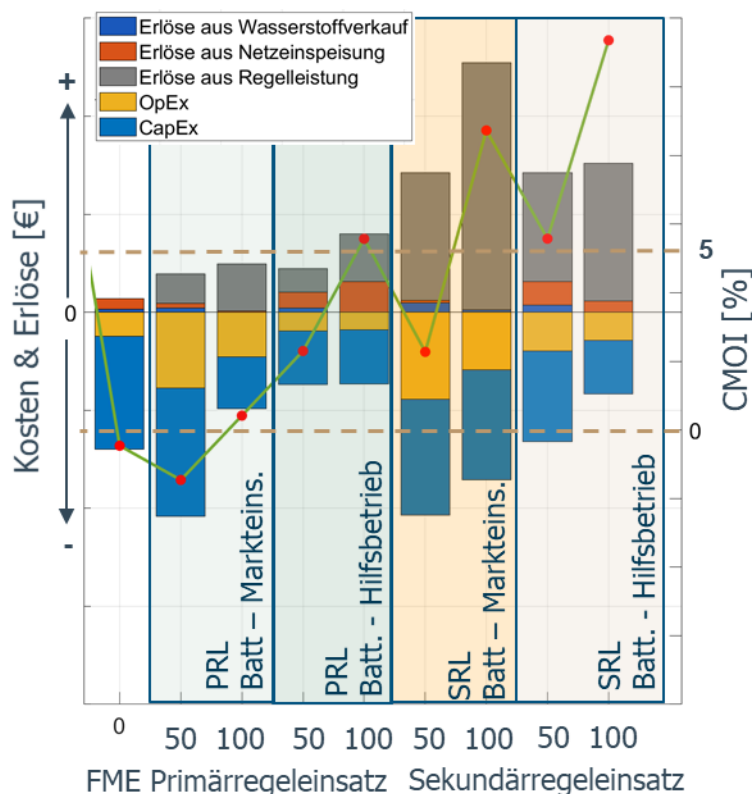


Abbildung 12: Kosten und Erlöse sowie CMOI der Betriebsregime Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und im freien Markteinsatz (FMA). Die CMOI sind als rote Punkte dargestellt.

Im Primärregelleistungsbetrieb kann nur von einem Betriebsregime ein CMOI von mehr als 5 % entsprechend einer Amortisationszeit von weniger als 20 Jahren erreicht werden (PRL 100). Die PRL-Betriebsregime mit reduzierter angebotener PRL-Leistung von 50 % (PRL 50) der maximal möglichen Anlagenleistung, erreichen mit keiner simulierten Anlagentopologie die angestrebte CMOI.

Für den Sekundärregelleistungsbetrieb (SRL) erreichen mehrere Anlagentopologien einen CMOI von mehr als 5 %. Betriebsregime, in denen die Batterie nicht zum Abdecken von Regelleistungsanfragen verwendet wird (Markteinsatz), sind tendenziell unwirtschaftlicher.

Zusammengefasst ist der Sekundärregelleistungsbetrieb im Vergleich zum Primärregelleistungsbetrieb tendenziell wirtschaftlicher. Dieses Verhalten ist einerseits mit den geringeren Erlöspotentialen des Primärregelleistungsbetriebes je angebotener MW PRL zu erklären. Andererseits kann durch die bei PRL geforderte Symmetrie von positiver und negativer angebotener PRL der Leistungsbereich bei vielen Anlagenkonfigurationen nicht vollständig als PRL angeboten werden. Die Elektrolyse- und VKM-Leistungen sind daher für PRL möglichst gleich groß zu dimensionieren, um den vollen Leistungsbereich symmetrisch als PRL anbieten zu können.

Beim Betrieb der Anlage als Sekundärregelreserve werden die CMOI tendenziell mit steigenden Elektrolyseleistungen größer. Unter den Randbedingungen der Simulationsstudie

ist eine Dimensionierung der Elektrolyseleistungen im Verhältnis zur Leistung der Rückverstromung im Bereich von 1,25 bis 2,5 für den Sekundärregelleistungsbetrieb anzustreben. Wird angenommen, dass eine identische Anlagentopologie bei gleichbleibenden Erlösen je MW nur noch 50 % der angebotenen SRL als Zuschlag erhält, sinken die erreichbaren CMOI um ca. 5 % ab.

Die optimale Batteriekapazität ist von der Betriebsstrategie der Batterie abhängig. Wird die Batterie nicht zum Abdecken der Regelleistungsanfrage verwendet, sind kleine bzw. keine Batterieleistung zu bevorzugen. Daraus kann geschlossen werden, dass beim freien Markteinsatz der Batterie nicht genügend Erlöse erzielt werden, um die Batterieinvestitions- und Betriebskosten zu decken. Alternativ kann die Anpassung der Betriebsweise der Batterie im freien Markteinsatz weiter untersucht werden. Wird die Batterie unterstützend zur Abdeckung von SRL Anfragen verwendet (Hilfsbetrieb), ergibt sich ein optimaler Bereich der Batteriekapazität. Anhand der maximalen CMOI ist diese Variante der Anlagentopologie ohne Batteriespeicher vorzuziehen.

### 3.5 Auswirkungen des EAG auf die Anlagenwirtschaftlichkeit

Mit 7. Juli 2021 wurde im österreichischen Parlament das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) [19] mit 2/3-Mehrheit beschlossen. Die Auswirkungen des EAG auf den ROI einer beispielhaft ausgewählten Anlagenkonfiguration im Sekundärregelleistungsbetrieb sind in Abbildung 13 dargestellt. Der Bezugszeitraum beträgt 20 Jahre. Da während der Projektlaufzeit die konkreten Inhalte des EAG laufend geändert wurden, sind die Auswirkungen der Gesetzesänderung im Diagramm dargestellt. Ohne Förderung sowie Netzgebührenbefreiung wäre für die untersuchte PtP-Anlage auf Basis der vorliegenden Annahmen ein maximaler ROI von 6,4 % möglich. Die letztlich beschlossene Fassung sieht eine komplette Befreiung von Netznutzungs- sowie Netzverlustentgelt für einen Zeitraum von 15 Jahren vor. Bei Erhalt der maximalen Förderung von 45 % der Anfangsinvestition könnte ein ROI von bis zu 11,4 % erreicht werden. Bei netzdienlichem Betrieb wäre gemäß EAG zusätzliche Förderungen möglich.

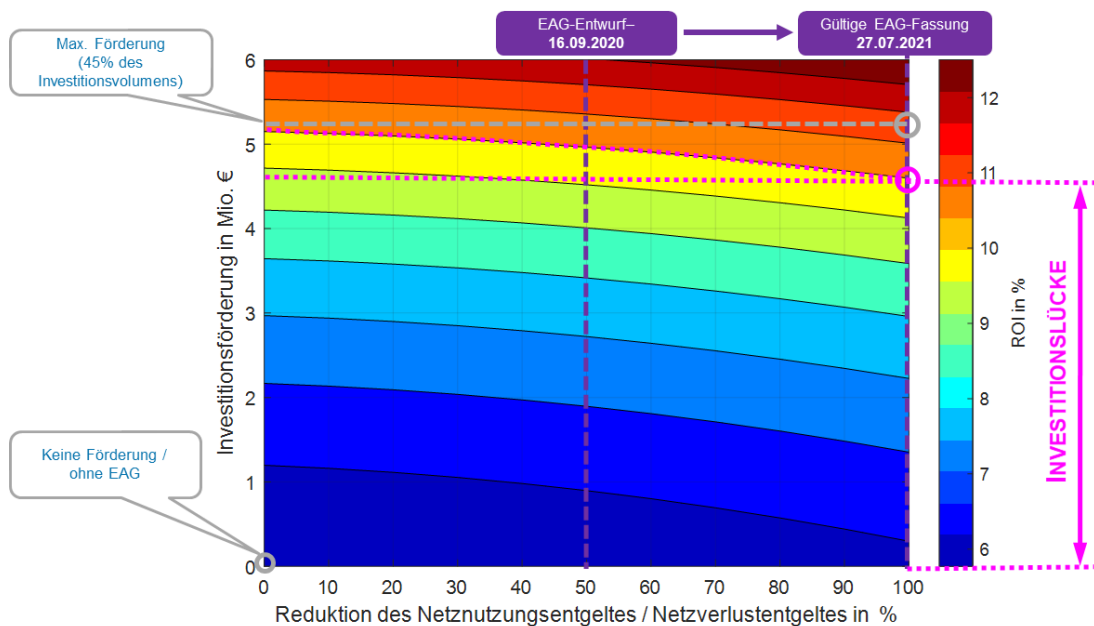


Abbildung 13: Investitionslücke von ROI bei 100 % Sekundärregelleistungsbetrieb für den Best Case mit 2,5 MW PEM-Elektrolyse und 4 MW DFI-VKM

Ist für eine Investitionsentscheidung ein minimaler ROI gefordert, kann aus Darstellung in Abbildung 13 der benötigte Fördermittelbedarf (Investitionslücke) abgeleitet werden. Für einen geforderten ROI von 10 % ergibt sich damit eine benötigte Förderung von 4,6 Mio. € bei einer möglichen Förderung von bis zu 5,3 Mio. €.

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Mit der vorgestellten simulationsbasierten Methodik ist es möglich, komplexe Energieinfrastrukturen und Betankungsanlagen abzubilden und bestmöglich an die lokalen Anforderungen und Gegebenheiten anzupassen. Im Forschungsprojekt Hy2Power wurde die Methodik erfolgreich angewandt. Für den Anwendungsfall der PtP-Anlage zur Netzstabilisierung wurden wichtige Erkenntnisse hinsichtlich der Technologieauswahl, Leistungspaarungen und Betriebsregime gewonnen. Die wirtschaftliche Auswertung zeigt, dass die Anlage im freien Markteinsatz nicht kostendeckend betrieben werden kann. Beim Einsatz zur Netzstabilisierung ist der wirtschaftliche Betrieb im PRL und insbesondere im SRL-Betrieb möglich.

Bei der Bewertung der Ergebnisse muss jedoch berücksichtigt werden, dass diese nur für den Regelleistungsmarkt 2019 gültig sind und etwaige Änderungen dieses Marktes auch zu einer Neubewertung der Anlagenwirtschaftlichkeit führen. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die erhaltenen Zuschläge an Regelleistung großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage haben. Daher sind Bietermodellen für zukünftige Untersuchungen, wenn möglich, zu berücksichtigen.

Um weniger abhängig vom Regelleistungsmarkt zu sein, ist die Nutzung von zusätzlichen Verwertungspfaden für den hergestellten Wasserstoff (z.B. in der Mobilität oder Industrie) und der anfallenden Abwärme weiter zu untersuchen.

Nach dem erfolgreichen Abschluss der simulationsbasierten Anwendungsstudie erfolgt im nächsten Schritt die experimentelle Validierung des hybriden Rückverstromungsmoduls am LEC Vollmotorprüfstand. Zu diesem Zweck wurde ein Hardware-in-the-Loop (HiL) Ansatz gewählt. Während die Verbrennungskraftmaschine real am Prüfstand aufgebaut wird, werden Batterie und Netz als Modelle abgebildet. Mit diesem HiL System kann das komplexe Zusammenspiel der Komponenten in hochdynamischen Betriebsmodi (z.B. Bereitstellung von Primärregelleistung) optimiert und validiert werden, wobei jedoch auf den Einsatz einer kostenintensiven realen Batterie verzichtet werden kann.

**Projektleitung Hy2Power:** LEC GmbH **Projektpartner:** INNIO Jenbacher GmbH & Co OG, VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG, Graz University of Technology - Institute of Internal Combustion Engines and Thermodynamics, HyCentA Research GmbH, AIT Austrian Institute of Technology GmbH

**Gefördert im Rahmen des COMET Programms** durch BMK, BMDW und den Ländern Steiermark, Tirol und Wien. Das COMET Programm wird durch die FFG verwaltet.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] C. Sejkora, L. Kühberger, F. Radner, A. Trattner, and T. Kienberger, "Exergy as Criteria for Efficient Energy Systems – Maximising Energy Efficiency from Resource to Energy Service, an Austrian Case Study," *Energy*, vol. 13, no. 4, p. 122173, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.122173.
- [2] A. Trattner, M. Klell, and F. Radner, "Sustainable hydrogen society – Vision, findings and development of a hydrogen economy using the example of Austria," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 4, pp. 2059–2079, 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.10.166.
- [3] P. Heidinger, C. Perez Linkenheil, and F. Huneke, *ÖSTERREICHS WEG RICHTUNG 100 % ERNEUERBARE. EINE ANALYSE VON 2030 MIT AUSBLICK 2050*. Berlin, 2019.
- [4] F. Radner, "Entwicklung und Optimierung von Betriebsstrategien für Wasserstoffproduktionsanlagen im Power-to-X Verbund," Masterarbeit, Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik, TU Graz, Graz, 2020.
- [5] Kopp, K., Klopčič N., Sartory, M., Trattner, A., Neumann, K., "Renewable Gasfield - Konzeptionierung einer PtG Anlage basierend auf Verbrauchsszenarien für die regionale Wasserstoffversorgung von Mobilitäts- und Industrieanwendungen," 2022.
- [6] F. Radner, "Unleashing the Potential of PtX-Facilities with HYDRA: Hydrogen Infrastructure Simulation and Optimization Tool," online, Jun. 21 2021.
- [7] A. Trattner, M. Höglinger, M.-G. Macherhammer, and M. Sartory, "Renewable Hydrogen: Modular Concepts from Production over Storage to the Consumer," *Chemie Ingenieur Technik*, 2021, doi: 10.1002/cite.202000197.
- [8] B. Staggl, "Optimierung der Anlagenkonfiguration und Betriebsstrategie einer Wasserstoff-Produktionsanlage im Rahmen von Renewable Gasfield," Graz, Feb. 12 2020.
- [9] U. Lindemann, *Handbuch Produktentwicklung*. München: Hanser, 2015.
- [10] *Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles*, SAE J2601. [Online]. Available: [https://www.sae.org/standards/content/j2601\\_202005/](https://www.sae.org/standards/content/j2601_202005/)
- [11] T. Nguyen, Z. Abdin, T. Holm, and W. Mérida, "Grid-connected hydrogen production via large-scale water electrolysis," *Energy Conversion and Management*, vol. 200, p. 112108, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112108.
- [12] L. Viktorsson, J. Heinonen, J. Skulason, and R. Unnthorsson, "A Step towards the Hydrogen Economy—A Life Cycle Cost Analysis of A Hydrogen Refueling Station," *Energies*, vol. 10, no. 6, p. 763, 2017, doi: 10.3390/en10060763.
- [13] *Betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung für Energiesysteme nach dynamischen Rechenmethoden*, M 7140, ÖNORM.
- [14] K.-D. Däumler, J. Grabe, and C. R. Meinzer, *Investitionsrechnung verstehen: Grundlagen und praktische Anwendung mit Online-Training*, 14th ed.
- [15] AIT, *Austrian Institute of Technology GmbH*. [Online]. Available: <https://www.ait.ac.at/>

- [16] APG, *Austrain Power Grid*. [Online]. Available: <https://www.apg.at/>
- [17] VTP, *VERBUND Thermal Power GmbH & Co KG*. [Online]. Available: <https://www.verbund.com/>
- [18] *Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen, Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG*. [Online]. Available: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>
- [19] *Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG): BGBl. I Nr. 150/2021, 2021*.
- [20] Hydrogen Center Austria, *HyCentA Research GmbH*. [Online]. Available: [www.hycenta.at](http://www.hycenta.at)
- [21] LEC GmbH, *Large Engine Competence Center*.
- [22] INNIO, *INNIO Jenbacher GmbH & Co OG*. [Online]. Available: <https://www.innio.com/de>

## 6 Annex

*Tabelle 2: Modellierung und zur Parametrierung verwendete Datenquelle der Anlagenmodule aus dem Projekt Hy2Power. Die technischen Kennwerte entsprechen dem aktuellen State-of-the-Art.*

| Teilsystem                | Modellierung  | Datenquelle                    |
|---------------------------|---|--------------------------------|
| Brennstoffzellen-system   | Wirkungsgradkennlinie, Bruttoreaktion                             | HyCentA Research [20]          |
| Verbrennungskraftmaschine | Kennfeldbasiert für Wasserstoff und Methan                        | LEC [21], INNIO Jenbacher [22] |
| Gasturbine                | Polynomfunktion des Umwandlungswirkungsgrades, Reaktionsgleichung | VTP [17]                       |
| Batteriespeicher-system   | Coulomb-counting  | AIT [15]                       |
| Gasspeicher               | Realgasgleichung ohne Wärmeübergang                               | HyCentA Research [20]          |
| Verdichter                | Isotherme Verdichtung mit Realgaskorrektur                        | HyCentA Research [20]          |

*Tabelle 3: Beschreibung der verwendeten Symbole und Abkürzungen*

|               |   |
|---------------|---|
| $K_{H_2}$     | Gestehungskosten – Wasserstoff [€]                      |
| $K_{Energie}$ | Bezugskosten für elektrische Energie [€/MWh]            |
| $K_{Netz}$    | Gebühren für den Bezug von elektrischer Energie [€/MWh] |

|                        |   |
|------------------------|---|
| $K_{\text{Netz\_Ein}}$ | Gebühren für die Einspeisung von elektrischer Energie [€/MWh] |
| $OpEx_{\text{ElyVar}}$ | Variable Betriebskosten der Elektrolyse [€/MWh]               |
| $OpEx_{\text{RVVar}}$  | Variable Betriebskosten der Rückverstromung [€/MWh]           |
| $\xi_{\text{VD}}$      | Energiebedarf des Verdichters relativ zur Elektrolyse [%]     |
| $\eta_{\text{RVH}_2}$  | Elektrischer Umwandlungswirkungsgrad der Rückverstromung [%]  |
| PtP                    | Power-to-Power  |
| PtX                    | Power-to-X  |
| SRL                    | Sekundärregelleistung   |
| PRL                    | Primärregelleistung   |
| FMA                    | Freier Markteinsatz   |
| CMOI                   | Contribution Margin on Invest                                 |
| VKM                    | Verbrennungskraftmaschine                                     |
| OpEx                   | Operational Expenditures – Betriebskosten                     |
| CapEx                  | Capital Expenditures – Investitionskosten                     |
| EAG                    | Erneuerbare-Ausbau-Gesetz                                     |
| ROI                    | Return on Invest  |