ecoPtG

„Erforschung von Möglichkeiten des Technologietransfers aus der Automobilindustrie zur Realisierung eines modularen Low-Cost-Elektrolysesystems der 100 kW Klasse“

Förderkennzeichen 03ET6066D

Abschlussbericht per 30.06.2019

ZE:

Reiner Lemoine Institut gGmbH

Vorhabenbezeichnung:

ecoPtG

„Erforschung von Möglichkeiten des Technologietransfers aus der Automobilindustrie zur Realisierung eines modularen Low-Cost-Elektrolysesystems der 100 kW Klasse“

Teilprojekt:

„Modellierung von Betriebs- und Anwendungsszenarien eines Elektrolyseurs im Kontext des Marktpotenzials“

Laufzeit des Vorhabens:

01.11.2015 bis 30.06.2019

Zuwendungsempfängerin:

Reiner Lemoine Institut gGmbH
Rudower Chaussee 12
12489 Berlin

Autoren:

Oliver Arnhold
Marlon Fleck
Laura Wienpahl

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gefördert.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

I Kurzdarstellung 1

1 Zusammenfassung 2

2 Aufgabenstellung 3

3 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde 4

3.1 Motivation zur Beantragung des Projekts 4

3.2 Für das Verbundvorhaben relevantes Entwicklungsumfeld 5

4 Planung und Ablauf des Vorhabens 7

5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen 11

II Eingehende Darstellung 12

1 Verwendung der Zuwendung und der erzielten Ergebnisse im Einzelnen 13

1.1 AP 1.3 - Szenarien- und KPI-Definition 13

1.2 AP 2.4 – Aufbau und Test peripherer Subsysteme 13

1.3 AP 3.5 – Inbetriebnahme und Messung Versuchssystem 14

1.4 AP 4.4 – Inbetriebnahme und Betrieb Container-integrierte Anlage 15

1.5 AP 5.1 – Simulationsgestützte Entwicklung der Betriebsstrategie 15

1.6 AP 5.2 - Simulative Marktpotenzialanalyse und Identifikation geeigneter Anwendungen 24

1.7 AP 5.3 – Szenarienauswertung 34

1.8 AP 5.4 – Dissemination 36

2 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises 37

3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit 38

4 Voraussichtlicher Nutzen / Verwertbarkeit der Ergebnisse 38

4.1 Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen, erteilte Schutzrechte, (standortbezogene) Verwertung, weitere Verwertungsmöglichkeiten 38

4.2 Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende 38

4.3 Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten nach Projektende 38

4.4 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit für eine mögliche notwendige nächste Phase 39

5 Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordene Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen 39

6 Veröffentlichungen und Vorträge 40

6.1 Veröffentlichungen 40

6.2 Vorträge 40
7 Technische Anlagen 41
7.1 Modell Strom-Spannung-Kennlinie 41
7.2 Modell Aufheiz- und Abkühlvorgang 41
7.3 Modell Gleichrichterwirkungsgrad 42
7.4 Test der Echtzeitsteuerung 44
III Literaturverzeichnis 45
IV Anlage Szenarienauswertung 46

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nutzungspfade von Wasserstoff und Fokus von ecoPtG (Quelle: DENA; Potenzialatlas Power to Gas, DENA, Juni 2016) 5

Abbildung 2: Power-to-Gas-Projekte in Deutschland (Quelle: DVGW; Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird… Eine Übersicht der Power-to-Gas-Projekte in Deutschland, DVGW, April 2019) 7

Abbildung 3: Projektstruktur mit Arbeitspaketen, Zuständigkeiten und Hauptergebnissen 8

Abbildung 4: Entwicklung und Test der Subsysteme „Elektrische Peripherie“, „„Elektrolyseblock“ und „verfahrenstechnische Peripherie“ sowie deren Verschaltung zum Gesamtsystem im Versuchsstand (ZSW) bzw. Container (IAV). 9

Abbildung 5: Zeit- und Arbeitsplanung des Verbundvorhaben bei Antragstellung. 10

Abbildung 6: Testzeitreihe für den Betrieb des Elektrolysesystems durch die Echtzeitsteuerung. 15

Abbildung 7: Schematischer Aufbau einer Wasserstofftankstelle mit On-Site-Elektrolyse. 20

Abbildung 8: Schaubild des Konzepts der Echtzeitsteuerung. 21

Abbildung 9: Energiekosten (EEX-Spotmarktpreise Intraday, umlagenbefreit, inkl. Vergütungen bei Regelenergie) für die Wasserstoffherstellung im Tankstellenbetrieb in einem exemplarischen Testmonat. Im Fall „Vorgabe Betriebsoptimierung“ erfolgt keine sekündliche Korrektur der Betriebsoptimierung, die Regelung „Speicherstandoptimierung“ orientiert sich an der Speichermenge, die Bereitstellung von Regelenergie orientieren sich an der Netzfrequenz um Primärregelleistung bereitzustellen. 22

Abbildung 10: Vergleich der Leistungsvorgabe der durch die Betriebsoptimierung berechneten Handlungsanweisung und des durch die Speicherstandoptimierung berechneten Steuersignals (Plot oben) sowie des prognostizierten Wasserstoffbedarfs (m_{soll}) und des tatsächlich auftretenden Wasserstoffbedarfs (m_{ist}) (Plot unten) über einen exemplarischen Simulationszeitraum von 3 Stunden. 23

Abbildung 11: Darstellung der Echtzeitvisualisierung in einem Browser. 24

Abbildung 12: Täglicher Wasserstoffbedarf für die drei Szenarien „Optimistisch“, „Pessimistisch“ und „Schlimmstfall“ über einen Zeitraum von 20 Jahren. 25

Abbildung 13: Wasserstoffbedarf pro Stunde für die drei Szenarien "Optimistisch", "Pessimistisch" und "Schlimmstfall". 26

Abbildung 14: Ergebnisse der Modularitätsauswertung für das optimistische Bedarfsszenario. Links: Entwicklung der Annuitäten (Anlagen- und Stromkosten ohne Wasserstofferlös); Rechts: Anzahl der ecoPtG-Elektrolyseure. 27

Abbildung 15: Ergebnisse der Modularitätsauswertung für das pessimistische Bedarfsszenario. Links: Entwicklung der Annuitäten (Anlagen- und Stromkosten ohne Wasserstofferlös); Rechts: Anzahl der ecoPtG-Elektrolyseure. 28

Abbildung 16: Ergebnisse der Modularitätsauswertung für das Schlimmstfall-Bedarfsszenario. Links: Entwicklung der Annuitäten (Anlagen- und Stromkosten ohne Wasserstofferlös); Rechts: Anzahl der ecoPtG-Elektrolyseure. 28

Abbildung 17: Weltkarte, Länder mit Potenzialen für den Einsatz von modularen Elektrolysesystemen in Off-Grid Regionen sind rot markiert. 30

Abbildung 18: Komponenten der Tankstelle und deren Energieflüsse untereinander. 31

Abbildung 19: Paretofront der Optimierungsziele "Mobilitätskosten" und "Lastspitze Stromnetz" einer Tankstellenoptimierung mit variablen Anteilen an Batterie- und Wasserstoffautos der zu betankenden Fahrzeuge. 31

Abbildung 20: Auflistung der Optimierungsziele sowie der variablen Modelkomponenten der in Abbildung 19 ausgewählten Lösungen. 32

Abbildung 21: Übersicht über die Szenarien, die im Rahmen des Projekts ausgewertet werden. 34

Abbildung 22 Wasserstoffkosten in Abhängigkeit des Durchsatzes und der Entfernung für verschiedene Transportmittel (basierend auf [17]) 36

Abbildung 23: Gegenüberstellung der simulierten und gemessenen UI-Kennlinien für 50 °C, 60 °C, 70 °C und 80 °C. 41

Abbildung 24: Plot des Temperaturmodells des Containersystems, links: Aufheizvorgang; rechts: Abkühlvorgang 42

Abbildung 25: Links: Darstellung der gemessenen Leistungen für die AC und die DC Seite des Gleichrichters. Rechts: Darstellung der Leistungswerte, wobei die AC Seite um die konstante Leistung der Peripherie korrigiert wurde. 43

Abbildung 26: Links: Darstellung des Wirkungsgrads über der Zeit. Rechts: Darstellung des Wirkungsgrads über der Leistung. 43

Abbildung 27: Darstellung der Steuerwerte der Echtzeitsteuerung und des Systemverhaltens AC-seitig. Aufgrund der Blindleistungskompensation sind bei schnelleren Lastwechseln Sprünge in der AC-seitigen Last zu erkennen. 44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Liste der identifizierten KPI aufgeteilt in die Kategorien "technisch", "ökonomisch", ökologisch" und "Akzeptanz". 13

I Kurzdarstellung

1 Zusammenfassung

Im Forschungsprojekt „ecoPtG - „Erforschung von Möglichkeiten des Technologietransfers aus der Automobilindustrie zur Realisierung eines modularen Low-Cost-Elektrolysesystems der 100 kW Klasse“ wurde ein modulares Low-Cost-Elektrolysesystems der 100 kW Klasse entwickelt. Das Reiner Lemoine Institut (RLI) hat dabei in einem Teilprojekt verschiedene Betriebs- und Anwendungsszenarien dieses Elektrolysesystems im Kontext des Marktpotenzials modelliert und simuliert. Ziel des Teilprojekts des RLI war es, Einsatzregionen und –Bereiche im Verkehrssektor für das Elektrolysesystem zu identifizieren und Handlungsempfehlungen auszusprechen.

Die Analysen des RLI zeigen, dass das Elektrolysesystem möglichst mit Erneuerbare-Energien-Anlagen kombiniert werden sollte. Keinen relevanten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten hat hingegen der Einsatzbereich. Das Elektrolysesystem ist somit prinzipiell für jegliche Transportmittel geeignet. Besonders die Nutzung von lokaler Windenergie hat einen positiven Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten. Dies ermöglicht eine Vielzahl von Anwendungsoptionen. Zum einen sollte der modulare Elektrolyseur für den Aufbau von Initialinfrastrukturen genutzt werden, da er durch die Modularität optimal an eine wachsende Wasserstoffnachfrage angepasst werden kann. Durch diese entstehenden H_2-Keimzellen können die dezentral angesiedelten Verbraucher und die dezentrale Einspeisung Erneuerbarer Energien ideal zusammengeführt werden. Die Analysen des RLI zeigen, dass die modularen Elektrolysesysteme über einen Planungszeitraum von 20 Jahren stets günstiger sind als große Systeme. Dies liegt daran, dass notwendige Investitionen erst dann fällig werden, wenn auch eine entsprechende Nachfrage besteht. Zudem ermöglicht es der modulare Nachbau, auf Fehler in der Bedarfsentwicklungsprognose zu reagieren. Aus der vom RLI durchgeführte Marktpotenzialanalyse lässt sich zudem ableiten, dass der Aufbau dieser Initialinfrastruktur durch eine transparente Übersicht begleitet werden sollte, die die Vernetzung der sehr unterschiedlichen H_2-Erzeuger sowie -Verbraucher ermöglicht. Auf diese Weise werden unterschiedliche Aktivitäten im Wasserstoffbereich gebündelt und aufgrund der Synergieeffekte und einer hohen Auslastung des Elektrolysesystems Kostenreduktionen für alle Beteiligten erzielt. Die Marktpotenzialanalyse zeigt darüber hinaus, dass es weltweit ein hohes Potenzial für den Einsatz von modularen Elektrolysesystemen in Off-Grid-Regionen gibt. Dies wird durch ein hohes Windenergiepotenzial sowie hohe Vergleichskosten für Diesel in den identifizierten Regionen begünstigt, wie etwa Kanada, Südkorea oder Norwegen.

Die Ergebnisse des RLI zeigen, dass sich das Elektrolysesystem gut für neue Geschäftsmodelle eignet. Zum einen ermöglicht es die Produktion von Wasserstoff, bestehende Windenergieanlagen, die ab 2020 aus der EEG-Förderung fallen, aus wirtschaftlicher Sicht weiter zu betreiben. Durch den modularen Aufbau des entwickelten Elektrolysesystems kann dieses an jede Windparkgröße angepasst werden und auch an einzelne Altanlagen angeschlossen werden. Zum anderen könnten die Elektrolysesysteme ab Oktober 2021 mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) als Anlagen von Verteilnetzbetreibern gesteuert werden und so zum Redispatch 2.0 genutzt werden.

In enger Zusammenarbeit mit der IAV GmbH hat das RLI im Projekt eine Echtzeitsteuerung für das Elektrolysesystem konzeptioniert und realisiert. Die Echtzeitsteuerung dient dabei der Optimierung des Betriebs. Dabei konnte durch drei verschiedene Methoden eine Betriebsoptimierung ermöglicht werden: Die Vorgabe der Betriebsoptimierung als konstanter Wert, die Optimierung des Speicherstandes sowie der Teilnahme am Regelenergiemarkt. Die vielversprechendsten Ergebnisse wurden durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt erzielt,

diese ermöglichten eine Senkung der Wasserstoffgestehungskosten um 50 Cent/kg im Vergleich zu den anderen beiden Methoden.

Durch das Teilprojekt konnte somit gezeigt werden, dass es ein hohes Einsatzpotenzial für modulare Elektrolysesysteme in verschiedenen Bereichen und Regionen weltweit gibt und dass durch intelligente Betriebsstrategien und die Kombination mit lokalen Erneuerbaren Energien, insbesondere Windenergie, hohe Kostenreduktionen erzielt werden können.

2 Aufgabenstellung

Mit wachsendem Anteil an erneuerbaren Energien steigt der Bedarf an saisonaler Speicherkapazität – auch auf Basis stofflicher Speicher. Hierbei ist die Elektrolyse eine Schlüsseltechnologie. Bisher wird deren breite Markteinführung unter anderem durch hohe, leistungsbezogen stark variierende Investitionskosten gehemmt. Insbesondere kleine Elektrolyseure (ca. 100 kW) sind aktuell bezogen auf die Leistung um einiges teurer als große Elektrolyseure (≥ 500 kW). Für den flächendeckenden Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur können jedoch auch kleine Elektrolyseeinheiten von besonderer Relevanz sein, da sie für bestimmte Anwendungen unabdingbar sind. Ein Beispiel hierfür ist die dezentrale Wasserstofferzeugung an Tankstellen, die naturgemäß eine kleine Wasserstofferzeugungsleistung bei großen Stückzahlen erfordert.

Zur Beschleunigung des Markteintritts von Elektrolyseuren hat das Vorhaben daher die Zielsetzung, die Kosten der Elektrolysetechnologie im kleinen Leistungsbereich zu senken. Konkret ergeben sich folgende Ziele:

- Entwicklung eines modularen Low-Cost-Elektrolyseurs der 100 kW-Klasse für die Produktion von 4-35 kg H_2 pro Tag mit dem Ziel der Demonstration von Kostensenkungspotenzialen
- Verringerung der Investitionskosten von alkalischen Elektrolyseuren im 100 kW-Bereich durch einfaches Konzept, vereinfachte Produktion und kostengünstige Materialien.
- Kostensenkung in der Balance-of-Plant durch Technologietransfer von Fahrzeugkomponenten.
- Effizienzsteigerung des Elektrolysesystems und damit Senkung der Betriebskosten durch Optimierung der galvanischen Elektrodenbeschichtung.
- Betrachtung der Anwendungen „On-Site“ an H_2-Tankstellen für den Infrastrukturaufbau und „Off-Grid“ zur Stromversorgung netzferner Orte.
- Containerisierung und Modularisierung für einen flexiblen Kapazitätsausbau.
- Reduktion der laufenden Kosten durch geeignete Strombezugsquellen und Betriebsstrategien.

Um die spezifischen Kosten des Elektrolysesystems zu senken, werden Kostenreduktionspotenziale in den Bereichen „Stack“, „Kernsystem“, „Peripherie“, „Fertigung“, „Zulassung“ und „Betrieb“ adressiert. Hierzu bringen sich die Partner mit jeweils unterschiedlichen Ansätzen in das Verbundvorhaben ein:

- ZSW: Kostenreduktion im Bereich „Stack“ und „Elektrolyse-Kernsystem“
- IAV: Kostenreduktion im Bereich „Peripherie“, resp. in den Teilbereichen Stromversorgung, Regelung und Kühlung des Kernsystems
- HT: Kostenreduktion im Bereich „Fertigung“ unter Berücksichtigung der Anforderungen für Zulassung sowie Zertifizierung
- RLI: Ansatz zur Kostenreduktion im Bereich „Betrieb“

Das **Reiner Lemoine Institut gGmbH** (RLI) führt dazu projektbegleitend simulative Untersuchungen durch, die den Einsatz des Elektrolysesystems in unterschiedlichen Anwendungsfällen auswerten und Einsatzpotenziale für Elektrolysesysteme dieser Größenordnung identifiziert. Darüber hinaus werden verschiedene Betriebsstrategien untersucht und ein Softwaretool erarbeitet, welches es erlaubt, das Elektrolysesystem in Echtzeit zu steuern. Diese Echtzeitsteuerung kann an bestehende Simulationsumgebungen angeschlossen werden und erlaubt somit einen optimierten Betrieb des Elektrolyseurs. Der Betriebszustand wird, ebenfalls in Echtzeit, in einer Webanwendung grafisch dargestellt.

3 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Spätestens seit dem Pariser Klimaabkommen wird zunehmend deutlich, dass in allen Sektoren massive Anstrengungen unternommen werden müssen, um den CO_2-Ausstoß zu reduzieren. Dies betrifft in besonderem Maße die Energieversorgung, die im Rahmen der Energiewende sukzessive auf erneuerbare Quellen umgestellt werden wird, aber auch die Reduzierung des Einsatzes fossiler Brennstoffe in der Mobilität.

Während seit geraumer Zeit die Notwendigkeit der Energiespeicherung und die Bedeutung von Wasserstoff als stoffliche Speicher in diesem Zusammenhang bekannt sind, wird zunehmend auch das Potenzial von Wasserstoff in der Elektromobilität als Ergänzung zu rein batterieelektrischen Antrieben klar.

3.1 Motivation zur Beantragung des Projekts

Das RLI hat sich der angewandten Forschung für eine Energieversorgung zu 100 % aus Erneuerbaren Energien verpflichtet. Dabei spielt der Verkehrssektor eine entscheidende Rolle, da er zu ca. 20 % zu den Treibhausgasemissionen in Deutschland beiträgt[1]. Um das anvisierte Ziel von 100 % Erneuerbaren Energien zu erreichen, muss der Verkehrssektor zum einen elektrifiziert werden und zum anderen mit Energie aus Erneuerbaren Energien versorgt werden. Hier bietet Wasserstoff zwei vielversprechende Einsatzpotenziale. Als Treibstoff ist er geeignet, den Verkehr zu dekarbonisieren. Darüber hinaus eignet sich Wasserstoff als Energieträger, Energie langfristig zu speichern. Somit bietet Wasserstoff die Möglichkeit, den Energie- und Verkehrssektor zu koppeln, wodurch sich synergetische Effekte freisetzen lassen.

Dabei ist die Idee der CO_2-freien Mobilität durch den Einsatz von Wasserstofffahrzeugen nicht neu. Faktisch ist der Anteil der Wasserstofffahrzeuge in Deutschland und weltweit dennoch verschwindend gering. Durch die vor allem in Deutschland getriebene Energiewende im Strombereich eröffnen sich jedoch aktuell enorme Chancen für die Nutzung von Synergien mit

[1] https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen

dem Verkehrsbereich. Industrie und Forschung haben dieses Synergiepotenzial erkannt, gleichwohl ist noch unklar, welches Fahrzeugkonzept sich am besten in ein auf regenerativen Ressourcen basierendes Energiesystem einbetten und gleichzeitig die Anforderungen der Nutzer erfüllen kann. Eine der größten Herausforderungen der H_2-Mobilität ist der Aufbau einer entsprechenden, bezahlbaren Tankinfrastruktur.

In diesem Kontext untersucht das RLI Einsatzpotenziale des modularen Low-Cost-Elektrolyseurs an Tankstellen sowie an Off-Grid Standorten und die Potenziale einer optimierten Betriebssteuerung für das Elektrolysesystem. Die zum Einsatz kommenden Simulationsmodelle werden mit Messdaten validiert und ein Live-Betrieb getestet.

3.2 Für das Verbundvorhaben relevantes Entwicklungsumfeld

Wasserstoff besitzt ein vielfältiges Potenzial, um zur Vermeidung des CO_2-Ausstoßes wirksam zu werden, wie nachstehende Abbildung 1 der Deutschen Energie- und Netzagentur (DENA) aufzeigt: Wasserstoff kann entweder unmittelbar als Energieträger verwendet oder aber zu anderen Energieträgern (wie Methan oder flüssigen Kraftstoffen) weiterverarbeitet werden.

Die direkte Nutzung hat hierbei zwei Vorteile: Einerseits ist kein Kohlenstoff zur weiteren Verwendung erforderlich. Zum anderen entfallen die Verluste, die mit einer weiteren stofflichen Umsetzung verbunden sind, so dass der Primärenergiebedarf bezogen auf die jeweilige Endanwendung geringer ausfällt. Das Verbundvorhaben konzentriert sich dieser Argumentation zu Folge auf den direkten Wasserstoffpfad mit den beiden Schwerpunkten „Wasserstoffmobilität“ sowie „Stromerzeugung“ (vorzugsweise durch Brennstoffzellen) als Off-Grid Anwendung.

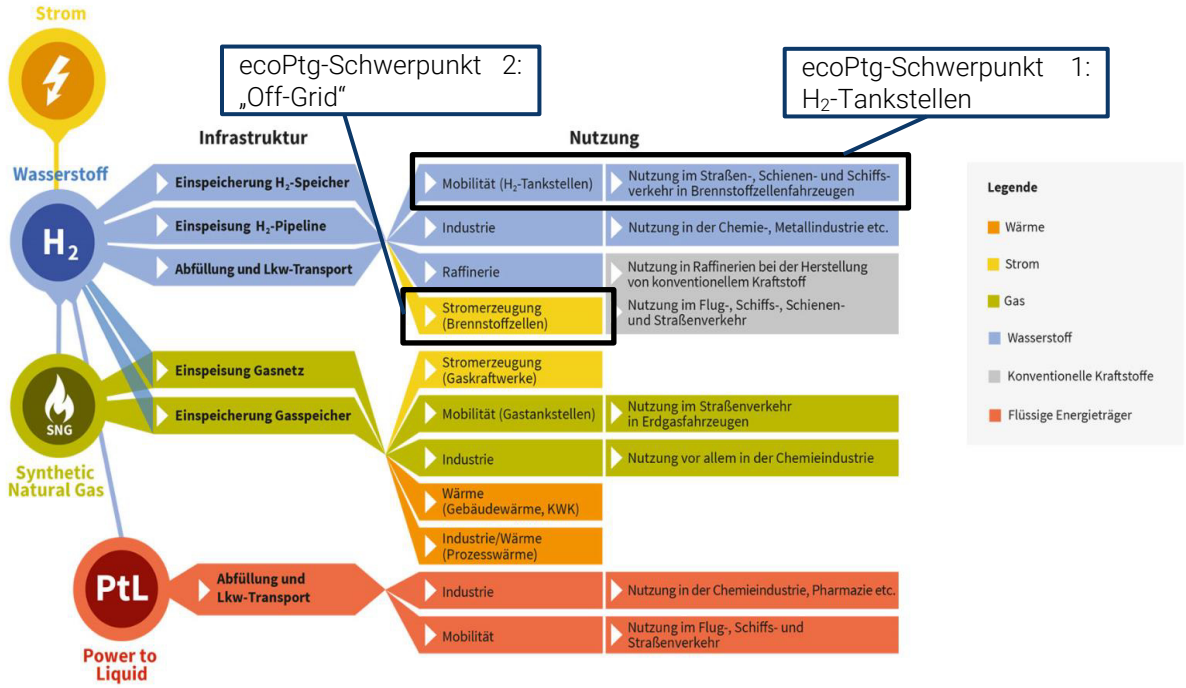


Abbildung 1: Nutzungspfade von Wasserstoff und Fokus von ecoPtG (Quelle: DENA; Potenzialatlas Power to Gas, DENA, Juni 2016)

Auch andere Nutzungspfade haben einen zweckmäßigen Anwendungskontext und werden in verschiedenen anderen Projekten erforscht. Die nachfolgende Landkarte ergibt einen sehr guten

Überblick über das aktuelle Technologieumfeld und mag dazu dienen, das ecoPtG-Vorhaben in diesen Kontext einzusortieren und gegenüber den anderen Projekten abzugrenzen.

Während sich die Vielzahl von Power-to-Gas-Projekten in der Größe (> 1 MW Leistung), der Technologie (PEM-Elektrolyse statt alkalische Elektrolyse) oder dem Anwendungskontext (Methanisierung, o.ä.) von ecoPtG fundamental unterschieden, sind die Projekte, die einen alkalischen Elektrolyseur kleiner Leistung verwenden, um unmittelbar Wasserstoff als Energieträger der Endanwendung zuzuführen, von besonderer Relevanz für den Kontext des Verbundvorhabens.

ecoPtG grenzt sich gegenüber allen anderen Projekten ab. Die meisten Projekte verwenden einen Elektrolyseur als integralen Bestandteil der Gesamtanlage, um mit der Gesamtanlage einen bestimmten Forschungsaspekt zu untersuchen. Bei verschiedenen Tankstellenprojekten (wie z.B. H2BER, Tankstelle am Flughafen Berlin, H2Herten in Herten, Wasserstofftankstelle HafenCity, Power-2-Hydrogen-Tankstelle Hamburg, Wasserstofftankstelle Stuttgart Talstraße) liegt der Fokus im Nachweis der generellen Machbarkeit dezentraler Wasserstofferzeugung im Tankstellenkontext sowie dem Betrieb einer Flotte aus Brennstoffzellenfahrzeugen, nicht aber auf der unmittelbaren Weiterentwicklung der Komponente „Elektrolyse-System“. Analog betrachten verschiedene Projekte zur Rückverstromung oder Wasserstoffeinspeisung den Gesamtverbund der einzelnen Prozessschritte (z.B. RWE-Demonstrationsanlage Ibbenbüren, Hybridkraftwerk Prenzlau). Reine Forschungssysteme wie in Cottbus (H_2-Forschungszentrum Cottbus) oder Magdeburg fokussieren zwar unmittelbar die technische Erforschung von Teilsystemen, jedoch wird hierbei der Kostenaspekt nur mittelbar untersucht und stellt nicht den Kern der Forschungsvorhaben dar.

Somit ist das Verbundvorhaben ecoPtG nicht nur zum Zeitpunkt der Beantragung, sondern auch zum Zeitpunkt des Projektendes ein im Hinblick auf das Forschungsziel bisher einzigartiges Projekt.

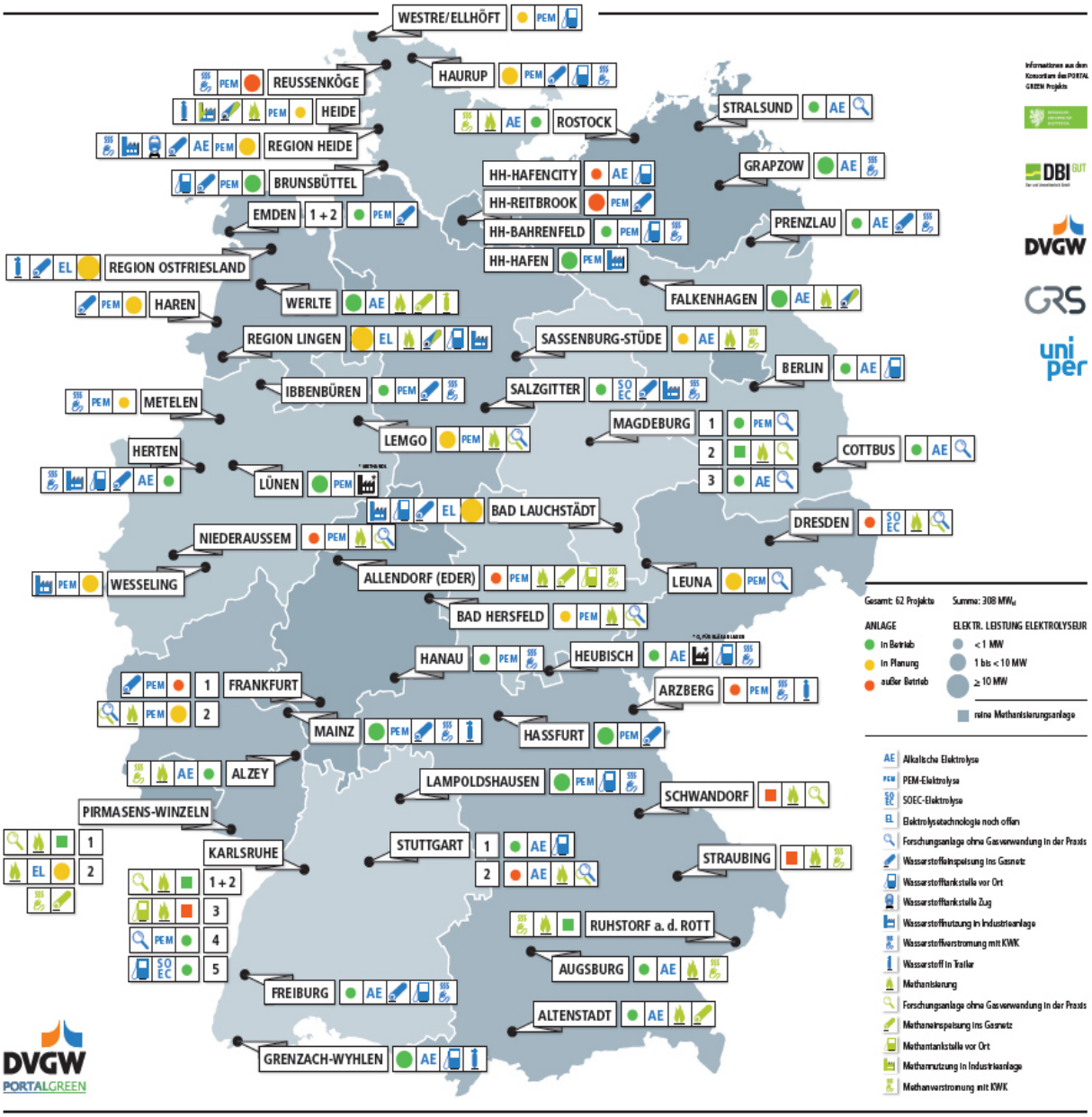


Abbildung 2: Power-to-Gas-Projekte in Deutschland (Quelle: DVGW; Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird… Eine Übersicht der Power-to-Gas-Projekte in Deutschland, DVGW, April 2019)

4 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Verbundvorhaben „Erforschung von Möglichkeiten des Technologietransfers aus der Automobilindustrie zur Realisierung eines modularen Low-Cost-Elektrolysesystems der 100 kW Klasse“ wurde gemeinsam mit den Partnern Ingenieurgesellschaft Auto und Verkehr GmbH (IAV), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH (HT) beantragt.

Das Verbundvorhaben untergliedert sich in insgesamt 5 Arbeitspakete zuzüglich Projekt-Koordination durch IAV. Folgende Abbildung zeigt die Projektstruktur des Gesamtvorhabens mit den definierten Arbeitspaketen (AP), den Zuständigkeiten und der Vernetzung.

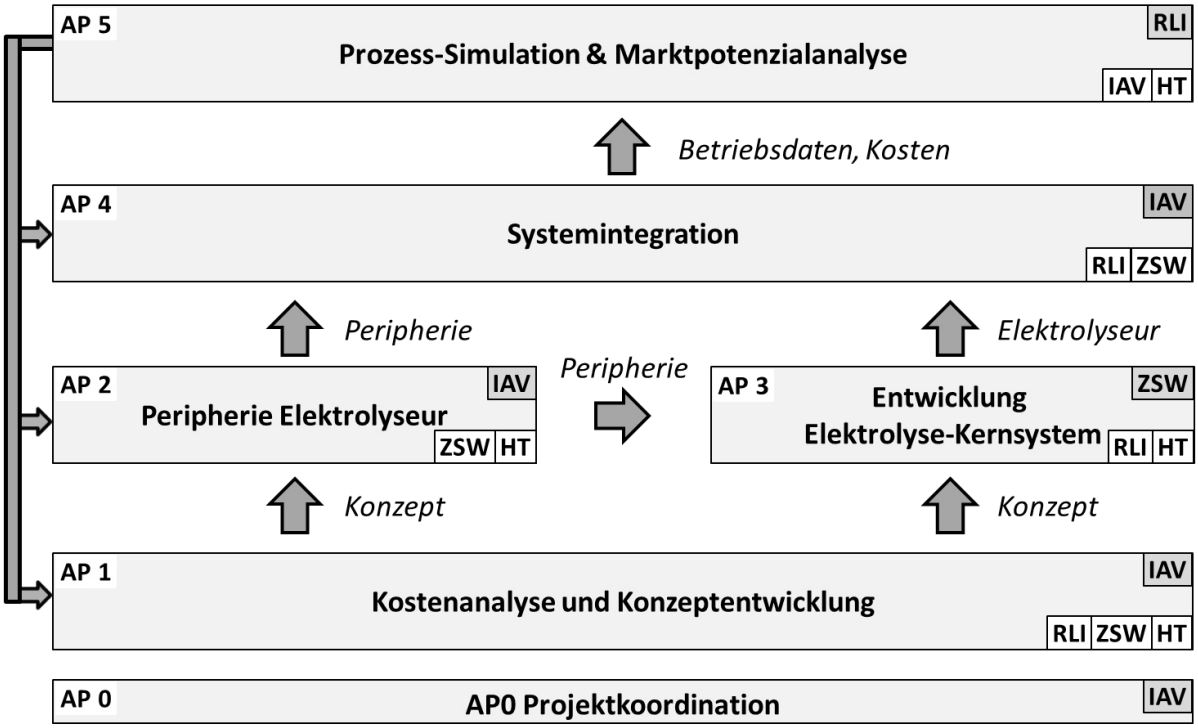


Abbildung 3: Projektstruktur mit Arbeitspaketen, Zuständigkeiten und Hauptergebnissen

In Arbeitspaket AP1 wird das Konzept für das Gesamtsystem entwickelt und die Spezifikation der Subsysteme „Elektrolyseblock“ und „Leistungselektronik“ (Stromversorgung auf Basis Automobiltechnologie) aufeinander abgestimmt. Hierfür fließen Ergebnisse der Kostenanalyse des Elektrolyseblocks und wichtiger Peripherie-Komponenten ein. AP2 umfasst die elektrische Peripherie sowie verfahrenstechnische Komponenten, die aus dem Automobilsektor für die Elektrolyseanwendung adaptiert werden sollen, um deren hohen Entwicklungsstand bei geringen Produktionskosten zu nutzen. In AP3 wird ein neues Elektrolysekonzept entwickelt und im Versuchsstand getestet, der auch zur Erprobung adaptierter Automobilkomponenten dienen soll. In AP4 fließen schließlich die Ergebnisse in Form einer Container-Demonstrationsanalage zusammen. AP 5 begleitet die technische Entwicklungsarbeit wissenschaftlich (Modellierung, Simulation und Validierung verschiedener Betriebsweisen für „Off-Grid“ und „On-Side“-Anwendungen) sowie Marktanalysen.

Folgende Abbildung zeigt die Hardware, die im Rahmen dieses Verbundprojektes entwickelt und getestet wird. Das Gesamtsystem besteht aus den drei Subsystemen „Elektrische Peripherie“, „Elektrolyseblock“ und „verfahrenstechnische Peripherie“. Das Versuchssystem am ZSW soll nicht nur zur Charakterisierung des Elektrolyseblocks dienen, sondern auch als „modulares Testsystem“ den raschen Austausch einzelner Komponenten ermöglichen.

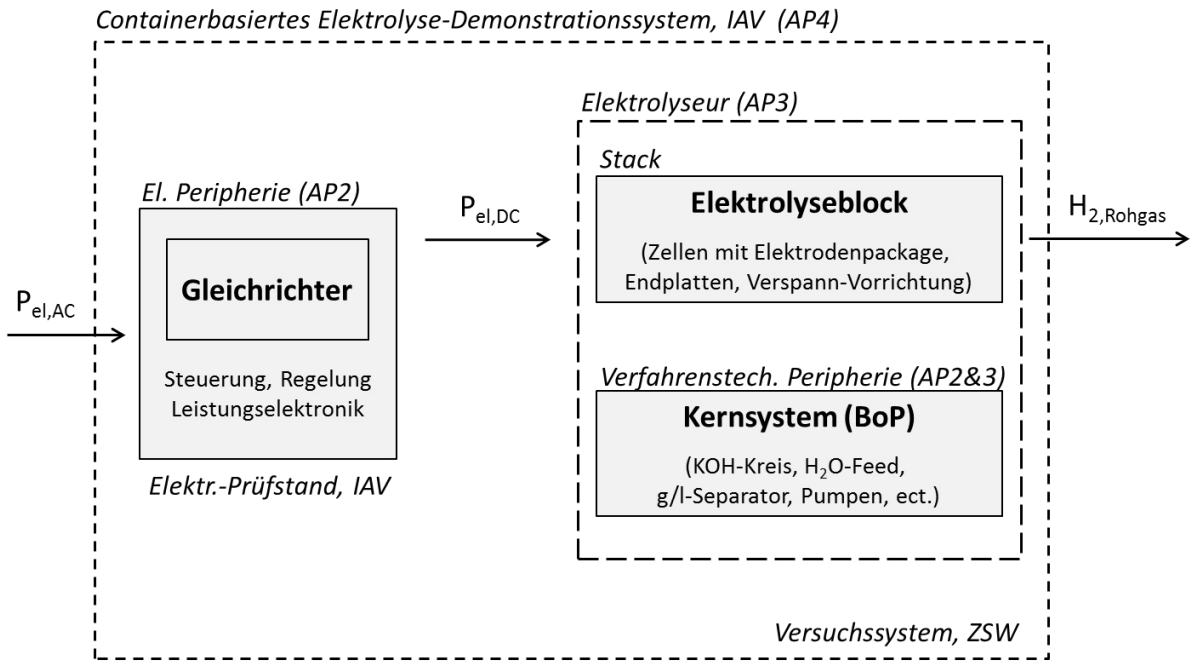


Abbildung 4: Entwicklung und Test der Subsysteme „Elektrische Peripherie", „Elektrolyseblock" und „verfahrenstechnische Peripherie" sowie deren Verschaltung zum Gesamtsystem im Versuchsstand (ZSW) bzw. Container (IAV).

Die Detaillierung der einzelnen Arbeitstakte in Arbeitsvorgänge und deren zeitlicher Ablauf können dem nachstehend abgebildeten Zeitplan entnommen werden.

Arbeitsplan "ecoPtG"-Projekt

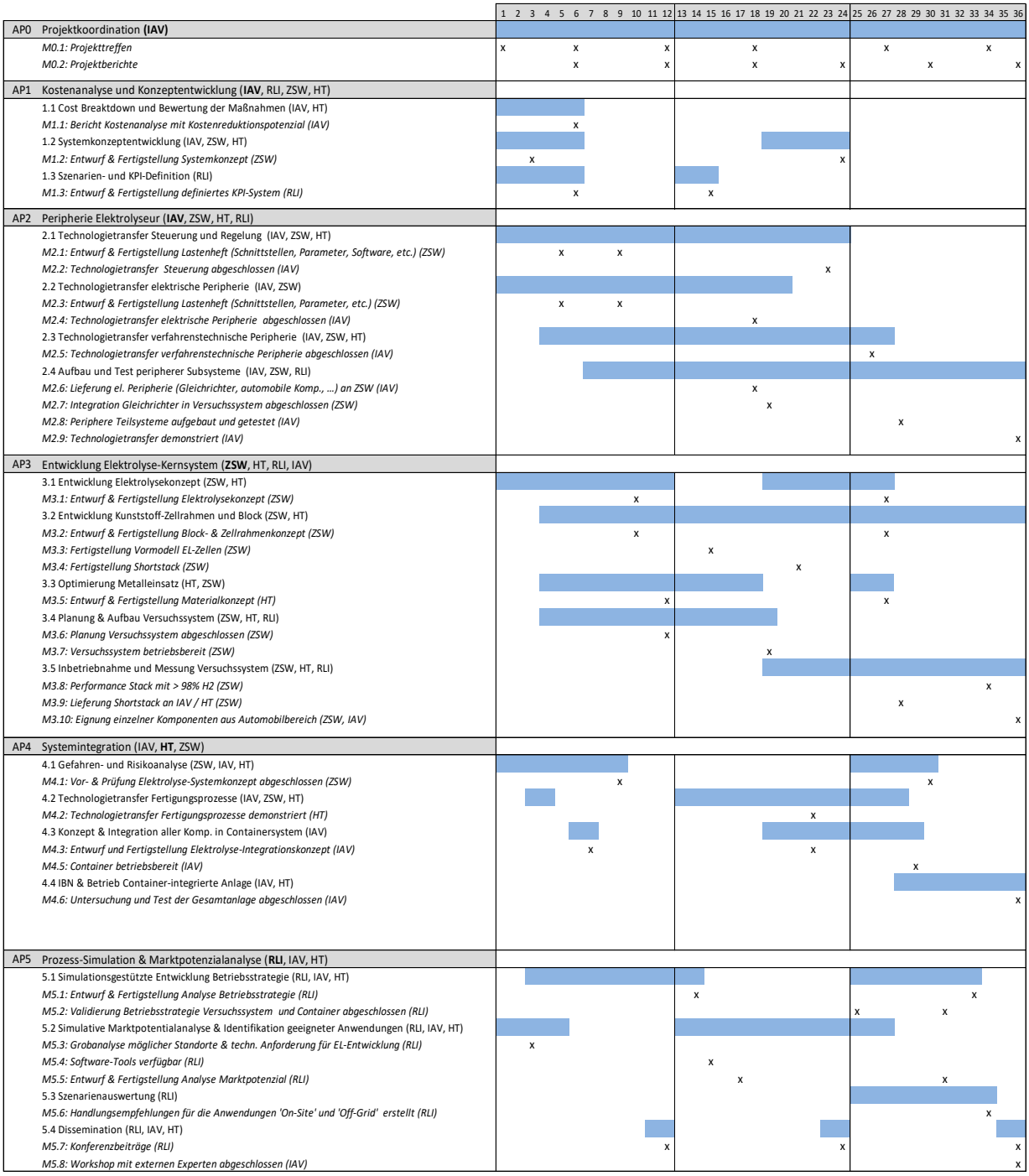


Abbildung 5: Zeit- und Arbeitsplanung des Verbundvorhaben bei Antragstellung.

5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen der Marktpotenzialanalyse (s. Kapitel II1.6.4) wurde ein Aufruf gestartet, bei dem das RLI Interessenten für Wasserstoffanwendungen gesucht hat, die bereit sind, Daten über Ihr Vorhaben bereitzustellen. Über diesen Weg wird sichergestellt, dass die berechneten Szenarien ein Anwendungspotenzial mit praktischer Relevanz darstellen. Bei der Erstellung der Szenarien sind Daten von fünf Interessenten eingeflossen, welche anonym bleiben möchten.

II Eingehende Darstellung

1 Verwendung der Zuwendung und der erzielten Ergebnisse im Einzelnen

Im Folgenden wird spezifisch auf die Arbeiten und Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete des RLI eingegangen.

1.1 AP 1.3 - Szenarien- und KPI-Definition

Ziel dieses Arbeitspakets war es Key Performance Indicators (KPI) zu definieren, die zur Bewertung des Elektrolyseurs geeignet sind. Mit Hilfe der KPI sollten sowohl technische als auch wirtschaftliche Aspekte bewerten werden können. Darüber hinaus hat das RLI Szenarien definiert, insbesondere für den Tankstellen- und Off-Grid-Einsatz. Ein weiterer wichtiger Aspekt jedes Szenarios ist der Anwendungskontext, in dem das ecoPtG-Elektrolysesystem betrieben wird.

1.1.1 Definition von Key Performance Indicators (KPI)

In Rücksprache mit den Projektpartnern sowie durch eine Literaturrecherche wurden KPI definiert, die für die Überwachung des Projektfortschritts sowie für die Bewertung von Elektrolysesystemen besonders geeignet sind.

Die identifizierten KPI können vier Kategorien zugeordnet werden, namentlich „technisch“, „ökonomisch“, „ökologisch“ und „Akzeptanz“. In Tabelle 1 sind die KPI aufgeführt.

Tabelle 1: Liste der identifizierten KPI aufgeteilt in die Kategorien "technisch", "ökonomisch", ökologisch" und "Akzeptanz".

Technisch		Ökonomisch
• Wasserstoffleistung • Nennwirkungsgrad • Max. H_2-Produktion	• Zellfläche • Zellspannung • Aufheizzeit	• Wasserstoffgestehungskosten • Investitionskosten • Betriebskosten
Ökologisch		**Akzeptanz**
• CO_2-Vermeidungskosten • CO_2-Einsparungen pro Tankvorgang		• Flächenbedarf • Image-Nutzen

1.1.2 Definition von Szenarien

Die Definition von möglichen Anwendungsszenarien ist eng verknüpft mit den Arbeitsinhalten aus AP 5.2. Aus diesem Grund werden die Szenarien detailliert in Kapitel 1.6 beschrieben.

1.2 AP 2.4 – Aufbau und Test peripherer Subsysteme

Ziel dieses Arbeitspakets war der Aufbau und Test von Subsystemen basierend auf den identifizierten Maßnahmen zur Kostensenkung mit dem Schwerpunkt der peripheren Anbindung

und Integration des Systems in eine kostengünstige Containerlösung. Das RLI hat hierzu Anforderungen der betrachteten Anwendungsgebiete ermittelt, die in den Aufbau der Subsysteme eingeflossen sind.

1.2.1 Anbindung der Elektrolysesystem-Steuerung an die Simulationssoftware

In AP 5.1 wurde eine Simulationsumgebung entwickelt, die direkt mit der Steuerung des Containermodells verbunden werden kann (s. Kapitel 1.5.3). In verschiedenen Signaltests wurde die Anbindung der Simulationsumgebung an das Subsystem Steuerung erfolgreich getestet.

1.3 AP 3.5 – Inbetriebnahme und Messung Versuchssystem

Mit Hilfe von durchgeführten Messungen wurde die Modellierung des Elektrolysekernsystems (AP5.1) validiert. Mit dem erstellten Modell konnten verschiedene Leistungs- und H_2-Anforderungen berechnet werden. Das Demonstratorsystem wurde anschließend mit diesen Anforderungen getestet.

1.3.1 Anpassung der Strom-Spannung-Kennlinie des Elektrolysemodells an Messdaten

Für die simulative Untersuchung des Elektrolyseurs wurde ein detailliertes druck- und temperaturabhängiges Strom-Spannungs-Modell erstellt. Alle für die Modellierung benötigten Parameter waren bekannt, bis auf die Austauschstromdichte und die Elektrolytdicke zwischen den Zellen. In einem Optimierungsprozess wurden diese beiden Parameter so bestimmt, dass das Modell die Messdaten bestmöglich darstellt. Das Ergebnis der Optimierung ist in der Anlage 7.1 dargestellt.

1.3.2 Anpassung des Aufheiz- und Abkühlvorgangs des Elektrolysesystems

Für die simulative Untersuchung des Containersystems musste die Betriebstemperatur möglichst realitätsgetreu abgebildet werden. Um dies zu erreichen, wurden von der IAV bereitgestellte Messdaten genutzt, um die Masse und die Oberfläche des Containersystemmodells anzupassen. Die Ergebnisse der Optimierung sind in Anlage 7.2 dargestellt.

1.3.3 Anpassung des Gleichrichterwirkungsgrads

Mithilfe von Messdaten und Erfahrungswerten wurde der Gleichrichterwirkungsgrad abgeschätzt. Der Prozess ist in Anlage 7.3 detailliert beschrieben. Die Formel für den Gleichrichterwirkungsgrad $\eta_{Gleichrichter}$ ergibt sich zu:

$$\eta_{Gleichrichter} = 91\,\% + \frac{P_{ELY}}{P_{ELY,max}} * 5\,\%$$

1.3.4 Anpassung der Grundlast

Die Messdaten zeigen, dass das Containersystem einen Leistungsbedarf von 3,25 kW aufweist, auch wenn kein Wasserstoff produziert wird. Dieser Leistungsbedarf musste bei der Simulation berücksichtigt werden.

Der Prototyp des Elektrolyseurs hat eine max. elektrische Leistung von ca. 130 kW. Die Grundlast lässt sich folglich zu 2,5 % (3,25 kW / 130 kW) der max. Leistung abschätzen und wurde so in den Simulationen beachtet.

1.4 AP 4.4 – Inbetriebnahme und Betrieb Container-integrierte Anlage

In einer iterativen Arbeitsweise ist dieses Arbeitspaket eng mit dem AP5.1 verknüpft. In einem ersten Schritt wurden für bestimmte Betriebsweisen des Elektrolysesystems Messungen durchgeführt. Durch einen anschließenden Abgleich von Simulation und Messung wurde das Simulationsmodell validiert.

1.4.1 Erstellung von Testzeitreihen für das Elektrolysesystem

Um den dynamischen Betrieb des Elektrolysesystems bei Strombezug durch Erneuerbare Energien zu untersuchen, wurden Leistungszeitreihen einer Photovoltaikanlage an die IAV übergeben. Darüber hinaus wurde aus den Testzeitreihen ein Abschnitt ausgewählt, um diesen im Rahmen des Tests der Echtzeitsteuerung (s. Kapitel 1.5.3) als Leistungswerte vorzugeben. Die Testzeitreihe ist in Abbildung 6 dargestellt.

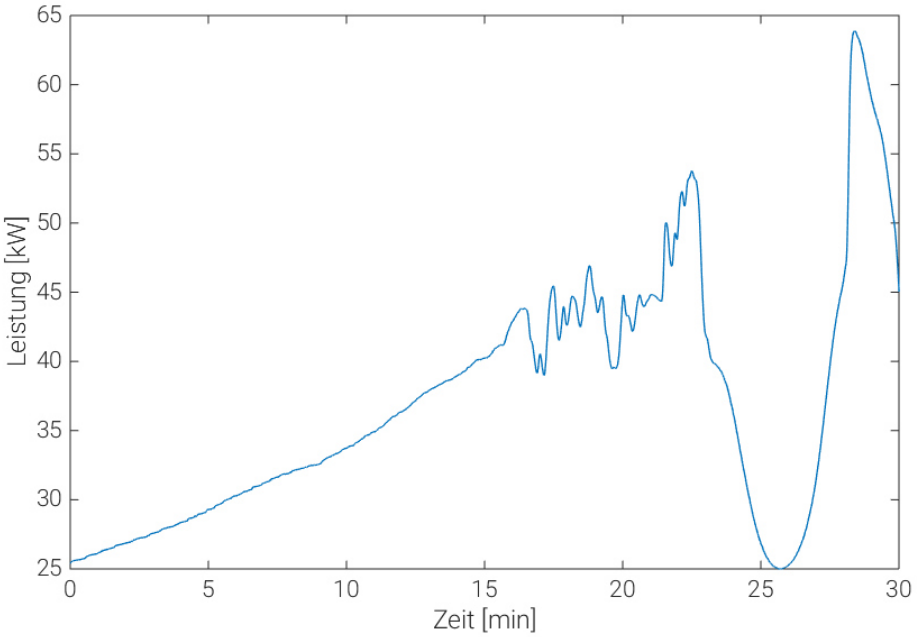


Abbildung 6: Testzeitreihe für den Betrieb des Elektrolysesystems durch die Echtzeitsteuerung.

1.5 AP 5.1 – Simulationsgestützte Entwicklung der Betriebsstrategie

Um das Elektrolyse-System zu optimieren wurde vom RLI ein Simulationsmodell entwickelt, das sowohl stationäre wie auch dynamische Betriebszustände abbilden kann. Das Modell basiert auf Stoff- und Energie-Bilanzierungen sowie empirisch ermittelten Kennfeldern. Ziel war es, dass das Modell das Verhalten der Testanlage unter entsprechenden Betriebszuständen möglichst genau abbilden kann.

1.5.1 Parametrierung der Komponenten des Energiesystems

Für die Simulationen der Energiesysteme, in denen der Einsatz des Elektrolysesystems untersucht wird, mussten alle auftretenden Komponenten hinreichend genau parametriert werden. Neben den technischen Parametern wurden auch die Kosten festgelegt.

Im Folgenden sind alle Komponenten, die für die Untersuchungen im Rahmen des Projekts relevant waren, zusammen mit den entscheidenden Parametern aufgelistet.

Elektrolyseur:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
CAPEX	€/kW	15,395 * $P^{-0,366}$ (P in kW)	Nach [1]
OPEX	€/a	4 % der CAPEX	[1]
Lebensdauer	a	20	[1]
$P_{Peripherie}$	kW	2,5 * $P_{ELY,max}$	s. Kapitel 1.3.4
$\eta_{Gleichrichter}$	%	91 + $P_{ELY}/P_{ELY,max}$ * 5	s. Kapitel 1.3.3
T_{nenn}	°C	80	s. Kapitel 1.3.2
Für das ecoPtG Elektrolysesystem			
CAPEX	€/kW	2.285	
CAPEX	€	420.000	
P_{max}	kW	183,6	
$P_{H2, max}$	kW_{H2}	124,4	
$P_{Peripherie}$	kW	4,59	

Wasserstoffspeicher:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
CAPEX	€/kg	604,6 + 0,5393 * p_{max} (p_{max} in bar)	Nach [2] [3]
OPEX	€/a	1 % der CAPEX	[4]
Lebensdauer	a	30	[5]

Nieder- und Mitteldruckkompressor bis 500 bar:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
CAPEX	€	28.063 * $\dot{m}^{0,6378}$ ($\dot{m}$ in kg/s)	Nach [6]
OPEX	€/a	4 % der CAPEX	Nach [6]
Lebensdauer	a	20	Annahme RLI
Wirkungsgrad	%	89	Herstellerangabe

Hochdruckkompressor bis 1.000 bar:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
CAPEX	€	34.592 $\dot{m}^{0,6468}$ ($\dot{m}$ in kg/s)	Nach [6]
OPEX	€/a	4 % der CAPEX	Nach [6]
Lebensdauer	a	20	Annahme RLI
Wirkungsgrad	%	89	Herstellerangabe

Wasserstoff-Zapfsäule:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
CAPEX	€	107.000	[7]
OPEX	€/a	5 % der CAPEX	[4]
Lebensdauer	a	20	Annahme RLI

Kühlung der Zapfsäule:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
CAPEX	€	140.000	[4] [8] [9]
OPEX	€/a	5 % der CAPEX	[4]
Lebensdauer	a	20	Annahme RLI
Kühlenergie	kJ/kg	730	[10]
Standby Energie	kJ/h	8.100	[10]

Personenkraftwagen (Nachfrage):

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Verbrauch	kg/100 km	1,0	Annahme RLI
Tankgröße	kg	5,0	Annahme RLI

Nutzkraftwagen (Nachfrage):

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Verbrauch	kg/100 km	2,0	Annahme RLI
Tankgröße	kg	8,33	Annahme RLI

H_2-Flaschenbündel:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Max. Druck	bar	300	Linde
Min. Druck	bar	5	Linde
Kapazität	kg	18,34	Linde
Lebensdauer	a	30	Annahme RLI

Stromnetz:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Leistungspreis	€/(kW*a)	37,43	[11]
Arbeitspreis	€/kWh	0,13408	[11], Annahmen RLI

Windkraftanlage:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
CAPEX	€/kWp	1.750	[12]
OPEX	€/(kW*a)	30	[12]
Lebensdauer	a	25	[12]

Photovoltaikanlage:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
CAPEX	€/kWp	1.300 (bis 15 kWp) 900 (bis 1.000 kWp) 700 (ab 2.000 kWp)	[12]
OPEX	€/(kW*a)	30	[12]
Lebensdauer	a	25	[12]

Batterie:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
CAPEX	€/kWh	474,50 + 902 * $c^{-0,2176}$ (c in kWh)	Nach [13]
OPEX	€/a	2 % der CAPEX	[14]
Lebensdauer	a	10	[12]

Brennstoffzelle:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
CAPEX	€/kW	1.000	[15]
OPEX	€/(kW*a)	100	[15]
Lebensdauer	a	20	Annahme RLI
$\eta_{Volllast}$	%	40	[16]

Allgemein:

Parameter	Einheit	Wert	Quelle
Kalk. Zinssatz	%	3	

1.5.2 Erstellung Simulationsmodell einer Wasserstofftankstelle

Für die Simulation und Entwicklung von Betriebsstrategien ist es notwendig, die gesamte Wasserstofftankstelle (HRS) modelhaft abzubilden. Der Detailgrad der Modellierung hängt dabei von der Komplexität der einzelnen Komponenten ab. In Abbildung 7 sind alle Komponenten einer HRS in einem schematischen Aufbau dargestellt.

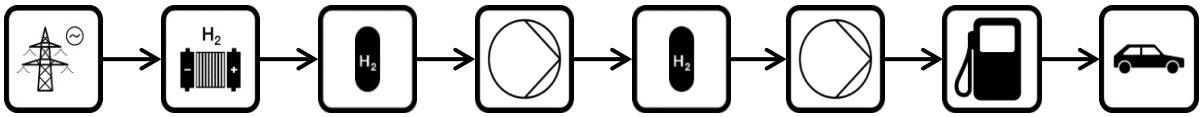


Abbildung 7: Schematischer Aufbau einer Wasserstofftankstelle mit On-Site-Elektrolyse.

Durch die Verwendung von Modellen, die dem aktuellen Stand der Forschung entsprechen, sowie unter zusätzlicher Hinzunahme von Messdaten für das Elektrolysemodell (s. Kapitel 1.3.1), wurden alle für eine Wasserstofftankstelle relevanten Komponenten in präzise Simulationsmodelle überführt. Auf dieser Grundlage können die folgenden simulativen Untersuchungen durchgeführt werden.

1.5.3 Echtzeitsteuerung

Betriebsoptimierung

Die Simulationsumgebung des RLI erlaubt es, Energiesysteme detailgetreu abzubilden und das Zusammenspiel einzelner Komponenten über lange Zeiträume, üblicherweise ein Jahr, zu untersuchen. Dabei kann das Systemverhalten durch vorgegebene Regelwerte bestimmt werden (bspw. kann vorgegeben werden, dass Energie aus Erneuerbaren Energien zuerst in einem Elektrolysesystem zum Einsatz kommt und erst, wenn die Elektrolysekapazität ausgereizt ist, zum Laden einer Batterie genutzt werden soll). Die Systemsteuerung durch Regelwerte ist statisch und verhält sich somit ggf. nicht optimal für verschiedene Situationen. Aus diesem Grund kann die Simulationsumgebung mit einem Optimierungsalgorithmus gekoppelt werden, bei welchem verschiedene Betriebsverhalten in einem Entscheidungsbaum evaluiert und die kostengünstigsten bestimmt werden.

Konzept der Echtzeitsteuerung

Die Betriebsoptimierung erlaubt die Evaluierung von Modellen am Computer. Da die Ergebnisse bereits eine Empfehlung abgeben, wie sich ein System verhalten sollte, wurde im Rahmen von ecoPtG eine Echtzeitsteuerung entwickelt, die auf Basis der Ergebnisse der Betriebsoptimierung (welche in einer 15-Minuten Schrittweite vorliegen) ein Steuersignal im Sekundentakt für das Elektrolysesystem bereitstellt. Dies erlaubt es also, über die theoretische Betrachtung hinaus zu gehen und einen Elektrolyseprozess optimiert zu steuern.

In enger Zusammenarbeit mit der IAV wurde ein Konzept für die notwendige Soft- und Hardware für die Echtzeitsteuerung erarbeitet. Das fertige Konzept besteht aus einem Simulationsserver, welcher am RLI steht und auf welchem die rechenintensive Betriebsoptimierung läuft. Ein Raspberry Pi, welcher vor Ort beim Elektrolysesystem installiert ist, wird genutzt, um die im Rahmen des Projekts entwickelte Software der Echtzeitsteuerung zu betreiben. Diese Software nimmt die Ergebnisse der Betriebsoptimierung und Messdaten des Elektrolysesystems auf und berechnet daraus ein sekündliches Steuersignal, welches an das Elektrolysesystem gesendet wird. Ein Schaubild des Konzepts ist in Abbildung 8 dargestellt.

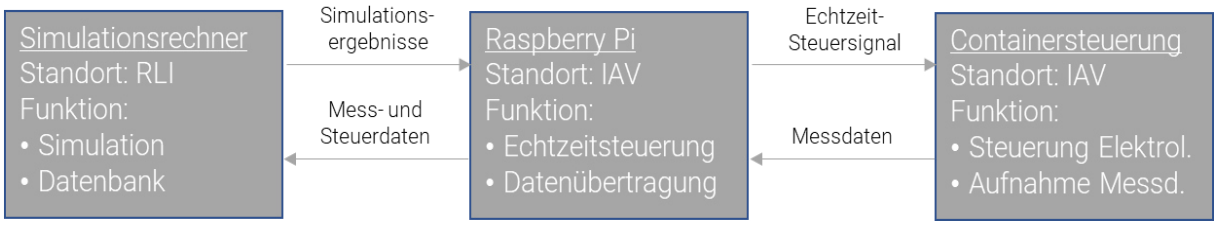


Abbildung 8: Schaubild des Konzepts der Echtzeitsteuerung.

Implementierung der Echtzeitsteuerung

Zur Realisierung der Echtzeitsteuerung wurden zwei Softwarepakete in Python entwickelt, eines, welches auf dem Simulationsrechner, und eines, welches auf dem Raspberry Pi betrieben wird. Das Softwarepaket auf dem Simulationsrechner dient hauptsächlich der Datenweiterleitung. Die wichtigsten Funktionen sind die Aufnahme der Ergebnisse der Betriebsoptimierung und deren Weiterleitung an den Raspberry Pi. Darüber hinaus werden alle anfallenden Messdaten, die vom Raspberry Pi weitergeleitet werden, empfangen und in einer SQL Datenbank abgelegt.

Das Softwarepaket des Raspberry Pis nimmt sowohl die Ergebnisse der Betriebsoptimierung sowie die Messdaten des Elektrolysesystems auf und berechnet ein Echtzeit-Steuersignal, welches im Sekundentakt an das Elektrolysesystem gesendet wird. Das Echtzeit-Steuersignal kann dabei durch die folgenden 5 Methoden berechnet werden:

1. Vorgabe Betriebsoptimierung: Die Vorgabe der Betriebsoptimierung wird als konstanter Wert weitergegeben.
2. Speicherstandoptimiert: Bei diesem Steuermechanismus wird der aktuellen Speicherfüllstand (Messwert) mit dem durch die Betriebsoptimierung vorgegebenen Speicherfüllstand verglichen und basierend auf der Abweichung das Leistungssignal des Elektrolysesystems anpasst.
3. Teilnahme Regelenergiemarkt: Der durchschnittliche Lastpunkt wird durch die Betriebsoptimierung bestimmt, gleichzeitig bietet das Elektrolysesystem 20 % der maximalen Leistung als Primärregelenergie an. Ob und in welcher Höhe Primärregelenergie abgerufen wird, bestimmt sich aus der Netzfrequenz.
4. Vorgegebene Zeitreihe: Das Echtzeit-Steuersignal wird durch eine Zeitreihe vorgegeben.
5. Manueller Input: Das Steuersignal der Echtzeitsteuerung wird über eine eigens entwickelte Eingabemaske von einem Computer aus vorgegeben und kann in Echtzeit geändert werden.

Auswertung der Echtzeitsteuerung

Von den 5 möglichen Methoden zur Vorgabe eines Echtzeitsteuersignals stellen nur die ersten drei eine Optimierung des Betriebs dar, da Methode 4 und 5 ein statisches, vom Nutzer vorgegebenes Signal darstellen. Die Auswirkungen der drei Optimierungsmethoden wurden im Rahmen einer Szenarienauswertung simulativ untersucht. Dazu wurde die Echtzeitsteuerung genutzt, um ein virtuelles Elektrolysesystem einer Wasserstofftankstelle zu steuern. Die drei Methoden wurden jeweils für einen Monat simuliert, wobei der Intraday Preis der EEX-Strombörse als Strompreis angenommen wurde. In Abbildung 9 sind die resultierenden durchschnittlichen

Kosten pro Kilo Wasserstoff dargestellt, die sich ergeben, wenn der Strompreis und die Erlöse der Primärregelenergie auf den produzierten Wasserstoff umgelegt werden.

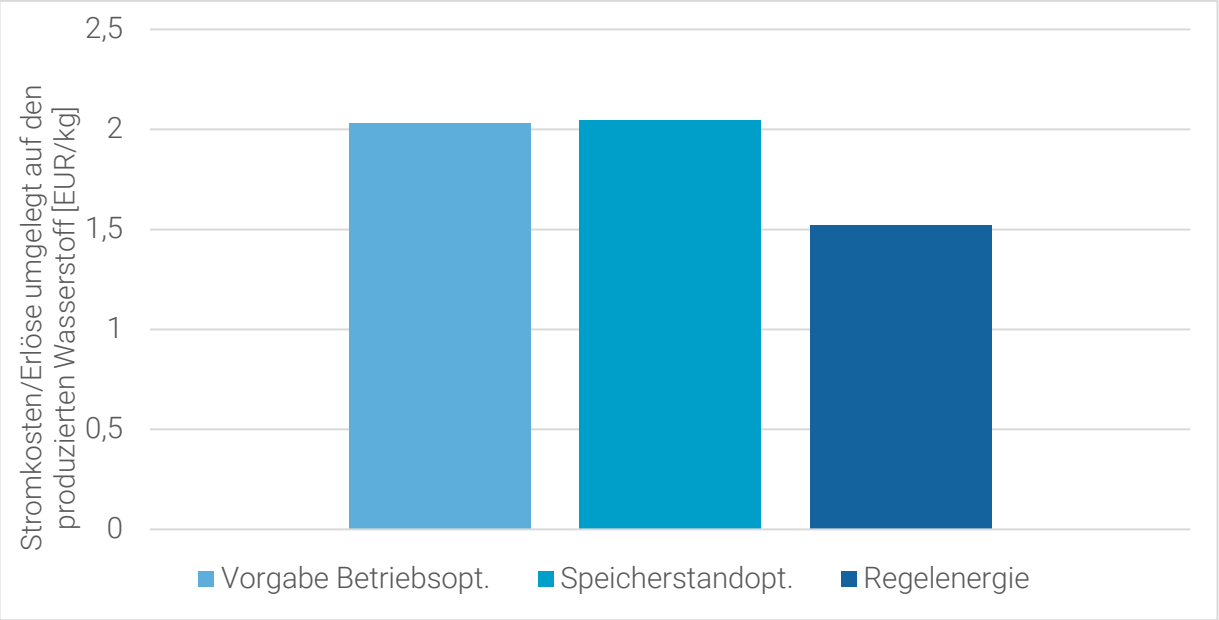


Abbildung 9: Energiekosten (EEX-Spotmarktpreise Intraday, umlagenbefreit, inkl. Vergütungen bei Regelenergie) für die Wasserstoffherstellung im Tankstellenbetrieb in einem exemplarischen Testmonat. Im Fall „Vorgabe Betriebsoptimierung" erfolgt keine sekündliche Korrektur der Betriebsoptimierung, die Regelung „Speicherstandoptimierung" orientiert sich an der Speichermenge, die Bereitstellung von Regelenergie orientieren sich an der Netzfrequenz um Primärregelleistung bereitzustellen.

Es zeigt sich, dass die Speicherstandoptimierte Regelung zu leicht höheren Energiekosten führt im Vergleich zu der Vorgabe der Betriebsoptimierung. Eine Erklärung für die Verschlechterung der Kosten ist in Abbildung 10 zu finden. Um das durch die Betriebsoptimierung vorgegebene Speicherziel zu erreichen, weicht die Leistung des Steuersignals besonders gegen Ende der 15 Minuten Zeitschritte häufig stark von der vorgegebenen Leistung ab. Die Schwankungen im Betriebszustand des Elektrolysesystems führen gemittelt zu einem schlechteren Wirkungsgrad und somit zu einem höheren Energieverbrauch. Dieser Effekt überwiegt die mögliche positive Preisbeeinflussung durch das Verschieben der Wasserstoffproduktion zu Zeiten mit geringem Strompreis.

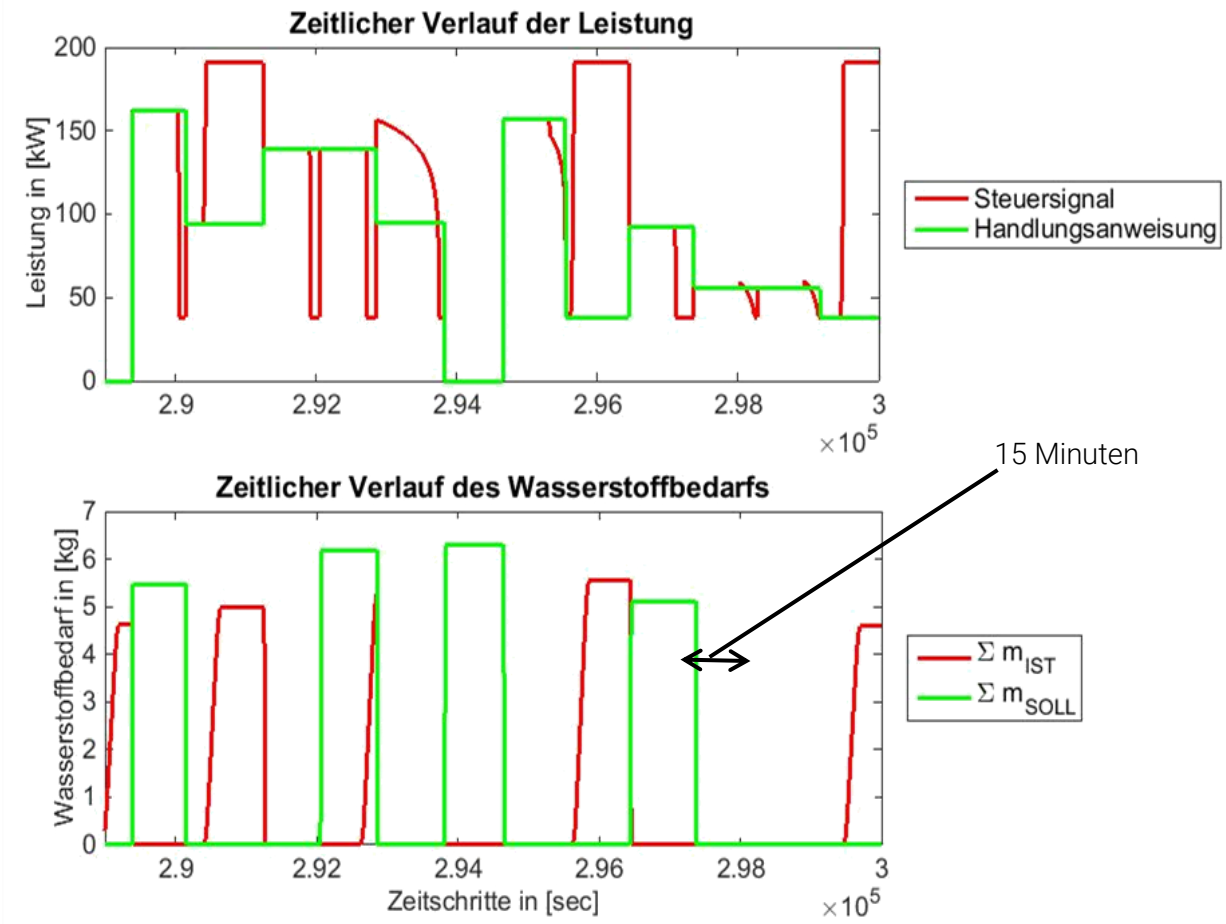


Abbildung 10: Vergleich der Leistungsvorgabe der durch die Betriebsoptimierung berechneten Handlungsanweisung und des durch die Speicherstandoptimierung berechneten Steuersignals (Plot oben) sowie des prognostizierten Wasserstoffbedarfs (m_{soll}) und des tatsächlich auftretenden Wasserstoffbedarfs (m_{ist}) (Plot unten) über einen exemplarischen Simulationszeitraum von 3 Stunden.

Abbildung 9 zeigt, dass sich durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt, die Wasserstoffgestehungskosten für den betrachteten Probemonat um 50 Cent/kg reduzieren lassen. Einer Regelenergiemarktteilnahme oder anderen Formen der Bereitstellung von Regelenergie sind somit vielversprechend.

Test der Echtzeitsteuerung

Neben dem virtuellen Test wurde die Echtzeitsteuerung ebenfalls im realen Betrieb getestet. Dazu wurde die in Kapitel 1.4.1 bereitgestellte Testzeitreihe vorgegeben und über die Echtzeitsteuerung das Elektrolysesystem gesteuert. Eine Auswertung des Tests ist in Anlage 7.4 zu finden.

1.5.4 Echtzeitvisualisierung

Die Messdatenübertragung der Echtzeitsteuerung (s. Kapitel 1.5.3) erlaubt es, Steuer- und Messsignale in Echtzeit anzuzeigen. Deshalb wurde eine Webapplikation programmiert, die das

Steuersignal und das Systemverhalten des Elektrolysesystems darstellt. Eine beispielhafte Darstellung ist in Abbildung 11 zu sehen.

Abbildung 11: Darstellung der Echtzeitvisualisierung in einem Browser.

1.6 AP 5.2 - Simulative Marktpotenzialanalyse und Identifikation geeigneter Anwendungen

Für die verschiedene Nachfrageszenarien der Anwendungsfälle ‚H_2-Tankstelle' und ‚Off-Grid' wurde folgende Aspekte simulativ untersucht: In welchen Bereichen können Elektrolysesysteme der 100 kW Klasse sinnvoll eingesetzt werden, welche Kosten und Auslastungen ergeben sich und welche Peripherie ist erforderlich und geeignet?

1.6.1 Untersuchung des Potenzials der Modularität an Wasserstofftankstellen

Das ecoPtG-Elektrolysesystem zeichnet sich durch eine vergleichsweise geringe Leistung aus. Diese ermöglicht es, bei niedrigen Investitionskosten eine vergleichsweise geringe Wasserstoffnachfrage zu bedienen. Bei einem Anstieg der Nachfrage über die Zeit kann die Wasserstoffproduktionskapazität modular nachgerüstet werden. Ein Nachteil dieses Vorgehens ist jedoch, dass Systeme mit geringer Produktionskapazität vergleichsweise hohe spezifische Kosten haben. Es stellt sich folglich die Frage, unter welchen Voraussetzungen sich ein modularer Zubau lohnt gegenüber einer installierten Elektrolyseanlage mit großer Leistung, die über lange Zeit nicht voll ausgelastet werden kann, da eine entsprechende Nachfrage fehlt.

Um dies zu untersuchen wurden drei Wasserstoffbedarfsszenarien für eine Tankstelle erstellt. In einer Literaturrecherche wurden Prognosen über die Zukünftigen Stückzahlen von Wasserstofffahrzeugen (FCEV) in Deutschland zusammengefasst. Da die Prognosen teilweise sehr optimistisch scheinen, wird der Mittelwert aller Prognosen als optimistisches Szenario definiert. Die Prognose mit der geringsten Marktpenetration von FCEV wird weitergehend als pessimistische Szenario verwendet. Eine Marktpenetration von 10 % des pessimistischen Szenarios wird als Schlimmstfallszenario bezeichnet. Zusammen mit der Anzahl der

Wasserstofftankstellen, für welche die Ziele der H_2 Mobility verwendet wurden, lässt sich somit der jährliche Tankbedarf pro Tankstelle abschätzen, wie in Abbildung 12 dargestellt.

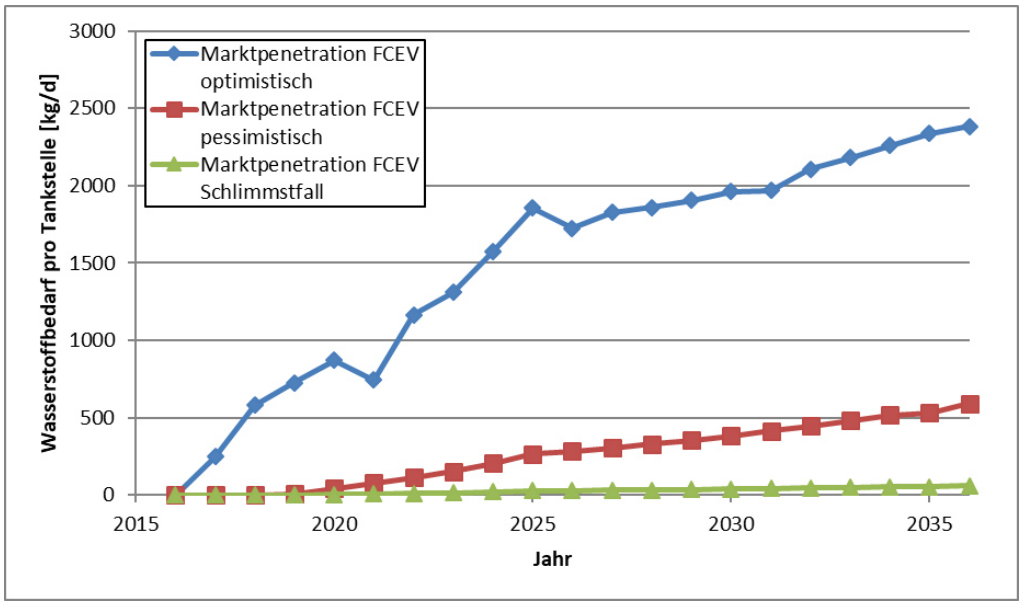
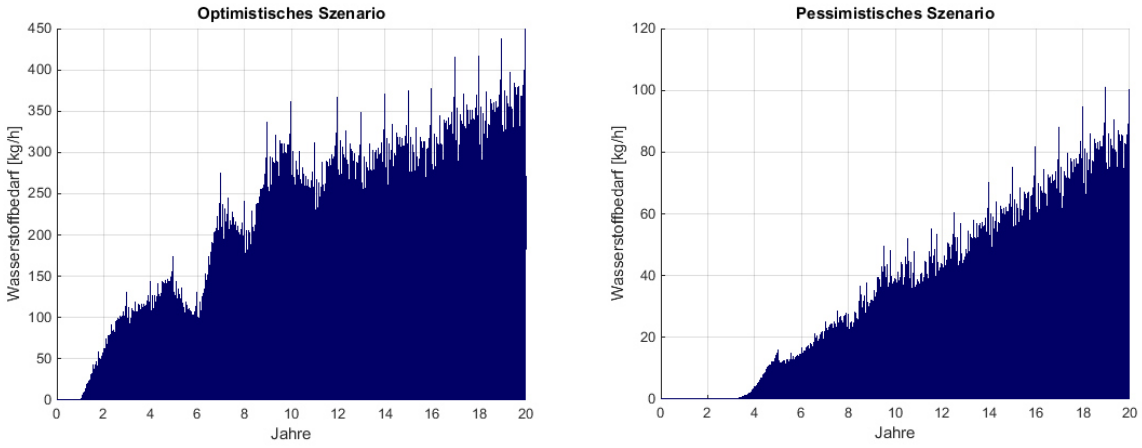


Abbildung 12: Täglicher Wasserstoffbedarf für die drei Szenarien „Optimistisch", „Pessimistisch" und „Schlimmstfall" über einen Zeitraum von 20 Jahren.

Durch Zuhilfenahme von realen Bedarfszeitreihen von Tankstellen, die aus Messdaten einer Autobahntankstelle abgeleitet wurden und welche saisonale Effekte erfassen, lassen sich stündliche Nachfragezeitreihen über den Zeitraum von 20 Jahren erstellen, wie in Abbildung 13 gezeigt.



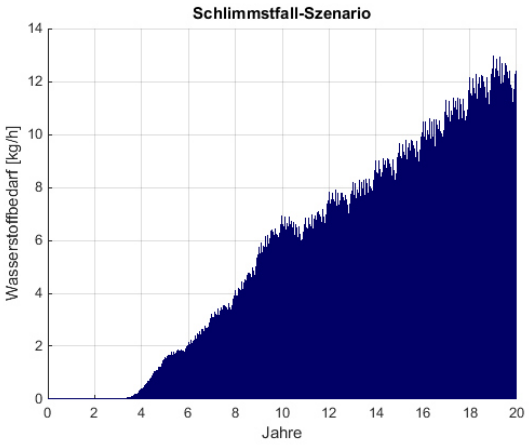


Abbildung 13: Wasserstoffbedarf pro Stunde für die drei Szenarien "Optimistisch", "Pessimistisch" und "Schlimmstfall".

Um nun einen modularen Zubau mit einem nicht-modularen Zubau zu vergleichen, werden die Kosten für die Wasserstofferzeugungsanlage zusammen mit den Stromkosten für die Erzeugung (ohne Wasserstofferlöse) berechnet. Das statische Szenario bezeichnet dabei immer ein Energiesystem, welches gerade so groß ausgelegt wurde, dass es den Bedarf nach 20 Jahren noch decken kann. Die modularen Szenarien (Modular und Strategie 1) beschreibt den Schrittweisen bedarfsgerechten Zubau der Wasserstoffproduktionskapazität (ecoPtG Elektrolysesysteme), welcher aus einer steigenden Nachfrage resultieren kann. Der Zeitpunkt, an welchem ein neues Elektrolysesystem, ein neuer Verdichter oder eine größere Speicherkapazität zugebaut werden soll, wird durch Faktoren bestimmt, die den Wasserstoffbedarf der letzten Wochen und die bestehenden Kapazitäten ins Verhältnis setzen. Die Verhältnisse, bei denen eine Nachrüstung durchgeführt wird, müssen bestimmt werden. Durch eine Parametervariation wurde günstige Verhältnisse für jedes der drei Szenarien einzeln bestimmt. Diese einzelnen Zubaustrategien werden „Modular“ genannt. Darüber hinaus wurden Verhältnisse optimiert, welche, wenn auf alle drei Szenarien angewandt, im Mittel zu den geringsten Kosten führen. Diese Zubaustrategie wird „Strategie 1“ genannt. Im Folgenden sind die drei Zubaustrategien zusammengefasst:

- Statisch: kein Zubau, Szenario-spezifische Auslegung zur Deckung des Bedarfs über 20 Jahre
- Modular: modularer Zubau, Simulation mit für jedes Szenario günstigen Faktoren
- Strategie 1: modularer Zubau, Simulation mit für alle drei Szenarien optimierten Faktoren

Die Auswertungsergebnisse für das optimistische Szenario sind in Abbildung 14 dargestellt. In der statischen Zubaustrategie sind 33 ecoPtG- Elektrolyseäquivalente notwendig, um den Bedarf auch noch nach 20 Jahren decken zu können. Für die beiden modularen Zubaustrategien „Modular“ und „Strategie 1“ ist schnell ein Nachbau notwendig, so werden nach 24 Monaten bereits 10 ecoPtG Elektrolyseure gebraucht. Dies schlägt sich in den Kosten wieder, so gibt es bereits nach 96 Monaten einen Gleichstand der Annuitäten von der statischen und den Modularen Zubaustrategien. Anschließend weist die statische Strategie, bedingt durch die vergleichsweise geringen spezifischen Kosten der großen Anlage und deren hohe Auslastung, geringere Annuitäten auf. Ein modularer Zubau von Elektrolysesystemen ist dennoch interessant,

wie die Barwertauswertung zeigt, bei der alle zukünftig auftretenden Kosten der nächsten 20 Jahre auf den heutigen Zeitpunkt umgelegt werden. Der Barwert der statischen Strategie beträgt 96,07 Mio. EUR, der Barwert der modularen Strategie jedoch nur 95,26 Mio. EUR. Durch den schnellen Ausbau der ecoPtG-Elektrolyseure ist davon auszugehen, dass eine größere Modular-Größe zu einer weiteren Preissenkung führen würde. Zwischen den beiden modularen Zubaustrategien „Modular“ und „Strategie 1“ ist kein nennenswerter Unterschied festzustellen.

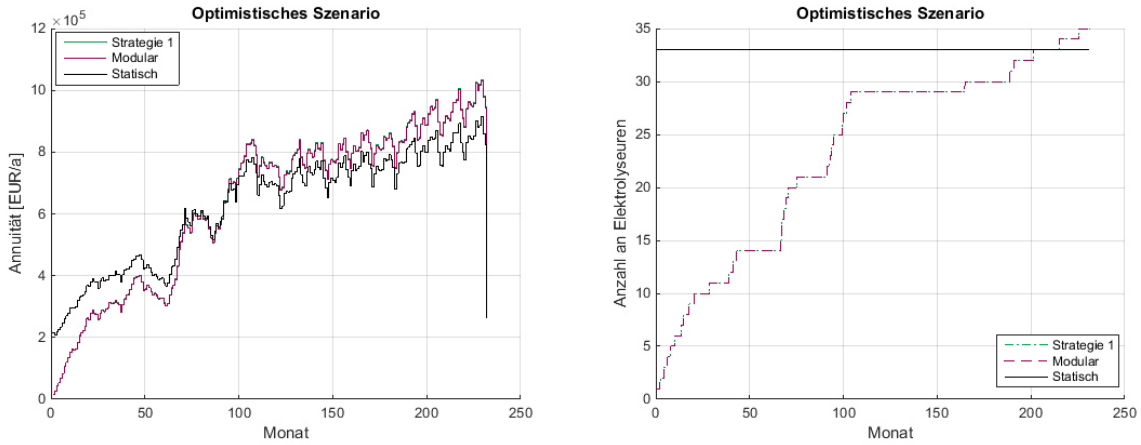


Abbildung 14: Ergebnisse der Modularitätsauswertung für das optimistische Bedarfsszenario. Links: Entwicklung der Annuitäten (Anlagen- und Stromkosten ohne Wasserstofferlös); Rechts: Anzahl der ecoPtG-Elektrolyseure.

Abbildung 15 zeigt die Auswertungsergebnisse des pessimistischen Szenarios, wobei als Referenzwert der statische Zubau des optimistischen Szenarios ebenfalls angegeben ist (Statisch 1). Die statische Zubaustrategie für das pessimistische Szenario wird als „Statisch 2“ angezeigt. Bei der statischen Zubaustrategie werden acht ecoPtG Elektrolyseure benötigt. Beim modularen Zubau reicht jedoch ein Elektrolyseur aus, um den Bedarf der ersten 50 Monate zu bedienen. Erst danach müssen weitere Elektrolyseure hinzugebaut werden. Die Annuitäten der Wasserstofferzeugung sind bis zum ca. 120.ten Monat günstiger für den modularen Zubau. Aufgrund der hohen Einsparungen des modularen Zubaus in der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums ist eine modulare Strategie für diesen Anwendungsfall vielversprechend. Zusätzlich ergibt sich der Vorteil einer größeren Planungssicherheit. Die Kosten von der Zubaustrategie „Statisch 1“, welche die des optimistischen Szenarios darstellt, macht mögliche Mehrkosten deutlich, die auf eine falsche Nachfrageprognose bei der Systemauslegung zurückgeht. So entstehen bei dem System „Statisch 1“ im Vergleich zum System „Statisch 2“ durchschnittliche jährliche Mehrkosten von ca. 150.000 EUR/a, welche auch nach 20 Jahren noch Mehrkosten von 75 % darstellen. Bei der Barwertbetrachtung ist Strategie 1 am günstigsten mit einem Barwert von 15,66 Mio. EUR, gefolgt von der modularen Strategie mit 16,68 Mio. EUR und der statischen Strategie („Statisch 2“) mit 18,14 Mio. EUR. Die statische Strategie 1 (des optimistischen Szenarios) führt zu einem Barwert von 41,17 Mio. EUR.

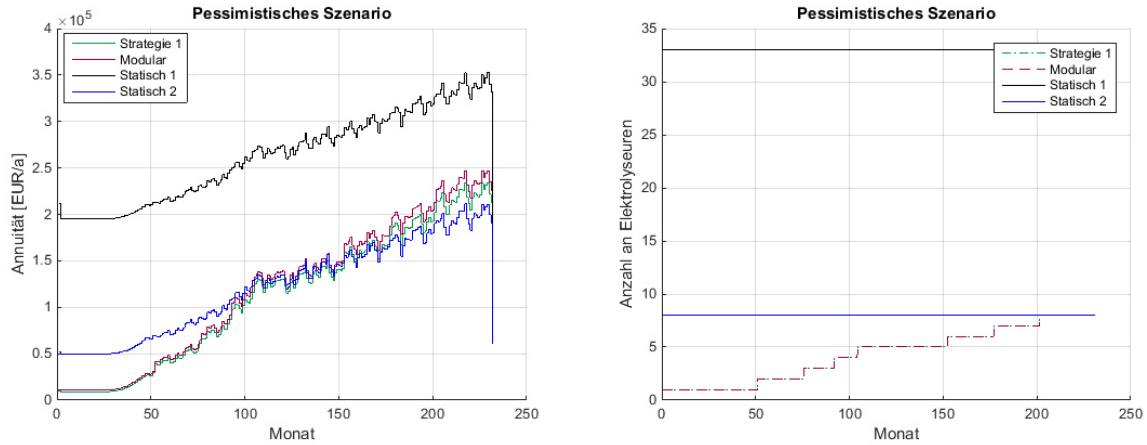


Abbildung 15: Ergebnisse der Modularitätsauswertung für das pessimistische Bedarfsszenario. Links: Entwicklung der Annuitäten (Anlagen- und Stromkosten ohne Wasserstofferlös); Rechts: Anzahl der ecoPtG-Elektrolyseure.

Für das Schlimmstfall-Szenario reicht ein ecoPtG Elektrolysesystem aus, um den Wasserstoffbedarf auch nach 20 Jahren noch zu decken (s. Abbildung 16). Als Vergleichswerte werden die Kosten aufgeführt, die durch den statischen Zubau des optimistischen („Statisch 1“) und des pessimistischen („Statisch 2“) Szenarios entstehen. „Statisch 3“ zeigt den statischen Zubau für das Schlimmstfall-Szenario. Der günstigste Barwert lässt sich mit Strategie 1 erreichen und beträgt 1,57 Mio. EUR. Der Barwert der statischen Nachbaustrategie („Statisch 3“) berechnet sich zu 3,34 Mio. EUR. Die statische Strategie des pessimistischen Szenarios („Statisch 2“) beträgt 9,03 Mio. EUR und des optimistischen Szenarios („Statisch 1“) beträgt 30,14 Mio. EUR.

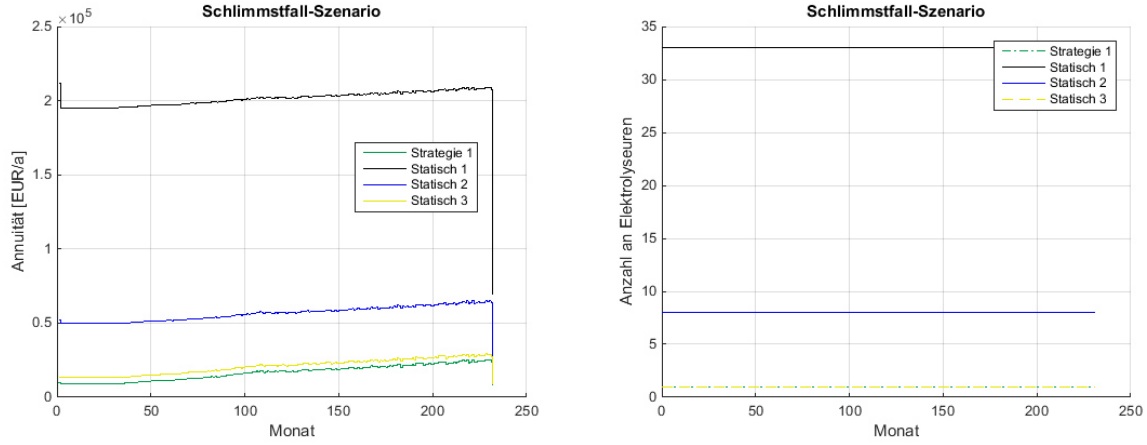


Abbildung 16: Ergebnisse der Modularitätsauswertung für das Schlimmstfall-Bedarfsszenario. Links: Entwicklung der Annuitäten (Anlagen- und Stromkosten ohne Wasserstofferlös); Rechts: Anzahl der ecoPtG-Elektrolyseure.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ein modularer Zubau großes Potenzial für den Einsatz an Wasserstofftankstellen und weiterer Anwendungen mit steigender Nachfrage und Unsicherheiten in der Nachfrageentwicklung hat. Über einen Planungszeitraum von 20 Jahren sind die modularen Systeme stets günstiger als große Systeme, welche direkt über den gesamten

Zeitraum eine Versorgung sicherstellen können. Grund dafür ist, dass notwendige Investitionen in die Zukunft verschoben werden und erst dann fällig werden, wenn auch eine entsprechende Nachfrage besteht. Ein weiterer großer Vorteil des modularen Nachbaus ist die Möglichkeit, auf Fehler in der Bedarfsentwicklungsprognose zu reagieren. So führt beispielsweise eine Systemauslegung für das optimistische Szenario zu einem Barwert von 41,17 Mio. EUR, wenn tatsächlich jedoch nur das pessimistische Szenario eintritt. Ein modularer Zubau führt in diesem Fall lediglich zu einem Barwert von 15,66 Mio. EUR, also nur gut ein Drittel des überdimensionierten Systems.

1.6.2 Bestimmung von Off-Grid Beispielregionen

Für die Abschätzung des Einsatzpotenzials von modularen Elektrolysesystemen an Off-Grid Standorten wurde eine Methodik entwickelt, die weltweit Länder mit einem Einsatzpotenzial identifiziert. Als Potenzial gelten hierbei Off-Grid Regionen, in denen schon heute durch den Einsatz von Elektrolyse, alleinstehend oder in einem Mischsystem mit Dieselgeneratoren und Batterien, Stromkosten und ggf. ungedeckte Lasten reduziert werden können.

Methodisch erfolgt die Bestimmung der Länder mit geeigneten Off-Grid Regionen in vier Schritten:

1. Bestimmung von Off-Grid Regionen weltweit: Über Satellitenbildaufnahmen bei Nacht können über die Lichter Regionen bestimmt werden, die bewohnt sind. Diese Gebiete werden verglichen mit Datensätzen über ans Stromnetz angeschlossene Gebiete. Regionen, welche nicht an Stromnetz angeschlossen, aber bewohnt sind, werden als Off-Grid Regionen bestimmt.
2. Bestimmung der regionalen Stromerzeugungskosten einzelner Technologien: Für die Berechnung der lokalen Stromerzeugungskosten werden in diesem Schritt aus Wetterdaten (Wind und Sonneneinstrahlung) die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten von PV- und Windkraftanlagen berechnet. Zusätzlich wird über den nationalen Dieselpreis plus anfallende Diesellieferkosten die Stromgestehungskosten durch Dieselgeneratoren in den Off-Grid Regionen bestimmt.
3. Bestimmung der regionalen Gesamtstromerzeugungskosten: Um die tatsächlichen durchschnittlichen Stromkosten für einen Standort abschätzen zu können, muss das optimale Energiesystem bestimmt werden. Da eine Optimierung für alle verbleibenden Off-Grid Regionen zu rechenzeitintensiv wäre, werden exemplarische Energiesystemzusammensetzungen, also das Verhältnis aus den Leistungen der PV- und Windenergieanlagen, der Elektrolyse, des Dieselgenerators und der Wasserstoff- und Batteriespeicherkapazität, bestimmt, mit denen die Off-Grid Regionen kategorisiert werden können. Unter Zuhilfenahme der Wetterdaten der letzten 5 Jahre wird mit einem Genetischen Algorithmus das Energiesystem für die exemplarischen Regionen optimiert. Die durchschnittlichen Stromkosten lassen sich anschließend berechnen durch die Kosten des exemplarischen Energiesystems sowie die spezifischen lokalen Kosten, die in den vorhergehenden Schritten bestimmt wurden.
4. Bestimmung der Einsatzpotenziale: Um abschließend das Einsatzpotenzial eines modularen Elektrolysesystems abzuschätzen, wird über den durchschnittlichen Pro-Kopf Stromverbrauch des jeweiligen Landes der Strombedarf der Off-Grid Regionen bestimmt. Daraus ergibt sich die benötigte Elektrolysegröße.

Abbildung 17 zeigt die Länder, in denen Potenziale für den Einsatz von modularen Elektrolysesystemen in Off-Grid Regionen identifiziert wurden.

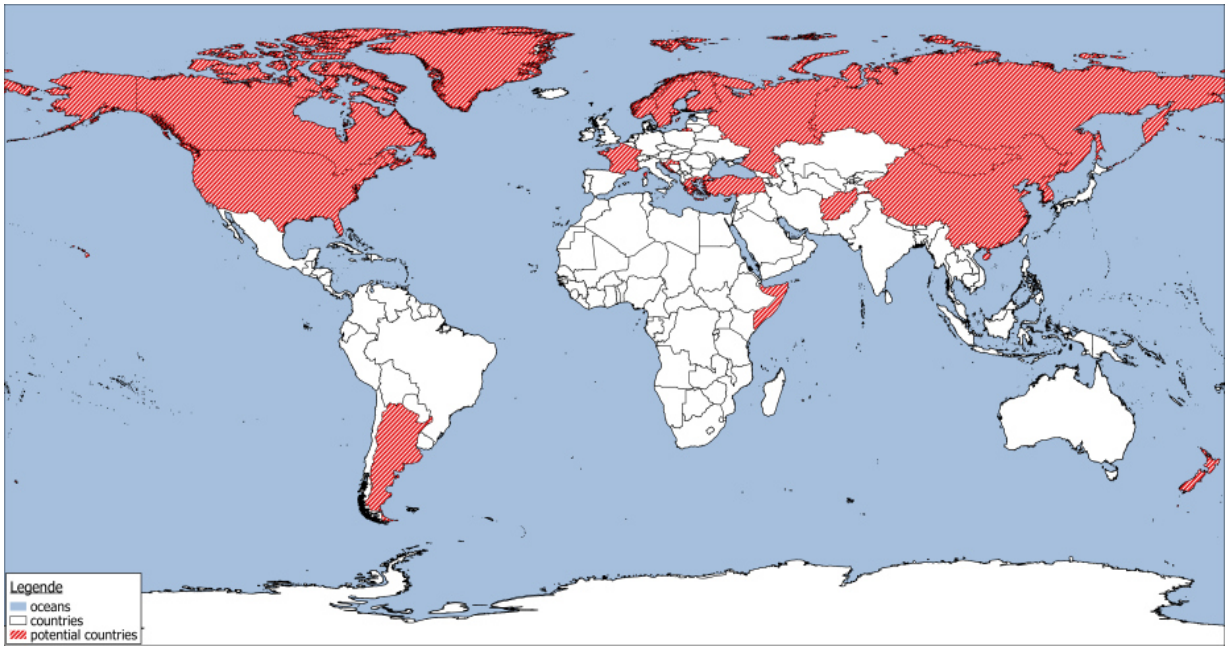


Abbildung 17: Weltkarte, Länder mit Potenzialen für den Einsatz von modularen Elektrolysesystemen in Off-Grid Regionen sind rot markiert.

Es zeigt sich, dass der Großteil der Länder mit Potenzialen für den Einsatz von Elektrolysesystemen in Off-Grid Regionen in der nördlichen Hemisphäre liegen. Die zwei bedeutendsten Gründe hierfür sind die teilweise hohen Vergleichskosten für Diesel und das hohe Windpotenzial. Auch der hohe Pro-Kopf Stromverbrauch begünstigt den Einsatz von Elektrolysegeräten.

Auf den ersten Blick überrascht, dass kaum Potenziale in Afrika identifiziert werden, obwohl es hier viele Off-Grid Regionen gibt und ein sehr hohes Potenzial an PV-Energie vorhanden ist. Die vergleichsweise geringen Dieselkosten in der Region führen jedoch dazu, dass durch den Einsatz von Elektrolyseuren keine Kosten eingespart werden können. Würden Emissionseinsparungen vergütet oder geringe Mehrkosten in Kauf genommen werden, würden sich neue Potenziale ergeben, die nicht Gegenstand dieser Methodik sind.

1.6.3 Untersuchung des Einflusses von FCEV auf lokale Tankstellensysteme

Im Rahmen der Einsatzpotenzialanalyse von Elektrolyseuren werden mögliche weitere Vorteile der Wasserstoffmobilität untersucht. Dazu werden die Auswirkungen variierender Anteile von Batterie- (BEV) und Wasserstofffahrzeugen (FCEV) als Kraftstoffabnehmer einer Tankstelle auf die Mobilitätskosten (Kosten pro gefahrene Strecke) und die maximale Anschlussleistung an das Stromnetz untersucht.

Für die Untersuchung wurde das Modell einer Tankstelle erstellt, die für den Strombezug PV- und Wind- sowie Netzstrom verwenden kann. Für die Versorgung von BEV kann dieser Strom direkt verwendet oder in einer Batterie zwischengespeichert werden. Der Wasserstoff für die FCEV wird vor Ort erzeugt, indem der Strom durch Elektrolyse umgewandelt wird. Der Wasserstoff kann ebenfalls direkt zur Deckung des Kraftstoffbedarfs verwendet oder für spätere Tankvorgänge zwischengespeichert werden. Strom aus Erneuerbaren Energien wird mit einer EEG-Umlage in Höhe von 6,88 ct/kWh belastet, der durchschnittliche Netzstrompreis wird mit 15 ct/kWh

angenommen. Eine grafische Darstellung der Tankstellenkomponenten und der Energieflüsse untereinander ist in Abbildung 18 dargestellt.

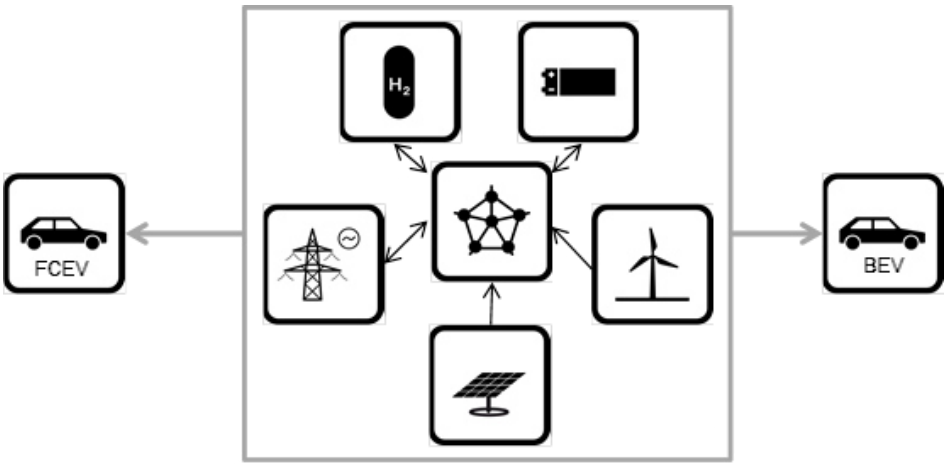


Abbildung 18: Komponenten der Tankstelle und deren Energieflüsse untereinander.

Mithilfe eines genetischen Algorithmus wurden Topologie- und Betriebsparameter sowie der Anteil an FCEV an den Fahrzeugen variiert und Mobilitätskosten sowie maximale Netzleistung minimiert. Da die Optimierungsziele im Konflikt miteinander stehen, bildet sich eine Paretofront aus, eine Ansammlung an Punkten (jeder Punkt repräsentiert eine Konfiguration an Entscheidungsvariablen), von denen jeder in einem Optimierungsziel nicht weiter verbessert werden kann, ohne sich in dem anderen Optimierungsziel zu verschlechtern (s. Abbildung 19).

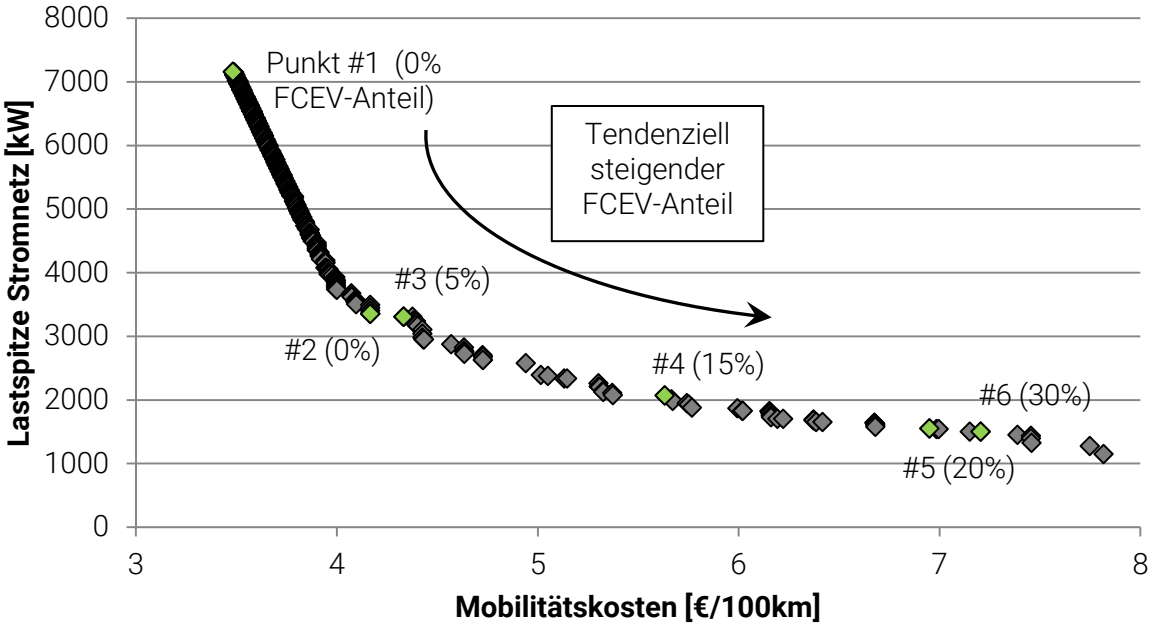


Abbildung 19: Paretofront der Optimierungsziele "Mobilitätskosten" und "Lastspitze Stromnetz" einer Tankstellenoptimierung mit variablen Anteilen an Batterie- und Wasserstoffautos der zu betankenden Fahrzeuge.

		Optimierungsziel		Variable Modellkomponenten			
#	Anteil FCEV %	Mobilitäts-kosten €/100km	Lastspitze Stromnetz kW	Installierte Windleistung kW	Kapazität Batterie kWh	Kapazität H2-Speicher kg	Elektrolyse-leistung kW_{H2}
1	0	3,48	7158	0	0	0	0
2	0	4,17	3350	0	2400	0	0
3	5	4,33	3309	0	2325	40	100
4	15	5,63	2067	0	5650	170	200
5	20	6,95	1550	25	9550	220	300
6	30	7,20	1500	550	9150	410	400

Abbildung 20: Auflistung der Optimierungsziele sowie der variablen Modelkomponenten der in Abbildung 19 ausgewählten Lösungen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Konfiguration mit den geringsten Mobilitätskosten (3,48 €/100 km, s. Punkt 1) für den Betrieb der Tankstelle ausschließlich für BEV (0 % FCEV) erreicht wird. Dabei werden weder Batteriespeicher noch Windstrom verwendet. Die Beladung der BEV geschieht direkt über das Stromnetz. Dies führt zu Lastspitzen im Stromnetz von 7.158 kW. Ein Zubau von Batteriespeichern von 2.400 kWh erlaubt eine Senkung der maximalen Lastspitze auf 3.350 kW, die Mobilitätskosten erhöhen sich jedoch dabei auf 4,17 €/100 km. Alle Konfigurationen mit geringeren Mobilitätskosten als Punkt 3 weisen einen Anteil von FCEV von 0 % auf. Punkt 3 beinhaltet als erste Lösung auf der Paretofront einen Anteil von FCEV (5 %). Die maximale Lastspitze sinkt geringfügig auf 3.309 kW, die Mobilitätskosten erhöhen sich leicht auf 4,33 €/100 km. Die Senkung der Lastspitze erfolgt, obwohl FCEV mehr elektrische Energie für die Betankung benötigen. Außerdem wird ein Batteriespeicher mit leicht geringerer Kapazität (2.325 kWh) verwendet. Die Senkung der maximalen Lastspitze ist folglich auf den Einsatz von FCEV und des Wasserstoffspeichers zurückzuführen. Der verwendete Wasserstoff kann flexibel über den Tag produziert werden, wie beispielsweise nachts, wenn ein geringer Kraftstoffbedarf besteht.

Werden höhere Mobilitätskosten akzeptiert, sinken die Lastspitzen weiter und der Anteil an FCEV steigt tendenziell. Für Lösungen, die sich auf der Paretofront nahe sind, schwankt der Anteil an FCEV oft stark. Somit kann die Senkung der Lastspitzen bei ähnlichen Mobilitätskosten sowohl durch die Erhöhung des Anteils FCEV sowie den Zubau von Batteriespeicherkapazität erreicht werden. Dies deutet auf eine gute Integrierbarkeit von FCEV-Komponenten und BEV-Komponenten hin. Der höhere Strombedarf der FCEV kann durch die höhere Flexibilität des Strombezugs für die Erzeugung des Wasserstoffs teilweise ausgeglichen werden.

Die nachfolgenden Punkte 4, 5 und 6 wurden gewählt, da sie erstmalig die FCEV Anteile von größer gleich 15 %, 20 % sowie 30 % aufweisen. In Punkt 4 ist die maximale Lastspitzen auf 2.067 kW reduziert und die Mobilitätskosten betragen 5,63 €/100 km. Grund dafür ist der deutliche Ausbau von Batteriespeicher (5.650 kWh), Wasserstoffspeicher (170 kg) und Elektrolyse (200 kW_{H2}). Durch einen weiteren Ausbau wird in Punkt 5 eine maximale Lastspitze von 1.550 kW erreicht und die Mobilitätskosten betragen 6,95 €/100 km. Ein Anteil von FCEV von 30 % wird erstmalig in Punkt 6 erreicht. Die Mobilitätskosten steigen geringfügig auf 7,20 €/100 km, die maximale Lastspitze sinkt leicht auf 1.500 kW. Dies ist ein Beispiel dafür, dass große Unterschiede in dem Anteil von FCEV zu BEV mitunter geringe finanzielle Auswirkungen haben können.

Die Simulationsergebnisse lassen sich dadurch erklären, dass BEV einen deutlich geringeren Energiebedarf haben als FCEV, die Energie sich aber nur teuer durch Batterien speichern lässt. Das führt dazu, dass der Strom aus Erneuerbaren Energien, der zu Zeiten erzeugt wird, in denen keine große Nachfrage besteht, entweder abgeregelt oder in teuren Batteriespeichern gespeichert werden muss, wodurch wiederum die Systemkosten steigen. Aus diesem Grund ist die günstigste Variante ein Szenario mit ausschließlich BEV, die über das Stromnetz versorgt werden. Der angenommene Strompreis von durchschnittlich 15 ct/kWh ist hier günstiger als Erneuerbare Energien und Speicher einzusetzen. Dadurch wird jedoch das Stromnetz stark und unregelmäßig belastet.

Der Einsatz von FCEV erlaubt es hingegen, die volatilen Erneuerbaren Energien auch zu Zeiten ohne Nachfrage zu nutzen, da der Strom in Wasserstoff umgewandelt und günstig gespeichert werden kann. Somit wird das Stromnetz deutlich entlastet und Preisschwankungen des Strompreises können ausgenutzt werden. Die Kosten für den Stromnetzanschluss der Tankstelle wurden in der Simulation nicht berücksichtigt. Eine monetäre Belastung durch hohe Lastspitzen würde die Verwendung von FCEV weiter begünstigen.

1.6.4 Szenarien mit konkretem Anwendungspotenzial

Um über diese Off-Grid Anwendungen hinaus Anwendungspotenziale für Elektrolysesysteme zu bestimmen, wurden eine Vielzahl diverser Szenarien berechnet und anschließend ausgewertet. Bei der Wahl der Szenarien wurde darauf geachtet, dass auf der einen Seite Mobilitätsanwendungen vertreten sind. Darüber hinaus wurden Szenarien gewählt, die eine praktische Relevanz haben. Um Szenarien mit praktischer Relevanz zu identifizieren, wurde über die Homepage des RLI ein Aufruf gestartet. Unternehmen mit Interesse an Wasserstoffanwendungen sollten sich melden und für die Erstellung neuer Szenarien Daten bereitstellen. Durch diese Maßnahme sowie gezielte Anfragen an möglichen Off-Grid Standorten in Ländern, die vorab identifiziert wurden, konnten Daten für fünf Szenarien eingeholt werden:

- HRS mit Windparkanbindung
- Gemischter Fuhrpark
- Off-Grid Griechenland
- Off-Grid Alaska
- Off-Grid Alaska mit Mobilität

Darüber hinaus wurden Mobilitätsszenarien erstellt, die eine zukünftige Relevanz darstellen, jedoch wegen der derzeitig geringen Nachfrage noch nicht mit realen Daten erstellt werden können. Dafür wurden über ein am RLI entwickeltes Tool Tankstellenlastgänge generiert, die den Vorgaben der H_2 Mobility Tankstellenklassen „Very Small“, „Small“, „Medium“ und „Large“ entsprechen. Darüber hinaus wurde ein gemischtes Szenario erstellt, bei dem ein Tankstellensystem mit einem Lastgang der Tankstellenklasse „Small“ an den Windpark aus dem Szenario „Windparkanbindung im Inselbetrieb“ angeschlossen wurde. Weitere Mobilitätsszenarien sind eine Tankstelle auf einem Speditionsgelände sowie zwei Tankstellenszenarien für die Versorgung von Wasserstoffzügen in Goslar und Sankt Peter-Ording. Eine Übersicht über alle ausgewerteten Szenarien ist in Abbildung 21 dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung aller Szenarien ist in der Anlage Szenarienauswertung zu finden.

Straßenverkehr	Schienenverkehr	Off-Grid
HRS-Klassen: Very Small, Small, Medium & Large	Goslar	Griechenland
HRS mit Windparkanbindung	Sankt Peter-Ording	Alaska
Gemischter Fuhrpark		Alaska mit Mobilität
Abfallsammelbetrieb		
Spedition		

Abbildung 21: Übersicht über die Szenarien, die im Rahmen des Projekts ausgewertet werden.

1.7 AP 5.3 – Szenarienauswertung

Die in Arbeitspaket 1 definierten, alternativen Szenarien wurden hinsichtlich verschiedener Kriterien, wie z.B. der KPI, ausgewertet und mit den Basisszenarien (‚On-Site' und ‚Off-Grid') verglichen. Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse aus der Auswertung und Gegenüberstellung dieser Szenarien dargelegt sowie Handlungsempfehlungen für den zukünftigen Einsatz des ecoPtG-Elektrolyseurs gegeben.

Mit einem eigens am RLI entwickelten Simulationsframework war es möglich die Energiesysteme der Szenarien (s. Kapitel 1.6.4) detailliert abzubilden. Um die bestmöglichen Größen der Komponenten Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Wasserstoffkompressor für das jeweilige Szenario zu ermitteln, wurde ein genetischer Optimierungsalgorithmus verwendet. Ziel dabei war es stets diejenigen Komponentengrößen zu finden, mit welchen sich die Wasserstoffgestehungskosten minimieren ließen. Die Ergebnisse der Optimierung sind in der Anlage Szenarienauswertung zu finden.

1.7.1 Erkenntnisse der Szenarienauswertung

Durch die Szenarienauswertung zeigt sich Folgendes:

- In drei Szenarien ergeben sich Wasserstoffgestehungskosten von unter 8 €/kg, in sechs Szenarien zwischen 12-16 €/kg sowie in drei Szenarien von über 20 €/kg.
- Die Art der Nutzung (Schiene, Lkw, Pkw) hat keinen direkten Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten.
- Eine hohe Auslastung des Elektrolyseurs in Form hoher Volllaststunden wirkt sich positiv auf die Wasserstoffgestehungskosten aus.
- Szenarien mit lokaler Stromproduktion durch EE und guten Bedingungen für diese sind wirtschaftlicher gegenüber den Szenarien mit Strom aus dem Netz.
- Besonders an Standorten mit guten Windbedingungen ergeben sich geringe Wasserstoffgestehungskosten.
- Die geringsten Wasserstoffgestehungskosten hat das Schienenverkehr-Szenario „St. Peter-Ording" mit 6,62 €/kg.

- Eine hohe H_2-Abnahme sowie sehr gute Bedingungen für die Produktion von Windstrom führen zu einem hohen Kapazitätsfaktor und einer hohen Auslastung des Elektrolyseurs.

1.7.2 Handlungsempfehlungen für den Einsatz des Elektrolysesystems

- Bei der Auswahl von Standorten sollte der Fokus nicht auf das Einsatzgebiet bzw. die Nutzungsart gelegt werden. Vielmehr sollte der Elektrolyseur an Standorten eingesetzt werden, welche sich gut für die Produktion von Strom aus lokalen Erneuerbaren Energien eignen. Besonders Standorte mit guten Windbedingungen sollten hier in Betracht gezogen werden. Um die optimalen Standorte für den Einsatz des ecoPtG-Elektrolyseurs zu ermitteln sollte stets eine Potenzialanalyse für die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien durchgeführt werden.
- Der modulare Elektrolyseur sollte besonders für den Aufbau von Initialinfrastruktur genutzt werden. Ein Einsatz lohnt sich überall dort, wo sich die Wasserstoffnachfrage schrittweise erhöht und nicht auf einmal große Mengen an Wasserstoff nachgefragt werden. Durch die Modularität kann die Wasserstoffproduktion stets optimal an die steigende Nachfrage angepasst werden, die sich zum einen aus der steigenden Anzahl an FCEV und zum anderen aus Synergien bei Erzeugung und Verbrauch, ergibt.
- Die Transportkosten steigen je nach Transportmittel unterschiedlich stark mit steigender Transportdistanz, wie Abbildung 22 veranschaulicht. Aus diesem Grund sollten lange Transportstrecken vermieden werden. Da Verbraucher grundsätzlich dezentral angesiedelt sind, sollte auch die Erzeugung dezentral stattfinden. Dies hat nebenbei den Vorteil, dass die H_2-Erzeugung gut mit der dezentralen Einspeisung Erneuerbarer Energien gekoppelt werden kann. Auf diese Weise können dezentrale H_2-Keimzellen geschaffen werden. Diese Dezentralität bietet Kostenvorteile für Erzeuger und Verbraucher und kann dadurch den Markthochlauf beschleunigen.
- Die Marktpotenzialanalyse hat gezeigt, dass das Zusammenführen von potenziellen H_2-Verbrauchern und H_2-Erzeugern derzeit nicht systematisch abläuft. Um die potenziell sehr unterschiedlichen H_2-Erzeuger sowie -Verbraucher vernetzen zu können, sollte eine transparente Übersicht geschaffen werden. Dafür eignen sich übergeordnete, staatliche Institute, da diese neutral agieren können. Diese Übersicht könnte auf einer Online--Plattform dargestellt werden. Durch die Transparenz verstärkt regionale Synergieeffekte und ermöglicht die kostengünstige Zusammenführung von H_2-Erzeugung und -Verbrauch.
- Ab Ende 2020 fallen die ersten Windenergieanlagen aus der EEG-Förderung. Im ersten Jahr betrifft dies 3,8 bis 4 GW installierter Leistung, bis zum Jahr 2025 sogar insgesamt 16 GW.[2] Dies entspricht rund 8.000 Anlagen. Aus technischer Sicht können die Bestandsanlagen weiter betrieben werden. Der weitere Betrieb hängt damit von der Wirtschaftlichkeit ab, es müssen neue Geschäftsmodelle gefunden werden. Die Ergebnisse des Projekts zeigen, dass sich die Produktion von Wasserstoff hier besonders gut eignet. Durch den modularen Aufbau des ecoPtG-Elektrolysesystems kann dieses beliebig an jegliche Windparkgröße angepasst werden und auch an einzelne Altanlagen angeschlossen werden.

[2] https://www.windindustrie-in-deutschland.de/fachartikel/nach-dem-eeg-wie-weiter-mit-bestandsanlagen-und-bestandsflaechen/

- Im Rahmen der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) werden ab Oktober 2021 Erzeugungsanlagen ab 100 kW sowie durch den Netzbetreiber fernsteuerbare Anlagen im Redispatch berücksichtigt. Bislang war dies auf Erzeugungsanlagen ab 10 MW beschränkt und oblag damit den Übertragungsnetzbetreibern. Dadurch die Änderung wird die Rolle der Verteilnetzbetreiber gestärkt. Durch die Teilnahme am Redispatch ergeben sich erstmals neue Möglichkeiten Flexibilitäten zu nutzen. Durch die zeitversetzte Produktion und Nachfrage bieten sich hier Elektrolysesysteme, gerade auch im kW-Leistungsbereich an. Um das gesamte Potenzial hierfür besser einschätzen und schließlich optimal nutzen zu können, sollten weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

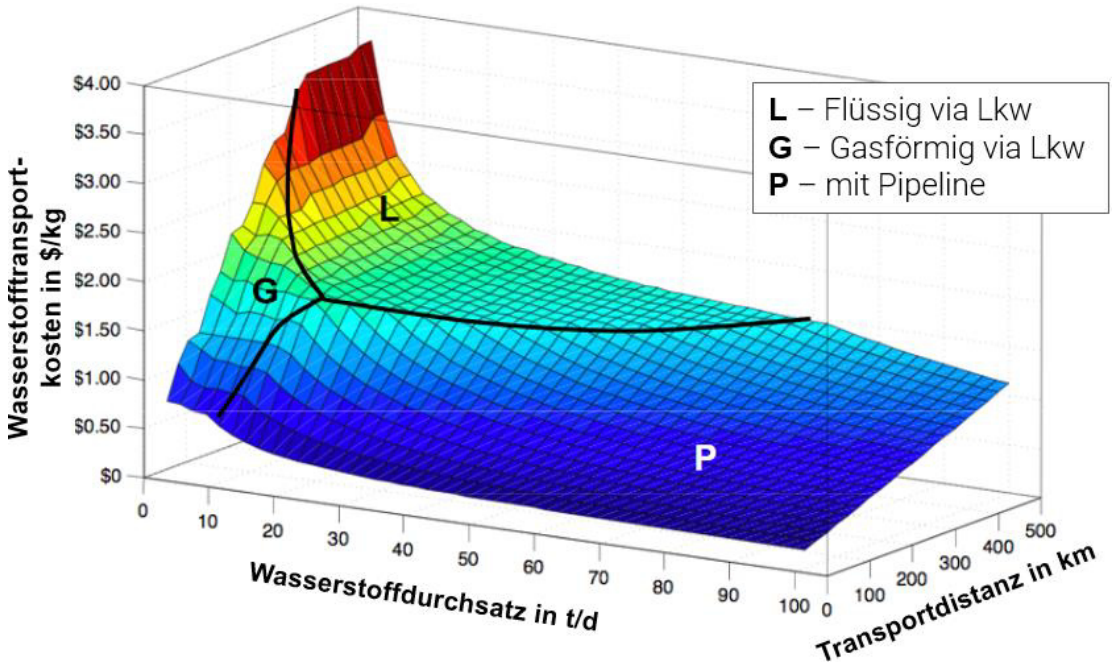


Abbildung 22 Wasserstoffkosten in Abhängigkeit des Durchsatzes und der Entfernung für verschiedene Transportmittel (basierend auf [17])

1.8 AP 5.4 – Dissemination

Ziel: Die Projektergebnisse werden einerseits durch wissenschaftliche Publikationen der Fachöffentlichkeit und über regelmäßige Pressemitteilungen einem fachfremden Interessentenkreis zugänglich gemacht.

1.8.1 Veranstaltung: Thailand – Energieeffizienz in der Infrastruktur (21.06.2016)

Im Rahmen der Informations- und Networkingveranstaltung „Thailand – Energieeffizienz in der Infrastruktur“ der Gesellschaft Baden Württemberg International, die am 21.06.2016 in Stuttgart stattgefunden hat, wurden Methodik und Ergebnisse der Off-Grid-Analyse (s. Kapitel 1.6.1) vor Experten und Interessierten dieses Themengebiets vorgestellt. Zu diesem Anlass wurde eine detaillierte Analyse der Region Südostasien angefertigt und zusätzlich zu den globalen Ergebnissen auf der Veranstaltung präsentiert.

1.8.2 7. Deutscher Wasserstoff Congress (05.07. – 06.07.2016)

Auf dem 7. Deutschen Wasserstoff Congress, deren gemeinsame Veranstalter die EnergieAgentur.NRW, der Deutsche Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV) sowie die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) waren, wurde am 05.07.2016 der Vortrag mit dem Titel „Energie – und Verkehrswende: Synergien nutzen und Risiken erkennen“ präsentiert. Teil der Präsentation waren die Ergebnisse der Tankstellensimulation (s. Kapitel 1.6.3). Vor den Vertretern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik wurde erörtert, wie durch die Wasserstoffherstellung vor Ort die Netzanschlussleistung einer Tankstelle zur Versorgung von Batterie- und Wasserstofffahrzeugen bei akzeptablen Mobilitätskosten halbiert werden kann.

1.8.3 Internationale Energiewirtschaftstagung 2017 (15.02.2017.-17.02.2017)

Das RLI hat auf der Internationalen Energiewirtschaftstagung (IEWT) 2017 in Wien einen Vortrag gehalten und dazu ein Konferenzpaper veröffentlicht. Thematisch behandeln der Vortrag und das Paper die Analyse einer Tankstelle für die Betankung von Brennstoffzellenfahrzeugen sowie batterieelektrischen Fahrzeugen (s. Kapitel 1.6.3), welche um eine Stabilitätsanalyse erweitert wurde. Eine detaillierte Auswertung der Ergebnisse erfolgt mit einem Fokus auf Tankstellenkonfigurationen, deren Wasserstoffbedarf mit 1, 2, 3 oder 4 ecoPtG-Elektrolysesystemen gedeckt werden können.

1.8.4 31th International Electric Vehicle Symposium (01.10.2018)

Im Rahmen des "31th International Electric Vehicle Symposium" wurde ein wissenschaftliches Paper "Novel Approach for Determining a Sufficient Hydrogen Refueling Station Network" veröffentlicht und durch eine Präsentation auf der Konferenz am 01.10.2018 in Kōbe, Japan vorgestellt. Hierbei wird die Positionierung von Wasserstofftankstellen in Deutschland untersucht, wobei eine Infrastruktur angestrebt wird, die den gleichen Komfort durch räumliche Verfügbarkeit bietet, wie die aktuelle Infrastruktur von konventionellen Tankstellen. Die Ergebnisse helfen, Einsatzpotenziale des ecoPtG Elektrolysesystems an Tankstellen abschätzen zu können.

2 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Personalkosten

Für das Projekt waren Personalkosten in Höhe von 857.894,08 EUR kalkuliert.

Reisekosten

Für das Projekt waren Reisekosten in Höhe von 16.156,00 EUR kalkuliert.

Vorhabenspezifische Anlagenkosten

Für das Projekt waren vorhabenspezifische Anlagekosten in Höhe von 12.256,92 EUR kalkuliert.

Sonstige unmittelbare Vorhabenkosten

Für das Projekt waren sonstige unmittelbare Vorhabenkosten in Höhe von 50.707,68 EUR kalkuliert.

Hinweis zum zahlenmäßigen Nachweis:

Die Gemeinkosten des RLI werden nachkalkulatorisch bestimmt, daher liegen sie jeweils erst mit dem Jahresabschluss vor. Durch den geprüften Gemeinkostensatz wird beim Verwendungsnachweis sichergestellt, dass nur die tatsächlichen Gemeinkosten abgerechnet werden. Das RLI wird diese tatsächlichen Kosten mit dem nächsten Jahresabschluss bis Ende Januar 2020 nachreichen.

3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Der Verlauf der Arbeit im Projekt folgte der im Antrag formulierten Planung und war daher, wie einzeln aufgeführt, für die technologisch hochgesteckten Ziele des Vorhabens notwendig und in dieser Form angemessen. Alle im Arbeitsplan definierten Aufgaben wurden erfolgreich bearbeitet, es waren keine zusätzlichen Ressourcen für das Projekt nötig.

4 Voraussichtlicher Nutzen / Verwertbarkeit der Ergebnisse

4.1 Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen, erteilte Schutzrechte, (standortbezogene) Verwertung, weitere Verwertungsmöglichkeiten

Das Reiner Lemoine Institut ist an keinen projektbezogenen Schutzrechten beteiligt.

4.2 Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende

Als gemeinnütziges Forschungsinstitut vertreibt das RLI keine Produkte und strebt daher keine wirtschaftliche Verwertung der im Projekt erarbeiteten Ergebnisse an. Stattdessen nutzt das RLI das Projekt um seinen Bekanntheitsgrad im Bereich der Wirtschaft und der Fachöffentlichkeit steigern. Somit kann das RLI über thematisch verwandte, oder folgende Projekte an dieses Projekt anknüpfen und dadurch auch zukünftig die finanzielle Grundlage für die Forschungsarbeit sicherstellen.

4.3 Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten nach Projektende

Im Rahmen des Projekts wurde ein bestehendes Elektrolysemodell weiterentwickelt und durch die bereitgestellten Messdaten validiert. Dies ermöglicht fortan eine bessere simulative Abbildung von Energiesystemen mit Elektrolyse und wird bei einer Vielzahl von weiteren Projekten im

Bereich der Wasserstoffwirtschaft zum Einsatz kommen. Neue Projekte können dabei ein breites Spektrum bedienen. Das Simulationsmodell kann für detaillierte, regionale Untersuchungen in Kombination mit Windenergieanlagen genutzt werden. Dies ist besonders durch die große Anzahl an aus der EEG-Vergütung fallenden Anlagen wichtig und wird daher ein Fokus sein. Darüber hinaus können die Erkenntnisse des Projekts genutzt werden um die Dezentralität in der Wasserstoffwirtschaft zu fördern und mit der dezentralen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Einklang zu bringen. Das RLI wird hierzu seine Verbindungen zu Verbänden und Gremien nutzen um die Synergieeffekte zu maximieren. In kommenden Projekten können bspw. auch weitere Anwendungsgebiete wie Stahlerzeugung durch Wasserstoff verstärkt in den Fokus genommen werden. Übergeordnetes Ziel für das RLI ist dabei stets die Sektorkopplung und Versorgung aller Sektoren mit 100 % Erneuerbaren Energien.

Die erstellte Marktpotenzialanalyse für die Einsatzmöglichkeiten von Elektrolyseuren wird veröffentlicht und über geeignete Kanäle möglichen Interessenten zugänglich gemacht. Dabei dient die Marktpotenzialanalyse zur Steigerung der Wahrnehmung in der Fachöffentlichkeit und illustriert gleichzeitig die Expertise des RLI, detailgetreue Energiesystemsimulationen im Wasserstoffkontext durchführen und auswerten zu können.

Die im Projekt entwickelte Echtzeitsteuerung erlaubt es, die Ergebnisse der simulationsgestützten Betriebsoptimierung eines Elektrolysesystems in ein Steuersignal für den Elektrolyseur in Echtzeit zu überführen. Somit wird die Brücke von wissenschaftlicher Betrachtung und praktischem Betrieb geschlagen. Die Echtzeitsteuerung stellt nach derzeitigem Kenntnisstand eine Neuerung und somit ein Alleinstellungsmerkmal dar, welches eine vielversprechende Grundlage für neue Projekte ist. Darüber hinaus kann die Echtzeitvisualisierung gut genutzt werden, um die Echtzeitsteuerung zu präsentieren und somit mehr Aufmerksamkeit zu gewinnen.

4.4 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit für eine mögliche notwendige nächste Phase

Zusammen im Projektkonsortium wird über ein mögliches Nachfolgeprojekt diskutiert. Eine Einigung über das weitere Vorgehen wurde zu diesem Zeitpunkt noch nicht erreicht.

5 Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordene Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Während der Durchführung des Vorhabens sind zahlreiche Fortschritte bezüglich der Erzeugung „grünen“ Wasserstoffs in Deutschland und Europa erfolgt. Die besonders großen Änderungen betreffen jedoch überwiegend die Installation von zentralen und sehr leistungsstarken Elektrolyseuren der 10- bis 100 MW-Klasse. Auch in politischer Hinsicht sind viele Änderungen erfolgt, was beispielsweise die gemeinsame Ausrichtung der Wasserstoffstrategie der Norddeutschen Länder veranschaulicht. Bezogen auf das anvisierte Kerngeschäft – die Bereitstellung von Wasserstoff für den Mobilitätssektor – sind die Fortschritte jedoch überschaubar: Zunächst hat sich die Anzahl der in Deutschland installierten Tankstellen erhöht auf mittlerweile über 100. Auch in anderen Ländern innerhalb und außerhalb Europas scheint eine Anlaufphase für Wasserstofftankstellen zu beginnen. Nahezu unverändert und wie zu Beginn des Projekts werden die Tankstelle jedoch fast ausschließlich weiterhin mit „grauem“ Wasserstoff aus der Dampfreformierung versorgt. Die Ankopplung von Elektrolyseuren an entsprechende

Tankstelle ist bisher eine Ausnahme, siehe beispielsweise das Forschungsprojekt im Rahmen von NEW 4.0 in Brunsbüttel.[3]

Die direkte Konkurrenz zur Herstellung containerbasierter Elektrolyseure stammt weiterhin fast ausschließlich aus dem Ausland. Die technischen Fortschritte möglicher direkter Konkurrenten kann mit Hilfe von Messbesuchen etc. abgeschätzt werden. Den Projektpartnern ist keine Entwicklung bekannt, welche einen signifikanten Einfluss auf die eigene technische Entwicklung oder die erwarteten Absatzchancen verursacht. Im Gegenteil wirken sich derzeit durchgeführte Untersuchungen von Forschungseinrichtungen, beispielsweise über die tatsächlich notwendige Gasqualität des Wasserstoffs, das Energiemanagement ganzheitlicher Tankstellen inkl. von Elektrolyseuren oder neuartige Speichertechnologien, positiv auf die gesamte Branche – und somit auch das angestrebte Geschäftsmodell – aus.

6 Veröffentlichungen und Vorträge

6.1 Veröffentlichungen

- Fleck, M., Bosch, S., Arnhold, O.; Tankstelle der Zukunft – Optimierung des Energiesystems einer Autobahntankstelle und Untersuchung der Robustheit bezüglich Fahrzeugtechnologien, Konferenzpaper IEWT 2017 – 10. Internationale Energiewirtschaftstagung, 15.02.2017-17.02.2017, Wien
- Hartung, I., Grüger, F., Severin, C., Wascheck, R.; Optimum sizing of decentralized electrolyzers for cost-efficient introduction of renewable hydrogen infrastructure; HEV 2019 – Hybrid- und Elektrofahrzeuge, 20./21.02.2019, Braunschweig
- Hartmann, J., Grüger, F.; Novel Approach for Determining a Sufficient Hydrogen Refueling Station Network, Konferenzpaper 31th International Electric Vehicle Symposium, 01.10.2018, Kobe - Japan

6.2 Vorträge

- Arnhold, A.; Energie – und Verkehrswende: Synergien nutzen und Risiken erkennen, 7. Deutschen Wasserstoff Congress, 05.07.2016 - 06.07.2016, Berlin
- Sax, M.; Thailand – Energieeffizienz in der Infrastruktur, Gesellschaft Baden-Württemberg International, 21.06.2016, Stuttgart
- Fleck, M.; Tankstelle der Zukunft – Optimierung des Energiesystems einer Autobahntankstelle und Untersuchung der Robustheit bezüglich Fahrzeugtechnologien, IEWT 2017 – 10. Internationale Energiewirtschaftstagung, 15.02.2017-17.02.2017, Wien

Hartmann, J.; Novel Approach for Determining a Sufficient Hydrogen Refueling Station Network, 31th International Electric Vehicle Symposium, 01.10.2018, Kobe - Japan

[3] https://new4-0.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/new-40-blog/details/wasserstoff-in-brunsbuettel-tankstelle-einspeisung-und-e-mobility.html

7 Technische Anlagen

7.1 Modell Strom-Spannung-Kennlinie

In Abbildung 23 ist dargestellt, wie sich das Modell im Vergleich zu den Messdaten verhält. Die Austauschstromdichte beträgt nach dem Fitting 0,00152 A/cm² und die Elektrolytdicke beträgt 0,46493 cm. Die Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme über alle Zellspannungsmessungen beträgt 0,0667.

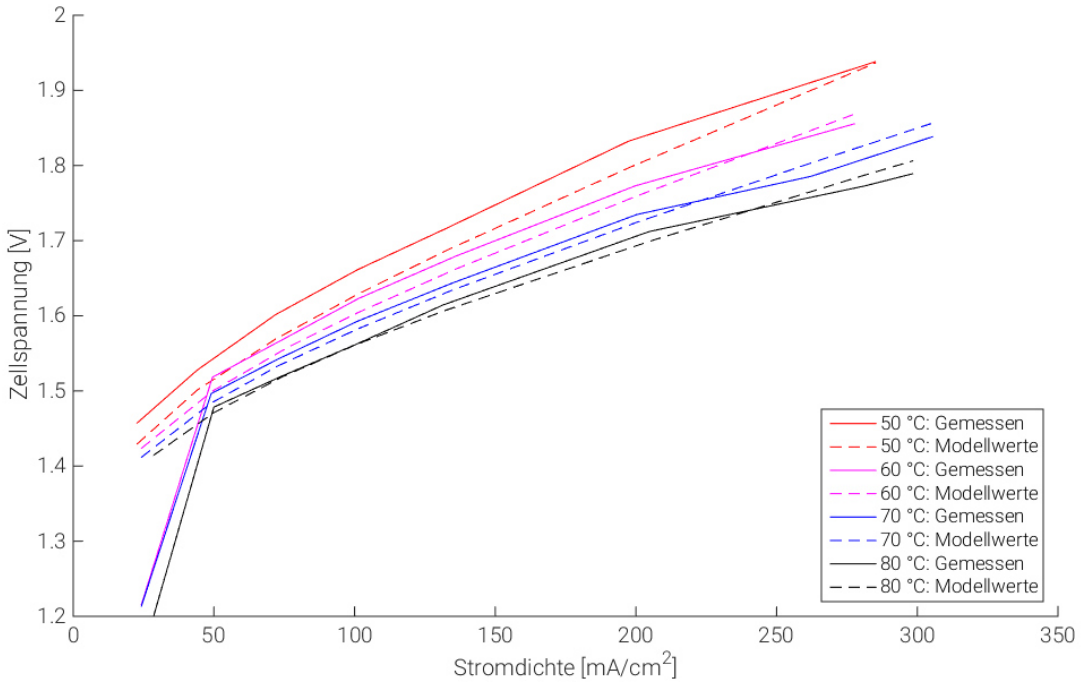


Abbildung 23: Gegenüberstellung der simulierten und gemessenen UI-Kennlinien für 50 °C, 60 °C, 70 °C und 80 °C.

7.2 Modell Aufheiz- und Abkühlvorgang

Die Optimierungsvariablen sind Masse Eisen (Optimierungsergebnis ist 5.220 kg) und Oberfläche des Elektrolysesystems (Optimierungsergebnis ist 69 m²). Ein entsprechendes Aufheiz- und Abkühlverhalten des Containermodells sind in Abbildung 24 gezeigt.

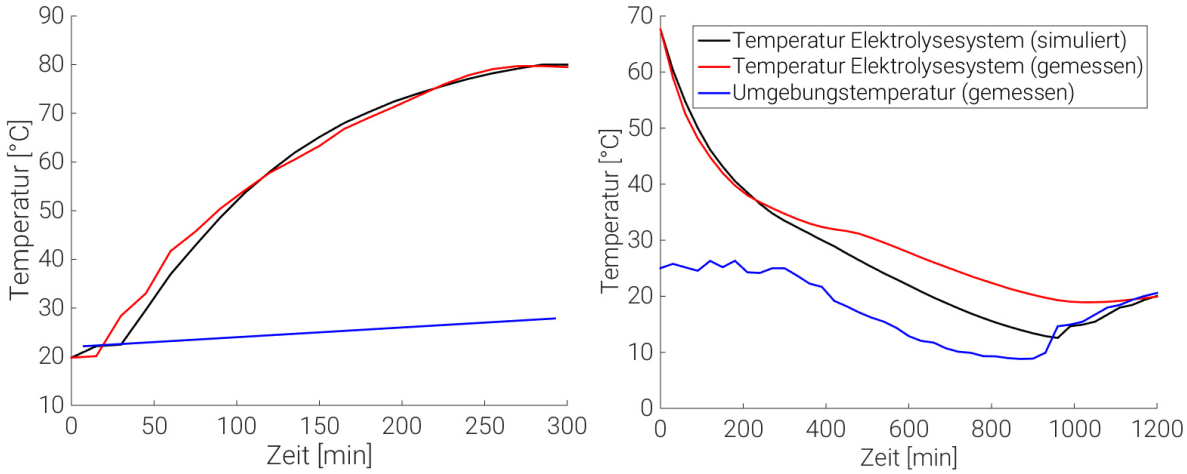


Abbildung 24: Plot des Temperaturmodells des Containersystems, links: Aufheizvorgang; rechts: Abkühlvorgang

Es ist zu erkennen, dass die simulierte Temperatur des Aufheizvorgangs die gemessene Temperatur sehr gut abbildet. Der modellierte Abkühlvorgang stimmt in den ersten 250 Minuten sehr gut mit den gemessenen Temperaturwerten überein. Anschließend ist eine Abweichung der gemessenen und der simulierten Temperatur zu erkennen. Diese Abweichung resultiert aus einem „Knick" in dem gemessenen Temperaturverhalten, welcher sich auf Basis der verfügbaren Messdaten nicht erklären lässt. Es ist davon auszugehen, dass nicht gemessene Einflüsse, wie direkte Sonneneinstrahlung oder Windgeschwindigkeit, für diesen Knick verantwortlich sind. Da die Temperaturabweichungen zu jedem Zeitpunkt kleiner als 10 °C sind, bildet das Temperaturmodell das tatsächliche Temperaturverhalten hinreichend genau ab. Das Temperaturmodell wird somit als validiert erachtet.

7.3 Modell Gleichrichterwirkungsgrad

Für das Simulationsmodell des Elektrolysecontainers sollen die Verluste durch den Gleichrichter abgeschätzt werden. Dazu erfolgt eine Messdatenauswertung und eine Anschließende Bewertung der Ergebnisse. Aus den Messdaten wird die AC-seitige und die DC-seitige Leistung berechnet. Da die AC-seitige Spannung nicht gemessen wird, wird diese zu 230 V angenommen. Die DC-seitige Leistung, die auch dann anfällt, wenn das Elektrolysesystem nicht betrieben wird, wird als konstante Grundleistung für die Peripherie angenommen.

In Abbildung 25 auf der linken Seite sind die gemessenen Leistungen aufgetragen. Die Leistung von 19 kW, die AC-seitig auch ohne Wasserstoffproduktion anfällt, ist zu großen Teilen Blindleistung, welche korrigiert werden muss. In der Abbildung auf der rechten Seite sind die Leistungen für die Wasserstoffherstellung, unter Abzug der 19 kW AC-seitig, dargestellt.

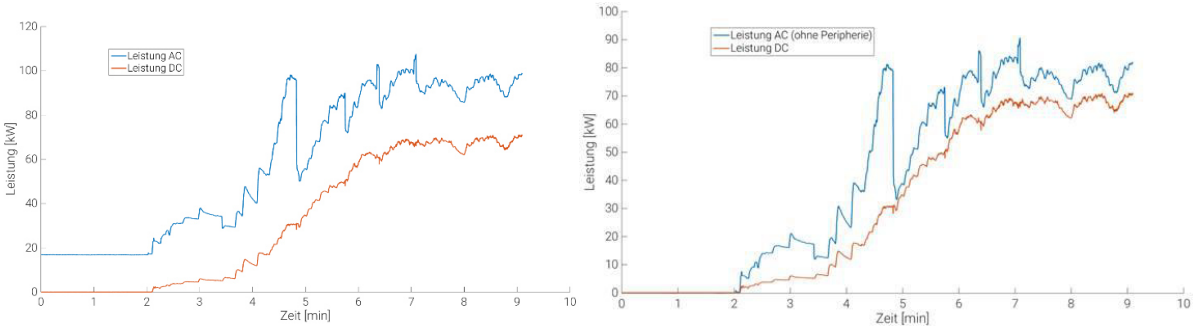


Abbildung 25: Links: Darstellung der gemessenen Leistungen für die AC und die DC Seite des Gleichrichters. Rechts: Darstellung der Leistungswerte, wobei die AC Seite um die konstante Leistung der Peripherie korrigiert wurde.

Aus dem Verhältnis von der Leistung DC-seitig zu AC-seitig lässt sich der Wirkungsgrad berechnen. Als Erfahrungswert ist bekannt, dass ein Gleichrichter im Betriebspunkt mindestens einen Wirkungsgrad von 95 % haben sollte. Deshalb wird der Wirkungsgrad so skaliert, dass er im besten Betriebspunkt 95 % erreicht (s. Abbildung 26, linke Seite).

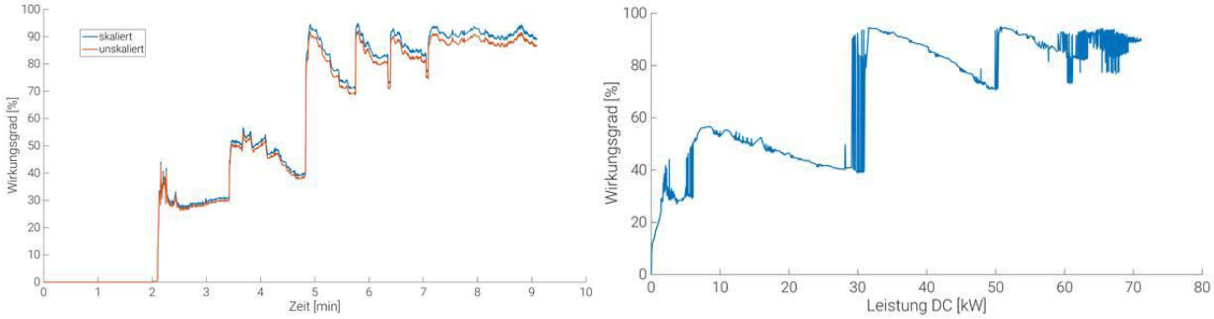


Abbildung 26: Links: Darstellung des Wirkungsgrads über der Zeit. Rechts: Darstellung des Wirkungsgrads über der Leistung.

In Abbildung 26 auf der rechten Seite ist der skalierte Wirkungsgrad über die Leistung aufgetragen. Es sind starke Unregelmäßigkeiten in dem Verlauf des Wirkungsgrads zu erkennen und der Wirkungsgrad erreicht auch bei höheren Lastpunkten sehr geringe Werte, wie bspw. ca. 40 % bei einer DC-seitigen Last von 30 kW. Diese Werte sind deutlich schlechter als die Erfahrungswerte von vergleichbaren Elektrolyseanlagen und lassen sich darauf zurückführen, dass die Leistungselektronik nicht auf das Elektrolysesystem abgestimmt ist. Verluste in dieser Höhe werden bei einer späteren, kommerziellen Version des Elektrolysesystems nicht auftreten.

Deshalb wird der Verlust der Leistungselektronik für die weiteren simulativen Betrachtungen nicht durch die Messdaten bestimmt, sondern durch Erfahrungswerte der Projektpartner abgeschätzt. Der Gleichrichterverlust wird abgeschätzt als eine Gerade in Abhängigkeit des Lastpunkts, die bei einer Last von 20 % der Volllast einen Wirkungsgrad von 92 %, und bei Volllast einen Wirkungsgrad von 96 % aufweist. Die Formel für den Gleichrichterwirkungsgrad $\eta_{Gleichrichter}$ ergibt sich zu:

$$\eta_{Gleichrichter} = 91\,\% + \frac{P_{ELY}}{P_{ELY,max}} * 5\,\%$$

7.4 Test der Echtzeitsteuerung

Abbildung 27 zeigt das Steuersignal und das Systemverhalten.

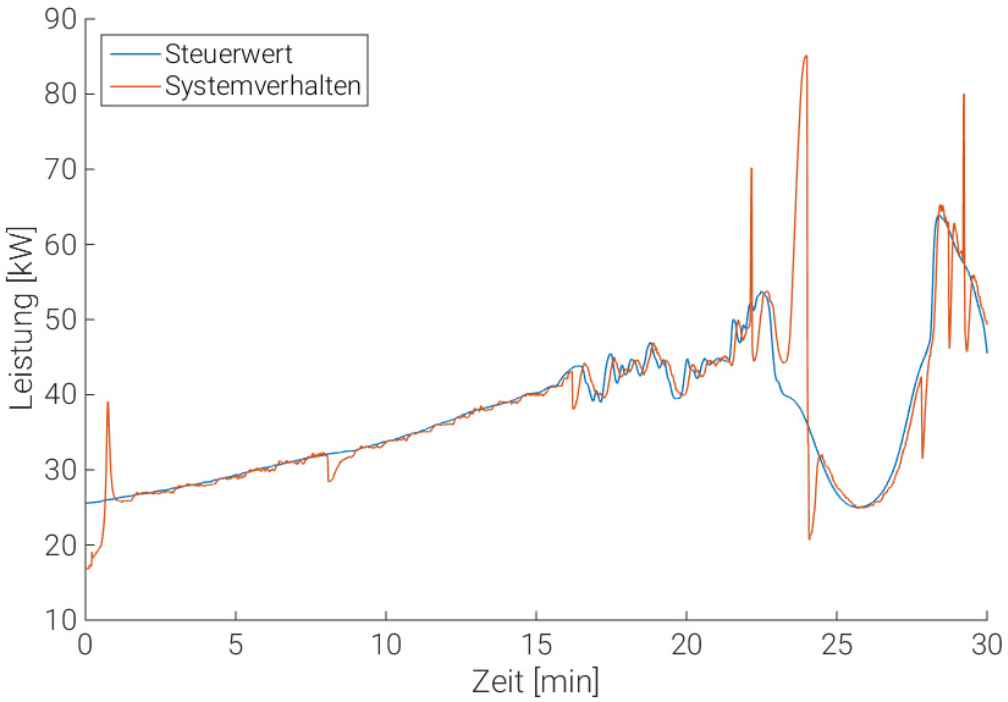


Abbildung 27: Darstellung der Steuerwerte der Echtzeitsteuerung und des Systemverhaltens AC-seitig. Aufgrund der Blindleistungskompensation sind bei schnelleren Lastwechseln Sprünge in der AC-seitigen Last zu erkennen.

Es ist zu erkennen, dass die anfänglich sachten Leistungsänderungen in dem Steuersignal der ersten 20 Minuten gut von dem Elektrolysesystem nachgefahren werden. Die anschließend folgenden Leistungsänderungen mit höheren Gradienten führen zu Sprüngen in dem Systemverhalten. Dies kann durch die Blindleistungskompensation erklärt werden, welche vor Ort am Standort der IAV installiert wurde. Dies war nötig, da auf der einen Seite der Anschlusspunkt im Stromverteilnetz auf dem Werksgelände der IAV ungünstig gelegen ist, vorgeschaltete Anlagen haben hier einen Einfluss auf das Elektrolysesystem. Darüber hinaus ist die Leistungselektronik des Elektrolysesystems nicht optimal auf den Betrieb abgestimmt. Die ab Minute 20 zu erkennenden Sprünge in der Systemantwort sind auf die Zu- und Abschaltung der einzelnen Stufen der Blindleistungskompensation zurückzuführen und bilden nicht das tatsächliche dynamische Potenzial des Elektrolysesystems dar. Hierzu wurden eigens Messungen bei HT durchgeführt, die gezeigt haben, dass die Zellen des Elektrolyseblocks binnen weniger Sekunden aus dem ausgeschalteten Zustand auf Volllast gefahren werden können.

III Literaturverzeichnis

[1] T. Smolinka und M. G. J. Günther, „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien," 2011.

[2] A. Elgowainy, K. Reddi und D. Brown, „Analysis of Incremental Fueling Pressure Cost," 2014.

[3] K. Stolzenburg und andere, „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem," Berlin, 2014.

[4] P. Hill und M. Penev, „Hydrogen Fueling Station in Honolulu, Hawaii Feasibility Analysis," 2014.

[5] PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR, Fachhochschule Lübeck, Fraunhofer ISI, Institut für Energie und Umwelt e.V., KBB Underground Technologies GmbH, „Abschlussbericht Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem," 2014.

[6] J. Pratt und andere, „H2FIRST Reference Station Design Task - Project Deliverable 2-2," 2015.

[7] G. Parks und andere, „Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs: System Integration," 2014.

[8] U. Bünger und andere, „Power-to-Gas (PtG) im Verkehr Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven," 2014.

[9] P. Inge Dahl und andere, „Hydrogen for transport from renewable energy in Mid-Norway," Trondheim, 2013.

[10] A. Elgowainy, K. Reddi und E. Sutherland, „Hydrogen Fueling Station Precooling Analysis.," 2014.

[11] Stromnetz Berlin GmbH, „Preisblatt - Entgelte für den Netzzugang," 2016.

[12] C. Kost und andere, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien," 2018.

[13] PV Magazin, 2019. [Online]. Available: https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/grosse-batteriespeicher/. [Zugriff am 25 Juli 2019].

[14] J. Fleer und andere, „Modellbasierte ökonomische Analyse eines stationären Batteriespeichers für die Bereitstellung von Primärregelleistung.," 2016.

[15] G. Erdmann, „Kostenfragen bei der Markteinführung von stationären Brennstoffzellen," *Fachtagung Brennstoffzelle für die dezentrale Hausenergieversorgung* , 2002.

[16] I. Verhaert, G. Mulder und M. De Paepe, „Evaluation of an alkaline fuel cell system as a micro-CHP," *Energy Conversion and Management,* Nr. 126, S. 434–445, Oktober 2016.

[17] C. Yang und J. M. Ogden, „Determining the Lowest-Cost Hydrogen Delivery Mode," 2008.

IV Anlage Szenarienauswertung

Anlage Szenarienauswertung zum Abschlussbericht

Förderkennzeichen 03ET6066D

Reiner Lemoine Institut
Rudower Chaussee 12
12489 Berlin

Mitarbeiter*innen : M.Sc. Oliver Arnhold
M.Sc. Marlon Fleck
M.Sc. Laura Wienpahl

Inhaltsverzeichnis

1 Szenarienauswertung **1**

1.1 Szenario Abfallsammelbetrieb 1
1.1.1 Aufbau 1
1.1.2 Ergebnisse 2
1.2 Szenario Pkw-Tankstelle mit Windpark 3
1.2.1 Aufbau 4
1.2.2 Ergebnisse 5
1.3 Szenario Gemischter Fuhrpark 6
1.3.1 Aufbau 6
1.3.2 Ergebnisse 7
1.4 Szenario Spedition 8
1.4.1 Aufbau 9
1.4.2 Ergebnisse 10
1.5 Szenario Tankstellenklassen 11
1.5.1 Aufbau 12
1.5.2 Ergebnisse 13
1.6 Szenario Schienenverkehr 14
1.6.1 Aufbau 14
1.6.2 Ergebnisse - Standort Goslar 16
1.6.3 Ergebnisse - Standort Sankt Peter-Ording 18
1.7 Szenario Off-Grid Griechenland 19
1.7.1 Aufbau 19
1.7.2 Ergebnisse 21
1.8 Szenario Off-Grid Alaska 22
1.8.1 Aufbau 22
1.8.2 Ergebnisse 24
1.9 Szenario Off-Grid Alaska mit Mobilität 25
1.9.1 Aufbau 25
1.9.2 Ergebnisse 27

2 Gesamtbewertung **29**

Literatur **30**

Abbildungsverzeichnis

1.1.1 Systemtopologie. Abfallsammelbetrieb. 1
1.1.2 Ergebnisse. Abfallsammelbetrieb. 2
1.2.1 Systemtopologie. Pkw-Tankstelle mit Windpark. 4
1.2.2 Ergebnisse. Pkw-Tankstelle mit Windpark. 5
1.3.1 Systemtopologie. Gemischter Fuhrpark. 7
1.3.2 Ergebnisse. Gemischter Fuhrpark. 7
1.4.1 Systemtopologie. Spedition. 9
1.4.2 Ergebnisse. Spedition. 10
1.5.1 Systemtopologie. Tankstellenklassen. 12
1.5.2 Ergebnisse. Tankstellenklasse L. 13
1.6.1 Systemtopologie. Schienenverkehr. 15
1.6.2 Ergebnisse. Schienenverkehr. 16
1.6.3 Ergebnisse. Schienenverkehr. 18
1.7.1 Systemtopologie. Off-Grid Griechenland. 20
1.7.2 Ergebnisse. Off-Grid Griechenland. 21
1.8.1 Systemtopologie. Off-Grid Alaska. 23
1.8.2 Ergebnisse. Off-Grid Alaska. 24
1.9.1 Systemtopologie. Off-Grid Alaska mit Mobilität. 25
1.9.2 Ergebnisse. Off-Grid Alaska mit Mobilität. 27

Tabellenverzeichnis

1.1.1 Komponentenliste. Abfallsammelbetrieb. 2
1.1.2 Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Abfallsammelbetrieb. 3
1.1.3 Wesentliche Systemgrößen. Abfallsammelbetrieb. 3
1.2.1 Komponentenliste. Pkw-Tankstelle mit Windpark. 4
1.2.2 Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Pkw-Tankstelle mit Windpark. 5
1.2.3 Wesentliche Systemgrößen. Pkw-Tankstelle mit Windpark. 6
1.3.1 Komponentenliste. Gemischter Fuhrpark. 7
1.3.2 Wesentliche Systemgrößen. Gemischter Fuhrpark. 8
1.4.1 Komponentenliste. Spedition. 9

1.4.2 Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Spedition. 10
1.4.3 Wesentliche Systemgrößen. Spedition. 11
1.5.1 Tankstellenklassen nach Definition der H_2-Mobility 11
1.5.2 Komponentenliste. Tankstellenklassen. 12
1.5.3 Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Tankstellenklassen. 13
1.5.4 Wesentliche Systemgrößen. Tankstellenklassen. 14
1.6.1 Komponentenliste. Schienenverkehr. 15
1.6.2 Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Schienenverkehr. 16
1.6.3 Wesentliche Systemgrößen. Schienenverkehr. 17
1.6.4 Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Schienenverkehr. 18
1.6.5 Wesentliche Systemgrößen. Schienenverkehr. 19
1.7.1 Komponentenliste. Off-Grid Griechenland. 20
1.7.2 Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Off-Grid Griechenland. 21
1.7.3 Wesentliche Systemgrößen. Off-Grid Griechenland. 22
1.8.1 Komponentenliste. Off-Grid Alaska. 23
1.8.2 Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Off-Grid Alaska. 24
1.8.3 Wesentliche Systemgrößen. Off-Grid Alaska. 25
1.9.1 Komponentenliste. Off-Grid Alaska mit Mobilität. 26
1.9.2 Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Off-Grid Alaska mit Mobilität. 27
1.9.3 Wesentliche Systemgrößen. Off-Grid Alaska mit Mobilität. 28

Formelverzeichnis

Symbol	Erklärung	Einheit
Δ	Differenz	-
η	Wirkungsgrad	-
ρ	Dichte	kg/m^3
A	Fläche	m^2
a	Jahr	-
c_p	isobare Wärmekapazität	J/(kg K)
d	Durchmesser	m
I	Strom	A
J	Stromdichte	A/cm^2
$\dot{m}$	Massenstrom	kg/t
m	Masse	kg
P	Leistung	W
p	Druck	Pa
$\dot{Q}$	Wärmestrom	W
T	Temperatur	K
t	Dicke	m
u	Spannung	V
v	Geschwindigkeit	m/s
z	Anzahl der Zellen	-

Indizes

Symbol	Erklärung
a	Jahr
cell	Zelle
cool	kühl
el.	elektrisch
Ely.	Elektrolyseur
h	hight - Höhe
KOH	Kalilauge
n	normal
max.	maximal
min.	minimal
PSU	Polysulfon
rev.	reversibel
stack	Bündel
th.	thermisch
u	Umgebung
var.	variabel
wall	Wand

1 Szenarienauswertung

In diesem Teil werden ausgewählte Anwendungsfälle, die im Rahmen des Arbeitspakets 5.3 untersucht wurden, kurz erklärt und bewertet.

1.1 Szenario Abfallsammelbetrieb

Abfallsammelfahrzeuge bestehen aus handelsüblichen Lastkraftwagen mit einem funktionalen Aufbau. Der Abfallsammelbetrieb zeichnet sich durch hohe Gleichzeitigkeit, enge Taktung und häufiges Anfahren und Anhalten aus. Durch die Hydraulik entsteht ein zusätzlicher Energiebedarf.

Hier wurde der Betrieb eines städtischen Abfallsammelunternehmens in Brandenburg mit Wasserstoff-betriebenen Abfallsammelfahrzeugen modelliert und simuliert.

1.1.1 Aufbau

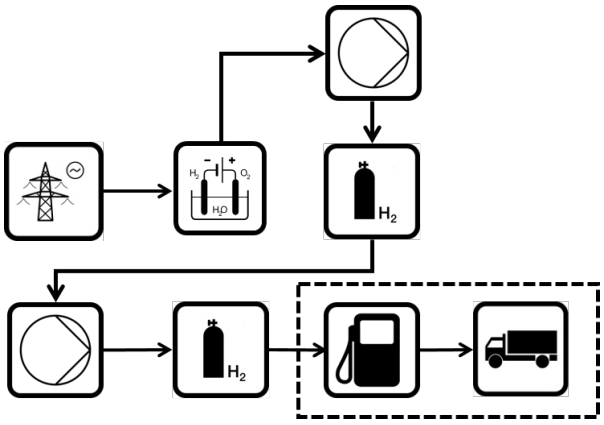


Abbildung 1.1.1: Systemtopologie. Abfallsammelbetrieb.

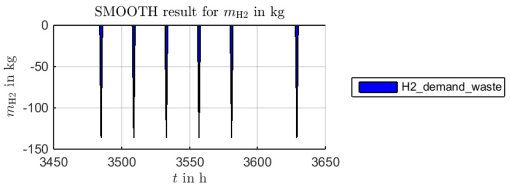
Komponente
Stromnetz
Elektrolyseur
Hochdruckkompressor
Speicher
Abfallsammelfahrzeuge

Tabelle 1.1.1: Komponentenliste. Abfallsammelbetrieb.

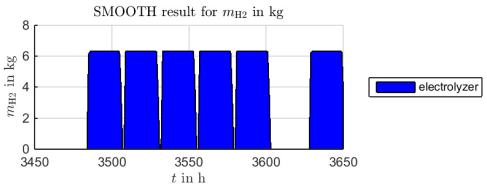
Der Bedarf der Abfallsammelfahrzeuge wird als Zeitreihe mit folgenden Eigenschaften modelliert:

- 25 Fahrzeuge, Tankkapazität jeweils 27 kg
- Betankung Morgens (5-7 Uhr) zu Schichtbeginn
- Durchschnittliche Streckenlänge 100 km

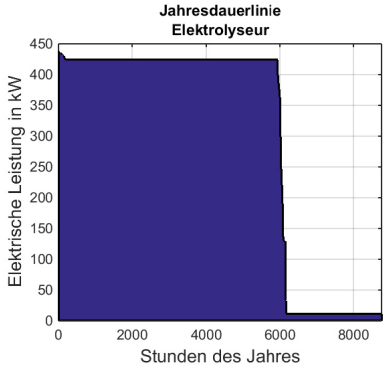
1.1.2 Ergebnisse



(a) Lastgang. Abfallsammelbetrieb.



(b) Erzeugung. Abfallsammelbetrieb.



(c) Jahresdauerlinie des Elektrolyseurs. Abfallsammelbetrieb.

Abbildung 1.1.2: Ergebnisse. Abfallsammelbetrieb.

Größe	Wert
Anzahl	2
Wasserstoffproduktion	44 494 kg
Strombedarf	2,6 GW h
Volllaststunden	5951 h
Kapazitätsfaktor	0,68

Tabelle 1.1.2: Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Abfallsammelbetrieb.

Größe	Wert
Wasserstoffgestehungskosten	15,11 EUR/kg
davon	
Anlagenkosten	4,18 EUR/kg
Energiekosten	10,93 EUR/kg
Mittlerer Strompreis	0,17 EUR/kWh
Annuitätskosten	672 464 EUR/a

Tabelle 1.1.3: Wesentliche Systemgrößen. Abfallsammelbetrieb.

Ein wesentlicher Kostenfaktor ist der aus dem Netz bezogenen Strom. Auch die kleine Dimensionierung der Anlage führt zu höheren Systemkosten. Unter der Voraussetzung, dass die Umlagen werden erlassen werden, könnte die Eigenproduktion (z.B. durch regenerative Energiequellen) zu niedrigeren Energiekosten führen. Netzentgelte würden auch in diesem Falle anfallen, da die Produktion nicht am Standort stattfindet.

1.2 Szenario Pkw-Tankstelle mit Windpark

Vorliegendes Szenario prüft die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion für die Abnahme durch Pkw aus Sicht eines Windenergieanlagen-Betreibers. Die CAPEX des Elektrolyseurs werden in diesem Szenario mit 1750 EUR/kW angenommen

1.2.1 Aufbau

Um die Wasserstoffabnahme der Pkws zu gewährleisten, wird für den Betrieb des Elektrolyseurs neben dem produzierten Strom der Windenergieanlage (WEA) Strom aus dem Netz bezogen. Dieser ist knapp fünfmal so teuer als der Strombezug aus den WEA (Vergütung des Stroms aus den WEA ist 0,04 EUR/kWh).

Die Wasserstoffabnahme an der Tankstelle beläuft sich auf 61 144 kg/a, wobei eine Vergütung des Wasserstoffs von 9,50 EUR/kg (Brutto) bzw. 7,98 EUR/kg (netto) angenommen wird.

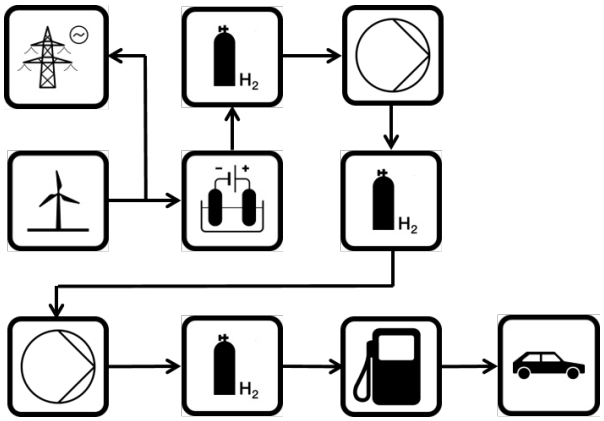
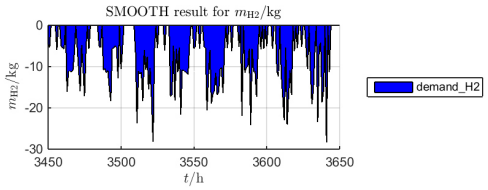


Abbildung 1.2.1: Systemtopologie. Pkw-Tankstelle mit Windpark.

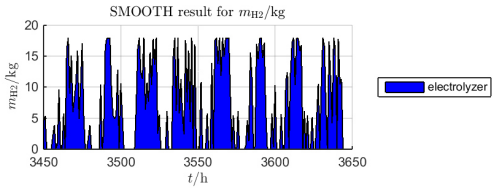
Komponente
Windenergieanlage
Stromnetz
Elektrolyseur
Niederdruckkompressor
Hochdruckkompressor
Speicher

Tabelle 1.2.1: Komponentenliste. Pkw-Tankstelle mit Windpark.

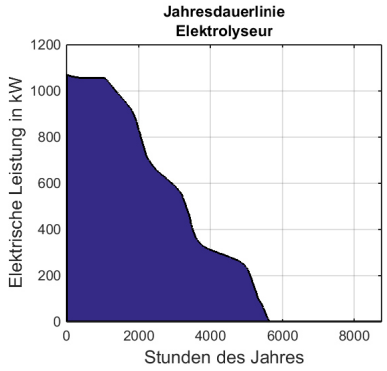
1.2.2 Ergebnisse



(a) Lastgang. Pkw-Tankstelle mit Windpark.



(b) Erzeugung. Pkw-Tankstelle mit Windpark.



(c) Jahresdauerlinie des Elektrolyseurs. Pkw-Tankstelle mit Windpark.

Abbildung 1.2.2: Ergebnisse. Pkw-Tankstelle mit Windpark.

Größe	Wert
Anzahl	4,90
Wasserstoffproduktion	61 147 kg
Strombedarf	3,49 GW h
Volllaststunden	3259 h
Kapazitätsfaktor	0,37

Tabelle 1.2.2: Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Pkw-Tankstelle mit Windpark.

Größe	Wert
Wasserstoffgestehungskosten	7,85 EUR/kg
davon	
Anlagenkosten	5,16 EUR/kg
Energiekosten	2,69 EUR/kg
Mittlerer Strompreis	0,13 EUR/kWh
Annuitätskosten	479 875 EUR/a

Tabelle 1.2.3: Wesentliche Systemgrößen. Pkw-Tankstelle mit Windpark.

Der Strombedarf des Elektrolyseurs kann zu über 80 % durch die Windenergieanlage gedeckt werden. Pro kg Wasserstoff werden 0,13 EUR/kg (netto) und 1,65 EUR/kg (brutto) erwirtschaftet.

1.3 Szenario Gemischter Fuhrpark

Ein Fuhrpark eines Energieversorgers besteht aus Pkw und Nkw (Nutzkraftwagen) und soll auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden. Anhand der zur Verfügung gestellten Fahrtenbüchern der 12 Pkw und 5 Sprinter wurden Fahrprofile für einen ausschließlichen Wasserstoffbetrieb synthetisiert.

Um den durch H_2-Fahrzeuge substituierten Fuhrpark mit Wasserstoff zu versorgen, soll eine betriebseigene Wasserstofftankstelle (HRS) beschafft werden. Diese soll per Lkw mit H_2-Flaschenbündeln beliefert werden. Die Flaschenbündel dienen als H_2-Transportmittel und H_2-Speicher der HRS.

1.3.1 Aufbau

Die Darstellung der Systemtopologie umfasst den Teil der Wasserstoffgestehung und Einspeicherung als auch den Teil der Wasserstoffabnahme. Vorliegendes Szenario beschränkt sich auf die Wasserstoffabnahme (gestrichelt umrandet).

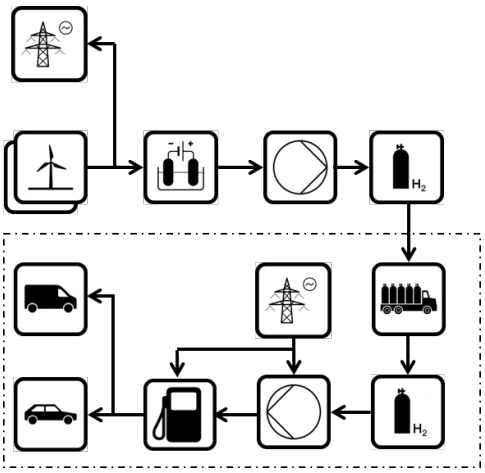
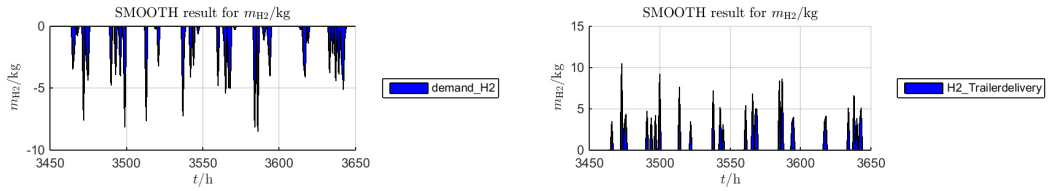


Abbildung 1.3.1: Systemtopologie. Gemischter Fuhrpark.

Komponente
Stromnetz
Hochdruckkompressor
H_2-Transport, H_2-Flaschenbündel
H_2-Speicher, H_2-Flaschenbündel
Dispenser
H_2-FCEV Pkw
H_2-FCEV Nutzfahrzeuge

Tabelle 1.3.1: Komponentenliste. Gemischter Fuhrpark.

1.3.2 Ergebnisse



(a) Lastgang. Gemischter Fuhrpark. (b) Erzeugung. Gemischter Fuhrpark.

Abbildung 1.3.2: Ergebnisse. Gemischter Fuhrpark.

Größe	Wert
Wasserstoffkosten total	21,49 EUR/kg
davon	
Anlagenkosten	11,42 EUR/kg
Energiekosten	1,10 EUR/kg
Wasserstoffkosten Bezug	9 EUR/kg
Mittlerer Strompreis	0,17 EUR/kWh
Annuitätskosten	102 693 EUR/a

Tabelle 1.3.2: Wesentliche Systemgrößen. Gemischter Fuhrpark.

Die Anlagen (Kompressor, Flaschenbündel und Dispenser) machen das Gros der Wasserstoffgestehungskosten aus. Daher sollte in Betracht gezogen werden, die HRS für die Öffentlichkeit zugänglich zu gestalten, um die Wasserstoffabnahme zu erhöhen und folglich die Anlagenkosten pro kg Wasserstoff zu verringern. Sollten die Anlagenkosten reduziert werden, wird sich durch den festen Preis der Bezugskosten des Wasserstoffs von 9 EUR/kg dennoch kein wirtschaftlicher Betrieb einstellen.

1.4 Szenario Spedition

Für die Simulation der Logistikbranche wurden Lastkraftwagen (Lkw) in drei verschiedene Gewichtsklassen unterteilt. Die kleinste Klasse bilden Transporter mit einem zugelassenen Gesamtgewicht (zGG) von unter 3,5 t, die mittlere Klasse bilden Lkw mit einem zGG von 3,5 bis < 36 t und die größte Klasse bilden Sattelzüge mit einem zGG von 40 t. Es wurde ein Speditionsstandort mit beispielhaft 40 Fahrzeugen gewählt. Die Aufteilung in die einzelnen Klassen wurde folgendermaßen gewählt: 26 Transporter, 12 mittlere Lkw sowie zwei 40-Tonner. Der Wasserstoffverbrauch der drei betrachteten Lkw-Klassen wurde auf Basis moderner Diesel-Lkw ermittelt. Für die kleinste Gewichtsklasse ergibt sich ein Verbrauch von 1,2 kg/100km, für die mittlere Gewichtsklasse 3,3 kg/100km und für die 40-Tonner 5,3 kg/100km. Gleiches gilt für die tägliche Reichweite. Hier ergibt sich für kleinste Gewichtsklasse 150 km, für die mittlere Gewichtsklasse 300 km und für die 40-Tonner 800 km. Die Einsatzzeit wurde aus den automatischen Verkehrszählungen der Bundesanstalt für Straßenwesen ermittelt. Aufgrund des höheren Nutzvolumens wurde für die drei Gewichtsklassen ein Druckniveau von 700 bar angenommen.

1.4.1 Aufbau

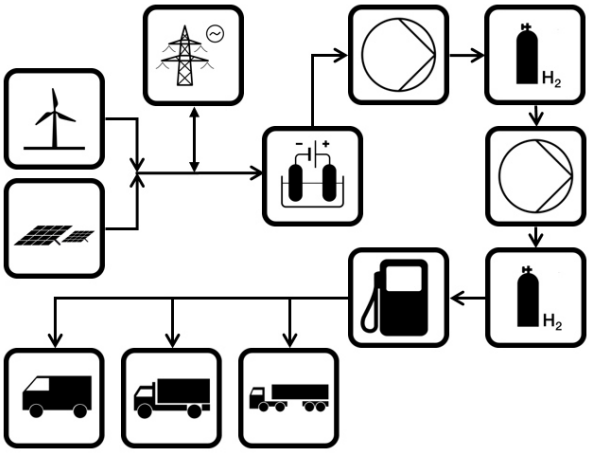
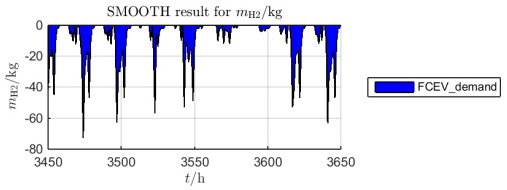


Abbildung 1.4.1: Systemtopologie. Spedition.

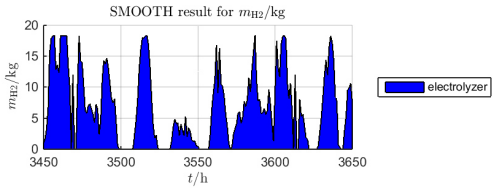
Komponente
Windenergieanlage
Photovoltaik
Stromnetz
Elektrolyseur
Niederdruckkompressor
Speicher
Hochdruckkompressor
Speicher
Dispenser
Lkw-Klassen

Tabelle 1.4.1: Komponentenliste. Spedition.

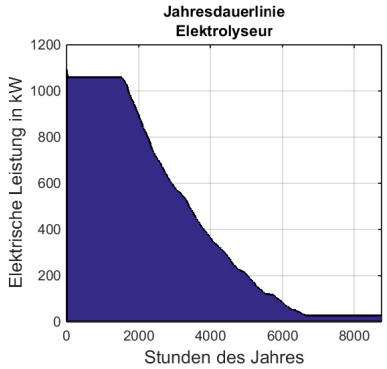
1.4.2 Ergebnisse



(a) Lastgang. Spedition.



(b) Erzeugung. Spedition.



(c) Jahresdauerlinie des Elektrolyseurs. Spedition.

Abbildung 1.4.2: Ergebnisse. Spedition.

Größe	Wert
Anzahl	5
Wasserstoffproduktion	65 514 kg
Strombedarf	3,79 GW h
Volllaststunden	3469 h
Kapazitätsfaktor	0,40

Tabelle 1.4.2: Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Spedition.

Größe	Wert
Wasserstoffgestehungskosten	14,49 EUR/kg
Anlagenkosten	8,00 EUR/kg
Energiekosten	6,49 EUR/kg
Mittlerer Strompreis	0,11 EUR/kWh
Annuitätskosten	952 030 EUR/a

Tabelle 1.4.3: Wesentliche Systemgrößen. Spedition.

In diesem Szenario können trotz Aufbau von Windenergie- und Photovoltaikanlage Wasserstoffgestehungskosten von beinahe 15 EUR/kg erreicht werden. Ein möglicher Grund ist der vergleichsweise hoch angenommene Bedarf, da davon ausgegangen wird, dass alle Fahrzeuge werktags im Einsatz sind. Besonders die zwei Sattelzüge haben aufgrund ihrer hohen Tagesfahrleistung einen hohen Bedarf.

1.5 Szenario Tankstellenklassen

Die Initiative H_2-Mobility hat für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur vier Tankstellenklassen definiert, die sich in ihren Kraftstoffabsatzmengen unterscheiden. Diese Einteilung, ein modularer Aufbau sowie die Festlegung internationaler Standards, können einen effizienten und kostengünstigen Aufbau ermöglichen.

	Tankstellenklassen			
	XS	S	M	L
Anzahl an Zapfsäulen	1	1	2	4
Max. Anzahl an Tankladungen pro Tag	10	38	75	180
Max. Wasserstoffdurchsatz in kg/Tag	80	212	420	1000

Tabelle 1.5.1: Tankstellenklassen nach Definition der H_2-Mobility

1.5.1 Aufbau

Das Modell der Wasserstofftankstelle für die unterschiedlichen Klassen besteht aus einem Onsite-Elektrolyseur mit reinem Strombezug aus dem Netz. Der produzierte Wasserstoff wird in einem Niederdruckspeicher zwischengespeichert, bevor er mit einem Kompressor auf das für Pkw notwendige Druckniveau von 950 bar komprimiert wird. Die Betankung erfolgt bei aktiver Kühlung.

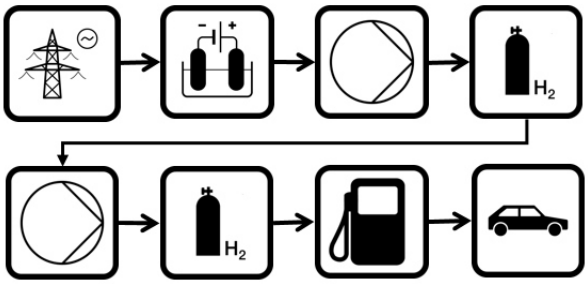
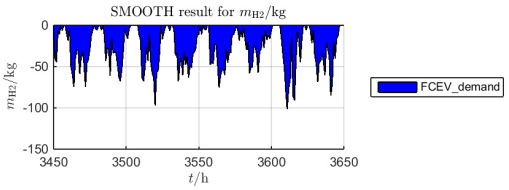


Abbildung 1.5.1: Systemtopologie. Tankstellenklassen.

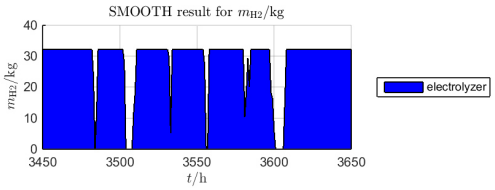
Komponente
Stromnetz
Elektrolyseur
Niederdruckkompressor
Speicher
Hochdruckkompressor
Speicher
Dispenser

Tabelle 1.5.2: Komponentenliste. Tankstellenklassen.

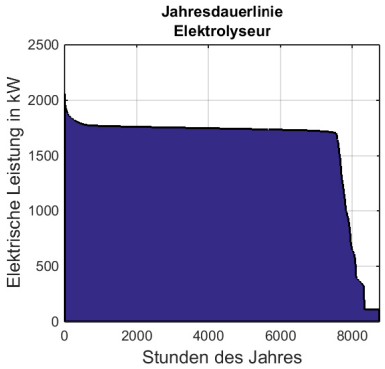
1.5.2 Ergebnisse



(a) Lastgang. Tankstellenklassen.



(b) Erzeugung. Tankstellenklassen.



(c) Jahresdauerlinie des Elektrolyseurs. Tankstellenklassen.

Abbildung 1.5.2: Ergebnisse. Tankstellenklasse L.

Tankstellenklasse	XS	S	M	L
Anzahl	1	3	7	20
Wasserstoffproduktion	19 202 kg	61 078 kg	122 377 kg	254 942 kg
Strombedarf	0,1 GW h	3,4 GW h	6,65 GW h	13,95 GW h
Volllaststunden	4817 h	5196 h	4343 h	3190 h
Kapazitätsfaktor	0,56	0,59	0,50	0,36

Tabelle 1.5.3: Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Tankstellenklassen.

Tankstellenklasse	XS	S	M	L
H_2-Gestehungskosten in EUR/kg	15,41	13,4	12,53	12,37
Anlagenkosten in EUR/kg	5,23	2,92	2,56	2,20
Energiekosten in EUR/kg	10,19	10,33	9,97	10,17
Mittlerer Strompreis in EUR/kWh	0,1663	0,1671	0,1664	0,1669
Annuitätskosten in EUR/a	295 988	808 742	1 533 913	3 152 919

Tabelle 1.5.4: Wesentliche Systemgrößen. Tankstellenklassen.

Mit steigender Tankstellengröße sinken die Wasserstoffgestehungskosten. Es können jedoch auch bei Klasse L keine Gestehungskosten unter 10 EUR/kg erzielt werden. Dies liegt vor allem an der proportional steigenden Wasserstoffnachfrage. Vor allem die Anlagenkosten sinken mit steigender Größe, die Energiekosten bleiben auf konstantem Niveau bei ca. 9 EUR/kg. Die Auslastung des Elektrolyseurs ist dagegen nicht proportional zur Tankstellengröße. Während bei der Klasse XS der Elektrolyseur die meisten Volllaststunden aufweist, ergeben sich die niedrigsten für die Klasse L.

1.6 Szenario Schienenverkehr

In diesem Szenario wird der Schienenpersonennahverkehr (SPNV) in Deutschland betrachtet. Es wurde eine Streckenanalyse für alle Linien des deutschen Regionalverkehrs durchgeführt und nicht elektrifizierte Strecken identifziert. Als Alternative zu den dort eingesetzten Dieselfahrzeugen wurde die Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellenzügen auf diesen Linien untersucht. Dazu wird eine Wasserstofftankstelle für Schienenfahrzeuge modelliert, wie sie in Abbildung 1.6.1 dargestellt ist. Der Wasserstoffbedarf errechnet sich aus der Streckenlänge der Linie und dem Fahrplan. Zur Betankung der Brennstoffzellenzüge wird an der Tankstelle ein Wasserstoffspeicher auf einem Druckniveau von 450 bar benötigt.

1.6.1 Aufbau

Die Tankstelle für den Schienenverkehr wird mit einem Onsite-Elektrolyseur simuliert. Dieser wird, wenn möglich, aus EE-Anlagen in Form von Windenergie- und Photovoltaikan-

lagen mit Strom versorgt. In Zeiten einer Dunkelflaute oder falls der Strom aus den EE-Anlagen nicht ausreicht, gibt es einen Netzbezug. Der produzierte Wasserstoff wird zunächst in einem Niederdruckspeicher (45 bar) zwischengespeichert. Mit einem Kompressor wird der Wasserstoff anschließend auf das nötige Druckniveau von 450 bar verdichtet. Die Betankung erfolgt ohne eine zusätzliche Kühlung.

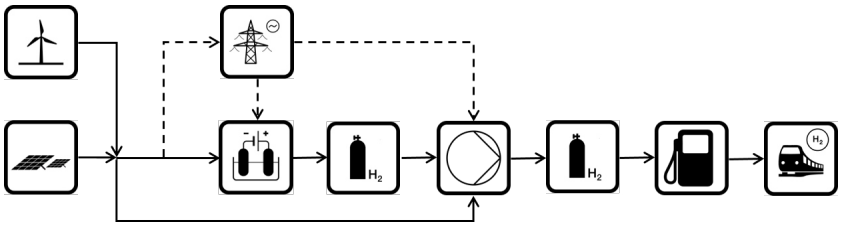
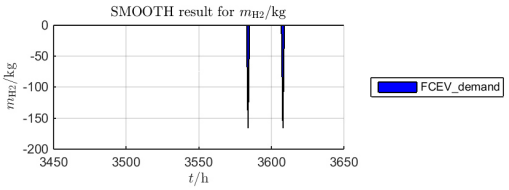


Abbildung 1.6.1: Systemtopologie. Schienenverkehr.

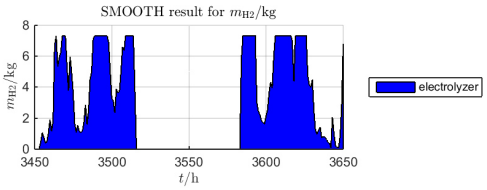
Komponente
Windenergieanlage
Photovoltaik
Stromnetz
Elektrolyseur
Speicher
Hochdruckkompressor
Speicher
Dispenser

Tabelle 1.6.1: Komponentenliste. Schienenverkehr.

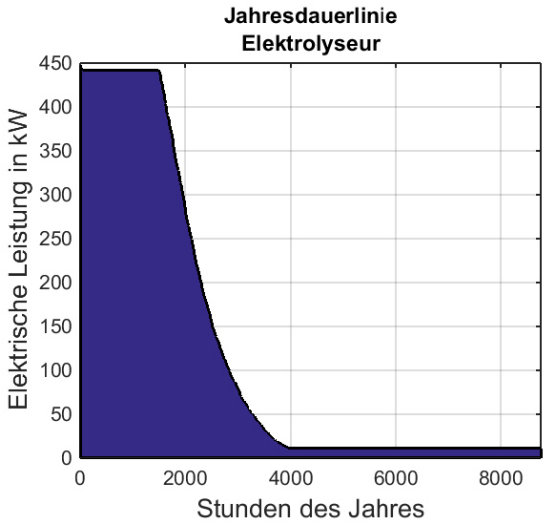
1.6.2 Ergebnisse - Standort Goslar



(a) Lastgang. Schienenverkehr.



(b) Erzeugung. Schienenverkehr.



(c) Jahresdauerlinie des Elektrolyseurs. Schienenverkehr.

Abbildung 1.6.2: Ergebnisse. Schienenverkehr.

Größe	Wert
Anzahl	2
Wasserstoffproduktion	17 440 kg
Strombedarf	1,1 GW h
Volllaststunden	2510 h
Kapazitätsfaktor	0,29

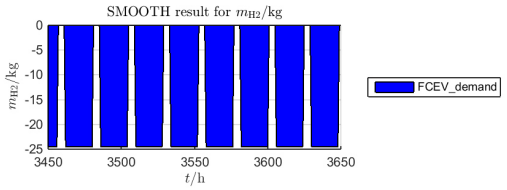
Tabelle 1.6.2: Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Schienenverkehr.

Größe	Wert
Wasserstoffgestehungskosten	20,99 EUR/kg
davon	
Anlagenkosten	9,58 EUR/kg
Energiekosten	11,41 EUR/kg
Mittlerer Strompreis	0,18 EUR/kWh
Annuitätskosten	366 000 EUR/a

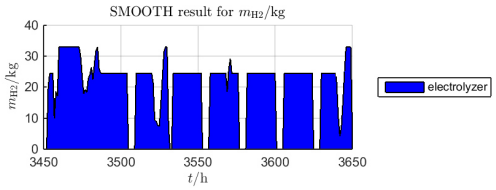
Tabelle 1.6.3: Wesentliche Systemgrößen. Schienenverkehr.

Am Standort Goslar liegt nur eine geringe Nachfrage durch die Brennstoffzellenzüge der dort bedienten Linien vor. Dadurch sind die Elektrolyseure nur gering ausgelastet und es kommt zu den hohen Wasserstoffgestehungskosten.

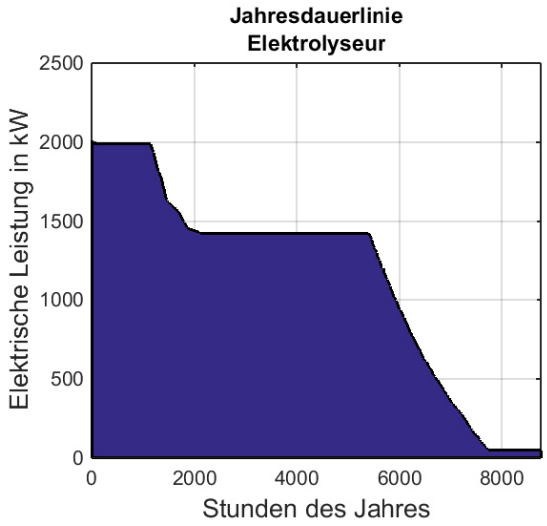
1.6.3 Ergebnisse - Standort Sankt Peter-Ording



(a) Lastgang. Schienenverkehr.



(b) Erzeugung. Schienenverkehr.



(c) Jahresdauerlinie des Elektrolyseurs. Schienenverkehr.

Abbildung 1.6.3: Ergebnisse. Schienenverkehr.

Größe	Wert
Anzahl	9
Wasserstoffproduktion	170 470 kg
Strombedarf	10,1 GW h
Volllaststunden	5112 h
Kapazitätsfaktor	0,58

Tabelle 1.6.4: Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Schienenverkehr.

Größe	Wert
Wasserstoffgestehungskosten	6,62 EUR/kg
davon	
Anlagenkosten	3,23 EUR/kg
Energiekosten	3,39 EUR/kg
Mittlerer Strompreis	0,06 EUR/kWh
Annuitätskosten	1 127 900 EUR/a

Tabelle 1.6.5: Wesentliche Systemgrößen. Schienenverkehr.

Der Standort Sankt Peter-Ording weist eine hohe Nachfrage durch die Brennstoffzellenzüge auf. Zudem begünstigt die Lage direkt an der Nordseeküste die Nutzung von eigenproduzierter Windenergie, was zu dem sehr niedrigen Strompreis führt. Diese beiden Faktoren wirken sich positiv auf die Wasserstoffgestehungskosten aus, die mit unter 5 €/kg$_{H_2}$ weit unter dem herkömmlichen Niveau liegen.

1.7 Szenario Off-Grid Griechenland

In diesem Szenario wird die Überschussenergie eines Mini-Grids in Griechenland verwendet um Wasserstoff zu generieren und den Wasserstoffbedarf von der Tankstellenklasse XS (siehe Abschnitt 1.5) bedienen zu können.

1.7.1 Aufbau

Der Energiebedarf des Mini-Grids wird komplett durch Erneuerbare Energien gedeckt. Neben mehreren WEA besitzt das Mini-Grid ein Pumpspeicherkraftwerk um die Versorgungssicherheit an windstillen Tagen gewährleisten. Um einen Teil der Pkws des Mini-Grids durch FCEV ersetzen zu können, wird eine HRS mit Onsite-Elektrolyse mit einem Nierderdruckspeicher (80 bar) und einem Hochdruckspeicher (750 bar) simuliert, wobei der Elektrolyseur direkt aus den WEA gespeist werden kann. Die benötigte Leistung der restlichen HRS-Komponenten wird aus dem Pumpspeicherkraftwerk gedeckt.

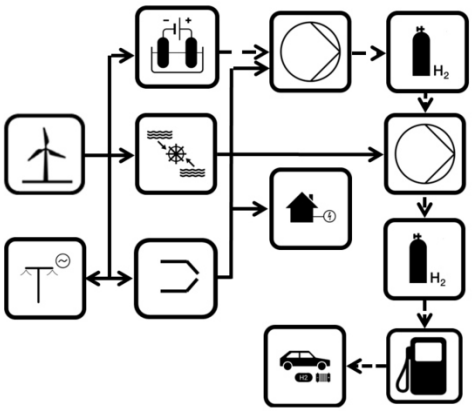
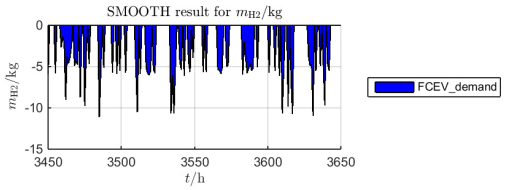


Abbildung 1.7.1: Systemtopologie. Off-Grid Griechenland.

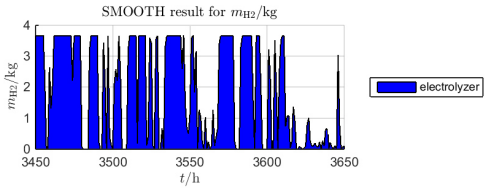
Komponente
Windenergieanlage
Pumpspeicherkraftwerk
Niederdruckkompressor
Hochdruckkompressor
Speicher
Wasserstoffbedarf

Tabelle 1.7.1: Komponentenliste. Off-Grid Griechenland.

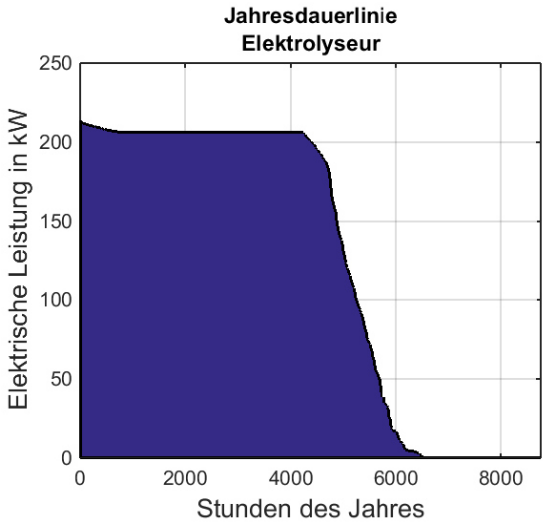
1.7.2 Ergebnisse



(a) Lastgang. Off-Grid Griechenland.



(b) Erzeugung. Off-Grid Griechenland.



(c) Jahresdauerlinie des Elektrolyseurs. Off-Grid Griechenland.

Abbildung 1.7.2: Ergebnisse. Off-Grid Griechenland.

Größe	Wert
Anzahl	1
Wasserstoffproduktion	19 381 kg
Strombedarf	1,1 GW h
Volllaststunden	4984 h
Kapazitätsfaktor	0,57

Tabelle 1.7.2: Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Off-Grid Griechenland.

Größe	Wert
Wasserstoffgestehungskosten	7,66 EUR/kg
Annuitätskosten	148 438 EUR/a

Tabelle 1.7.3: Wesentliche Systemgrößen. Off-Grid Griechenland.

Durch die generierte Überschussenergie ist es in diesem Mini-Grid möglich, einen Teil der Pkw-Flotte mit FCEV zu substituieren (HRS XS). Die Wasserstoffnachfrage führt zu einer hohen Auslastung des Elektrolyseurs und bedingt Wasserstoffgestehungskosten von 7,66 EUR/kg. Die Annuitätskosten setzen sich nur aus den zusätzlichen Komponenten für die Wasserstoffproduktion zusammen.

1.8 Szenario Off-Grid Alaska

In diesem Szenario wird der Einsatz eines Elektrolysesystems als Energiespeicher in einem Mini-Grid in Alaska untersucht.

1.8.1 Aufbau

Der Energiebedarf des Mini-Grids soll komplett durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Neben mehreren WEA und PV-Anlagen besitzt das Mini-Grid einen Batterie- und Wasserstoffspeicher um die Versorgungssicherheit bei Dunkelflauten zu gewährleisten. Eine stationäre Brennstoffzelle verwendet den komprimierten Wasserstoff aus dem Niederdruckspeicher (80 bar) zur Rückverstromung.

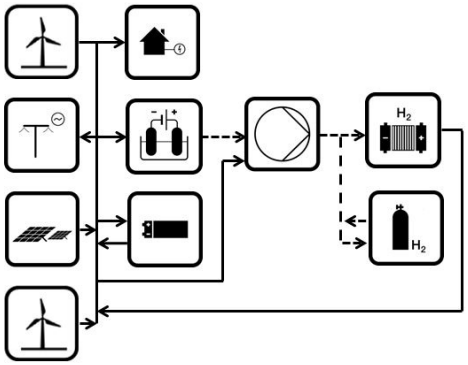
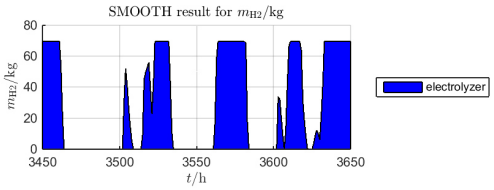


Abbildung 1.8.1: Systemtopologie. Off-Grid Alaska.

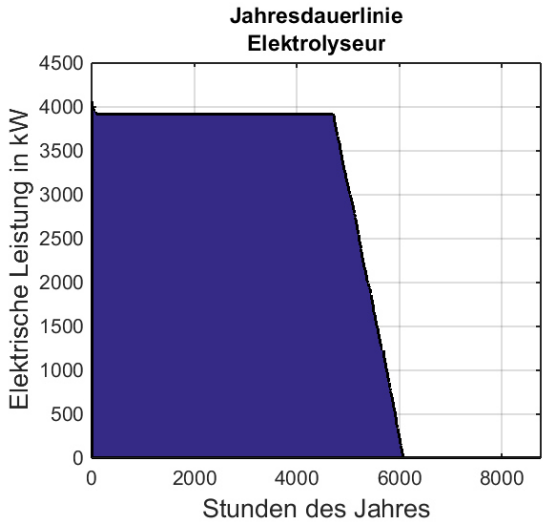
Komponente
Windenergieanlage
Photovoltaik
Elektrolyseur
Niederdruckkompressor
Batterie
Elektrizitätsbedarf
Speicher
Stationäre Brennstoffzelle

Tabelle 1.8.1: Komponentenliste. Off-Grid Alaska.

1.8.2 Ergebnisse



(a) Erzeugung. Off-Grid Alaska.



(b) Jahresdauerlinie des Elektrolyseurs. Off-Grid Alaska.

Abbildung 1.8.2: Ergebnisse. Off-Grid Alaska.

Größe	Wert
Anzahl	19
Wasserstoffproduktion	378 036 kg
Strombedarf	21,2 GW h
Volllaststunden	5104 h
Kapazitätsfaktor	0,58

Tabelle 1.8.2: Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Off-Grid Alaska.

Größe	Wert
Stromgestehungskosten	0,21 EUR/(kW h)
Annuitätskosten	6 640 470 EUR/a

Tabelle 1.8.3: Wesentliche Systemgrößen. Off-Grid Alaska.

Wird das Elektrolysesystem als Energiespeicher verwendet, kann das Mini-Grid mit 19 Elektrolyseuren eine Energieversorgung mit 100 % Erneuerbaren Energien bei einem Strompreis von 0,21 EUR/(kW h) sicherstellen. Dieser Wert liegt unter deutschen Ökostromtarifen.

1.9 Szenario Off-Grid Alaska mit Mobilität

In diesem Szenario wird vorangegangenes Mini-Grid in Alaska so erweitert, dass der generierte Wasserstoff auch zur Dekarbonisierung des Verkehrs verwendet wird.

1.9.1 Aufbau

Die bestehenden Komponenten werden um einen Hochdruckspeicher (750 bar) und einen Hochdruckkompressor ergänzt. Der Wasserstoffbedarf ist durch die Tankstellenklasse M definiert.

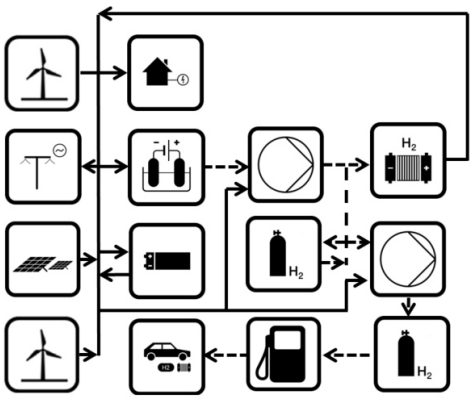
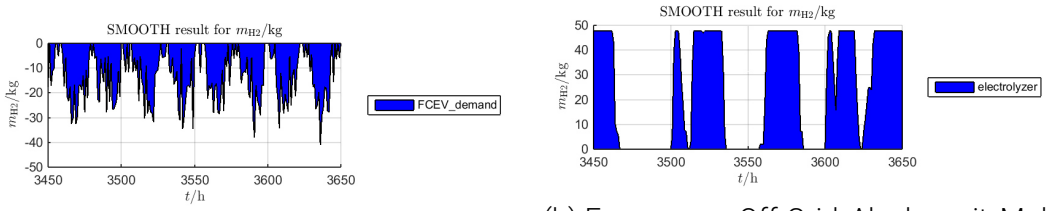


Abbildung 1.9.1: Systemtopologie. Off-Grid Alaska mit Mobilität.

Komponente
Windenergieanlage
Photovoltaik
Elektrolyseur
Niederdruckkompressor
Hochdruckkompressor
Batterie
H_2-FCEV Pkw
Elektrizitätsbedarf
Speicher
Stationäre Brennstoffzelle

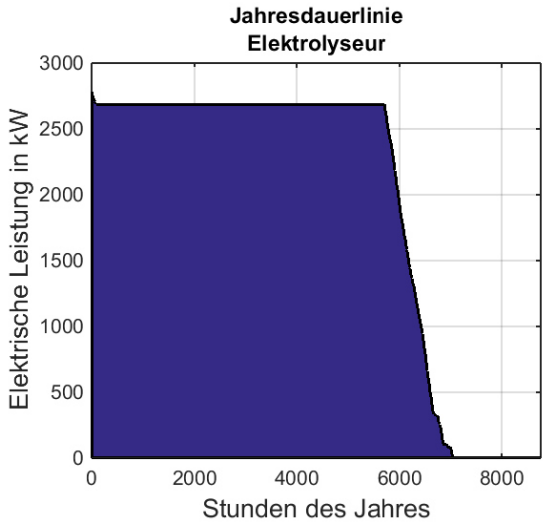
Tabelle 1.9.1: Komponentenliste. Off-Grid Alaska mit Mobilität.

1.9.2 Ergebnisse



(a) Lastgang. Off-Grid Alaska mit Mobilität.

(b) Erzeugung. Off-Grid Alaska mit Mobilität.



(c) Jahresdauerlinie des Elektrolyseurs. Off-Grid Alaska mit Mobilität.

Abbildung 1.9.2: Ergebnisse. Off-Grid Alaska mit Mobilität.

Größe	Wert
Anzahl	13
Wasserstoffproduktion	300 008 kg
Strombedarf	16,86 GW h
Volllaststunden	5928 h
Kapazitätsfaktor	0,68

Tabelle 1.9.2: Wesentliche Größen, Elektrolyseur. Off-Grid Alaska mit Mobilität.

Größe	Wert
Wasserstoffgestehungskosten	27,50 EUR/kg
Stromgestehungskosten	0,26 EUR/(kW h)
Annuitätskosten	8 252 776 EUR/a

Tabelle 1.9.3: Wesentliche Systemgrößen. Off-Grid Alaska mit Mobilität.

Im Gegensatz zum vorherigen Szenario werden nun 13 Elektrolyseurer benötigt. Dies ist möglich, da in der Optimierung sowohl der Batteriespeicher als auch der Niederdruckspeicher eine höhere Kapazität einnehmen. Durch den zusätzlichen Hochdruckspeicher und -kompressor steigen unter anderem die Stromgestehungskosten, bleiben jedoch weiterhin unter deutschen Ökostromtarifen. Die Wasserstoffgestehungskosten liegen bei 27,50 EUR/kg.

2 Gesamtbewertung

Wird der gesamte Strom zum Betrieb des Elektrolyseurs aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen, ist der Energiekostenanteil sehr hoch (siehe Abfallsammlungsbeispiel in Abschnitt 1.1).

In Mini-Grids kann die Verwendung eines Elektrolysesystems als Energiespeicher nicht nur dazu führen, dass die Energieversorgung aus rein Erneuerbaren Energien gewährleistet wird, vielmehr kann auch eine Abnahme des Wasserstoffs durch FCEV umgesetzt werden. Die Stromgestehungskosten liegen dabei unter den derzeitigen deutschen Ökostromtarifen. Eine wirtschaftliche Vermarktung des Wasserstoffs bleibt aus (siehe Abschnitt 1.8, 1.9).

Sollte ein Mini-Grid Überschussenergie produzieren, so kann diese durch ein Elektrolysesystem für eine Teil-Dekarbonisierung des Verkehrssektors genutzt werden. Hierbei sollte die Abnahme des generierten Wasserstoff allerdings hoch sein, damit ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist (siehe Abschnitt 1.7).

Verglichen mit dem kg-Preis für Wasserstoff, der aus Erdgas über Dampfreformierung gewonnen wird von unter 2 EUR [1], ist der durch Elektrolyse produzierte Wasserstoff unter anderem deshalb so teuer, weil der eingekaufte Strom mit Umlagen und Abgaben belastet ist.

Ist der EE-Anlagenbetreiber und der PtG-Anlagenbetreiber die gleiche juristische Person, liegt ein Eigenverbrauch vor, und Umlagen können gekürzt oder vermieden werden. Besteht zusätzlich ein Inselbetrieb so müssen keine Netzentgelte gezahlt werden. Diese stellen jedoch Sonderfälle dar. Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb in der Fläche sind zukünftige Mechanismen, die Anlagenbetreiber von Umlagen und Abgaben befreit.

Beispiele für solche Mechanismen sind die im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG §14) und Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV §19) vorgesehenen, die den netzdienlichen Betrieb fördern sollen. Als Anreiz werden reduzierte Netzengelte dem Kunden angerechnet, der bereit ist, seinen Verbrauch netzdienlich steuern oder einschränken zu lassen.

Literatur

[1] Piotr Heller. »Am Ende kommt der Wasserstoff«. In: Frankfurter Allgemeine Zeitung (2018). URL: https://www.faz.net/aktuell/wissen/physik-mehr/am-ende-kommt-der-wasserstoff-15456713.html.