

STUDIE

CO₂-freie Schifffahrt im Berner Oberland





www.shiptec.ch



www.grimselstrom.ch



www.fpt-motorenforschung.ch



www.bls.ch



www.h2energy.ch



www.itz.ch

STUDIE

CO₂-freie Schifffahrt im Berner Oberland

Verfasser

Shiptec AG
Matthias Fracasso
Werftstrasse 5
6002 Luzern
+41 41 367 67 38
m.fracasso@shiptec.ch

H₂ Energy AG
Jorim Rosenberg
Hohlstrasse 186
8004 Zürich
+41 43 343 90 00
jorim.rosenberg@h2energy.ch

Projektträgerschaft



Kanton Bern
Canton de Berne

Amt für Umwelt und Energie
des Kantons Bern (AUE)



Wyss Academy for Nature
an der Universität Bern

15. November 2023

Inhaltsverzeichnis

1 Management Summary	6
2 Einleitung/Ausgangslage	8
2.1 Allgemein	8
2.2 Die BLS Schifffahrt	8
2.3 Vision der BLS Schifffahrt	8
2.4 Projekte der BLS Schifffahrt im Berner Oberland	8
2.5 Umfeld/Infrastruktur	9
2.6 Stand der Technik	10
2.7 Partnerschaften	10
3 Arbeitspakete (Übersicht)	12
4 Arbeitspaket 1, Schiff	13
4.1 Grundlagen	13
4.2 Energiebedarf für den Schiffsbetrieb	18
4.3 Energiespeicherung und Energietransfer	21
4.4 System Design und Layout	30
4.5 Systemmanagement, Überwachung und Monitoring	35
5 Arbeitspaket 2, Operation	38
5.1 Fahrplan	38
5.2 Events	39
5.3 Crew-Ausbildung	39
6 Arbeitspaket 3, Marketing	40
6.1 Tourismus	41

7 Arbeitspaket 4, Energieerzeugung	42
7.1 CO ₂ -neutrale Energiequellen	42
7.2 H ₂ -Produktion	45
7.3 H ₂ -Speicherung	50
7.4 Benötigte Infrastruktur	52
7.5 Abschätzung der Wirtschaftlichkeit	57
8 Arbeitspaket 5, Energielogistik	59
8.1 Transport	59
8.2 Landanschlüsse (elektrisch)	60
9 Arbeitspaket 6, Betankung	61
9.1 Infrastruktur	61
9.2 Rechtliche Grundlagen	62
9.3 Betankungsvorgang	63
9.4 Mobile Betankungsvorrichtung	64
9.5 Aufladen	65
10 Kostenabschätzung	66
10.1 Investitionskosten Schiff	66
10.2 Investitionskosten Erzeugung	66
10.3 Investitionskosten Betankung	67
10.4 Betriebskosten (ohne Abschreibungen)	67
10.5 TCO und CO ₂ Vermeidungskosten	68
11 Zusammenfassung und Fazit	70
Anhang	73

1 | Management Summary

Mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 sind in allen Bereichen CO₂-Einsparungen notwendig. So auch in der Binnenschifffahrt – dem zweitgrössten Emittenten im öffentlichen Verkehr der Schweiz. Deshalb hat die BLS Schifffahrt gemeinsam mit Shiptec, H₂ Energy, FPT, KWO und ITZ, finanziert von der Wyss Academy for Nature, die vorliegende Machbarkeitsstudie für eine CO₂-freie Schifffahrt im Berner Oberland erarbeitet. Dabei wurde nicht nur das Konzept und eine erste Auslegung für ein Schiff mit H₂-elektrischem Antrieb erarbeitet, sondern auch das gesamte H₂-Ökosystem mit der H₂-Versorgung, -Logistik und -Betankung untersucht. Bereits im November 2016 konnte die Firma H₂ Energy AG in Zusammenarbeit mit coop ein solches erstes H₂-Ökosystem in der Schweiz etablieren. Das Ökosystem wird laufend ausgebaut und neben anderen H₂-Anwendungen sollen als nächstes nun auch Schiffe darin eingebunden werden.

Es wurden zwei Schiffe untersucht, ein Neubau für den Thunersee für 700 Personen sowie ein Neubau für den Brienersee für 400 Personen. Das jeweilige Betriebsprofil und der daraus resultierende Energiebedarf lässt sich mit Batterien nicht mehr realistisch decken. Als zusätzlicher CO₂-freier Energieträger bietet sich daher Wasserstoff an. Dieser wird gasförmig gespeichert und mit Brennstoffzellen in Strom gewandelt. Pro Tag würden rund 100 kg Wasserstoff auf dem Thunersee, bzw. 60 kg Wasserstoff auf dem Brienersee benötigt. Letzteres bedingt auch eine Reduktion der Kursgeschwindigkeit auf dem Brienersee auf 20 km/h. Zwei grosse Standard-Tanks mit netto je 170 kg Wasserstoffinhalt, welche auf dem offenen Deck platziert werden, können den Betrieb für bis zu 3 Tage (Thunersee) bzw. 5 Tage (Brienersee) sicherstellen. Die Brennstoffzellen selbst werden unter Deck platziert. Für den Thunersee-Entwurf konnte ein bereits vorhandenes Layout adaptiert werden. Für das Brienersee Schiff

wurden mangels vorhandenem Schiffsentwurf Annahmen getroffen und der Fokus auf das Wasserstoff- und Antriebssystem gelegt. Als grösste Herausforderung für Bau und Betrieb werden aktuell die unvollständigen Bau- und Betriebsvorschriften sowie unklare behördliche Kompetenzen und Zuständigkeiten gesehen.

In einem ganzheitlichen Ansatz wurde nebst dem Schiff auch die H₂-Versorgung und -Betankung untersucht. Um den Brienersee eignen sich viele Wasserkraftwerke zur Produktion von H₂ mittels Elektrolyse, wie beispielsweise das Laufwasserkraftwerk in Spiez. In detaillierter Betrachtung hat sich eine Wasserstoffproduktion mit mindestens 2 MW elektrischer Anschlussleistung als kosteneffizienteste Variante erwiesen. Der Steg in Interlaken ist sehr gut geeignet für die Installation der benötigten Betankungseinrichtung, welche weitgehend mit der etablierten Technologie der LKW-Betankung identisch ist. Auch der Betankungsvorgang kann von der LKW-Betankung abgeleitet werden.

Im Vergleich zu einem dieselektrischen Antrieb betragen die Mehrkosten des H₂-elektrischen Antriebs inkl. Betankungseinrichtung rund 7 Mio. CHF, was rund 50% der Kosten eines neuen Schiffes entspricht. Bei der Betrachtung der Gesamtkosten über die Lebensdauer muss zwischen steuerbefreiten (für die eidgenössisch konzessionierte Schifffahrt) und nichtsteuerbefreiten Dieselposten unterschieden werden. Für Letztere könnte ein H₂-elektrischer Antrieb bereits 2026 Preisparität erreichen, für Erstere ab ca. 2030.

Der Schiffsbetrieb im Berner Oberland ist für den Tourismus von zentraler Bedeutung, weshalb dessen Dekarbonisierung im Vordergrund stehen muss. Mit einem einzelnen Schiff könnten jährlich ca. 150–200t CO₂ eingespart werden. Die vorliegende Machbarkeitsstudie zeigt auf, dass ein H₂-elektrischer Antrieb für

Schiffe sowohl technisch als auch wirtschaftlich mittelfristig möglich ist und somit ein nachhaltiger Schiffsbetrieb sichergestellt werden kann. Mit der Integration von Schiffen in das Schweizer H₂-Ökosystem ist zudem eine hohe H₂-Versorgungssicherheit sowie eine kostengünstige H₂-Logistik gewährleistet und das Projekt kann weltweit als Vorbild für die Dekarbonisierung der Binnenschifffahrt dienen.



2 | Einleitung/Ausgangslage

2.1 Allgemein

Am 21.5.2017 hat die Schweizer Bevölkerung der Energiestrategie 2050 zugestimmt. Auch der Verkehr ist eine wichtige Stütze der Strategie. Der CO₂-Ausstoss soll markant gesenkt werden. Damit die Ziele bis 2050 erreicht werden können, muss bereits jetzt weitsichtig gehandelt werden. Die BLS Schifffahrt beginnt heute die Zukunft zu planen und startet erste Projekte, die die Energiestrategie ganz konkret unterstützen.

2.2 Die BLS Schifffahrt

Die BLS Schifffahrt AG ist eine führende Tourismusunternehmung im Berner Oberland und hat sich zu einem der grössten Tourismusanbieter im Kanton Bern entwickelt. Die Schifffahrt verkehrt auf dem Thuner- und Brienersee, die Flotte besteht aus 12 Schiffen, darunter zwei nostalgische Dampfschiffe. Die Gesellschaft hat ihren Hauptsitz in Thun und beschäftigt derzeit rund 114 Mitarbeiter. Das Unternehmen ist seit dem 01.01.2022 eine eigenständige Tochtergesellschaft der BLS AG. Die BLS AG hält 100% der Aktien der BLS Schifffahrt AG. Im Jahr 2022 konnte das Unternehmen, im ersten Jahr der Eigenständigkeit, bereits rund 1.3 Millionen Passagiere auf beiden Seen verzeichnen. Die Schifffahrtsdienstleistungen werden auf dem Thunersee das ganze Jahr über angeboten, auf dem Brienersee nur von April bis Oktober. Die Fahrgäste können zwischen verschiedenen Schiffen und Routen wählen. Die wichtigsten Ländten sind Thun, Spiez, Interlaken West, Interlaken Ost und Brienz. Einige der Schiffländten sind im Besitz der BLS Schifffahrt, andere Grundstücke bzw. Schiffländten gehören den Gemeinden. Die wichtigsten Ländten sind sehr gut an den öffentlichen Verkehr angeschlossen, mit Thun, Interlaken West, Interlaken Ost und Brienz sogar direkt am Bahnhof.

2.3 Vision der BLS Schifffahrt

«Wir gestalten eine eigenständige, erfolgreiche Schifffahrt und entwickeln uns zu einem für Kunden und Mitarbeitende attraktiven Tourismusunternehmen im Berner Oberland.»

«Durch die Verbindung der Elemente Wasser, Licht und Luft schaffen wir Erlebnisse und Genuss, die die Sinne ansprechen. Wir erfüllen den Wunsch der Menschen sich auf dem Wasser zu bewegen und bereiten damit Freude, Entspannung und positive Energie für den Alltag. Wir nehmen unsere ökologische Verantwortung wahr und wollen die Erlebnisse für unsere Gäste langfristig sichern.» Die BLS Schifffahrt bewegt sich in einem wunderschönen, aber auch sensiblen Naturumfeld. Sie verkehrt wortwörtlich auf Trinkwasser. Die Schifffahrt ist sich ihrer gesellschaftlichen Verantwortung bewusst und will Sorge zu den natürlichen Ressourcen tragen, die die Basis für ihren Erfolg sind. Sie will Schritt für Schritt den CO₂-Ausstoss reduzieren und in naher Zukunft mit ersten Leuchtturmpunkten ein starkes Zeichen im Tourismusgebiet des Berner Oberlands setzen.

2.4 Projekte der BLS Schifffahrt im Berner Oberland

Schritt für Schritt sollen neue Schiffe gebaut oder die bestehenden Schiffe der BLS-Flotte so umgerüstet werden, dass der CO₂-Ausstoss sukzessive reduziert werden kann. Dazu dienen erste konkrete Projekte, die bereits umgesetzt oder in Planung sind (nicht abschliessende Aufzählung).

Projekt 1

Neumotorisierung MS Jungfrau auf dem Brienersee mit einer hybriden Antriebsanlage. Damit konnte der CO₂-Ausstoss um jährlich 32 Tonnen gesenkt werden. Das Schiff ist technisch auch bereits für einen Zero-Emission Antrieb vorbereitet. Das Schiff ist seit Juni 2021 wieder im Einsatz.

Projekt 2

Neumotorisierung MS Bubenberg auf dem Thunersee im Winter 23/24 mit einer hybriden Antriebsanlage. Damit kann weiter der CO₂-Ausstoss gesenkt werden. Das Schiff wird mit dem neuen Antriebssystem in die Saison 2024 starten.

Projekt 3

Bau eines neuen Schiffs auf dem Thunersee (ca. 2025), welches ein älteres dieselbetriebenes Schiff ersetzt. Das Schiff wird mit einer modernen hybriden Antriebsanlage ausgestattet werden und dem neuesten Stand der Technik entsprechen und somit verschiedene Möglichkeiten für einen emissionsreduzierten Betrieb haben. Diese Studie kommt zum Schluss, dass für diesen Neubau die Umsetzung eines Wasserstoff-Elektrischen Antriebes technisch bereits heute möglich wäre, basiert doch die nachfolgende Auslegung grösstenteils auf diesem Entwurf, wobei die entsprechende Bepanzerung in Thun einer weiteren Detailprüfung unterzogen werden müsste.

Projekt 4

Bau eines neuen Schiffs auf dem Brienersee (ca. 2026–28), welches ein älteres dieselbetriebenes Schiff ersetzt. Das Schiff soll das erste wasserstoffbetriebene Fahrgastschiff der Schweiz werden, wobei die hier vorliegende Studie ein Teil der dafür zu erarbeitenden Detailstudie für eine effektive Umsetzung sein wird.

Weitere Projekte

Langfristig soll die ganze Flotte auf nachhaltige Energie- und Antriebssysteme um-, respektive nachgerüstet werden. Wasserstoff als möglicher Energieträger und als Basis für einen Range-Extender in einem elektrischen System spielt hierbei eine relevante Rolle. Dazu gehört auch die CO₂-neutrale Produktion des Wasserstoffs.

2.5 Umfeld/Infrastruktur

In der Schweiz wurde in den letzten Jahren ein H₂-Ökosystem etabliert, das neben der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff auch die Speicherung und Logistik sowie den Aufbau eines Tankstellennetzes umfasst. Innerhalb dieses Systems werden aktuell eine Flotte mit H₂-LKWs und PKWs sowie einige stationäre Anlagen zur Stromerzeugung betrieben [<https://h2energy.ch/gemeinsam-unterwegs-20-wasserstoff-elektrotrucks-fahren-miteinander-den-5-millionsten-kilometer/>]. Dieses H₂-Ökosystem wird kontinuierlich ausgebaut und als nächste Applikation werden auch wasserstoffbetriebene Schiffe in diesem Ökosystem betrieben.

Um den ganzen Energiekreislauf zu berücksichtigen, wurden in dem vorliegenden Projekt auch die Möglichkeit der lokalen H₂-Produktion sowie der notwendigen Logistik und Landinfrastruktur untersucht und dargestellt. So baut beispielsweise die oeltrans ag derzeit eine Wasserstofftankstelle in Uetendorf und beabsichtigt den Bau einer weiteren Tankstelle in Interlaken Ost, rund 200 m entfernt von der Werft der BLS Schifffahrt [<https://www.jungfrauzeitung.ch/artikel/192579/>]. Zudem sind rund um den Thuner- und Brienersee dank der vielen Zuflüsse einige Wasserkraftwerke mit ausreichender Jahresleistung vorhanden, welche sich zur Produktion von grünem Wasserstoff eignen. Zudem eignen sich auch Kehrlichtverbrennungsanlagen zur H₂-Produktion. Die AVAG Umwelt AG betreibt eine entsprechende KVA in Thun. Die BLS Bahn-Werkstätten in Bönigen werden bis zum Jahr 2027 umfassend renoviert und ausgebaut. Ein grosser Fokus wird auf ein nachhaltiges Energiekonzept gelegt. Die neuen, wie auch die bestehenden Gebäude, werden mit einer Photovoltaik-Anlage bestückt werden. Künftig soll der Photovoltaik-Strom, der ausserhalb der Werkzeiten und am Wochenende produ-



ziert wird, in Batterien gespeichert werden. Die Produktion von Wasserstoff wird zurzeit geprüft und ein entsprechender Antrag ans Bundesamt für Verkehr vorbereitet.

2.6 Stand der Technik

Hybride Energie- und Antriebsformen sind bei Schiffen bereits «Stand der Technik». Insbesondere der elektrische Antrieb des MS Jungfrau, so wie das dazugehörige, integrierte Energie- und Powermanagementsystem, welches nicht nur den elektrischen Antrieb sowie die dazugehörigen Generatoren, sondern auch alle anderen Verbraucher im Schiff kontrolliert und regelt, beinhaltet bereits alle Funktionen, um CO₂-neutrale Energiequellen zu integrieren. Herausforderungen bei der Integration liegen im Bereich Speicherung, Betankung und Logistik, sowie dem spezifischen Auslegen existierender schiffbaulicher Regeln zur Integration von Wasserstoff in Schiffen. Es steht zwar ausser Zweifel, dass die benötigten, einzelnen Technologien, wie z.B. die Brennstoffzellentechnologie in stationären wie auch mobilen Anwendungen vorhanden und erprobt sind. Jedoch wurden diese in der Schweiz noch nie in der Praxis in ein Schiff integriert. Hier kann auf Erfahrungen aus Vorprojekten zurückgegriffen werden (*vergl. Shiptec-Projekt Helios [Schlussbericht Projekt HELIOS (admin.ch)]*) oder das Shiptec-Konzept für ein H₂-Wassertaxi am Walensee). Im Rahmen dieses Projektes soll eine entsprechend höhere Anwendungsreife im Schiffbau und Schiffsbetrieb entwickelt werden. Dies insbesondere auch mit einer dazugehörigen Versorgung mit Wasserstoff unter den Gesichtspunkten und Rahmenbedingungen, erwähnt unter Abschnitt 2.5. Zusätzlich zu dem unter 7 erwähnten Konzept zur Versorgung von CO₂-neutralem Wasserstoff (welches in den Rahmen unter 2.5 passt) kann gesagt werden, dass neben der Erzeugung durch Solaranlagen sich auch Schweizer Laufkraftwerke eignen,

um CO₂-neutralen Wasserstoff zu erzeugen. So produziert die Firma Hydrosponder AG bereits seit 2020 erneuerbaren Wasserstoff, der mit Hilfe eines containerbasierten Logistiksystems schweizweit an aktuell etwa 15 Wasserstoff-tankstellen verteilt wird.

2.7 Partnerschaften

2.7.1 Shiptec

Die Shiptec AG steht für wegweisende Mobilität auf dem Wasser. Shiptec entwirft, entwickelt und baut Binnenschiffe für den professionellen Einsatz. Dazu gehören öffentliche Fähr- und Kurschiffe, Ausflugschiffe, Transport- und Arbeitsschiffe sowie Einsatz- und Rettungsboote.

Shiptec ist international anerkannt für moderne Lösungen im Schiffbau und Schiffs(system)technik. Shiptec verfügt über umfangreiche Erfahrungen in der ganzheitlichen Analyse und Auslegung von Energie- und Antriebssystemen und ist das führende Ingenieurbüro für die Reduzierung des ökologischen Fussabdrucks von Flotten und das schrittweise Erreichen von Null-emissionen. Des Weiteren stellt die Digitalisierung und Vernetzung aller Systeme an Bord und auch an Land (Digital Ship) einen grossen Anteil an innovativen Lösungen im Schiffbau oder bei der Unterstützung im Schiffsbetrieb dar. Sei es bei neuen Schiffen, oder auch in Bezug auf den Umbau einer bestehenden Flotte.

2.7.2 KWO

Die Kraftwerke Oberhasli betreiben 13 Kraftwerke im Aare- und Gadmental. Mit einer installierten Leistung von 1'317 MW und einer jährlichen Produktion von rund 2'200 GWh gehört die KWO zu den grössten Wasserkraftproduzenten in der Schweiz.

2.7.3 FPT

FPT Industrial ist eine Marke der Iveco Group (IVG: MI), die sich auf die Entwicklung, die Pro-



duktion und den Verkauf von Antriebssträngen und Lösungen für On- und Offroad-Fahrzeuge sowie für Einsatzgebiete in der Schifffahrt und der Stromerzeugung spezialisiert hat.

Die FPT Motorenforschung AG in Arbon ist das grösste Forschungszentrum von FPT Industrial. Deren Schwerpunkte liegen in der Entwicklung von konventionellen Antrieben und der Reduktion von Emissionen, sowie neue elektrische Antriebsstränge: inkl. Batteriepacks, Batteriemagementsystemen und H₂ Brennstoffzellen.

2.7.4 BLS Schifffahrt

Die BLS Schifffahrt AG (im weiteren BLS) betreibt die Schifffahrt auf dem Thuner- und auf dem Brienersee. Sie gehört zu den grössten Tourismusangebern im Berner Oberland und der Hauptsitz liegt in Thun. Insgesamt sind rund 114 Mitarbeitende bei der BLS Schifffahrt beschäftigt.

Seit 2021 ist die BLS Schifffahrt mit dem Label Swisstainable anerkannt und hat derzeit das Zertifikat «engaged» (Level II von III) erreicht. Mit diesem Engagement schliessen wir uns dem Ziel von Schweiz Tourismus an, die nachhaltigste Reisedestination der Welt zu werden. Konkrete Massnahmen in den Dimensionen Umwelt, Gesellschaft und Wirtschaft werden bei der BLS Schifffahrt laufend realisiert und fördern so auch intern das Engagement und Bewusstsein für das Thema Nachhaltigkeit.

In diesem Zusammenhang erachtet die BLS die in dieser Studie hier behandelten Themen als ein Bestandteil dieses Nachhaltigkeitsgedanken. Somit können die hier behandelten Projekte zu Leuchttürmen in der Energielandschaft der Schweiz werden. Aufgrund der öffentlichen Wirkung der BLS und der jährlich tausenden von Fahrgästen erzielen diese eine grosse Breitenwirkung und können ein Massstab für die ganze Schifffahrtsbranche werden.

2.7.5 H₂ Energy AG

Die Firma H₂ Energy AG ist ein Schweizer Unternehmen das sowohl stationäre als auch mobile Anwendungen für erneuerbaren Wasserstoff entwickelt, produziert und vermarktet. Dabei fokussiert die H₂ Energy AG nicht nur auf die eigentliche Applikationsentwicklung, sondern immer auf das gesamte H₂-Ökosystem, inklusive der Wasserstoff-Produktion, -Logistik und -Betankung. So wurde in der Schweiz bereits ein H₂-Ökosystem etabliert, in dem neben einer Flotte von H₂-LKWs und -PKWs auch wasserstoffbetriebene Schnelllader betrieben werden. Dieses Ökosystem wird kontinuierlich ausgebaut und auch in anderen Europäischen Ländern ausgerollt.

2.7.6 ITZ InnovationsTransfer Zentralschweiz

ITZ InnovationsTransfer Zentralschweiz ist ein nicht gewinnorientierter Verein mit über 200 Mitgliedern aus Wirtschaft und Gewerbe sowie Vertreter:innen der Zentralschweizer Regierungen, der Wirtschaftsförderungen, der Hochschule Luzern und anderen Forschungsinstitutionen. Wir unterstützen Innovator:innen aus allen Bereichen bei der Entwicklung und Umsetzung von Ideen und Projekten. Die Unterstützung ist z.B. möglich für neue Produkte, Dienstleistungen, Geschäfts- und Organisationsmodelle, Prozessverbesserungen.

3 | Arbeitspakete (Übersicht)

Im Rahmen des Projektes wurden folgende Arbeitspaket betrachtet. Sie bilden in ihrer Gesamtheit den Überblick über beidseits heute zur Verfügung stehende Technologien sowie auch zukünftig möglicher Systeme. Sei es im Schiff selbst, bei der nötigen Wasserstofflogistik sowie auch bei der Produktion von Wasserstoff. Hierbei wurde speziell darauf geachtet, dass eine lokale Verfügbarkeit der Energie sowie die zwingend notwendige «grüne» Quelle gegeben ist.

Schiff

Neben den eigentlichen schiffbaulichen Anforderungen und Konzepten (zur Deckung des Energiebedarfs) werden Dinge wie die Bedingung für eine Zulassung geklärt. Zudem sind Fragestellungen zu Speicherkonzepten (für Wasserstoff und Elektrizität) geklärt und entsprechende Speichergrossen ausgelegt, unter Berücksichtigung technischer, operativer und wirtschaftlicher Gesichtspunkte.

Operation/Schiffsbetrieb

Bei der Betrachtung des Schiffsbetriebs geht es darum die entsprechenden Schiffseinsätze zu betrachten und dem zukünftigen System gegenüberzustellen (Verifizierung). Des Weiteren werden hier die zukünftigen Betriebskosten betrachtet.

Marketingaspekte

Hier werden einige, relevante Marketingaspekte betrachtet und die bisherige Kommunikation bzgl. der Anstrengungen der BLS in Bezug auf den Beitrag zu einer CO₂-freien Schifffahrt behandelt.

Energieerzeugung

Im Teil Energieerzeugung werden verschiedene Varianten zur Erzeugung der nötigen Energie betrachtet. Immer unter dem Gesichtspunkt, dass die Quellen CO₂-neutral sein sollen. Neben der Produktion und Speicherung von Wasserstoff werden mögliche Standorte und lokale

Kraftwerke untersucht, um einen potenziellen Standort zur Produktion im Berner Oberland zu finden. Zudem werden Zwischenlösungen für eine schnelle Umsetzung (bei noch nicht so hoher Abnahme von Energie) ausgeleuchtet.

Energielogistik

Im Teil Energielogistik wird der (wann immer möglich) lokale Transport von der Quelle zum Verbraucher am See untersucht. Für Wasserstoff, wie auch für die (z.T. schon vorhandene) Elektro-Infrastruktur.

Betankung/Energieübernahme

Einerseits ist die Betankung, respektive der Betankungsvorgang ein technischer, wie auch prozessualer Aspekt. Diesen beiden Dingen wird in diesem Arbeitspaket Rechnung getragen. Einerseits in Bezug auf die technischen/infrastrukturellen Möglichkeiten, regulatorischen Gesichtspunkte, wie auch in Bezug auf den Betankungsprozess oder das Aufladen der Batterien.

Kosten

Die in den verschiedenen Arbeitspaketen zusammen getragenen Angaben zur Wirtschaftlichkeit werden in diesem Arbeitspaket miteinander verschmolzen und Investitionen wie auch Betriebskosten abgeschätzt. Schlussendlich werden diese Kosten dem Nutzen gegenübergestellt und die CO₂-Vermeidungskosten ausgewiesen (sowie mit Kennzahlen aus anderen Transportbereichen verglichen).

4 | Arbeitspaket 1, Schiff

4.1 Grundlagen

4.1.1 Grundsätzliches

Als Beispiel-Schiff wird in diesem Projekt ein Entwurf für die BLS aus dem Jahr 2021 für 700 Fahrgäste verwendet. Für den Thunersee steht eine Lastprofilmessung des MS Bubenberg (700 PAX) aus dem Jahr 2021 zur Verfügung. Ein kleinerer Neubau, spezifisch für den Brienersee, wird nur im Sinne des Energiebedarfs behandelt, abgeleitet von einer Lastprofilmessung am MS Jungfrau aus dem Jahr 2019.

4.1.2 Energieumwandlung

Die Umwandlung der im Wasserstoff enthaltenen chemischen in elektrische Energie wird mittels PEM-Brennstoffzellensysteme (Proton-Exchange Membrane) erfolgen.

Das Kernstück des Brennstoffzellensystems ist der Stack, der aus einer Reihe von elektrochemischen Zellen besteht. Jede Zelle besteht aus einer Anode, einer Kathode und einer sie trennenden Membran, der «MEA» (Membrane Electrode Assembly), welche das Elektrolyt darstellt (vgl. Abbildung 1). Der Anode wird Wasserstoff, der Kathode Luft zugeführt. An der Anode werden H₂-Moleküle unter Abgabe von zwei Elektronen zu H⁺-Protonen oxidiert, welche dann die MEA durchqueren. Die beiden Elektronen werden über einen Leiter zur Kathode geführt, der so entstehende elektrische Strom kann für den Verbraucher genutzt werden. An der Kathode reagieren die H⁺-Protonen mit dem Sauerstoff aus der Luft unter Zuführung der beiden Elektronen zu Wasser (H₂O).

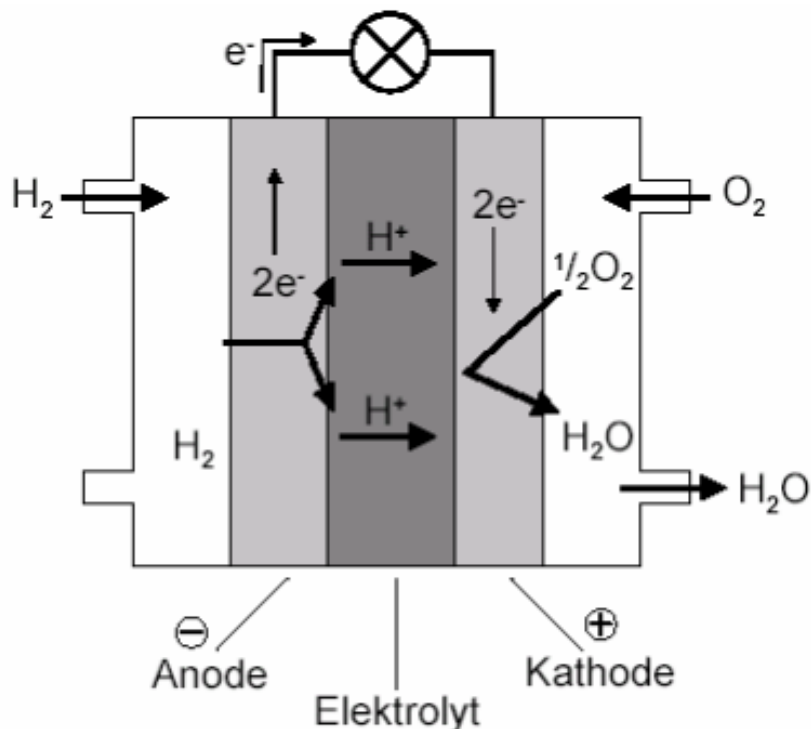


Abbildung 1: Schematischer Aufbau einer Brennstoffzelle [1]

Bei der Dimensionierung des Brennstoffzellensystems wurde berücksichtigt, dass die Leistung der Brennstoffzelle mit der Alterung sowohl hinsichtlich der maximalen Leistung als auch der Effizienz abnehmen. Aus diesem Grund sind die neuen Brennstoffzellensystem-Generationen auf einen höheren Wirkungsgrad auf der gesamten Polarisationskurve ausgelegt, um dem Leistungsabfall mit zunehmender Systemalterung Rechnung zu tragen und die Einhaltung der Anforderungen während der gesamten Lebensdauer des Systems sicherzustellen. Der Projektpartner FPT entwickelt Hochleistungs-Brennstoffzellensysteme für mobile Anwendungen und hat hierzu entsprechende Leistungsdaten aus einem aktuellen Entwicklungsprojekt beigetragen. Die Spitzenleistung des betrachteten Brennstoffzellensystems beträgt 150 kW. Basierend auf diesen Überlegungen wurde für die Auslegung des Thunersee Schiffes die Installation von zwei BZS mit je 150 kW angenommen, um der Durchschnittslast bei einem optimalen Wirkungsgrad Rechnung tragen zu können (vgl. Abbildung 3). Diese Lösung ermöglicht nicht nur die Gewährleistung der Redundanz, sondern auch die Bereitstellung ausreichender Leistung bei höheren Lasten, sowie eine effektivere und effizientere Kompensation der natürlichen Verminderung der Systemleistung im Laufe der Zeit.

Vor diesem Hintergrund werden die in Abschnitt 4.3.6 angeführten Simulationen des gesamten Energiesystems mit zwei Brennstoffzellensysteme variiert.

4.1.3 Wasserstoffelektrischer Antrieb für Schiffe

Der Betrieb von Schiffen ist typischerweise durch hohe Dauerleistungen sowie der Forderung nach einer guten Manövrierbarkeit, sprich gutes Ansprechverhalten des Antriebs, bei An- und Ablegemanövern gekennzeichnet. Zudem stellt die Art des Betriebs hohe Anforderungen an die Zuverlässigkeit und Robustheit des gesamten Antriebsstrangs.

Für den Antrieb von Passagierschiffen im kommerziellen Betrieb werden heute fast ausschliesslich Dieselmotoren verwendet. Die wesentlichen Gründe dafür sind neben dem vorteilhaften Drehmomentverlauf vor allem der im Vergleich zu Otto-Motoren deutlich bessere Wirkungsgrad sowie die geringere Brandgefahr, die von Dieselmotoren bei der Handhabung und im Betrieb ausgeht. Konnten die eigentlichen Schadstoffemissionen (NO_x, Partikel) durch den Einsatz von zeitgemässer Abgasnachbehandlung in den letzten Jahrzehnten weitgehend eliminiert werden, so weisen die durch den Einsatz von fossilem Dieselmotoren verursachten CO₂-Emissionen nach wie vor ein hohes Schadenpotential auf.

Für die Sicherstellung eines Nullemissions-Betriebs von Schiffen, werden wasserstoffelektrische Antriebe zukünftig eine wesentliche Rolle spielen. Das zugehörige Antriebskonzept ist in Abbildung 1 dargestellt.

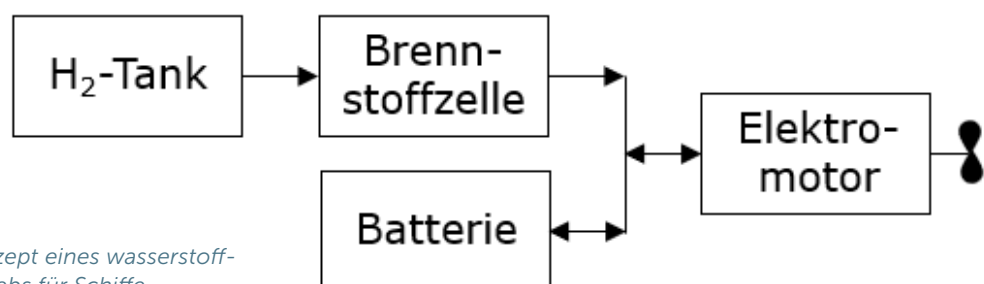


Abbildung 2: Konzept eines wasserstoffelektrischen Antriebs für Schiffe

Ein wasserstoffelektrischer Antriebsstrang besteht im Wesentlichen aus einem Wasserstoff-Tank, einer Brennstoffzelle, einer Batterie und einem elektrischen Antriebsmotor. Der Wasserstoff ist der Primärenergiespeicher und das Brennstoffzellensystem stellt den Energiewandler dar, der die chemische Energie des Wasserstoffs in Strom und Wärme wandelt. Bei diesem Konzept kann die gespeicherte Energiemenge und die Leistungsfähigkeit unabhängig voneinander dimensioniert werden und sie stellen komplett unabhängige Größen dar. Ein Batteriesystem dient als Zwischenspeicher, z.B. zur Abdeckung der Belastungsspitzen bei Fahrmanövern und allenfalls bei der Rekuperation von Abbremsvorgängen (bei Landfahrzeugen). Dies ermöglicht eine Verminderung der Nennleistung des Brennstoffzellensystems. Die allfällige Nutzung der Abwärme des Brennstoffzellensystems für Heizzwecke, wie z. B. einer Kabinenheizung des Schiffes, stellt einen zusätzlichen Vorteil dar.

Der entscheidende Unterschied zu einem Verbrennungsmotor (VM) ist die Art und Weise der Energieumwandlung. Während beim VM die chemische Energie des Treibstoffs zuerst in thermische Energie und dann in mechanische Energie umgewandelt wird, wandelt eine Brennstoffzelle, ohne den Zwischenschritt der thermischen Umwandlung, chemische Energie direkt in elektrische Energie um, welche der Elektromotor schliesslich in mechanische Energie umwandelt. Wie in Abbildung 3 dargestellt, ermöglicht die Vermeidung des thermischen Wandlungsschrittes einen deutlich höheren Wirkungsgrad, insbesondere bei niedrigen Lastbedingungen, und letztendlich einen geringeren Treibstoffverbrauch. Schlussendlich weisen VM und Brennstoffzellen ein komplementäres Wirkungsgradverhalten auf. Darüber hinaus ist das Gesamttemperaturniveau einer Brennstoffzelle deutlich niedriger und Geräusche sowie Vibrationen sind vernachlässigbar.

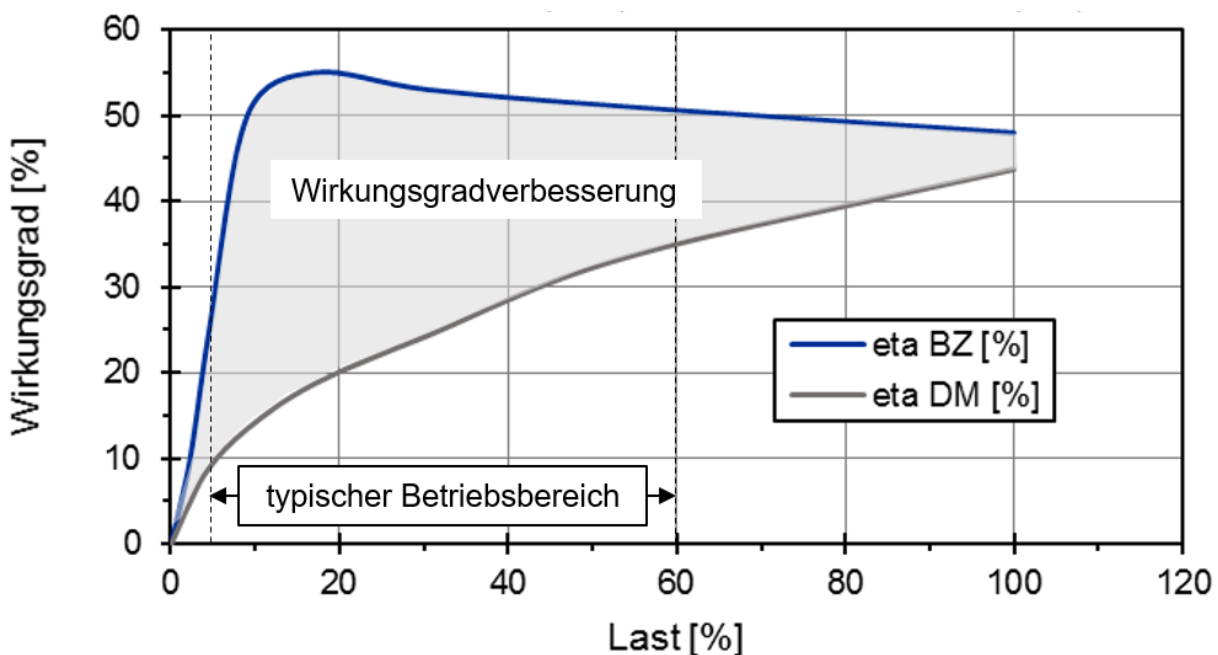


Abbildung 3: Vergleich des Wirkungsgradverhaltens zwischen einer Brennstoffzelle (BZ) und einem Dieselmotor (DM) in einem typischen Schiffsantrieb

Nach Jahren der Entwicklung und Erprobung werden Autos und LKWs mit wasserstoffelektrischem Antrieb derzeit in den USA, in Asien und in Europa im Markt eingeführt. Parallel zu den Forderungen nach massiven Verminderungen der CO₂-Emissionen der Mobilität und dem Aufbau der Betankungsinfrastruktur für Wasserstofffahrzeuge wird in den kommenden Jahren eine stetig wachsende Fahrzeugpopulation auf die Strassen kommen. Die wesentliche Neuerung ist, dass als eigentlicher Energiewandler ein standardisiertes und weitgehend identisches Brennstoffzellensystem (BZ-System) sowohl in Autos und LKWs als auch zukünftig z.B. in speziellen Stationär-, Bau-, Bahn- und Schiffsanwendungen eingesetzt wird.

Der entscheidende Vorteil wird sein, dass erstens die produzierten Gesamtstückzahlen der BZ-Systeme schneller zunehmen und damit alle Anwendungen von Skaleneffekten und den einhergehenden Kostenreduktionen profitieren werden. Zweitens werden damit BZ-Systeme sowie Technologien und Komponenten, die gemäss den hohen Qualitätsanforderungen der Automobilindustrie entwickelt, validiert und gefertigt werden, auch nichtautomobilen Anwendungen zur Verfügung stehen.

4.1.4 Zulassung / Zertifizierung

Wichtige regulatorische Stakeholder:

International Maritime Organization (IMO), ist die Sonderorganisation der Vereinten Nationen, die für die Sicherheit des Seeverkehrs und die Verhütung der Meeres- und Luftverschmutzung durch Schiffe zuständig ist. Die SOLAS (Safety of Life at Sea) ist im weitesten Sinne die Grundlage für alle folgenden Regelwerke.

Klassifikationsgesellschaften (z.B. DNV, Bureau Veritas, Lloyds Register) nehmen im Schiffbau die Rolle eines Gutachters / Zertifizierers ein. Sie erstellen technische Richtlinien zum Entwurf

und zur Konstruktion von Schiffen und geben diese als Bauvorschriften heraus. Sie überwachen und dokumentieren die Einhaltung dieser Richtlinien beim Bau eines Schiffes und erteilen ihm daraufhin eine sogenannte Klasse. Die Klasse ist eine Beurteilung der Seetüchtigkeit und Basis bei Schiffs- und Ladungsversicherungen sowie beim Handel von Schiffen. Der Internationale Dachverband der Klassifikationsgesellschaften (IACS) dient als Instrument der Harmonisierung und Erhalt des Sicherheitsniveaus. Das BAV erkennt die Regeln der meisten europäischen Klassifikationsgesellschaften an.

Europäischer Ausschuss für die Ausarbeitung von Standards im Bereich der Binnenschifffahrt (CESNI) aktualisiert und veröffentlicht den Europäischen Standard der technischen Vorschriften für Binnenschiffe (ES-TRIN). Die im Standard enthaltenen einheitlichen technischen Vorschriften über den Bau, die Einrichtung und die Ausrüstung gewährleisten die Sicherheit der Binnenschiffe. Die ES-TRIN ist für die Schweiz nicht bindend, wird jedoch oftmals als ergänzendes Regelwerk hinzugezogen.

Bundesamt für Verkehr (BAV), hat in der Schweiz die Flaggenstaatliche Kontrollfunktion inne. Das BAV erlässt Gesetze und Regularien zum Bau und Betrieb von Wasserfahrzeugen auf Schweizer Seen und Flüssen. Für Konzessionierte Schifffahrtsgesellschaften prüft das BAV Pläne und kontrolliert Ausführungen. In der Seeschifffahrt ist diese Kontrollfunktion grösstenteils an eine Klassifikationsgesellschaft delegiert. Das BAV verweist für Bauvorschriften, insbesondere im strukturellen Bereich, auf die Regelwerke anerkannter Klassifikationsgesellschaften.

Schweizerische Unfallversicherungsanstalt (SUVA) als grösste Unfallversicherer der Schweiz, versichert Berufstätige gegen Berufsunfälle, Berufskrankheiten und Freizeitunfälle. Die SUVA verfügt über keine eigenen Regelwerke

ke, sensibilisiert jedoch für den Arbeitsschutz und wacht über dessen Einhaltung.

Bisher ist in der Schweiz noch kein Schiff mit Wasserstoffspeichern und/oder Wasserstoffbrennstoffzelle zugelassen worden. Über die anzuwendenden Regeln herrscht grösstenteils Einigkeit, jedoch ist deren Auslegung teilweise sehr fallspezifisch. So stützt sich das Bundesamt für Verkehr (BAV) in Ermangelung eigener, konkreter Anforderungen auf Dritte sowie den anerkannten Stand der Technik. Insbesondere wird die Einbindung einer Klassifikationsgesellschaft für die Definition der Anforderungen sowie Genehmigung des Systems erforderlich. Eine allgemeine Übersicht anwendbarer Regeln ist in Abbildung 4 gegeben.

In jedem Fall wird ein Wasserstoffprojekt ein frühzeitiges Involvierender einer Klassifikationsgesellschaft sowie des BAV bedingen. Dies um sich über die Anforderungen, die Prozesse zur Zulassung und Auslegungen für die Integration von Wasserstoff in einem Schweizer Schiff zu einigen. Das Wasserstoffsystem wird immer als risikobasierter Entwurf beurteilt, es gibt keine zertifizierten Gesamt- oder Teilsysteme. Das lässt einerseits viele Lösungsmöglichkeiten zu, bedingt jedoch auch, dass das System immer in seiner Gesamtheit betrachtet werden muss, und die definitive Genehmigung erst mit der erfolgreichen Umsetzung einher geht. Zur Minimierung der Projektrisiken ist es Praxis, zunächst ein so genanntes «Approval in Principal» zu erlangen. So können etwaige Unwägbarkeiten möglichst frühzeitig ausgeschlossen werden.

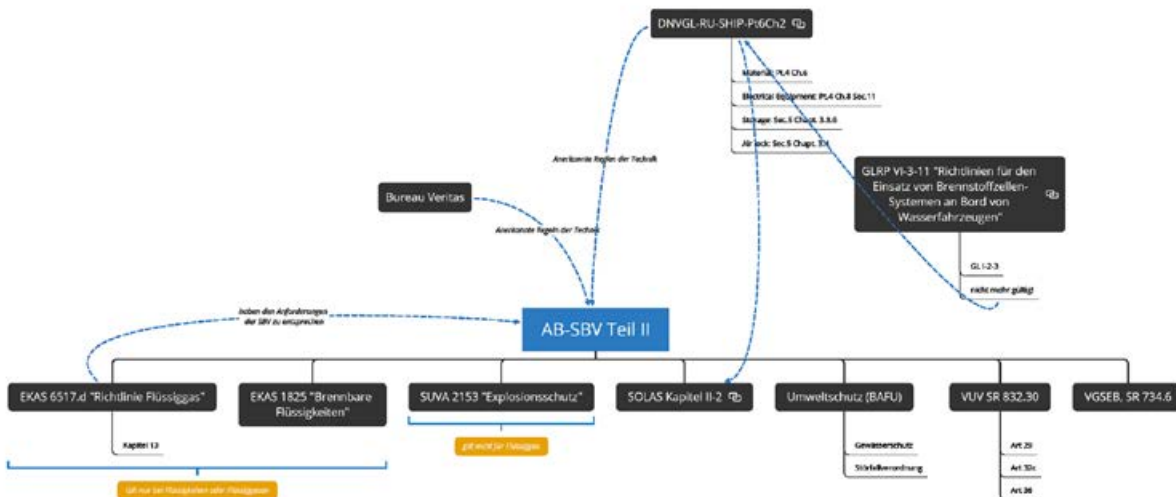


Abbildung 4: Übersicht Regularien Zulassung

4.2 Energiebedarf für den Schiffsbetrieb

4.2.1 Lastprofil Thunersee

Im Jahr 2021 wurde auf dem MS Bubenberg auf dem Thunersee eine Lastprofilmessung durchgeführt. Dabei wurde an den beiden Antriebswellen Drehzahl und Drehmoment aufgenommen, sowie die elektrische Last des Bordnetzes am Generator gemessen. Es ergibt sich für einen Referenztag der in Abbildung 5 dargestellte Verlauf von Leistung und Energieverbrauch.

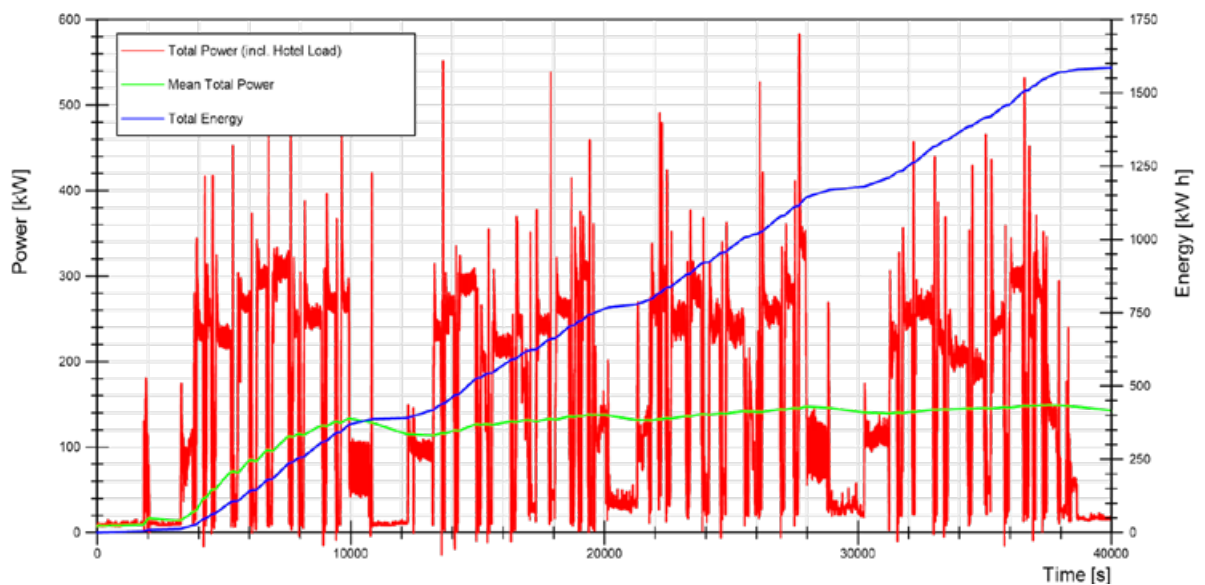


Abbildung 5: Netto Energiebedarf für Referenztag aus Lastprofilmessung Thunersee 1575 kWh

Grobabschätzung

Netto Energiebedarf des Schiffsbetriebs	1575 kWh
Brutto Energiebedarf ($\eta_{el.} = 95\%$)	1660 kWh
Brutto Energiemenge H_2 ($\eta_{FC} = 50\%$)	3320 kWh
Masse H_2	100 kg
Theoretische, mittlere Leistung	145 kW
Lastspitzen	bis zu 500 kW

Diese Abschätzung ist sehr einfach und beachtet keine notwendige Zwischenspeicherung der Energie in Batterien sowie deren Vorladung und einen veränderlichen Wirkungsgrad.

4.2.2 Lastprofil Brienersee

Bereits im Jahr 2019 wurde auf dem MS Jungfrau eine Lastprofilmessung durchgeführt. Dabei wurde an den beiden Antriebswellen Drehzahl und Drehmoment aufgenommen sowie die elektrische Last des Bordnetzes am Generator gemessen. Es ergibt sich für einen Referenztag der in Abbildung 6 dargestellte Verlauf von Leistung und Energieverbrauch.

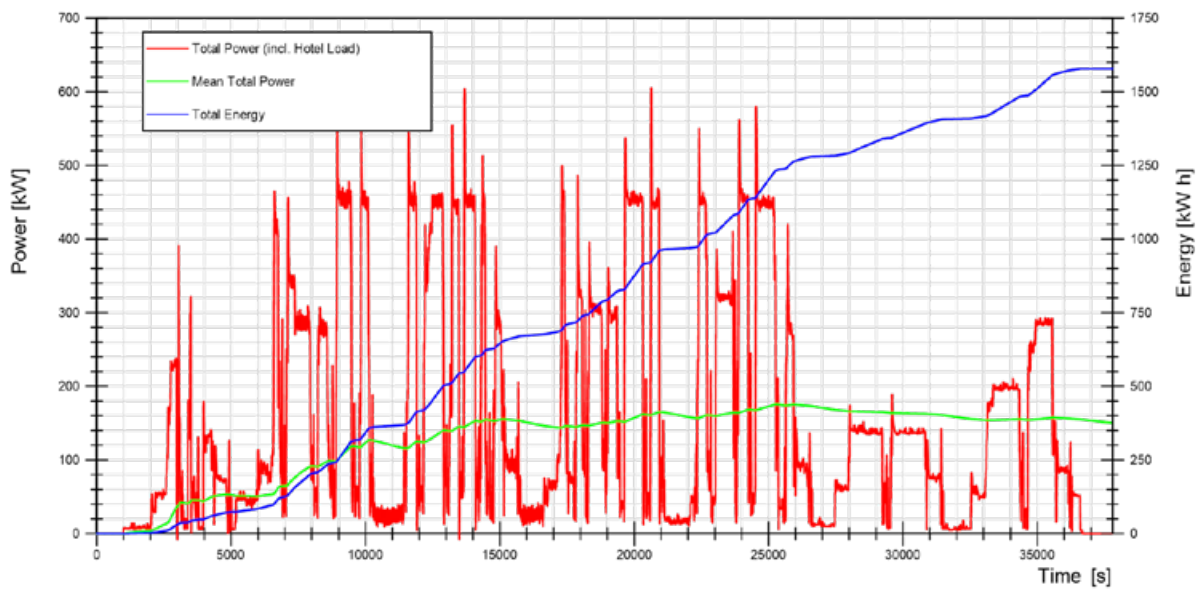


Abbildung 6: Netto Energiebedarf für Referenztag aus Lastprofilmessung Brienersee 1579 kWh

4.2.3 Energiebedarf Brienersee bei reduzierter Kursgeschwindigkeit 20 km/h

Der einfachste Weg den Energiebedarf für den Schiffsbetrieb zu reduzieren, ist die Reduktion der Kursgeschwindigkeit. Dies wegen einer nichtlinearen Abhängigkeit von Leistungsbedarf für eine bestimmte Geschwindigkeit (exponentielle Abhängigkeit). Daher wurde eine Abschätzung eines zukünftigen Einsatzprofils auf dem Brienersee mit einer angepassten Kursgeschwindigkeit auf 20 km/h vorgenommen. Dafür wurde als Annäherung die Leistung mit Hilfe einer aufgenommen Propellerkurve korrigiert. Es ergibt sich bei konstantem Weg zwischen

den Stationen somit eine Verlängerung der Fahrzeit. Stationszeiten und Manöver sind dabei unverändert. Ein Vergleich beider Lastprofile ist in Abbildung 7 dargestellt.

Mit dem Zeithorizont 2028 ist auf dem Brienersee ein neues, wintertaugliches Schiff vorgesehen. Aufgrund Tiefgangsbegrenzung in den Wintermonaten ist davon auszugehen, dass das Schiff von etwas kleinerer Größe sein wird als die o.g. Referenzen. D.h. die untenstehenden, resultierten Werte können als grobe Maximalwerte betrachtet werden.

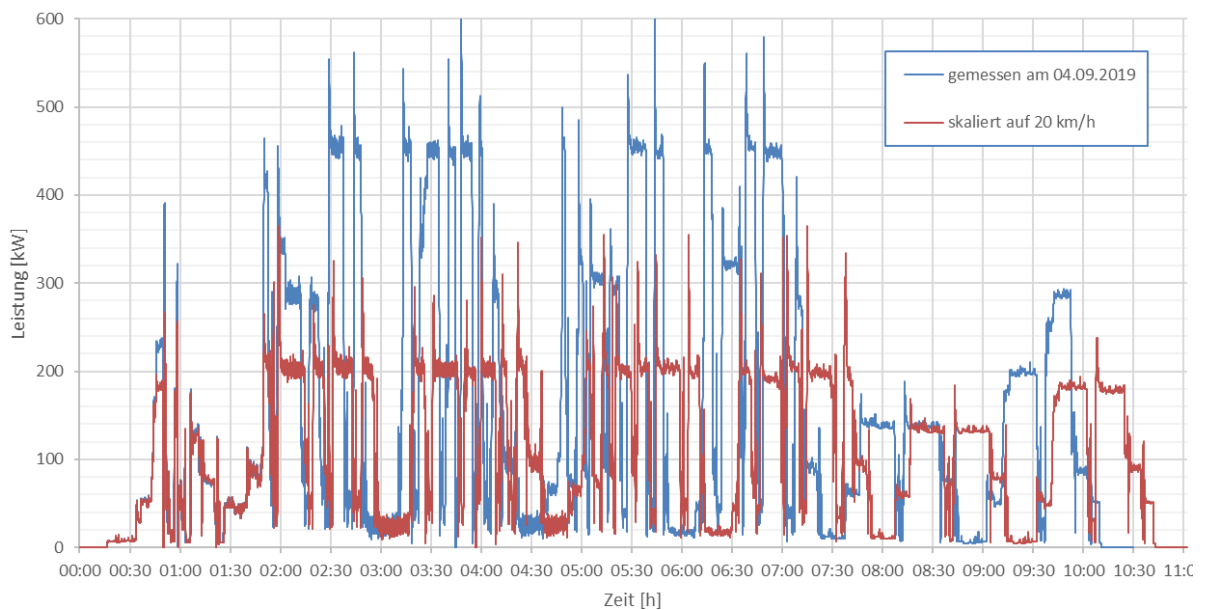


Abbildung 7:
Netto Energiebedarf für Referenztag aus Lastprofilmessung Brienersee 1238 kWh, skaliert auf 20 km/h

Grobabschätzung (MS Jungfrau @20 km/h):

Netto Energiebedarf des Schiffsbetriebs	1238 kWh
Brutto Energiebedarf ($\eta_{el.} = 95\%$)	1303 kWh
Brutto Energiemenge H_2 ($\eta_{FC} = 50\%$)	2606 kWh
Masse H_2	80 kg
Theoretische, mittlere Leistung	115 kW
Lastspitzen bis	350 kW

Für ein 400 (anstatt 700) Personen Schiff bei gleichem Fahrprofil würde man also überschlüssig einen Energiebedarf von 85% ansetzen. Die benötigte Masse beträgt somit 68 kg.

Masse H_2	68 kg
Theoretische, mittlere Leistung	100 kW
Lastspitzen	bis 300 kW

4.2.4 Heizkonzept

Die Heizleistung des Ölbrenners des MS Jungfrau beträgt 50 kW. Das MS Jungfrau wird jedoch nicht im Winter betrieben, ebenso wenig das MS Bubenberg auf dem Thunersee.

Der prognostizierte Heizbedarf des MS Neubau 2021 wird gemäss einschlägiger Erfahrung mit anderen, ähnlichen Schiffen mit 80 kW angenommen. Eine Bilanzierung der Wärmeströme bestätigt dies und ist im Anhang A zu finden. Ausschlaggebend ist hier am Ende die Anzahl der Passagiere an Bord und der damit verbundenen Luftwechselrate von $25\text{m}^3/(\text{h}\cdot\text{Person})$. Ein zusätzlicher Einfluss durch offene Türen ist nicht berücksichtigt, kann jedoch im Gegenzug als Luftwechsel interpretiert werden und dürfte bei einer Regelung über die Luftqualität einen bescheidenen Einfluss haben.

Nutzbare Abwärme der voll laufenden Referenz-Brennstoffzelle von FPT mit Nettoleistung 150 kW beträgt 100–130 kW auf einem Temperaturniveau von ca. 65°C. Damit lässt sich über Wärmetauscher im Kühlkreislauf der Brennstoffzelle ein Pufferspeicher beheizen. Es soll an dieser Stelle jedoch noch nicht festgelegt werden, ob die Wärme mit einer zentralen Lüftungsanlage oder dezentrale FCUs (Fan Coil Unit, Gebläsekonvektor) verteilt wird. Erstere Lösung benötigt weniger Energie durch Regelung der zugeführten Aussenluft über die tatsächliche Luftqualität.

Für den stehenden Betrieb ist eine weitere Wärmequelle notwendig, da die Brennstoffzelle dann keine Abwärme liefert. Der Wärmespeicher könnte bei stehendem Schiff über eine einfache, mit Landstrom betriebene Widerstandsheizung oder etwas eleganter, wenn auch ungleich aufwändiger, mit einer Wärmepumpe aufgeheizt werden. Im Gegensatz zu Schiffen mit Ölbrennern muss die von der (Stand-)Heizung benötigte Energie für die Dimensionierung des Landanschlusses mitberücksichtigt werden.

4.2.5 Bruttoenergiebedarf

Für die weitere Auslegung der benötigten Batterie- und Wasserstoffkapazität soll von einem vernachlässigbaren Einfluss der Heizungsanlage auf die zu speichernde Energie ausgegangen werden, da sämtliche in Fahrt benötigte Heizenergie aus der Abwärme der Brennstoffzelle bezogen werden und bei stillstehendem Schiff die benötigte Energie direkt per Landstrom ins Schiff geführt werden kann. Die Energieumwandlung soll idealerweise mit einer entsprechenden Wärmepumpe geschehen, was zusätzliche Einsparungen beim Energiebedarf bedeutet. Insbesondere beim stehenden Schiff.

4.3 Energiespeicherung und Energietransfer

4.3.1 Energiespeicher Batterie

Aus Redundanzgründen wird die Energieversorgung sowie Antriebsseite in zwei Systemhälften vorgesehen. Siehe hierzu Abbildung 16 und Abbildung 17. Für die Systemauslegung werden Batterien mit hoher Energiedichte des Herstellers Leclanché herangezogen. Dieses System ist auf dem MS Jungfrau der BLS bereits im Einsatz und verfügt über eine Marinezulassung. Das System ist skalierbar und bietet sich daher als Ausführung MRS.6 in Abstufung von 150 kWh pro Rack für die Variationen in Abschnitt 4.3.6 an. Für den Brienersee wird aufgrund geringerer Bauhöhe und kleinerem Schiff ein System MRS.3 mit 120kWh angesetzt. Die Aufstellung der Batterien erfolgt jeweils in einem dedizierten Batterieraum mit entsprechenden Brandschutzanforderungen. Die Batterien sind wassergekühlt und verfügen je Rack über eine eigene Löschanlage. Abgase, welche bei Überhitzung oder einem Brand einer Zelle entstehen würden, werden über einen Kanal nach aussen geführt. Die Batterien können mit einer Entladerate von bis zu 1C dauerhaft betrieben werden, damit steht eine Leistung von 150 kW bzw. 120 kW je Seite zur Verfügung.

4.3.2 Energiespeicher H₂ Tank

Aus vorherigen Projekten, namentlich Helios, geht hervor, dass die Speicherung von Wasserstoff in Drucktanks für die vorliegenden Anwendung am praktikabelsten und somit günstigsten/optimalsten für die Anwendung in Schiffen mit diesem Einsatzprofil und Layout sind. Weitere Speicher sind in Abschnitt 7.3 der Vollständigkeit halber mit Vor- und Nachteilen aufgeführt, seien hier jedoch nicht weiter berücksichtigt.

Für die Studie wurden daher Gespräche mit entsprechenden Tanklieferanten geführt. Da es keine pauschal zugelassenen Tanksysteme gibt (siehe auch Abschnitt 4.1.4), sondern diese immer als gesamtes wasserstoffführendes System im Schiff beurteilt werden, gibt es gewisse Freiheiten in Grösse und Anordnung, welche in der nachstehenden Tabelle 1 gegeneinander abgewogen werden.

**Tankgrösse \
Aufstellungsort**

Klein (Ø500x2400),
6 kg @250 bar



Gross (Ø 1200x12000),
180kg @ 250 bar



Unter Deck

- ✓ Recht flexible Raumausnutzung innerhalb der schiffbaulichen Grenzen
- ✗ Wartung und Zugänglichkeit eingeschränkt
- ✗ Zwangsbelüftung nötig

- ✗ Nicht möglich da länger als grösste Abteilungsänge

Auf Deck

- ✓ Freier Zugang
- ✗ Hohes Eigengewicht bezogen auf Speichermenge
- ✗ Grosse Anzahl an Ventilen

- ✓ Freier Zugang
- ✓ Geringes Eigengewicht bezogen auf Speichermenge
- ✓ Kleine Anzahl an Ventilen

Tabelle 1: Tankgrösse und Aufstellort

Im Weiteren wird aus dem Marineportfolio eines Lieferanten für den Neubau Thunersee die grösste Grösse ausgewählt und auf dem Brückendeck des Referenzentwurfs platziert (siehe Abbildung 8: Platzierung der Tanks

auf dem Brückendeck). Dieser Platz steht zur Verfügung, da er nicht durch Passagiere genutzt wird. Die Kapazität beträgt 2x 180 kg Wasserstoff brutto bei einem Druck von 250 bar.

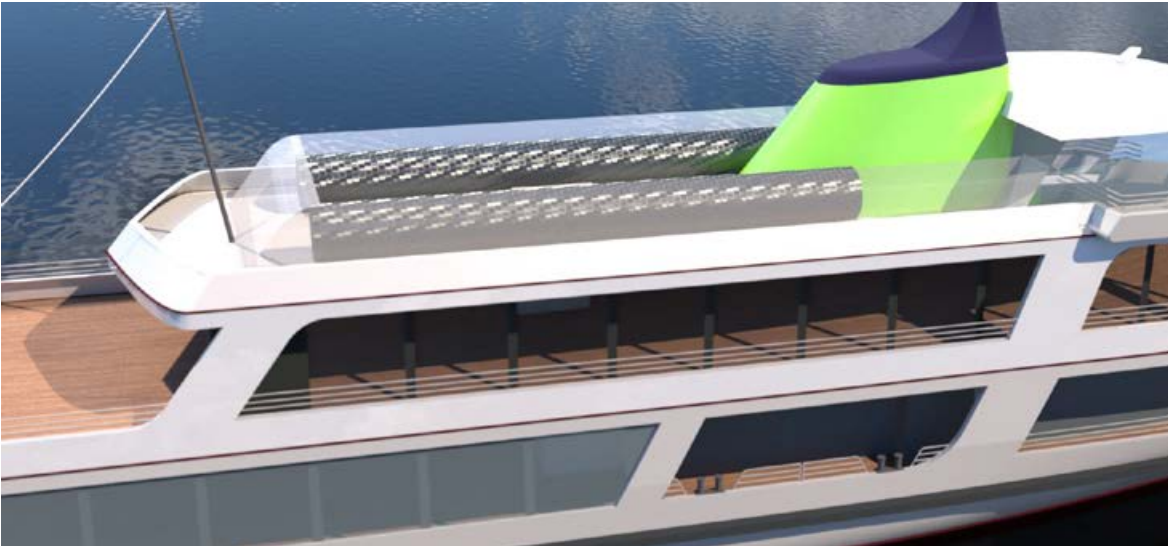


Abbildung 8: Platzierung der Tanks auf dem Brückendeck

Für den Brienzensee liegt aktuell kein Schiffsentwurf vor, es wird jedoch auch hier von einer Installation der Tanks auf dem freien Deck ausgegangen, da die Verhältnisse im Rumpf aufgrund nochmals beschränkteren Tiefgangs weiter verschärft sind.

Eine alternative Möglichkeit wäre, den schiffseitigen Wasserstofftank statt einer festen Einheit als auswechselbare Einheit auszuführen. Der Aufwand eines Wechsels mittels Kran oder noch speziellerer Hebevorrichtung übersteigt jedoch deutlich denjenigen des Betankens, betrieblich, wie auch baulich. Diese Möglichkeit eines Wechseltanks wurde diskutiert, jedoch zu Gunsten der etablierten Betankungstechnik (siehe Abschnitt 9) nicht weiter vertieft. Da das Schiff jeden Tag an seinen Ausgangspunkt zurückkehrt, macht eine solche, auf variable oder nicht vorhandene Landinfrastruktur abzielende Lösung wenig Sinn.

4.3.3 Energietransfer (Energie von Land auf Schiff) H₂

Der Transfer des Wasserstoffs vom Land aufs Schiff soll mittels Betankung erfolgen. Dazu ist

im Wasserstoffsystem ein Betankungsstutzen vorgesehen, welcher sich an bereits etablierter Technik für Lastwagen orientiert. Letztere muss nach heutigem Erkenntnisstand um eine Kommunikationsschnittstelle für das schiffseitige Tanküberwachungssystem erweitert werden. Siehe dazu auch den Abschnitt 9.

4.3.4 Landnetzanbindung

Der Transfer von elektrischer Energie vom Land aufs Schiff ist seit langem Stand der Technik. Hier existiert noch die Unterscheidung der Synchronisation zwischen dem Bordnetz und dem Netz an Land. Um Fehler und Ausfälle zu vermeiden, sollte eine synchronisierte Anbindung angestrebt werden. Selbstverständlich betrifft dies nicht die sicherheitsrelevanten Systeme des Schiffsbetriebs, welche jederzeit durch die Bordbatterie versorgt sind. Die Dimensionierung des Landnetzes sollte der Ladeleistung der Batterieladegeräte zuzüglich des maximal möglichen Bordstrom-Bedarfs entsprechen. Da hier die Empfehlung zu einer Batteriegrösse von 300 kWh ausgesprochen wird, würde im Falle des reinen Batterieladens ein Landnetzanschluss mit 63 A (entspricht 43 kW Spitzenlast) ausreichen.

Bei Depth of Discharge (DoD) von 80% wäre für eine avisierte Ladedauer von 10h eine Leistung von 24 kW nötig, zuzüglich weniger elektrischer Verluste sowie Bordstromverbrauch von ca. 10 kW. Der Vorteil wäre hier, dass die Anschlussgrösse 63 A sehr verbreitet ist und damit ein Ausbau der Infrastruktur kaum nötig würde. Für den Einsatz während der Heizperiode, welche also ein vorgängiges Aufheizen des Schiffes erfordert, müsste zusätzlich eine direkte Heizleistung von mindestens 80kW direkt oder wenn über eine Wärmepumpe betrieben, ca. 30 kW zusätzliche elektrische Leistung vorgehalten werden. Damit wäre ein Anschluss von 125 A (86 kW Spitzenlast) erforderlich. Siehe dazu auch die Bemerkung unter 4.2.4. Nicht berücksichtigt ist hier noch der allfällige Bedarf der Gastronomie während des Stillstands, welcher ebenfalls in der Grössenordnung von 30 kW zusätzlich liegen kann. Dies übersteigt in Summe jedoch die sinnvolle Grösse eines Landanschlusses. Hier wird über das Powermanagement eine Zuschaltung der Batterie bzw. Brennstoffzelle nötig.

4.3.5 Grober Investitions- und Energiekostenvergleich als Auslegungskriterium (Thunersee)

In diesem Abschnitt wird versucht, mit einfachen Zusammenhängen und ohne sich an die exakten Ergebnisse der Simulation zu halten, der Einfluss der Variation von Batteriegrösse, Tankgrösse und Tankintervall abzubilden. Dabei werden nur Materialkostenanteile der Teilsysteme Tank und Batterie sowie der Energiekosten betrachtet. Andere Teilsysteme und Baukosten werden als gleichbleibend angenommen und spielen daher in dieser Variation der Aufteilung der Energiespeicher keine Rolle.

Der Variation wurden die folgenden Parameter zu Grunde gelegt:

- Batteriegrössen von 300, 600 und 900 kWh, wobei grob angenommen werden kann, dass mit 900 kWh nach Abschnitt 4.2.1 etwas

weniger als die Hälfte des täglichen Bedarfs aus Batterien käme

- Die Batterieentladung beträgt immer 70%, die übrige Energie kommt aus dem Wasserstoff
- Tankgrössen nach Abschnitt 4.3.2 mit Preisindikationen des Herstellers
- Das Tankintervall beträgt zwischen 1 und 3 Tagen
- Ein unterster Wirkungsgrad der Brennstoffzelle inkl. Ladeverluste von 44% (aus Abgleich mit Anhang B) wie er in etwa am Lebensende der BZ zu erwarten ist (sehr konservativ)
- Energiekosten von 25 Rp/kWh für Strom sowie ein Wasserstoffpreis von 15.5 CHF/kg

Abbildung 9 zeigt einen gegenläufigen Trend von Investitions- zu Energiekosten über abnehmender Batteriekapazität, welcher sich in Summe jedoch beinahe die Waage hält. Eine leichte Umkehr dieses Trends ergibt sich bei Erhöhung des Tankintervalls in Abbildung 10. Dies ist plausibel, da bei konstanter Batteriegrösse die Tankgrösse erhöht werden muss. Ist die Tankkapazität gegenüber der Batteriekapazität konstant, ergibt sich das Bild in Abbildung 11, mit gleichem Trend wie Abbildung 9, jedoch mit leicht erhöhtem Niveau.

Abbildung 12 bis Abbildung 14 zeigen auf, wie sich das Gewicht für das Verhältnis von Batteriegrösse zu Tankinhalt, respektive Betankungsmenge verschiebt. Für gewichtssensible Schiffe, insbesondere schnellfahrende Schiffe empfiehlt sich eine Minimierung der Batteriegrösse zugunsten des leichteren Wasserstoffsystems. Ferner sollten hier möglichst wenige, grosse Tanks bevorzugt werden, das Verhältnis von Eigengewicht zu Fassungsvermögen ist deutlich günstiger.

Abschliessend sei festgehalten, dass das zugrunde liegende Tankintervall einen grösseren Einfluss auf die Gesamthöhe der Kosten hat als die Aufteilung der Energiespeicherung in Batterie- zu Tankgrösse. Die Festlegung wird im nächsten Abschnitt behandelt.

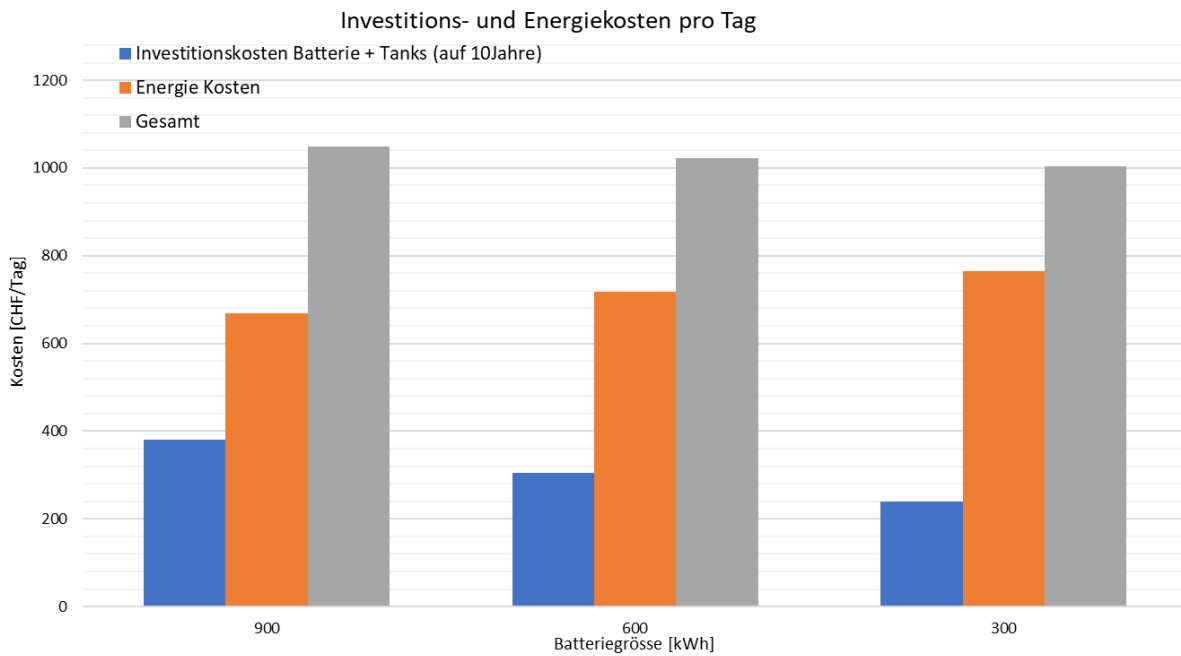


Abbildung 9: Investitions- und Energiekosten bei Variation der Batteriegrößen, Tankintervall 1 mit kleinen Tanks (je 6kg)

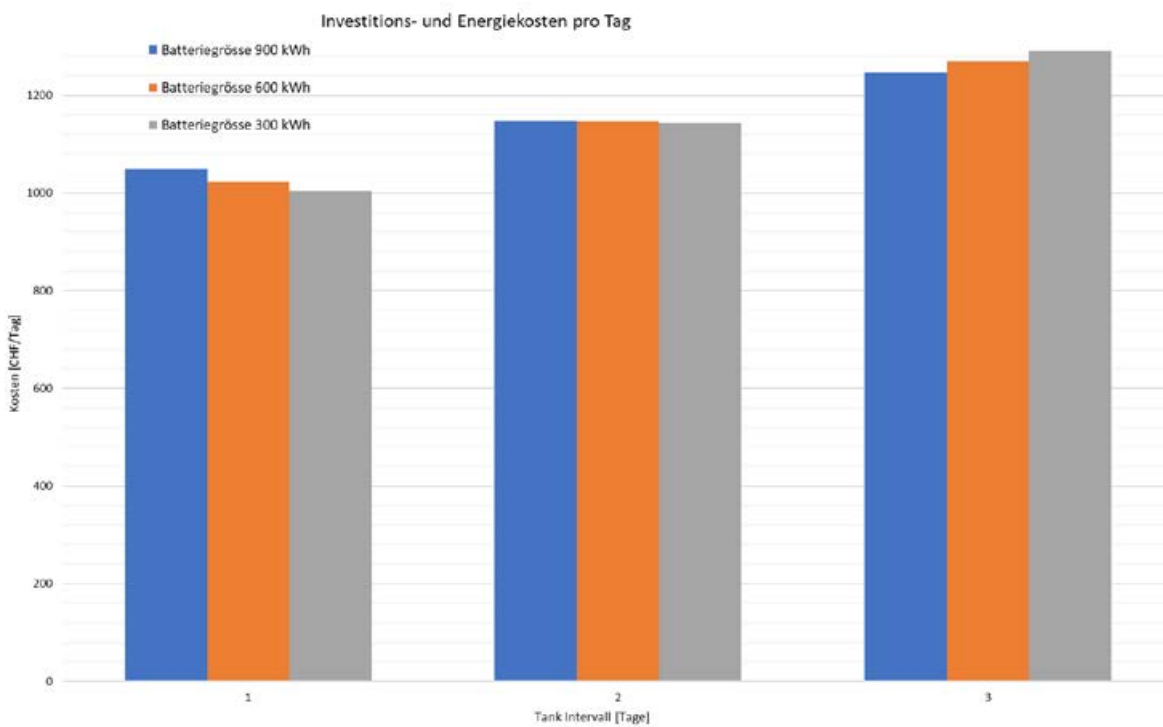


Abbildung 10: Investitions- und Energiekosten bei Variation des Tankintervalls für verschiedene Batteriegrößen 1 mit kleinen Tanks (je 6kg)

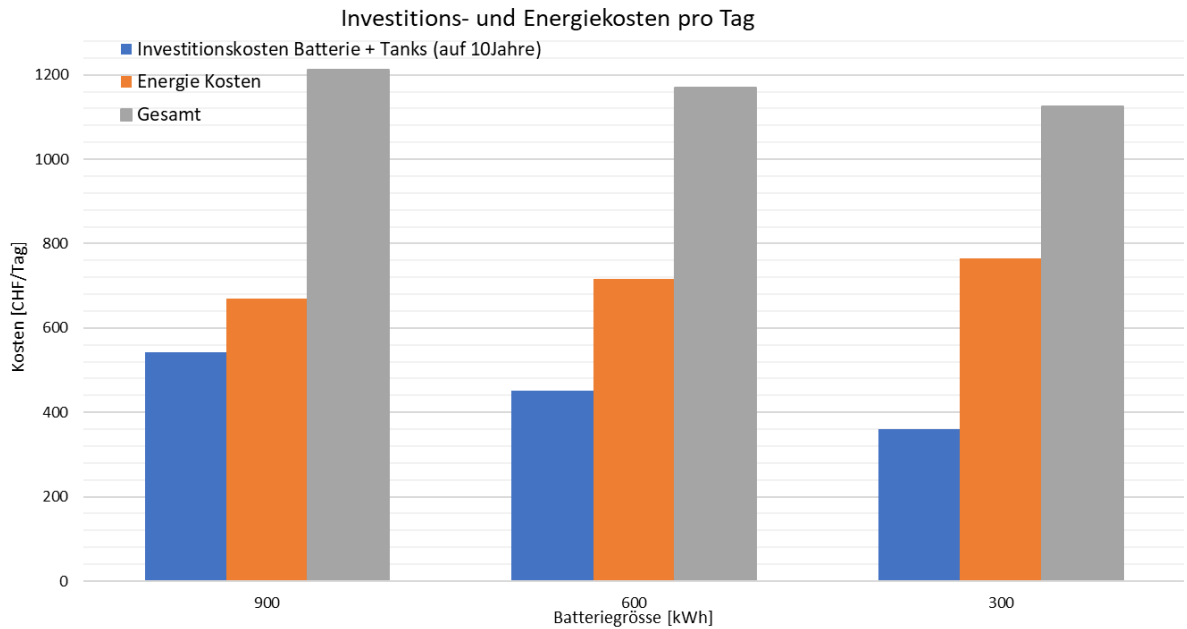


Abbildung 11:
Investitions- und Energiekosten bei Variation der Batteriegrößen mit zwei grossen Tanks (je 180 kg)

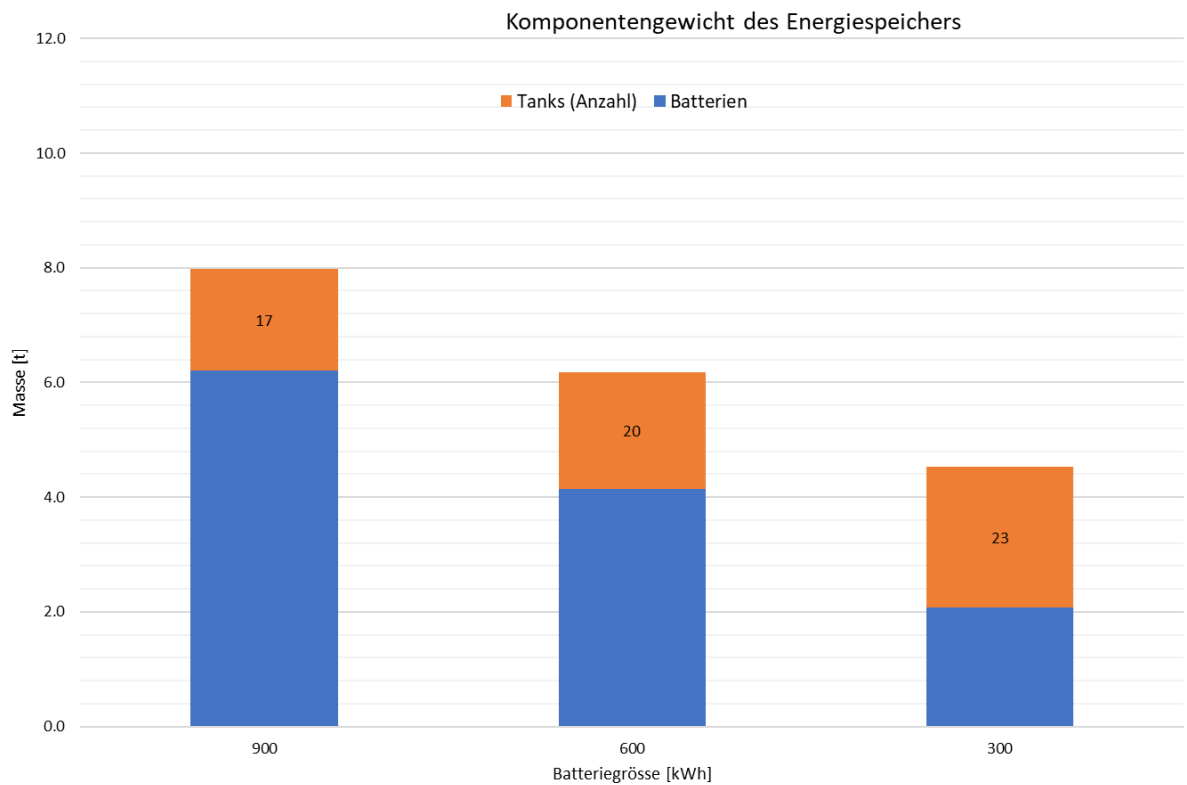


Abbildung 12:
Gewicht von Batterie Tanksystem (kleine Tanks, je 6 kg) über der Batteriegröße, Tankintervall 1

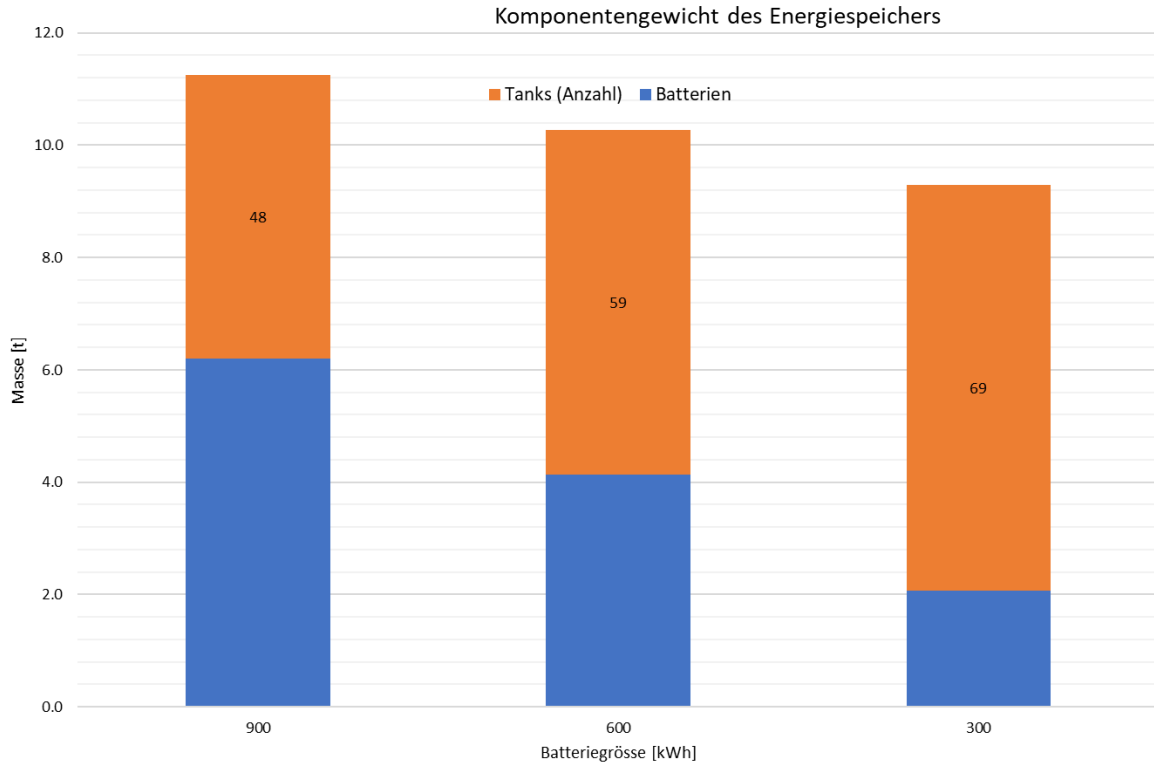


Abbildung 13:
Gewicht von Batterie Tanksystem (kleine Tanks, je 6 kg) über der Batteriegrösse, Tankintervall 3

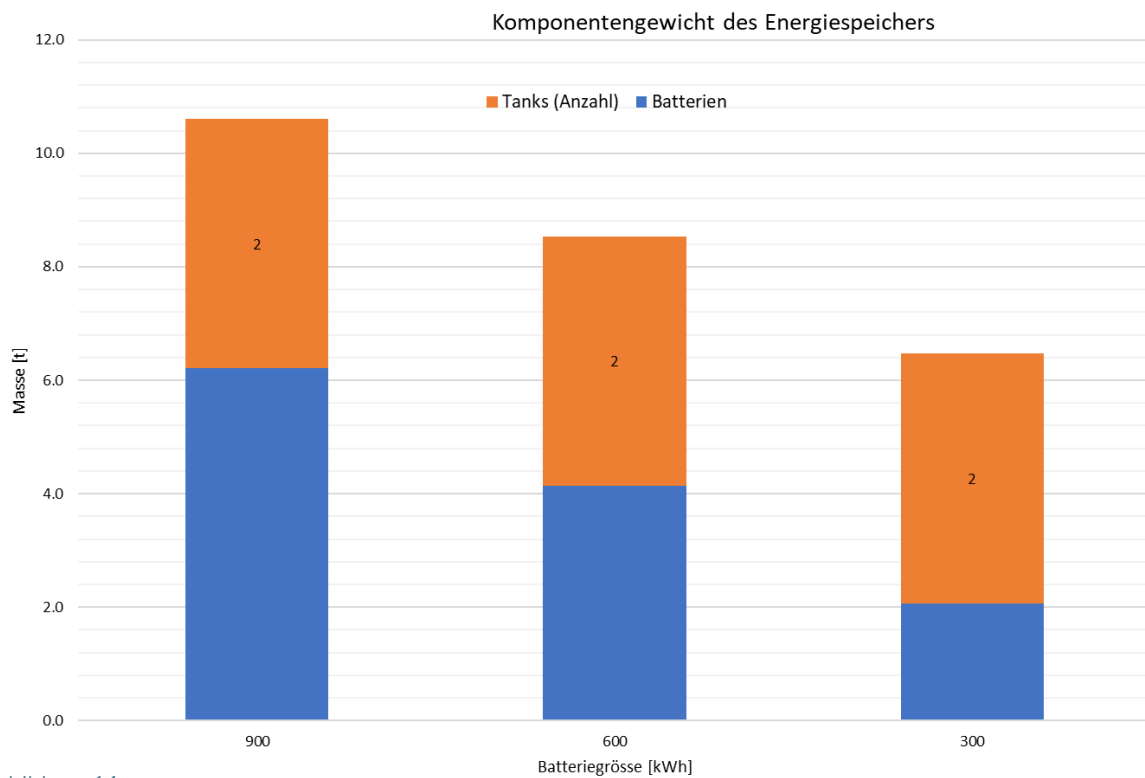


Abbildung 14:
Gewicht von Batterie Tanksystem (2 grosse Tanks, je 180 kg) über der Batteriegrösse, (bis zu Tankintervall 3)

4.3.6 Simulation zur Bestimmung der optimalen Batteriegrösse und H₂ Verbrauch

Zur Verifizierung der Batteriegrösse sowie Bestimmung des Wasserstoffverbrauchs auf dem vorgegebenen Kurs wurde eine Simulation des Energie- und Antriebssystems durchgeführt. Die Simulationmethode ist bei Shiptec für klassische Diesel-, hybride und auch elektrische Antriebe etabliert. Sie wurde hier um die Brennstoffzelle als Quelle erweitert. In Abbildung 15 ist das Blockdiagramm der obersten Ebene gezeigt.

Die Simulation greift an dieser Stelle etwas vor, denn sie basiert auf den Single Line Diagrammen der nachfolgenden Abschnitte 4.4.2. und 4.4.3. Praktisch gesehen ist der Prozess jedoch iterativ, sodass mit einer Basiskonfiguration unter Variation der Komponentengrössen die definitive Festlegung erfolgt.

Das Grundgerüst umfasst folgende Komponenten:

- Eine Leistungsanforderung aus der Lastprofilmessung
- Zwei Batterien (eine je Systemhälfte)
- Zwei Brennstoffzellen (eine je Systemhälfte), im Fall Brienersee eine einzige Brennstoffzelle
- Sämtliche Wandlungsverluste

Die Simulation wurde für den Fall Thunersee unter Variation der folgenden Parameter durchgeführt:

1. Zuschaltgrenze für die Batterie
90–110 kW pro Systemhälfte
2. Ladeleistung der Batterie
15–35 kW pro Systemhälfte
3. Batteriegrösse
150 kWh, 300 kWh pro Systemhälfte

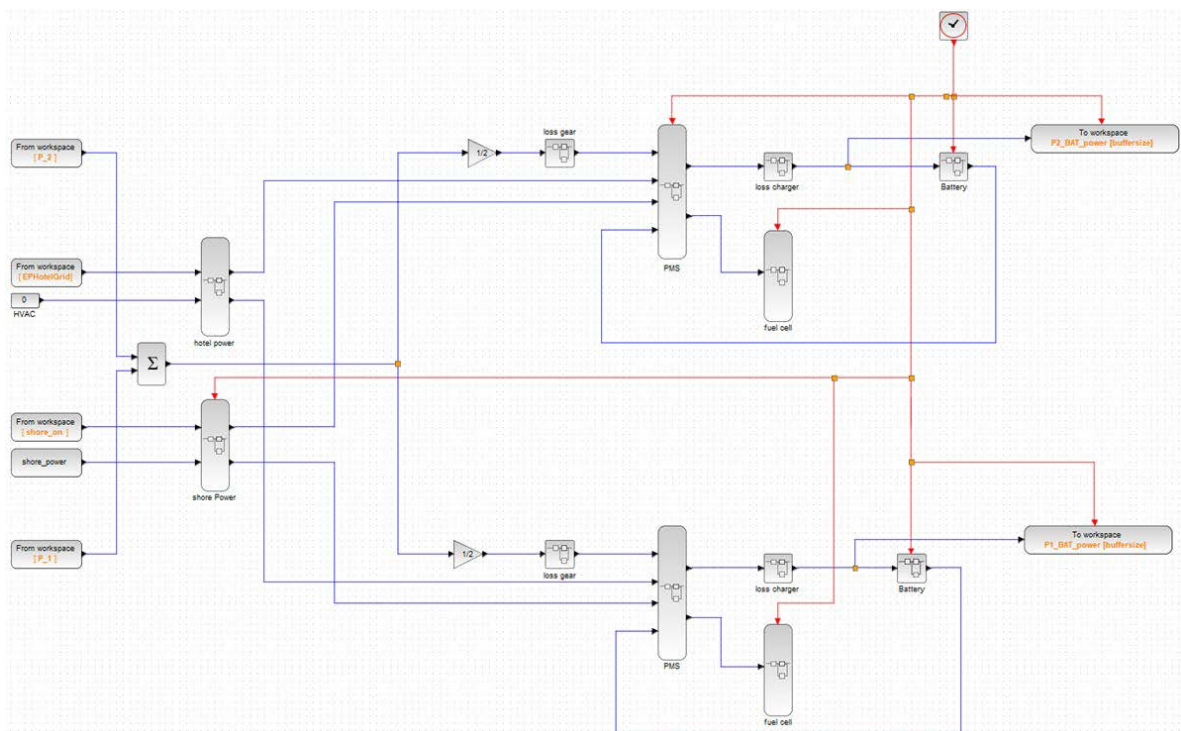


Abbildung 15: Blockdiagramm Simulation Energie- und Antriebssystems

Für den Fall Brienersee wurden die Parameter wie folgt variiert:

1. Zuschaltgrenze für die Batterie
2. **40–50 kW** pro Systemhälfte
3. Ladeleistung der Batterie
15–25 kW pro Systemhälfte
4. Batteriegrösse
120 kWh, 240 kWh pro Systemhälfte

Als Eingangsdaten dienen die mechanische sowie elektrische Leistung aus Abschnitt 4.2.1. Die aus der Simulation resultierenden Ergebnisse sind in Anhang B und C ersichtlich.

Aus der Simulation ergeben sich die folgenden Schlussfolgerungen:

- Der Wirkungsgrad der BZ ist bei gleichen Zuschaltgrenzen und Ladeleistungen unabhängig von der Batterie.
- Die Batteriegrösse bestimmt lediglich den Bereich in dem die Zuschaltgrenze und Ladeleistung variiert werden kann.
- Der durchschnittliche BZ-Wirkungsgrad variiert über die gegebene Parameter Bandbreite um 1.5-2%-Punkte
- Der Wirkungsgrad Unterschied zwischen BoL und EoL beträgt 10%-Punkte resultieren aus der angenommenen Degradation von 20%
- Für den Thunersee ergibt sich ein Verbrauch von 90 kg/Tag zu Beginn und 110 kg am Lebensende der Brennstoffzelle (siehe Tabelle 13 und Tabelle 14).
- Für den Brienersee ergibt sich ein Verbrauch von 54 kg/Tag zu Beginn und 68 kg am Lebensende der Brennstoffzelle (siehe Tabelle 18 und Tabelle 19).

Unter Berücksichtigung der Ausführungen zu Investitions- und Energiekosten im vorherigen Abschnitt 4.3.5 sowie der Abschnitte 4.3.1 und 4.3.2 kann man folgende Schlussfolgerung ziehen:

- Wenn Platz und Gewicht eine untergeordnete Rolle spielen, dann sind Batterien über die Lebenszeit günstiger
- Es gibt demnach die beiden Varianten:
 - So viele Batterien wie möglich (Die nötige landseitige Ladeleistung kann jedoch unter Umständen die reine Batterielösung verteuern)
 - So wenig Batterien wie möglich
- Das Schiffsgewicht und das Platzangebot unter Deck spielen bei geringem Tiefgang eine grosse Rolle, zwei grosse Wasserstofftanks für bis zu 3 Tage Autonomie werden daher als zu bevorzugende Lösung gewertet
- Der effektive Wasserstoffverbrauch wird sich über eine gute Regelung und Abstimmung des Powermanagement Systems im Betrieb weiter minimieren lassen

Die Degradation der Brennstoffzelle wird optimistisch betrachtet nicht so hoch ausfallen wie angenommen. Durch die Möglichkeit der Leistungspufferung mit den Batterien, welche jeweils auch die volle Leistung der Brennstoffzelle aufnehmen können, können die transienten Zustände der Brennstoffzelle durch eine gute Regelung so gering wie möglich gehalten werden. Somit wird voraussichtlich über einen deutlich längeren Zeitraum ein besserer Wirkungsgrad gefahren werden können der somit auch geringere Energiekosten zur Folge hat. Batterien werden hingegen immer die gleiche Zyklenzahl erfahren und haben somit eine deutlich klarere Lebensdauer-Begrenzung. Leider fehlt es hier an Erfahrungswerten zu Brennstoffzellensystemen im konkreten Einsatz, um den angeführten Vergleich zu belegen.

4.4 System Design und Layout

4.4.1 Allgemeine Systembeschreibung

Schematisch dargestellt sind in den folgenden beiden Abschnitten die Teilsysteme:

- Zentraler DC-Bus zur Verteilung der erzeugten Leistung zwischen den Quellen und Senken
- Wasserstoffsystem mit Tanks und Druckreduktion
- Zuluft Brennstoffzelle
- Abgas Brennstoffzelle
- Kühlsystem/Abwärmenutzung

Die Brennstoffzellen und Batterien sind über DC/DC Wandler an den DC-Bus mit konstanter Bus-Spannung von hier 650V angebunden. Sämtliche Verbraucher sind über eigene Wechselrichter angeschlossen, die Einspeisung des Landstromes erfolgt über einen Gleichrichter. Der DC-Bus ist zudem in zwei Systemhälften trennbar, sodass auch bei Ausfall eines Teilsystems eine Redundanz besteht.

Die Systemschnittstellen des Brennstoffzellensystems sind wie folgt:

- Brennstoff Versorgung – Wasserstoff: Schnittstelle zu Speichersystemen. Die Wasserstoff-Versorgung soll innerhalb der definierten Druckgrenzen gewährleistet sein.
- Brennstoff Versorgung–Luft: Aussenluft wird über einen aktiven Filter in das System eingeleitet und von Verunreinigungen befreit, die für die Brennstoffzelle schädlich sein könnten.
- Kühlmittel: es besteht aus einer Flüssigkeit mit geringer Leitfähigkeit, deren Schnittstelle der Wärmetauscher des Schiffes ist.

Der Lieferumfang des BZs enthält den DC/DC-Wandler, für eine einfache Integration. Diese Komponente ist notwendig, um die Spannung des BZs und DC-Bus zu entkoppeln, da erstere kontinuierlich über den gesamten Betriebsbereich variiert. In jedes System ist eine Kühlmittelumwälzpumpe integriert. Schiffseitig wird das Kühlmittel bei Bedarf zum Heizen des Schiffes während der Heizsaison verwendet.

4.4.2 Single Line Antriebssystem (Thunersee)

Das Fahrprofil des Thunersees setzt eine maximale Leistung an einer Antriebswelle von ca. 250 kW voraus. Ungeachtet des effektiven Antriebsmotors wurden folgende Überlegungen angestellt:

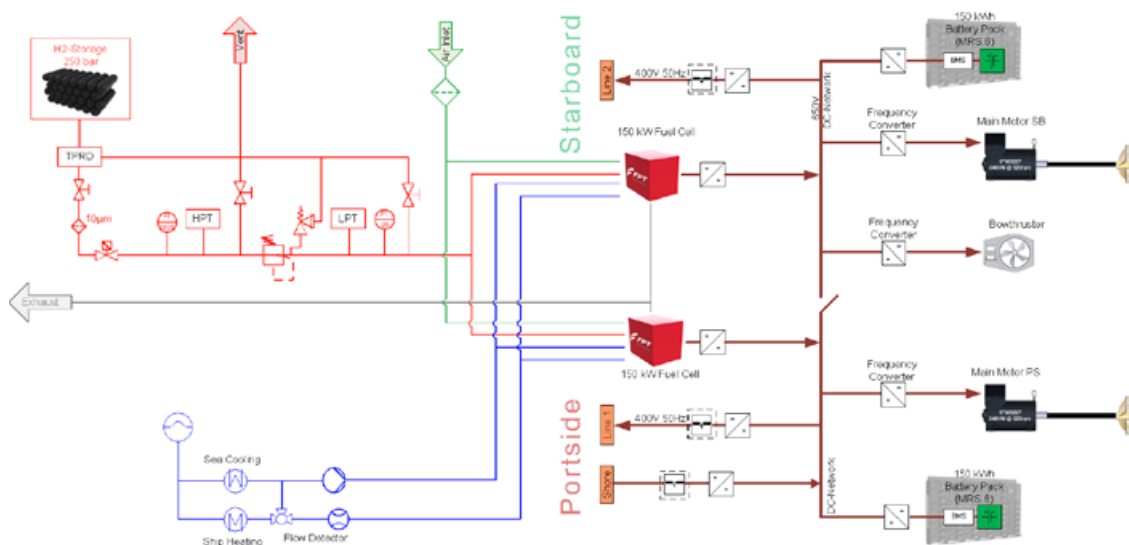


Abbildung 16: Single Line Antriebssystem Thunersee

- Maximale Entladerate der Batterie von 1C
- Betrieb der Brennstoffzelle auf 60–70% Last
- Batterie kann maximale Leistung der Brennstoffzelle aufnehmen

Mit einer Last der Brennstoffzelle von ca. 100 kW (@ 66% Last) sowie 150 kW Spitzenlast der Batterie (bei 150 kWh) je Systemhälfte können diese Anforderungen erfüllt werden. Diese Grössen wurden in Abschnitt 4.3.6 bereits als Ergebnis erarbeitet. Das Single Line ist in der Abbildung 16 gezeigt.

Übersicht gewählte Energiesystemparameter:

- 2 x Brennstoffzelle FPT mit 150 kW Spitzenleistung
- 2 x Batteriepaket MRS.6 mit je 150 kWh
- 250 bar Tanksystem mit einer Kapazität von 360 kg brutto (2–3 Tage Autonomie)

Das skizzierte System kann trotz verhältnismässig kleiner Batterie der Definition eines Range Extenders zugeordnet werden. Es ist hervorzuheben, dass das Energiesystem auf das gegebene Fahrprofil zugeschnitten ist und die maximal abrufbare Leistung des Systems im Gegensatz zu aktuellen Anlagen mit Verbrennungsmoto-

ren zeitlich begrenzt ist. Die maximale Leistung bedingt, dass Brennstoffzelle und Batterien als Quellen fungieren. Beide Quellen liefern nur einen Teil der maximal umsetzbaren Antriebsleistung, letztere hat jedoch aufgrund der begrenzten Kapazität einen zeitlich endlichen Beitrag.

4.4.3 Single Line Antriebssystem (Brienzersee)

Das Fahrprofil auf dem Brienzersee unterscheidet sich am deutlichsten in der benötigten Antriebsleistung mit Spitzen von ca. 150 kW je Seite. Bei gegebener Brennstoffzellenleistung von 150 kW und analogen Überlegungen wie im vorherigen Abschnitt 4.4.2, kommt man mit einer Last einer einzigen Brennstoffzelle von ca. 100 kW (@ 66% Last) sowie 120 kW Spitzenlast der Batterie (bei 120 kWh) je Systemhälfte auf eine ausreichende Dimensionierung. Das entsprechende Single Line Diagramm ist in der Abbildung 17 gezeigt.

Übersicht gewählte Energiesystemparameter:

- 1 x Brennstoffzelle FPT mit 150 kW Spitzenleistung
- 2 x Batteriepaket MRS.3 mit je 120 kWh
- 250 bar Tanksystem mit einer Kapazität von 360 kg brutto (4–5 Tage Autonomie)

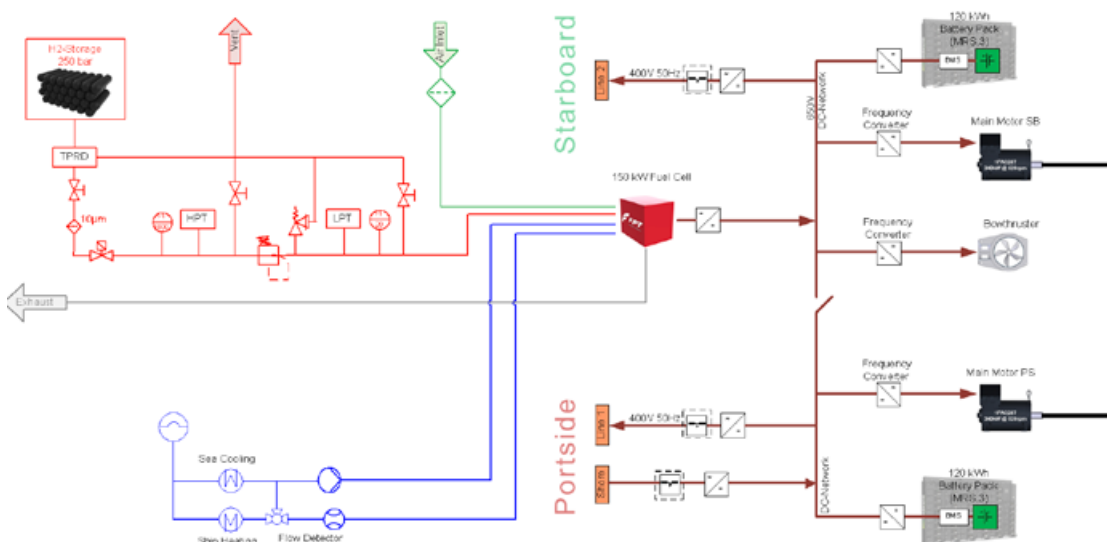


Abbildung 17: Single Line Antriebssystem Brienzersee

4.4.4 Platzierung der Komponenten im Neubau Thunersee (grobes Layout)

In Abbildung 18 ist eine Übersicht der behandelten Räume dargestellt. Abbildung 19 und Abbildung 20 zeigen die Räume mit zugehörigen und nachfolgend beschriebenen Ordnungszahlen im Detail.

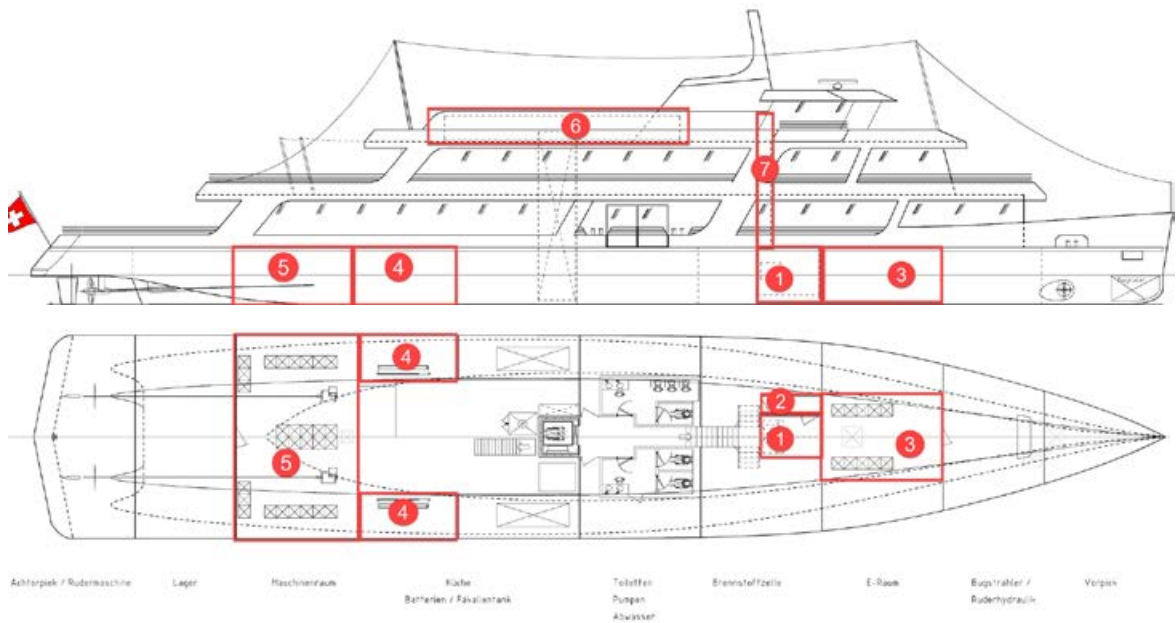


Abbildung 18: Anordnung der Komponenten im Schiff (Übersicht)

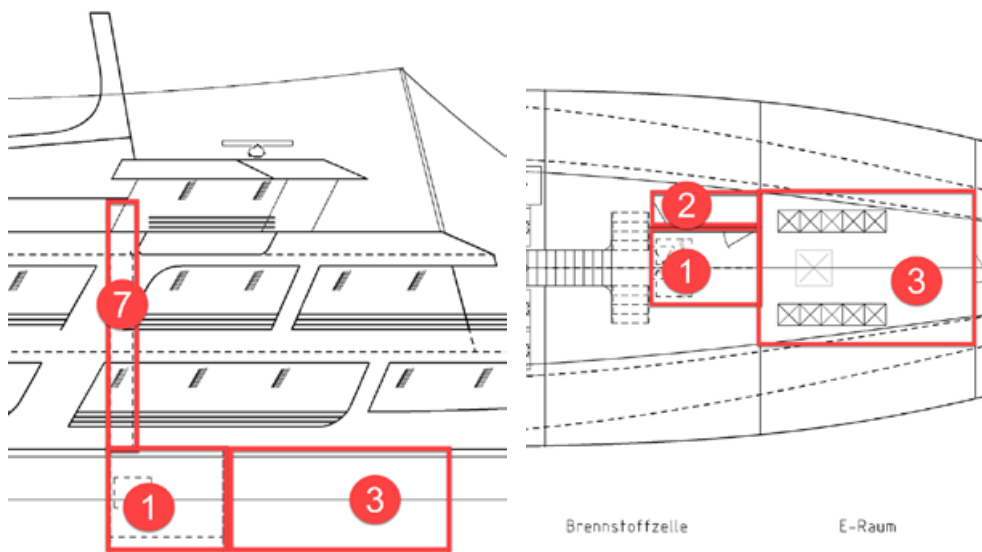


Abbildung 19: Anordnung der Komponenten im Schiff (Detail Vorschiff)

- ① Brennstoffzellenraum: Luftdicht verschlossener Raum mit separater Be- und Entlüftung sowie Brandschutz für 60 Min. Zugang nur über die Luftschleuse (2). Aufstellungsort der Brennstoffzelle
- ② Luftschleuse: Zugang zum Brennstoffzellenraum mit separater Be- und Entlüftung
- ③ Elektroraum: Einspeisung Brennstoffzellen DC Netz, Unterverteilungen
- ④ Batterieräume: Aufstellungsort je eines Batteriepakets, Brandschutz für 60 Min. Zugangsbeschränkt, nur für fachkundiges Personal
- ⑤ Maschinenraum: Antriebsmotoren, DC Netz, Hauptverteilung, Bordnetz
- ⑥ Wasserstofftank
- ⑦ Steigzone: Wasserstoffleitungen von Tanks (6) sowie Be- und Entlüftungen auf Brückendeck

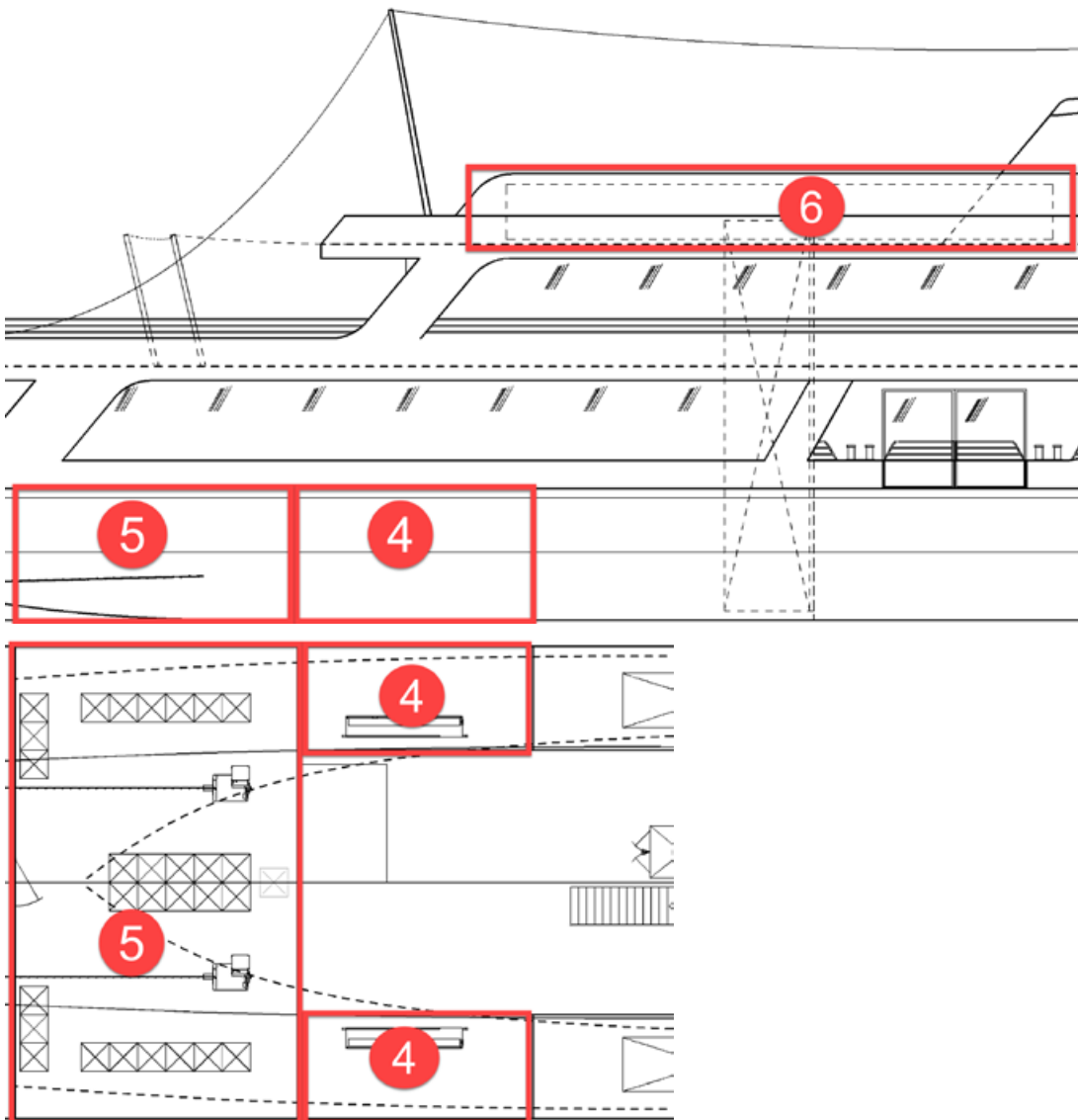


Abbildung 20: Anordnung der Komponenten im Schiff (Detail Hinterschiff)

4.4.5 Verrohrung

Laut geltenden Vorschriften darf die Verrohrung nicht durch oder nur unter bestimmten Bedingungen angrenzend an den Fahrgastbereich geführt werden. Im Vorliegenden Fall ist die im vorherigen Abschnitt 4.4.4 beschriebene dedizierte, brandschutztechnisch state-of-the-art

ausgelegte Steigzone für die Leitungsführung von Wasserstoff und Belüftung der Räume von wasserstoffführenden Systemen vorgesehen. Das Tanksystem mit Druckreduktion befindet sich auf dem Brückendeck und ist an der freien Luft. Die Leitungen sind so kurz wie möglich und in einer dedizierten Steigzone geführt.

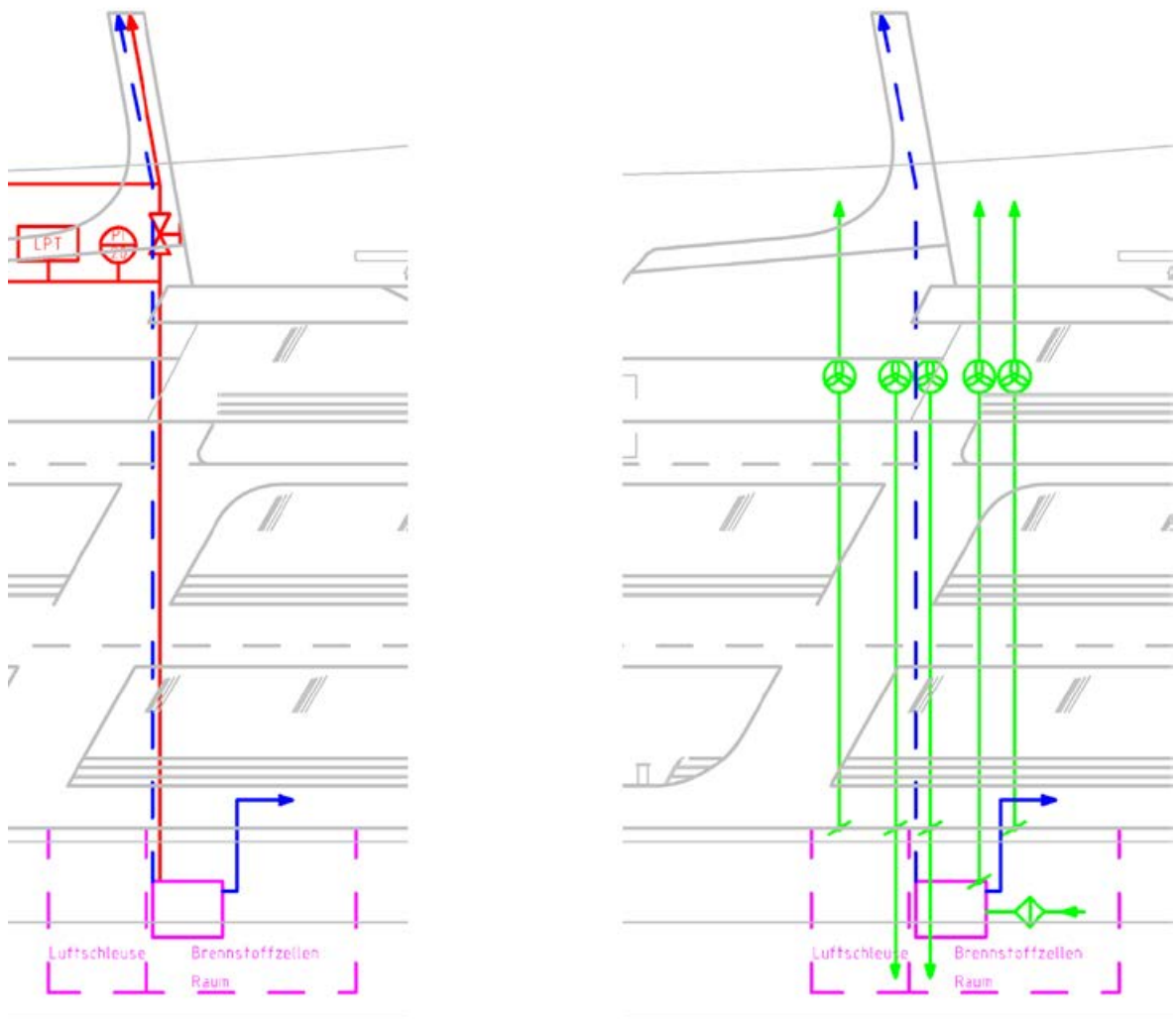


Abbildung 21:
Leitungsführung Wasserstoff (rot, links) und Be-/Entlüftung (grün, rechts) in der dedizierten Steigzone

4.5 Systemmanagement, Überwachung und Monitoring

4.5.1 System Topologie

Die in Abbildung 22 gezeigte Systemtopologie zeigt das gesamte Energiesystem am Beispiel eines Zweiwellenschiffes, wie es auf dem Brienzer- oder Thunersee zum Einsatz kommen könnte. Darin ist insbesondere ersichtlich, dass das gesamte System voll integriert aufgebaut ist

und die entsprechenden Abhängigkeiten zwischen Quellen und Verbraucher, sowie deren Aggregate und Subsysteme von höchster Bedeutung sind. Nur so lässt sich aus dem System optimal betreiben. Das System ist ähnlich aufgebaut wie schon bereits existierende dieselbasierte seriell hybride Systeme, was den Vorteil mit sich bringt, dass viele daraus gewonnene Erfahrungen mit in ein neues System integriert werden können.

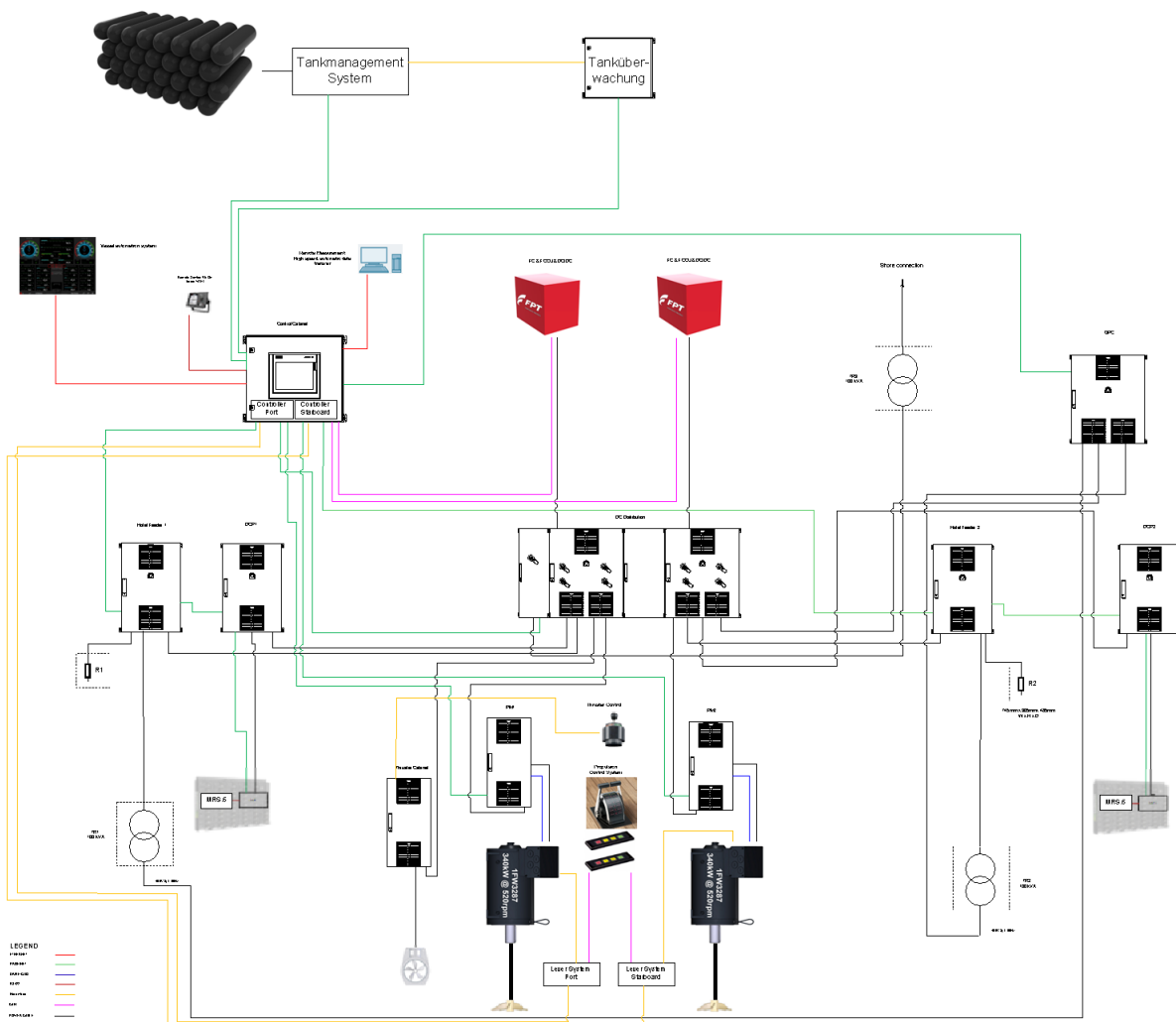


Abbildung 22: System Topologie Thunersee

4.5.2 Energie- und Power Management, Verbraucher und Quellenmanagement

Grundsätzlich muss bei der Integration einer Brennstoffzelle in ein Schiffs-Energiesystem immer von einem voll integrierten Energie- und Antriebssystem ausgegangen werden. Siehe dazu auch Abbildung 22.

D.h. es müssen alle, in einem entsprechenden Netz vorhandenen Verbraucher und Erzeuger miteinander betrachtet werden. Nur so kann ein optimales und v.a. energieeffizientes System gebaut und betrieben werden. D.h. eine Systemsteuerung (inkl. deren Substeuerung wie z.B. die Steuerung der Brennstoffzelle oder die Tanküberwachung) und das Energie- und Powermanagementsystem bilden immer eine Einheit. Die Systemsteuerung respektive das Energie- und Powermanagementsystem (EPMS), wird aus Sicherheitsgründen grundsätzlich immer redundant ausgeführt, sodass Backbord- und Steuerbordsystemseite (Siehe Abbildung 16 und/oder Abbildung 17) im Falle eines Fehlers getrennt betrieben werden können. Siehe dazu auch die entsprechenden Vorschriften in den maritimen Regelwerken für die Binnenschifffahrt.

D.h. konkret, dass zwei unabhängige SPS-Steuerungen miteinander als Master und Slave gekoppelt sind, welche sich gegenseitig «ersetzen» können. Eine Trennung der Systemhälften oder partielle Abschaltung von einzelnen Komponenten wird entweder durch das EPMS ausgelöst (im Fehlerfall), oder sie kann von der Besatzung manuell durchgeführt werden.

Der aktuelle Status des gesamten Systems wird auf einem Display auf der Brücke angezeigt, sodass die Besatzung immer einen Überblick über den Systemstatus hat.

Im Energie- und Powermanagement werden die verfügbare und die momentane Last über-

wacht und «gemanaged». Das Energie- und Powermanagementsystem verhindert auch Überlastungen und kritische Situationen in Bezug auf den State of Charge von Batterien, wie auch in Bezug auf die Betriebsgrenzen der Brennstoffzelle(n) oder in Bezug auf das Tanksystem respektive die Gasaufbereitung. Wie bereits erwähnt, ist sie insbesondere verantwortlich für:

- Steuerung und Begrenzung der Antriebsleistung im Betrieb bei einer möglichen Überlast;
- Steuerung der AC-Speisung fürs Bordnetz, inkl. (Über-)Steuerung einzelnen Verbraucher (Heavy Consumer, sowie Verbraucher- und Quellenmanagement)
- Steuerung und Leistungsbegrenzung von Brennstoffzelle und Gasaufbereitungssystem (inkl. der Second-Level-Safety, neben der funktionalen Sicherheit der Komponenten)
- Überwachung, Alarmmanagement und Handling,
- Usw.

Neben den erwähnten Grundanforderungen wie Systemtrennung, Abtrennung von Komponenten im Fehlerfall, Reduktion respektive Verteilung der Leistung, usw. inkludiert das EPMS folgende Schnittstellen, respektive Steuereinheiten:

- Steuerung der Kühlung;
- System-Anzeige;
- Energieverwaltungs-Funktionalität;
- Für das System nötige analoge Eingänge;
- Für das System nötige digitale Ein-/Ausgänge;

D.h. das Energie- und Powermanagementsystem ist die übergeordnete Steuereinheit für das komplette, auf dem Schiff installierte System und dessen Komponenten. Des Weiteren werden die Tankvorgänge und die Schnittstelle zum Betankungssystem entsprechend zur Verfügung gestellt.

4.5.3 System Monitoring

Um im Betrieb möglichst viele Daten über den Einsatz des Schiffes, wie auch die Zustände der verbauten Komponenten und Systeme zu erlangen (Predictive Maintenance), werden die Schiffe mit einem Remote-Monitoring-System ausgerüstet (Bsp. Aufbau siehe Abbildung 24). Dies erlaubt es für definierte Personen und Organisationen einerseits Daten live zu betrachten und zu analysieren, wie auch aus den erfassten Informationen automatisierte Reports zu

generieren. Dies hilft die Systeme kontinuierlich zu verbessern (im Schiff selbst) wie auch z.B. die Betriebsabläufe zu optimieren (z.B. in Bezug auf die Wasserstoffproduktion und -logistik). Des Weiteren können wertvolle Informationen zur weiteren Skalierung oder Variantenbildung im Rahmen neuer und weiterer Projekte gewonnen werden, was schlussendlich dem Wissensaufbau über jegliche Systeme in und ums Schiff dient. Dieses Wissen kann geteilt und auch in zukünftige Projekte einfließen.

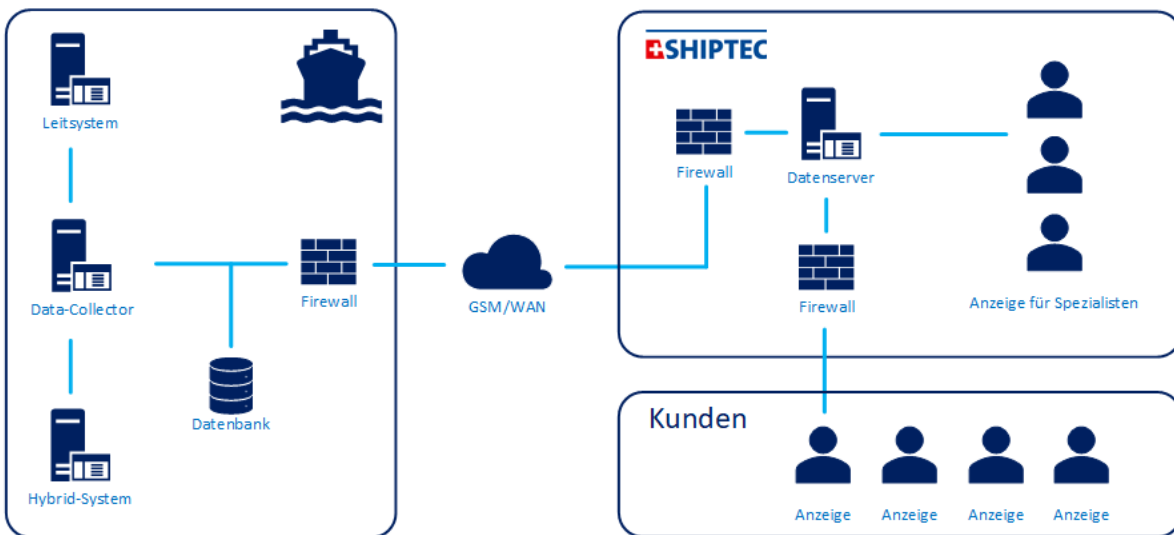


Abbildung 23: Bsp. Aufbau Monitoring

5 | Arbeitspaket 2, Operation

5.1 Fahrplan

Definition von Standardfahrprofilen für den normalen Fahrplanverkehr. Hier kann auf bereits vorhandene Messergebnisse für den Fahrplandienst auf dem Thuner- und Brienersee zurückgegriffen werden.

Brienz									
6	Brienz Dorf								
11	8	Wildbach							
11	10	10	Giessbach						
21	19	16	16	Oberried					
26	24	20	17	12	Iseltwald				
31	28	27	23	11	10	Niederried			
41	39	36	33	22	17	13	Ringgenberg		
44	41	40	36	24	19	16	6	Bönigen	
60	55	50	50	36	30	24	14	15	Interlaken Ost

Abbildung 24: Standardfahrprofil – Brienersee (in Minuten)

Brienz									
1,1	Brienz Dorf								
2,5	1,8	Wildbach							
2,9	2,5	2,5	Giessbach						
6,4	5,6	4,3	4,4	Oberried					
7,7	7,0	5,9	5,1	3,0	Iseltwald				
9,3	8,5	7,3	6,9	3,3	2,6	Niederried			
12,4	11,7	10,5	9,9	6,5	5,1	3,4	Ringgenberg		
13,1	12,4	11,2	10,7	7,3	5,6	4,1	1,6	Bönigen	
15,1	14,3	13,1	12,6	9,2	7,6	6,0	2,9	3,2	Interlaken Ost

Abbildung 25: Standardfahrprofil – Brienersee (in Kilometer)

5.2 Events

Weil davon auszugehen ist, dass die harten Bedingungen bei Kurs- und Gastronomiefahrten in jedem Fall «schlimmer» als Eventfahrten sind (z.B. Reduktion der Geschwindigkeit in jedem Fall auf < 18km/h), können die Betrachtungen für eben diese Kurs- und Gastronomiefahrten übernommen werden. Es wird darum auf eine spezielle Betrachtung dieser Fälle verzichtet.

5.3 Crew-Ausbildung

An den bestehenden H₂-Tankstellen für LKWs und PKWs in der Schweiz wird das Tankstellenpersonal durch den Tankstellenbetreiber betreffend lokaler Gegebenheiten instruiert. Dieser definiert auch eine verantwortliche Person. Die Tankstellen sind vor Ort nicht permanent überwacht. Wartung, Unterhalt und Fernüberwachung werden vom Tankstellenhersteller durchgeführt.

Für das Autogewerbe, das H₂-betriebene Fahrzeuge betreut, bieten verschiedene Organisationen (z.B. TÜV) spezielle auf die Bedürfnisse des jeweiligen Gewerbebetriebs abgestimmte Ausbildungsprogramme an. Diese umfassen sowohl Grundlagen für die Anwendung von H₂ als Treibstoff als auch für den Umgang mit H₂-Aggregaten und zugehörigen Komponenten.

Die vom Gesetzgeber geforderte Ausbildung für den Betrieb von Schiffen mit alternativen Kraftstoffen (gemäss AB-SBV T2) für das Schiffpersonal und die Verantwortlichen kann in analogen Ausbildungsprogrammen erfolgen, die aber speziell auf den Schiffsbetrieb und die spezifischen Bedürfnisse des Schiffsbetreibers abgestimmt sind.

Mit Hinblick auf den Betrieb der H₂-Tankstelle und die Ausbildung des zuständigen Personals wird auf die Kapitel 9.1 und 9.2 verwiesen, wobei die effektiv nötige Ausbildung bei der Umsetzung des Projektes mit den zuständigen Behörden geklärt werden muss.

6 | Arbeitspaket 3, Marketing

Das Projekt hat eine hohe Öffentlichkeitswirkung und unterstützt die BLS Schifffahrt sich als nachhaltige und innovative Unternehmung zu positionieren.

Sobald sich das Projekt konkretisiert, kann dieser Sachverhalt auch im Marketing aktiv genutzt werden mit dem Ziel, umweltbewusste Kundensegmente der Schifffahrt anzusprechen respektive potenzielle neue Kunden zu erreichen.

Bei Umsetzung des Projekts ist dieses medial kontinuierlich bis zur Inbetriebnahme zu begleiten. Nach der Inbetriebnahme ist kurz-/mittelfristig (1-3 Jahre) mit einer gewissen Nachfragesteigerung und einem Mehrumsatz zu rechnen. Das erste mit Wasserstoff betriebene Passagierschiff in der Schweiz wird zusätzliche Interessierte auf den Brienersee locken. Es sollte bezüglich Technik zumindest im ersten Betriebsjahr möglichst «zugänglich» gemacht werden (Beschilderungen, Kurzfilm, Führungen, usw.).

Zu gegebenem Zeitpunkt ist in Abstimmung mit dem Kommunikationskonzept ein entsprechendes Marketingkonzept respektive ein Massnahmenplan zu erstellen.

Öffentliche Kommunikation

Im Rahmen einer allgemeinen Medienveranstaltung der BLS wurde das Projekt zum ersten Mal den Medien kurz vorgestellt. Die Resonanz war positiv. Mit Abschluss der Vorstudie und der Aussage zur grundsätzlichen Machbarkeit eines solchen Projekts ist eine nächste aktive Medieninformation geplant. Sollte im Anschluss zum Projekt eine konkrete Studie gestartet werden, ist der Öffentlichkeitsarbeit und dem Stakehol-

dermanagement eine grössere Aufmerksamkeit zu schenken. Im aktuellen Umfeld wird das Thema breite Kreise interessieren. Es bietet sich zudem die Chance, dass öffentliche und private Fördergelder für das Projekt generiert werden und dass sich die beteiligten Unternehmen entsprechend positiv positionieren können.

Ein besonderes Augenmerk muss auf die örtlich direkt betroffenen Anspruchsgruppen (Gemeinde, Anwohnende, usw.) und Behörden/Interessensverbände gelegt werden. Sie könnten potenzielle Opponenten des Projekts sein. Folgende Anspruchsgruppen sind im Projektverlauf aktiv zu begleiten, respektive miteinzubeziehen:

- Kunden der BLS Schifffahrt
- Anwohnende
- Anrainergemeinden (Interlaken, Matten, Unterseen, Bönigen, Ringgenberg)
- Regionalkonferenz
- Politik (Grossräte des Kantons Bern, Parteien)
- Behörden und Interessensverbände (BAV, Amt für öffentlichen Verkehr, Amt für Wasser und Abfall, Amt für Gemeinden und Raumordnung, Pro Natura, usw.)
- Medien (insbesondere im Berner Oberland/ Kanton Bern) und Fachmedien
- Touristische und weitere Partnerunternehmungen der BLS Schifffahrt
- Weitere

Die verschiedenen Anspruchsgruppen sind bezüglich des Zeitpunkts, der Intensität und der zielgruppenorientierten Ansprache differenziert zu betreuen. Zu gegebenem Zeitpunkt ist ein detailliertes Kommunikationskonzept zu erstellen.

6.1 Tourismus

Strategie von Schweiz Tourismus:

«Wir sind im Zeitalter der Nachhaltigkeit und keine Tourismus-Destination steht wie die Schweiz für diesen umsichtigen, ressourcen- und umweltschonenden Zeitgeist. Seit jeher achten wir darauf, die Bedürfnisse von Gästen, lokaler Bevölkerung und Umwelt in ein harmonisches Verhältnis zu bringen. Diese Haltung wollen und werden wir in Zukunft stärken und auch unseren Gästen vermitteln. Dazu möchten wir mit der neuen Nachhaltigkeitsstrategie Swisstainable gemeinsam mit der gesamten Schweizer Tourismusbranche eine wirkungsvolle Bewegung starten mit der Vision, die nachhaltigste Destination der Welt zu werden.»

Mit der Umstellung auf nachhaltige Antriebstechnologien bewegt sich auch die BLS Schifffahrt auf das gleiche Ziel wie die gesamte Schweizer Tourismusbranche hin und kann hier Pilotarbeit im nationalen Kontext leisten.



7 | Arbeitspaket 4, Energieerzeugung

7.1 CO₂-neutrale Energiequellen

Für Schiffe kommen im Wesentlichen batterieelektrische und wasserstoffelektrische Antriebe, Biodiesel oder alternative Brennstoffe wie Ammoniak oder Methanol in Frage. Die beiden Letzteren haben zwar eine hohe Energiedichte und lassen sich ohne grosse Veränderung des bestehenden Tank- und Antriebssystems einsetzen, eignen sich aber aufgrund des grossen Aufwandes für die Herstellung nur für grosse Überseeschiffe und werden hier nicht weiter diskutiert. Die restlichen drei Energiequellen werden in den nachfolgenden Abschnitten diskutiert.

7.1.1 Batterieelektrisch (netzgebunden)

Besonders bei Verwendung von Netzstrom für das Laden der Batterien ist die Betrachtung des gesamten Energiesystems («Well to Propeller»

WTP) wichtig. Auch wenn z.B. viele batterieelektrische Fahrzeuge als 'CO₂-frei' bezeichnet werden, so bezieht sich dies lediglich auf Fahrzeugebene und die CO₂-Emissionen der Stromproduktion werden vernachlässigt.

In Abbildung 26 sind die spezifischen CO₂-Emissionen des Netzstroms für den Schweizer Strommix im Jahr 2021 dargestellt, aufgeschlüsselt nach Tagesstunde und jeweils über den Monat gemittelt. Die Emissionen betragen im Minimum 74 gCO₂/kWh im März und im Maximum 216 gCO₂/kWh im November. Werden zu diesen Zeiten batterieelektrische Fahrzeuge aufgeladen, bewegen sich CO₂-Emissionen eines typischen Fahrzeugs (20 kWh/100 km Verbrauch, 80% Ladeeffizienz) in einer WTW-Betrachtung zwischen 18 gCO₂/km und 55 gCO₂/km.

	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
00:00	151	118	130	123	91	108	99	103	171	158	207	167
01:00	155	116	131	130	92	108	102	102	174	158	211	168
02:00	158	114	132	134	93	107	101	103	172	155	211	170
03:00	158	108	126	133	91	103	100	101	164	149	209	168
04:00	154	105	122	132	90	100	98	99	159	146	205	165
05:00	157	109	123	131	90	97	95	95	158	150	207	167
06:00	151	108	95	112	85	92	83	84	122	142	184	157
07:00	135	99	85	97	82	91	81	85	102	124	159	136
08:00	132	99	87	95	82	93	82	85	101	120	156	135
09:00	120	101	92	98	84	99	83	88	110	121	153	129
10:00	112	100	98	98	88	106	86	89	128	127	151	129
11:00	107	101	98	98	86	109	89	89	134	126	151	129
12:00	106	100	97	97	87	113	95	94	137	129	152	127
13:00	111	100	99	97	86	115	95	94	136	127	155	130
14:00	117	98	97	99	83	115	98	94	136	127	157	133
15:00	116	94	94	100	82	112	96	93	137	127	154	131
16:00	109	91	87	102	82	108	94	92	133	127	147	128
17:00	97	83	74	103	83	93	86	88	111	121	136	124
18:00	98	88	74	99	80	89	79	84	94	113	136	125
19:00	108	97	80	95	82	91	80	87	90	113	145	126
20:00	128	107	94	99	84	93	81	89	96	132	166	139
21:00	150	116	109	110	85	95	82	91	118	148	187	155
22:00	155	117	114	112	87	96	84	96	146	156	204	167
23:00	158	123	127	117	93	103	92	106	172	161	216	172

Abbildung 26: Spezifische CO₂-Emissionen des Schweizer Strommix in gCO₂/kWh im Jahr 2021.

Quelle: ElectricityMap

Die Tageswerte können ohne die monatliche Mittelung aber wesentlich höhere Werte erreichen. So konnten zum Beispiel zu Beginn des Jahres 2023, als viel mit Kohle produzierter Strom aus Deutschland importiert werden musste, Werte weit über 600 gCO₂/kWh beobachtet werden, wodurch die Emissionen auf über 150 gCO₂/km anstiegen. Ein moderner PKW mit einem optimierten Ottomotor (ohne Hybrid) kommt auf etwa 101 gCO₂/km (VW Polo 1.0 TGI, WLTP [2]), womit ein batterieelektrisches Fahrzeug nicht immer geringere CO₂-Emissionen als ein modernes, fossilbetriebenes Fahrzeug aufweist.

7.1.2 Wasserstoffelektrisch

Wasserstoff ist farb- sowie geruchslos und das häufigste sowie leichteste Element im Universum. Auf der Erde ist es jedoch typischerweise in Form chemischer Verbindungen gebunden und liegt nur zu einem kleinen Teil in reinem und gasförmigem Zustand vor. Heute liegt der weltweite Bedarf an Wasserstoff in der Grösse-

nordnung von 90 Mio. Tonnen, hauptsächlich für die chemische Industrie, und mehr als 98% dieser Menge wird aus fossilen Quellen hergestellt. Es gibt drei grundlegende Kategorien von Wasserstoff, die sich nach der Art der Herstellung unterscheiden (siehe Abbildung 27).

Der entscheidende Vorteil von Wasserstoff ist die Möglichkeit, Produktion und Nutzung zeitlich und örtlich zu entkoppeln. Wasserstoff wird produziert, wo und wann erneuerbarer Strom zur Verfügung steht und kann verwendet werden, wo und wann er gebraucht wird.

Wenn Wasserstoff zur Dekarbonisierung verwendet wird, ist es zwingend erforderlich, entweder blauen oder grünen Wasserstoff zu verwenden. Bei blauem Wasserstoff ist zudem der Energiebedarf für die Speicherung (CCS) zu berücksichtigen. Für diesen Schritt werden je nach Prozess und gewählten Parametern bis zu 30% des Heizwertes von Wasserstoff verbraucht.

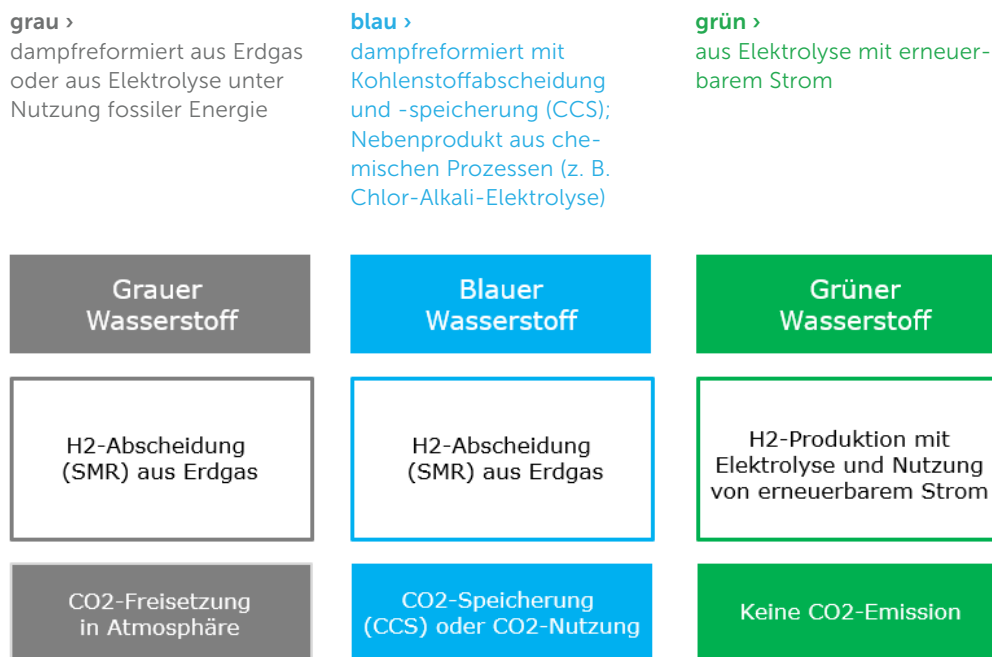


Abbildung 27: Einteilung der H₂-Produktion nach Umgang mit CO₂-Emissionen

Hinsichtlich Versorgung und Herkunft des in Europa zu verwendenden Wasserstoffs ist absehbar, dass ab Anfang des nächsten Jahrzehnts im Nordseeraum grosse Wasserstoffproduktionsanlagen in Betrieb sein werden, die von Offshore-Windkraftanlagen gespeist werden. Innerhalb dieses Zeitraums ist auch zu erwarten, dass grosse Mengen erneuerbaren Wasserstoffs über Pipelines transportiert und in der Schweiz verfügbar gemacht werden.

Zudem kann durch den Betrieb eines Elektrolyseurs direkt an einem Wasserkraftwerk garantiert werden, dass CO₂-freier Strom verwendet wird und somit grüner Wasserstoff produziert wird (vgl. Abbildung 27). Somit müssen nur die durch den Transport und den Lebenszyklus der Anlagen verursachten Emissionen berücksichtigt werden, welche sich, unter Berücksichtigung der Rückverstromung, auf rund 40 gCO₂/kWh belaufen. Damit bietet ein wasserstoffelektrischer Antrieb bis zu 10-mal geringere CO₂-Emissionen als ein batterieelektrischer Antrieb (vgl. Kapitel 7.1.1).

7.1.3 Biodiesel

Als die Diskussionen über die Dekarbonisierung von Verkehrssystemen begannen, wurde die Verwendung von Biokraftstoffen als die perfekte Lösung angesehen. Mit der Grundidee, dass die verwendete Biomasse den gesamten Kohlenstoff zur Herstellung des Kraftstoffrohstoffs aus der Atmosphäre entnimmt, wurde zunächst erwartet, dass Biokraftstoffe eine neutrale CO₂-Bilanz aufweisen. Detaillierte Untersuchungen des gesamten Agrar- und Energiesystems ergaben jedoch, dass die Situation wesentlich komplexer ist und die CO₂-Neutralität von Biokraftstoffen überarbeitet werden sollte [<https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rspa.2020.0351>]

Abhängig von den Randbedingungen und Annahmen der verschiedenen Studien schwankt

die Bandbreite der CO₂-Emissionsreduktionen durch den Einsatz von Biokraftstoffen zwischen deutlichen Reduktionsraten bis hin zu erhöhten CO₂-Emissionen. Insbesondere wenn für den Anbau der Rohstoffe Regenwaldgebiete gerodet werden, z.B. für Palmölplantagen, wird mehr CO₂ emittiert als bei herkömmlichen Kraftstoffen. Eine frühe Art von Biodiesel waren sogenannte FAME-Fuels (Fatty Acid Methyl Esters), die aus Pflanzenölen hergestellt und in Methylester umgewandelt wurden. Als Pflanzenöle waren Raps- und Palmöl weit verbreitet. Ein wesentlicher Vorteil war, dass die physikalischen und chemischen Eigenschaften dieser Art von Biodiesel denen von Dieselkraftstoff sehr ähnlich waren und direkt verwendet werden konnten. Grösster Nachteil war die Anreicherung von Methylesterrückständen im Motoröl, die zu massiven Motorausfällen führten. Auch die Konkurrenz dieser Kraftstoffe zur Nahrungsmittelproduktion und die oben erwähnte CO₂-Bilanz diskreditieren diese Art von Biodiesel.

Eine nächste Generation von Biodiesel stellen HVO-Kraftstoffe (hydrierte Pflanzenöle) dar, die aus Fetten, Pflanzenabfällen und anderen Biomassen hergestellt werden. In der Schweiz ist gebrauchtes Speiseöl eine primäre Rohstoffquelle. z.B. 2019 ca. 16'000 m³ Biodiesel, grösstenteils aus gebrauchtem Frittieröl, wurden verbraucht. Das entspricht ca. 0,5% des gesamten Dieselverbrauchs in der Schweiz, was auch die begrenzte Verfügbarkeit belegt.

Neuere Entwicklungen zielen auf Stroh oder Algen als Rohstoffe für Biodiesel, die in keiner Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion stehen. Basierend auf fermentativen und enzymatischen Prozessen werden schliesslich flüssige Kohlenwasserstoffe hergestellt, die in Verbrennungsmotoren und Strahltriebwerken verwendet werden können. Verfügbare Mengen und Kosten müssen jedoch noch nachgewiesen werden. Ausserdem muss berücksichtigt werden, dass



selbst wenn bezahlbarer Biodiesel mit deutlicher CO₂-Reduzierung und in ausreichender Menge verfügbar ist, der Verbrennungsmotormit einem ausgeklügelten Abgasnachbehandlungssystem zur Beseitigung von Kohlenwasserstoffen, Stickoxiden und Partikeln ausgestattet sein muss.

7.2 H₂-Produktion

Für die Herstellung von grünem Wasserstoff (vgl. Abbildung 27) gibt es im Wesentlichen die Elektrolyse und die thermische Umwandlung von Biogas (Dampfreformierung), in diesem Projekt wird nur die Elektrolyse mittels Proton Exchange Membrane (PEM) berücksichtigt. Der Elektrolyseur besteht aus zwei Elektroden, welche durch eine Membran getrennt sind. Darin wird mithilfe von Strom Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Wird dabei eine erneuerbare Stromquelle verwendet, wie beispielsweise aus einem Wasserkraftwerk, gilt das Produkt als grüner Wasserstoff.

7.2.1 Benötigte Leistung

Die Gestehungskosten für erneuerbaren Wasserstoffs skalieren sehr stark mit der

Anlagengrösse und der über das Jahr verfügbaren elektrischen Leistung des Kraftwerks. Als minimale Anlagengrösse für eine kommerziell profitable Wasserstoffproduktion gelten ca. 1 MW Elektrolyseurleistung bei einer Jahresbetriebszeit von 5'000 h (Volllast), was einer jährlichen Produktion von ca. 100 t entspricht. Ein Schiff auf dem Brienersee benötigt ca. 60 kg/Tag, auf dem Thunersee rund 100 kg/Tag (vgl. Kapitel 4.2), was einen Jahresbedarf von ca. 21 t resp. 35 t ergibt und damit weit unter den Produktionsmengen einer rentablen Anlage liegt. Um diesen Sachverhalt zu veranschaulichen, wurden Lösungen für ein Schiff auf beiden Seen ausgearbeitet (vgl. Variante 1 auf Brienersee und Variante 2 auf Thunersee in Tabelle 2). Dafür wird eine Elektrolyseurleistung von ca. 400 kW resp. 600 kW benötigt. Als Alternative wurde eine Anlage mit 2.5 MW Leistung (Variante 3) untersucht, welche auf beiden Seen zwei Schiffe und zusätzlich 15 LKWs versorgen könnte. Nebst besserer Rentabilität weist diese Variante bessere Skalierbarkeit im Vergleich zu den beiden anderen Varianten auf. Eine Übersicht der Varianten ist in Tabelle 2 gezeigt.

Variante	1 Brienersee	2 Thunersee	3 Grosse Produktion
Beschreibung	H ₂ -Produktion für Bedarf von 60 kg/Tag	H ₂ -Produktion für Bedarf von 100 kg/Tag	H ₂ -Produktion für Anbindung an Ökosystem
Anzahl Fahrzeuge	1 Schiff	1 Schiff	4 Schiffe 15 LKWs
Elektrolyseurleistung	400 kW	600 kW	2.5 MW
H₂-Produktion	5.4 kg/h	8.1 kg/h	45 kg/h

Tabelle 2: Übersicht der Varianten für die Wasserstoffproduktion

7.2.2 Standorte

Als mögliche Standorte kommen nur Anlagen in Frage bei denen die H₂-Produktion direkt auf dem Gelände des Wasserkraftwerks möglich ist. Nur so ist sichergestellt, dass wirklich erneuerbarer Wasserstoff produziert wird und keine Netzgebühren für den Strombezug anfallen. Solaranlagen sind aufgrund ihrer starken Leistungsschwankung durch den Tageslauf und die Saisonalität nur bedingt für die Produktion geeignet. In der Abbildung 28 sind sämtliche in Frage kommende Wasserkraftwerke gezeigt, kleine Kraftwerke in blau (für Varianten 1 und 2) und grosse in grün (für Variante 3). Für beide Kraftwerksgrößen wurden die drei vielversprechendsten Kraftwerke näher betrachtet, die wichtigsten Kenndaten sind in Tabelle 3 und Tabelle 4 zusammengefasst.

7.2.3 Kleine H₂-Produktion <1 MW

Als kleine Produktionen mit einer Anschlussleistung von <1 MW wurden die drei am nächsten

zum Steg am Brienzensee der BLS Schifffahrt AG gelegenen Wasserkraftwerke näher untersucht.

Für die Auswahl eines geeigneten Standortes zur H₂-Produktion sind mehrere Faktoren entscheidend. So muss etwa die Produktion ca. 5.000 Betriebsstunden pro Jahr aufweisen, um rentabel zu sein. Zudem darf die Saisonalität nicht zu gross sein, weil damit H₂ über mehrere Monate gespeichert werden müsste, um die produzierte Energie vom Sommer in den Winter zu transferieren. Dies ist mit Wasserstoff zwar gut möglich, aber kostspielig und benötigt mehr Platz. Als drittes Kriterium sollte die H₂-Produktion nicht die gesamte Kapazität des Kraftwerks benötigen. Zudem sollte das Kraftwerk gut zugänglich sein, um den Bau der H₂-Produktion zu ermöglichen. Vor allem aufgrund dieses Kriteriums wurde das Kraftwerk 1 Interlaken dem Kraftwerk 3 Giessbach vorgezogen, letzteres liegt direkt am See in einem Wald und ist nur schwer zugänglich. Das Kraftwerk 2 Kammri

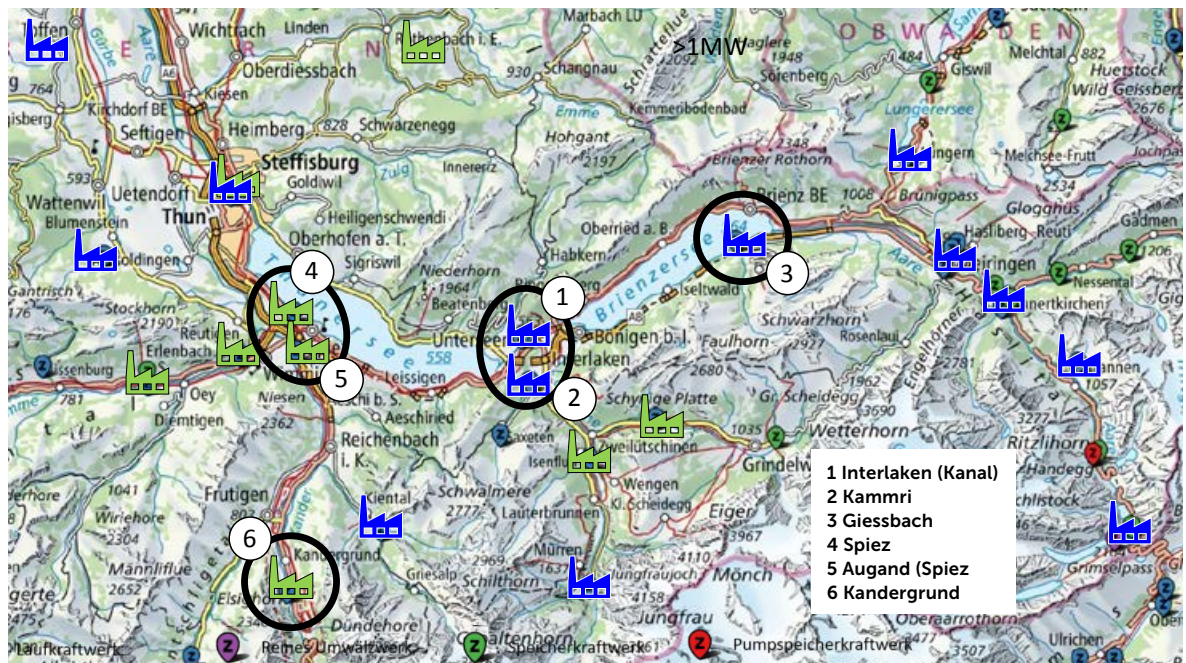


Abbildung 28: Übersicht und Einteilung der Wasserkraftwerke in der Region um den Brienz- und Thunersee.
Quelle: map.geo.admin.ch

wurde nicht für weitere Untersuchungen verwendet, weil dessen Leistung und Jahresproduktion zu gering ist.

Die Abbildung 29 zeigt den Jahresverlauf der Energieproduktion des Kraftwerks 1 Interlaken in blau. Diese wurde aus den mittleren Monatsabflüssen der Aare bei Ringgenberg, Goldswil im Zeitraum 1980–2016 berechnet unter der Annahme, dass sich die Turbinenleistung proportional zum Abfluss verhält. [4] Die benötigte Energie für den Betrieb eines Schiffes auf dem Brienersee (V1) und Thunersee (V2) sind in orange respektive grün gezeigt. So ist ersichtlich, dass die Stromproduktion für V1 ausreichend ist, im Winter aber fast die gesamte Kapazität des Kraftwerks für den Elektrolyseur benötigt wird. Für V2 hingegen reicht die Stromproduktion im Winter nicht mehr aus, weshalb im Sommer rund 2 t zusätzlicher Wasserstoff produziert und gespeichert werden müsste, um den Bedarf im Winter zu decken.

7.2.4 Grössere H₂-Produktion >1 MW

Auch bei den grösseren Wasserkraftwerken mit einer Anschlussleistung von >1 MW wurde auf die Distanz zum Steg in Interlaken geachtet, um die Transportwege möglichst kurz zu halten. Drei ausgewählte Kraftwerke wurden genauer betrachtet (vgl. Tabelle 4) und nach den gleichen Kriterien wie in Kapitel 7.2.3 beurteilt. Die beiden Kraftwerke 4 Spiez und 5 Augand (Spiez)

wurden detaillierter betrachtet, das Kraftwerk 6 Kandergrund wurde aufgrund der grösseren Entfernung zu den Seen nicht näher untersucht.

Die Abbildung 30 zeigt den Verlauf der Energieproduktion der beiden Kraftwerke in Spiez in blau (4 Spiez) und orange (5 Spiez Augand). Der Energieverbrauch eines Elektrolyseurs mit 2.5 MW für eine grössere Produktion ist in grün gezeigt. Als Grundlage dienen auch hier die mittleren monatlichen Abflüsse der anliegenden Flüsse. Das Kraftwerk 4 Spiez bezieht das Wasser aus der Kander und der Simme, das Kraftwerk Augand nur aus der Kander. Auch hier wurden historische Daten zwischen 1986-2016 (Kander, bei Hondrich) resp. 1981-2018 (Simme, bei Laterbach) verwendet. [4]

Wie die Energiekurven zeigen, benötigt eine grössere Produktion in den Wintermonaten die gesamte Energie des Kraftwerks Augand. Das Kraftwerk Spiez hat trotz grösserer Saisonalität auch im Winter hinreichend Energieproduktion, sodass der Elektrolyseur maximal $\frac{1}{4}$ der gesamten Produktion beanspruchen würde. Deshalb eignet sich dieser Standort besser, da so auch noch andere Verbraucher vom Kraftwerk versorgt werden können. Eine H₂-Produktion beim Kraftwerk Spiez wurde im weiteren Verlauf detaillierter ausgelegt.

Standort	1 Interlaken (Kanal)	2 Kammri	3 Giessbach
Kraftwerks-Typ	Laufkraftwerk	Laufkraftwerk	Laufkraftwerk
Max. Leistung	0.8 MW	0.7 MW	0.9 MW
Prod. Energie 2021	5.1 GWh	4.0 GWh	4.5 GWh
Vollaststunden 2021	6380 h	5400 h	5000 h
Eigentümer	IBI	IBI	Brienz
Inbetriebnahme	1894 (2022 revidiert)	1998	1949

Tabelle 3: Geeignete Kraftwerke für eine kleine H-Produktion mit 400-600 kW Elektrolyseur-Leistung

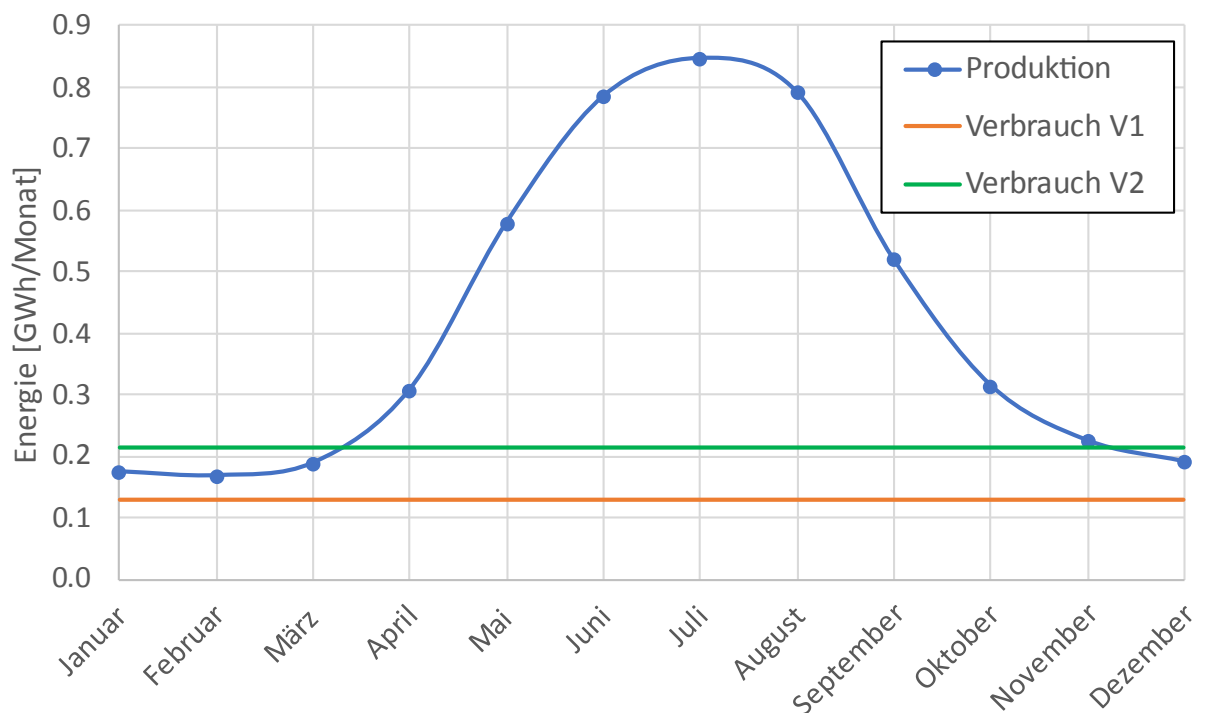


Abbildung 29: Jährliche Energieproduktion des Kraftwerks 1 Interlaken (Kanal) im Vergleich zum Verbrauch der Varianten 1 (Brienzersee) und 2 (Thunersee)

Standort	4 Spiez	5 Augand (Spiez)	6 Kandergrund
Kraftwerks-Typ	Laufkraftwerk	Laufkraftwerk	Laufkraftwerk
Max. Leistung	18.4 MW	7.4 MW	18.9 MW
Prod. Energie 2021	104.6 GWh	35.1 GWh	99.0 GWh
Vollaststunden 2021	5680 h	4740 h	5240 h
Eigentümer	BKW	BKW, Energie Thun AG	BKW
Inbetriebnahme	1899	2023	1911

Tabelle 4: Geeignete Kraftwerke für eine grössere H-Produktion mit 2.5 MW Elektrolyseur-Leistung

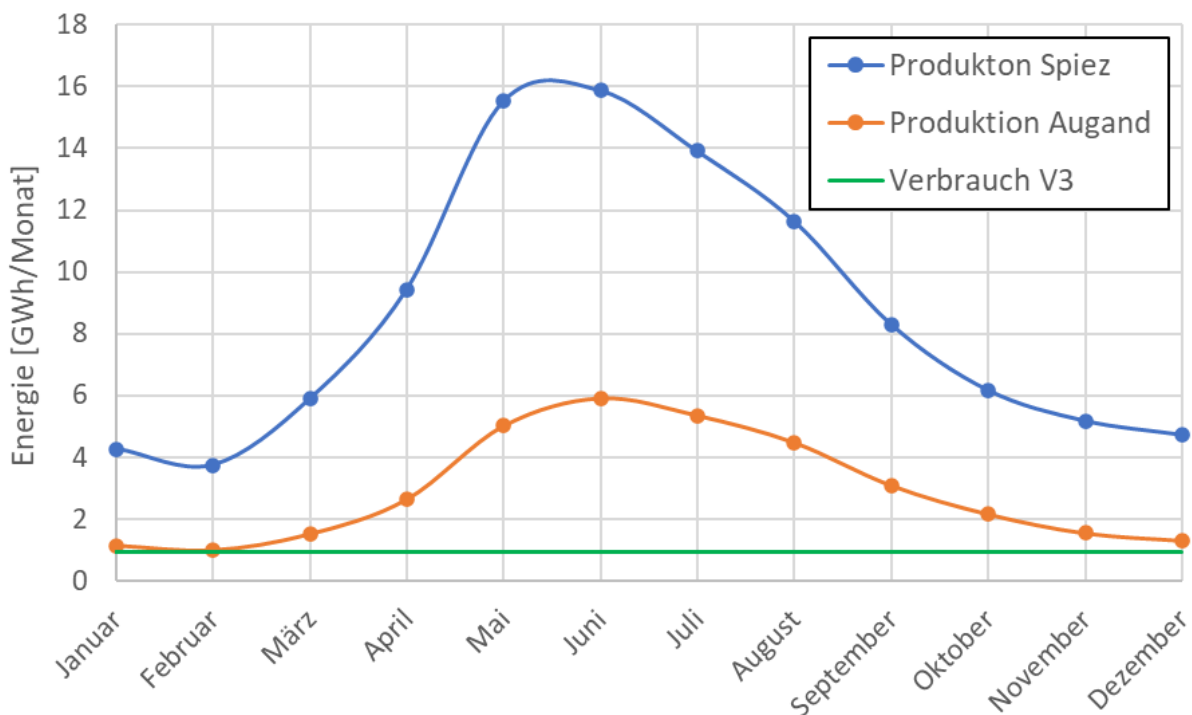


Abbildung 30: Jährliche Energieproduktion der Kraftwerke 4 Spiez und 5 Augand (Spiez) im Vergleich zum Verbrauch der Variante 3 (2.5 MW H₂-Produktion)

7.2.5 Timing

Bei der Wahl des Standortes für eine H₂-Produktion ist es von grosser Bedeutung, dass der Elektrolyseur über das ganze Jahr hinweg im Wochen-Mittel konstant läuft. Es wäre zwar technisch problemlos möglich, den Elektrolyseur nur im Sommer bei Stromüberschuss zu betreiben und eine grosse Menge H₂ in Speichercontainern von der Sommer- in die Wintersaison zu überführen, dies wäre aber mit wesentlichen Kosten für die Speicherung verbunden. Wie anhand der Abbildung 29 bereits diskutiert, müssten für ein Schiff auf dem Thunersee bei einer H₂-Produktion in Interlaken (Kanal) rund 2t, also 6% der jährlich benötigten Menge, saisonal gespeichert werden. Dafür wären fünf Vernconex-Container mit 450 bar Speicherdruck notwendig. Diese 6% gespeicherte Menge führt aber zu einer Erhöhung der Investitionskosten von rund 20%, die Gesamtgestehungskosten von H₂ erhöhen sich um knapp 12%. Die saisonale Speicherung bringt aber einen zusätzlichen Vorteil bezüglich Versorgungssicherheit. So ist mit den 2t, welche im Sommer gespeichert werden, der Betrieb von bis zu 20 zusätzlichen Tagen (bei komplett gefüllten Speichern) sichergestellt. Im Winter, wenn diese Speicher geleert werden, entfällt diese zusätzliche Absicherung. Falls das System an den H₂-Kreislauf von Hydrosperider angebunden wird (vgl. Kapitel 7.4.3), ist die gleiche Sicherheit geboten und zudem wird die saisonale Speicherung überflüssig, weil im Winter von anderen Quellen H₂ bezogen werden kann.

7.3 H₂-Speicherung

Rein physikalisch kann Wasserstoff in verschiedener Art und Weise gespeichert werden. Folgende vier Möglichkeiten werden hier verglichen:

- gasförmig, komprimiert
- gasförmig, adsorbiert
- flüssig, gekühlt
- flüssig, adsorbiert

Im Folgenden sind die verschiedenen Speichertechnologien erklärt und die spezifischen Vor- und Nachteile dargestellt.

Gasförmig, komprimiert

Der Wasserstoff wird komprimiert und in druckfesten Behältern gasförmig bei Nenndrücken zwischen 20 und 70 MPa (200 bis 700 bar) gespeichert. Dies ist die häufigste Art der Wasserstoff-Speicherung und derzeit der Stand der Technik für wasserstoffelektrische Fahrzeuge. Die Drucktanks werden grosstechnisch produziert und als Material werden Stahl oder Verbundwerkstoffe verwendet. Teilweise werden die Materialien auch kombiniert.

Gasförmig, adsorbiert

Hierbei werden bestimmte Metalllegierungen eingesetzt, um gasförmigen Wasserstoff bei Umgebungstemperatur und -druck an deren Oberfläche zu adsorbieren, wodurch sogenannte Metallhydride gebildet werden. Bei Temperaturerhöhung oder Druckminderung wird der Wasserstoff wieder desorbiert und als Gas freigesetzt.

Flüssig, adsorbiert

In sogenannten LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) wird Wasserstoff in flüssigen Verbindungen, wie z.B. Benzyl-Toluol, chemisch eingelagert und bei erhöhter Temperatur wieder ausgelöst. Das LOHC dient dabei als Trägermaterial, das als 'wasserstoffbeladene Flüssigkeit' (LOHC+) getankt und als 'wasserstoffentladene Flüssigkeit' (LOHC-) wieder rückgeführt werden muss.

Flüssig, gekühlt

Der Wasserstoff wird bei Umgebungsdruck verflüssigt, indem er auf unter -253°C gekühlt wird. Der flüssige Wasserstoff wird dann in thermisch isolierten Tanks gespeichert.

Kennwert	Gasförmig, komprimiert	Gasförmig adsorbiert	Flüssig, adsorbiert	Flüssig, gekühlt
Technologie	Druckbehälter	Metallhydrid	LOHC	Kryo-Behälter
Spez. Masse (inkl. Tanksystem)	15 – 25 $\frac{\text{kg}}{\text{kgH}_2}$	200 $\frac{\text{kg}}{\text{kgH}_2}$	20 $\frac{\text{kg}}{\text{kgH}_2}$	2.5 – 3 $\frac{\text{kg}}{\text{kgH}_2}$
Spez. Volumen (inkl. Tanksystem)	55 $\frac{\text{l}}{\text{kgH}_2}$	80 $\frac{\text{l}}{\text{kgH}_2}$	45 $\frac{\text{l}}{\text{kgH}_2}$	20 $\frac{\text{l}}{\text{kgH}_2}$
Verluste	<< 0.1 $\frac{\text{m\%}}{\text{d}}$	<< 0.1 $\frac{\text{m\%}}{\text{d}}$	<< 0.1 $\frac{\text{m\%}}{\text{d}}$	10 $\frac{\text{m\%}}{\text{d}}$
Spez. Energieaufwand*	4 – 12%	12%	30%	25 – 30%
Kosten	\$\$	\$\$\$	\$\$\$\$	\$\$\$
Weitere Vorteile	- Etablierte Technologie - Serientechnik	- Inhärent sicher	- Inhärent sicher	- Etablierte Technologie
Weitere Nachteile		- Hohe Temperatur für Desorption	- Grosser apparativer Aufwand - Hohe Temperatur für Desorption - Rückführung des LOHC	- komplexe Infrastruktur und Logistik - Flexibilität (~1 Woche zum hoch- und runterfahren)

* Bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff (33.3 kWh/kg)

Tabelle 5: Vergleich der Speichermöglichkeiten von Wasserstoff in Druckbehältern, Metallhydridspeichern, LOHC und flüssig

Zur Wasserstoff-Speicherung auf einem Schiff für Binnenseeeinsatz eignen sich Druckbehälter mit komprimiertem Wasserstoff am besten. Diese werden bereits weitläufig in PKWs und LKWs eingesetzt und entsprechen dem aktuellen Stand der Technik. Auch in der Schifffahrt konnten sich diese Tanks beweisen, so hat beispielsweise die Fa. Hexagon Purus bereits ein Approval in Principle der Klassifikationsgesellschaft DNV für ihr Standard 350I Typ 4 Druckzylinder bis 381 bar erhalten [<https://hydrogen-central.com/hexagon-purus-maritime-receives-approval-principle-dnv-350i-type-4-composite-high-pressure-hydrogen-cylinder>].

Metallhydridspeicher sind für den Einsatz auf einem Schiff zu schwer und die zur Freisetzung benötigte Energie müsste zusätzlich erzeugt werden. Die Speicherung mittels LOHC benötigt nebst hohem Energieaufwand auch eine Rückführung des Trägermaterials, was zusätzliche Logistikkosten verursacht. Ausserdem müsste der Wasserstoff nach der Desorption



aufwändig gereinigt werden, um in einer BZ verwendet werden zu können. Die beiden letzteren Technologien sind zudem noch nicht so ausgereift wie die komprimierte Speicherung. Flüssig-Wasserstoff bietet zwar eine höhere volumetrische und gravimetrische Energiedichte, weist aber sehr hohe Verluste im Stillstand auf, weil ein Teil des flüssigen Wasserstoffs durch den kontinuierlichen Wärmeeintrag ständig abdampft. Zudem ist für die Verflüssigung sehr viel Energie notwendig und die entsprechende Infrastruktur für die Betankung und Logistik ist viel aufwändiger. Darüber hinaus ist eine Verflüssigungsanlage aufgrund der extrem tiefen Temperaturen sehr träge, sie benötigt ca. eine Woche, um einen stabilen Betrieb zu erreichen.

7.4 Benötigte Infrastruktur

Auch in diesem Kapitel wird unterschieden zwischen einer kleineren Produktion mit 400-600 kW und einer grösseren Produktion mit 2.5 MW Elektrolyseurleistung (vgl. Tabelle 2). Hier wird die benötigte Infrastruktur für eine entsprechende Produktion bei den beiden in Kapitel 7.2 ausgewählten Wasserkraftwerken beschrieben.

Für beide Elektrolyseurgrößen wird grundsätzlich die in Abbildung 31 benötigte Infrastruktur benötigt. Am Austritt hat der Wasserstoff rund 30 bar und wird mit einem Kompressor auf 450 bar direkt in einen Speichercontainer komprimiert. Der befüllte Container wird dann mittels LKW zum Einsatzort transportiert. Die Situation am Steg und die Betankung werden im 9 beschrieben.

7.4.1 Kleine H₂-Produktion

Für eine kleinere H₂-Produktion eignet sich beispielsweise der in Abbildung 32 gezeigte PEM-Elektrolyseur von. Dessen Lieferumfang umfasst auch die benötigte Leistungselektronik und er lässt sich gut in einem Container oder in einem Gebäude integrieren. PEM-Elektrolyseure haben gegenüber alkalischen Elektrolyseuren u.a. den Vorteil, dass sie bei tieferen Temperaturen agieren und deshalb wesentlich besser und schneller geregelt werden können. Der Wasserstoff tritt mit 30 bar aus dem Elektrolyseur aus. Für den Betrieb eines Schiffes auf dem Brienersee wären zwei, auf dem Thunersee drei Einheiten notwendig.

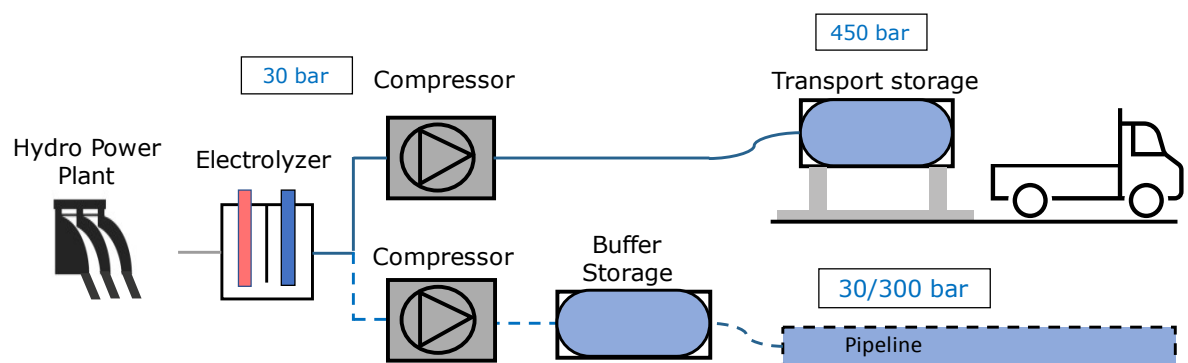


Abbildung 31: Benötigte Infrastruktur einer Wasserstoffproduktion

Mit einem kleineren Kompressor mit rund 10 kW Leistung wird der Wasserstoff dann komprimiert und in Wechsel-Container gefüllt, welche auf einer Docking-Station stehen. Um einen Containerwechsel zu ermöglichen, werden mindestens zwei Docking-Stationen benötigt, sodass ein LKW einen leeren Container abladen

und den gefüllten Container aufladen kann. In der Schweiz wird ein entsprechendes Verteilungssystem durch die Fa. Hydros spider betrieben. In der Abbildung 33 ist links ein entsprechender 20-Fuss-Container auf einem LKW gezeigt, rechts der Container auf einer Docking-Station.



Typ	nel C30
Ausgangsdruck	30 bar
Durchsatz H ₂	30 Nm ³ /h ≈2.7 kg/h
Elektrische Leistung	≈200 kW
Abmessungen (LxBxH)	5.5x1.2x2

Abbildung 32: Elektrolyseur C30 von nel (links) und die wichtigsten Kenngrößen (rechts). Quelle: nel



Abbildung 33: Anlieferung Vernconex-Container durch Hydros spider (links) und H₂-Container auf Docking-Station (rechts)

Die Abbildung 34 zeigt exemplarisch eine mögliche Aufstellung der Komponenten neben dem Kraftwerksgebäude Interlaken (Kanal). In Blau sind die 2-3 benötigten Elektrolyseure gezeigt, in orange der Kompressor und in grün die beiden Docking-Stationen für die Speicher-Container. Die Elektrolyseure und der Kompressor könnten auch in ein Gebäude integriert werden. Der gesamte Platzbedarf beläuft sich auf rund 100–140 m² für die beiden Varianten Brienersee und Thunersee. An dieser Stelle sei angemerkt, dass bei der Aufstellung der Komponenten die Wohnzone südlich des Gebäudes noch nicht berücksichtigt wurde. Eine alternative Platzierung müsste mit dem Kraftwerksbetreiber zu einem späteren Zeitpunkt des Projektes detailliert betrachtet werden.

7.4.2 Grössere H₂-Produktion

Für eine grössere H₂-Produktion mit 2.5 MW Elektrolyseur-Leistung wird im Wesentlichen ein grösserer Elektrolyseur und Kompressor benötigt. Zudem sind die Transformatoren-Station, Gleichrichter und Mittelspannungs-Elektronik separierte Einheiten. Um genug Flexibilität im Betrieb zu gewährleisten, werden WohnzoneElektrolyseurKompressorSpeicher-Container 20m darüber hinaus min. 3 Docking-Stationen eingesetzt. Bei der H₂-Produktion in der gleichen Grössenordnung in Gösigen von Hydros spider sind beispielsweise vier Docking-Stationen und ein Container auf einem Trailer im Einsatz.

Auch für eine grössere Produktion wird ein PEM-Elektrolyseur empfohlen. In Abbildung 35 ist ein möglicher Elektrolyseur mit 2.5 MW Leistung gezeigt. Dieser wird in einem 40-Fuss-Container geliefert, die Abwärme wird über einen Wärmetauscher über die Luft oder Kühlwasser abgeführt.

Der Strom aus dem Wasserkraftwerk (Mittelspannung, Netzebene 5) wird mit einem Transformator und einem Gleichrichter in Gleich-

strom (Niederspannung) für den Elektrolyseur umgewandelt. Diese Komponenten werden in einem 20-Fuss-Container platziert (vgl. Abbildung 36 links). Mit einem Kompressor wird der Wasserstoff dann von 30 bar auf 450 bar in die Speichercontainer verdichtet. Ein entsprechender Kompressor ist in Abbildung 36 rechts dargestellt, dieser kann ebenfalls in einem 20-Fuss-Container platziert werden.

Zur Versorgung des Kompressors und der Nebenaggregate des Elektrolyseurs (Verdichter, Pumpe, etc.) wird Strom auf Niederspannungsniveau benötigt, welcher ebenfalls vom Kraftwerk bezogen wird. Der notwendige Transformator wird in einem Nebengebäude platziert.

Die Situation um das Kraftwerk in Spiez sowie eine mögliche Aufstellung der zur H₂-Produktion benötigten Komponenten ist in Abbildung 37 ersichtlich. Auch hier könnten die Leistungselektronik, der Elektrolyseur und Verdichter in ein Gebäude integriert werden, eine Lösung in ISO-Containern bietet sich hier allerdings an. Wie gut ersichtlich ist, ist beim Kraftwerk hinreichend Platz verfügbar. So könnten auch mehr Docking-Stationen für zusätzliche Flexibilität vorgesehen werden. Auch eine Zufahrtsstrasse ist bereits vorhanden, und hinreichend Platz zum Manövrieren der Lastwagen, welche die Container abholen und anliefern. Der gesamte Platzbedarf beläuft sich auf rund 250 m². Mit der geplanten Aufstellung liegt die nächstgelegene Wohnzone ca. 100 m entfernt. Auch hier müsste in einem nächsten Schritt das Gespräch mit dem Betreiber des Kraftwerks gesucht werden, um ein optimales Layout zu erarbeiten.

7.4.3 H₂-Ökosystem von Hydros spider AG

Hydros spider AG ist eine schweizweit agierende H₂-Erzeugungs- und Handelsgesellschaft. Sie ist ein Zusammenschluss der drei Firmen Alpiq AG, H₂ Energy Holding AG und der Linde GmbH und hat einen ersten H₂-Kreislauf in der Schweiz



Abbildung 34: Lageplan und potenzieller Aufbau von zwei resp. drei 200 kW Elektrolyseuren beim Kraftwerk Interlaken (Kanal)

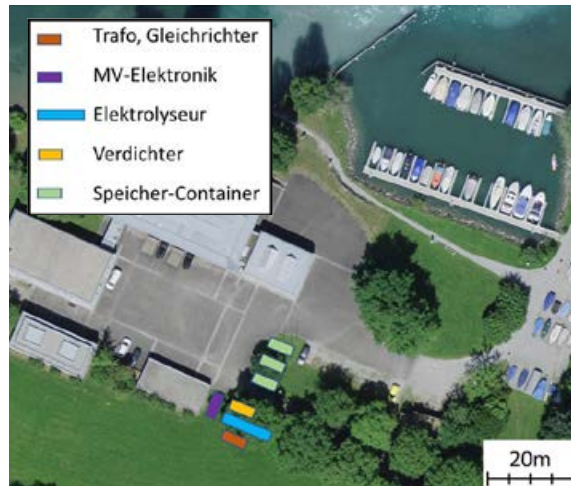
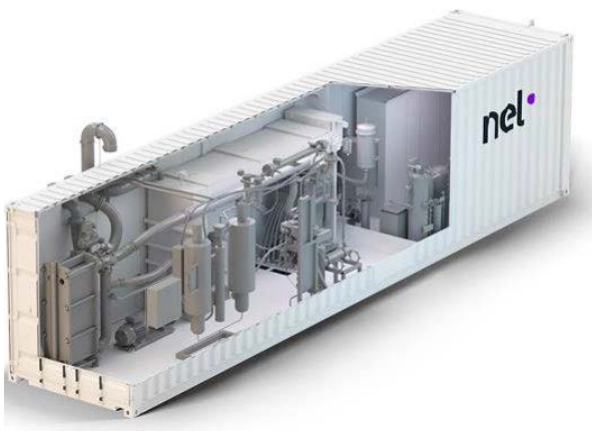


Abbildung 37: Lageplan und potenzieller Aufbau eines 2.5 MW Elektrolyseurs beim Kraftwerk Spiez



Typ	nel M500
Ausgangsdruck	30 bar
Durchsatz H ₂	500 Nm ³ /h ≈45 kg/h
Elektrische Leistung	≈2.5 kW
Abmessungen (LxBxH)	12.2x2.4x2.9

Abbildung 35: Elektrolyseur M500 von nel (links) und dessen wichtigste Kenngrößen (rechts). Quelle: nel



Abbildung 36: Transformator und Gleichrichter in 20-Fuss-Container (links) und Kompressor (rechts, Quelle: Burckhardt Compression AG)



aufgebaut (vgl. Abbildung 38). Mit einem Laufwasserkraftwerk in Niedergösgen wird ein 2.5 MW Elektrolyseur betrieben, dessen H₂ in den in Abbildung 33 gezeigten Containern gespeichert und zu den Tankstellen transportiert wird. Dort werden mittels einer Zapfsäule H₂-LKWs der Fa. Hyundai, welche von führenden Logistikunternehmen der Schweiz eingesetzt werden, betankt. Darüber hinaus ist die Tankstelle auch für die Betankung von H₂-PKWs zugänglich. Aktuell sind schweizweit rund 50 LKWs des Typs Hyundai xCient Fuel Cell im Einsatz, welche an den 15 bestehenden H₂-Tankstellen betankt

werden. Bis im Oktober 2022 wurden mit diesen LKWs 5'000'000 km zurückgelegt [<https://h2energy.ch/2022/10/14/gemeinsam-unterwegs-20-wasserstoff-elektro-trucks-fahren-miteinander-den-5-millionsten-kilometer/>]. Das Ökosystem wird laufend ausgebaut, so sollen dieses Jahr noch min. drei weitere Tankstellen eröffnet werden (vgl. Abbildung 39). Letztes Jahr wurde von der WPO (Wasserstoffproduktion Ostschweiz) zudem eine weitere H₂-Produktion in St. Gallen eröffnet [<https://h2energy.ch/eroeffnung-der-wasserstoff-produktionsanlage-im-kraftwerk-kubel/>].



Abbildung 38: H₂-Ökosystem von Hydrospider mit H₂-Produktion, Logistik und Anwendung

H2 Tankstellen und Produktion in der Schweiz

350 bar & 700 bar

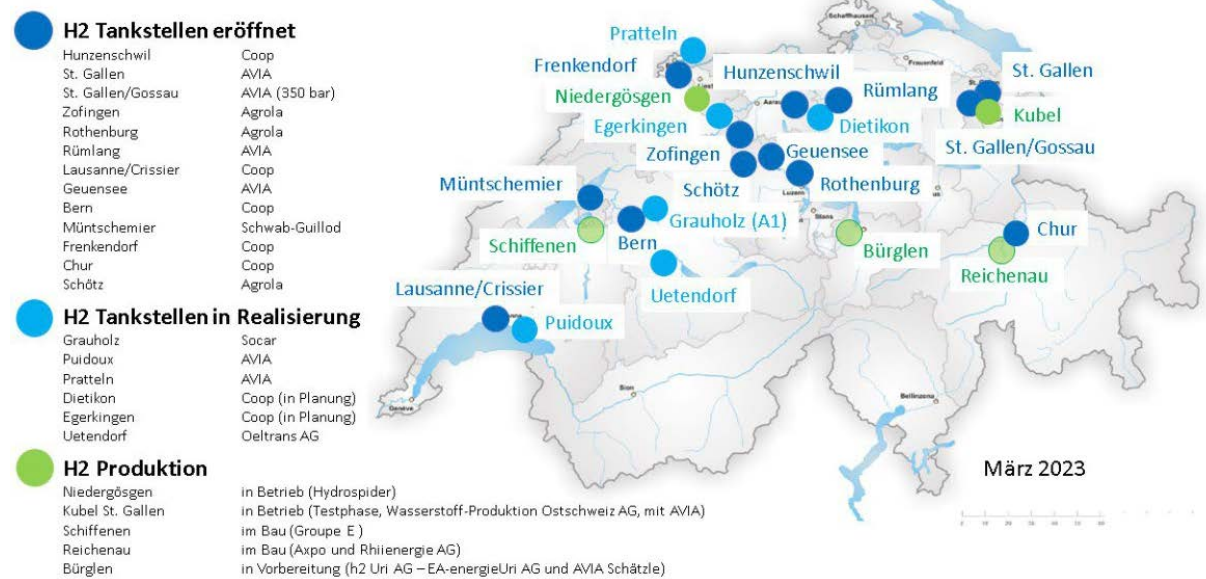


Abbildung 39: Vorhandene und geplante H₂-Tankstellen und H₂-Produktionen des Hydrospider Ökosystems

7.5 Abschätzung der Wirtschaftlichkeit

Zur Kostenrechnung wurde wiederum unterschieden zwischen einer grösseren (2.5 MW Elektrolyseur) und kleineren (400-600 kW Elektrolyseur) H₂-Produktion. Letztere wurde weiter unterteilt in eine Produktion für ein Schiff auf dem Brienersee mit einem H₂-Verbrauch von rund 60 kg/Tag (400 kW Elektrolyseur-Leistung, Variante 1) und ein Schiff auf dem Thunersee mit einem Verbrauch von rund 100 kg/Tag (600 kW Elektrolyseurleistung, Variante 2). Die Variante 3 ist die grössere Produktion, mit welcher auf beiden Seen je zwei Schiffe und zusätzlich rund 15 LKWs versorgt werden können. Die drei Varianten sind in Tabelle 6 gezeigt.

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Varianten wurden sämtliche zur Produktion und Betankung gehörenden Positionen berücksichtigt. Zu den Investitionskosten gehören der Elektrolyseur mit Nebenaggregaten, Verdichter, Pufferspeicher, Betankungsvorrichtung, Dockingstationen sowie die Projektentwicklung und Honorare. Die H₂-Kosten

entstehen aus Kosten für die elektrische Energie (100 CHF/MWh) und den Wartungskosten sowie der Abschreibung der Investitionskosten über 20 Jahre. Diese Kosten lassen sich dann mit einem Dieselantrieb vergleichen, unter der Annahme von einem Dieselpreis von 2 CHF pro Liter.

Wie der Tabelle 6 entnommen werden kann, haben die kleinen Produktionen (<1 MW) zwar wesentlich geringere Investitionskosten. Die Laufenden H₂-Kosten sind allerdings wesentlich höher als mit einer grösseren Produktion, sie sind rund 2–3-mal so hoch wie für einen Dieselantrieb. Die grosse Produktion hingegen bietet vergleichbare Kosten zu einem Dieselantrieb, bei einer wesentlich höheren Investition.

Eine Alternative zu einer neuen H₂-Produktion ist die Anbindung an das Ökosystem von Hydrosperider, welches aktuell die 15 in der Schweiz bestehenden H₂-Tankstellen beliefert. Die H₂-Produktion befindet sich bei einem Wasserkraftwerk in Niedergösgen. Bei einer Entfernung von rund 130 km zum Steg in Interlaken ist die Anlieferung von diesem Kraftwerk noch rentabel.

Variante	1 (Brienersee)	2 (Thunersee)	3 (Schiffe & LKW)
Beschreibung	H ₂ -Produktion 400 kW Bedarf 60 kg/Tag	H ₂ -Produktion 600 kW Bedarf 100 kg/Tag	H ₂ -Produktion 2.5 MW Anbindung an Ökosystem
Anzahl Fahrzeuge	1 Schiff 0 LKWs	1 Schiff 0 LKWs	4 Schiffe 15 LKWs
H₂-Produktion	5.4 kg/h 21 t/a	8.1 kg/h 35 t/a	45 kg/h 225 t/a
Standort Produktion	Interlaken (Kanal)	Interlaken (Kanal)	Spiez
Mehrkosten vgl. Diesel	220%	160%	10%

Tabelle 6: Übersicht der Varianten 1 bis 3 und deren Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu einem Dieselantrieb

Tabelle 7 zeigt die Übersicht zweier Varianten, wobei die Variante 4 einen Kompressor vorsieht, die Variante 5 nicht. Mit Letzterer kann an Investitionskosten eingespart werden, der Wechsel-Container muss aber öfters ausgetauscht werden, weshalb die laufenden Kosten für den Wasserstoff schlussendlich höher sind. Sollte sich die H₂-Tankstelle der oeltrans AG in Interlaken hingegen materialisieren, könnten die laufenden Kosten der Variante 5 reduziert werden, indem die Container zuerst für die Schiffsbetankung mittels einfachen Überströmens und anschliessend an der H₂-Tankstelle eingesetzt werden. Mit diesen beiden Varianten sind die Investitionskosten minimal, und bieten im Ver-

gleich zu den Varianten 1 und 2 auch wesentlich geringere laufende Kosten. Auf lange Sicht ist die Variante 3 aber immer noch am rentabelsten.

Aufgrund dieser Untersuchungen könnte in einem ersten Schritt die Variante 4 oder 5 realisiert werden, welche die geringste Eintrittshürde aufgrund tiefer Investitionskosten bietet und am schnellsten realisiert werden kann. In einem zweiten Schritt könnte dann die Variante 3 realisiert werden, um längerfristig die laufenden Kosten zu minimieren. Die Investitionen für Variante 4 oder 5 könnten von denjenigen der Variante 3 abgezogen werden, weil die gleiche Infrastruktur verwendet werden kann.

Variante	4 (Hydrospider)	5 (Hydrospider 2)
Beschreibung	Keine eigene H ₂ -Produktion, Anbindung an Ökosystem	Wie Variante 4, aber ohne Kompressor
Anzahl Fahrzeuge	1 Schiff 0 LKWs	1 Schiff 0 LKWs
H₂-Produktion	-	-
Standort Produktion	-	-
Mehrkosten vgl. Diesel	60%	70%

Tabelle 7: Übersicht der Varianten 4 und 5 zur Anlieferung von H₂ durch Hydrospider und deren Wirtschaftlichkeit

8 | Arbeitspaket 5, Energielogistik

8.1 Transport

Der Transport von H₂ erfolgt bis anhin in der Schweiz mittels Container, welche von LKWs transportiert werden (vgl. Abbildung 33). Diese Methode ist wirtschaftlich für Fahrdistanzen bis zu 150 km, weiter entfernte Standorte werden in Zukunft voraussichtlich mittels Pipeline oder über Güterzüge erreicht. Auch für kurze Strecken könnte eine Pipeline von Interesse sein, beispielsweise für die Versorgung einer Betankungsanlage in Interlaken für ein Schiff auf dem Brienersee aus einer kleinen Produktion beim Kraftwerk Interlaken Kanal (vgl. Kapitel 7.4.1). Die Abbildung 40 zeigt eine mögliche Pipeline-Führung mit einer Länge von 2250 m (entlang des Flussbetts, in dunkelblau) resp. 2400 m (entlang dem Bahngleis, in hellblau). Im Vergleich zum Transport mittels Lastwagen benötigt diese Option weniger Energie. Zudem wird der Schwer-

lastverkehr sowohl beim Kraftwerk als auch bei der Betankungsanlage minimiert, und es wird nur ein Kompressor benötigt. Es ist allerdings sehr fraglich, ob für ein solches Bauprojekt eine Bewilligung erteilt würde, da dicht besiedeltes Gebiet und eingeschränkte Bauzonen am Flussufer durchquert werden müssen. Zudem ist diese Option nur mit einer kleinen Produktion in Interlaken möglich, welche sich allerdings als nicht wirtschaftlich herausgestellt haben (vgl. Varianten 1 und 2 in Tabelle 6). Deshalb wurde diese Option nicht detaillierter betrachtet.

Wie in Kapitel 2.5 erwähnt, zieht die oeltrans ag eine Tankstelle in Interlaken in Erwägung, welche nur 200 m vom Pier entfernt ist. Sollte sich diese Planung materialisieren, könnte eine H₂-Pipeline von der Tankstelle zum Pier erneut in Betracht gezogen werden.

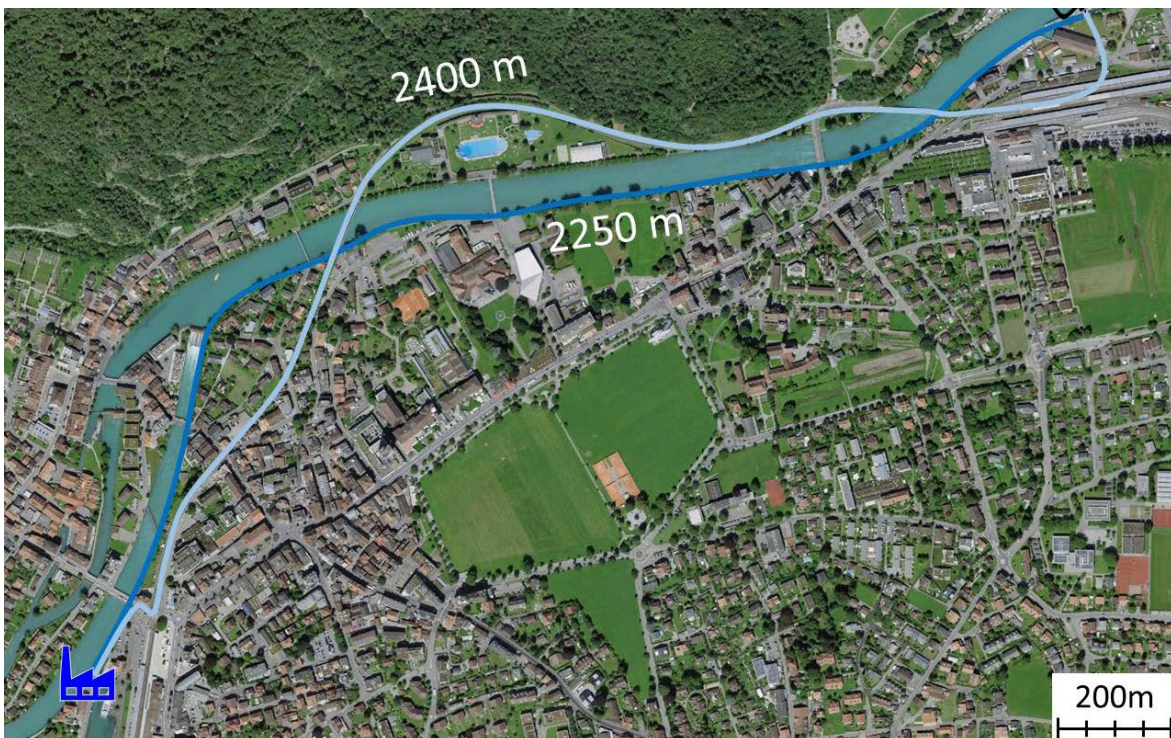


Abbildung 40: Führung einer Pipeline zur Versorgung der Betankungseinheit in Interlaken, entlang dem Bahngleis (hellblau) und entlang dem Flussbett (dunkelblau)

8.2 Landanschlüsse (elektrisch)

Der elektrische Landanschluss schiffseitig wird in Abschnitt 4.3.4 im Sinne einer Anforderung definiert.

Auf der Landseite sind an den Landstellen aktuell 63 A Anschlüsse vorhanden. Diese sind nach Abschnitt 4.3.4 ausreichend für ein Laden der Batterien über Nacht. Für die Heizperiode wird es aber unabdingbar sein, eine ausreichende Anzahl an 125 A Anschlüssen an dedizierten Liegeplätzen vorzuhalten. Bisher existiert nur ein einziger 125 A Anschluss in der Werft.

Theoretisch ist der Schiffsbetrieb auch ohne Ausbau des Landanschlussnetzes möglich, dann jedoch immer zulasten des Wasserstoffvorrats wobei sich der Mehraufwand momentan nicht eindeutig abschätzen lässt. Dies aufgrund der Tatsache, dass in den Wintermonaten zwar mehr Heizenergie benötigt wird, aber bei gleichzeitig weniger Einsatz des Schiffes längere Ladezeiten für die Batterien (sprich weniger Leistung) zur Verfügung steht. Das genaue Verhältnis hängt also sehr stark vom zukünftigen Einsatz ab.



9 | Arbeitspaket 6, Betankung

9.1 Infrastruktur

Die für die Betankung eines Schiffes benötigten Komponenten sind in Abbildung 41 gezeigt. Wie im Kapitel 8.1 diskutiert, wird meist ein H₂-Container mittels LKW zum Betankungsort transportiert (Transport Storage). Die Container von Hydrosponder haben aktuell einen Druck von 350 bar, in Zukunft werden aber Drücke bis 450 bar angestrebt. In einem solchen Container können netto rund 420 kg H₂ gespeichert werden, unter Berücksichtigung des Minimaldruckes von 20 bar in den Containern. Über einen Kompressor wird der H₂ dann in einen Pufferspeicher (Buffer Storage), komprimiert und schliesslich über einen Dispenser in das Schiff betankt. Die Schiffstanks haben einen Druck von 250 bar, es kann also direkt aus dem Pufferspeicher mit 450 bar überströmt werden. Dieser soll so dimensioniert sein, dass die gewünschte Anzahl Betriebs-tage ohne Anlieferung eines neuen Containers erreicht wird. Mit einem Hydro-spider-Container beispielsweise könnte eine Autarkiedauer von bis zu sieben Tagen erreicht werden.

Die Abbildung 42 zeigt einen Lageplan um die Betankungsstelle beim Steg in Interlaken sowie eine mögliche Aufstellung der benötigten Komponenten (Speicher-Container, Verdichter

und Dispenser). Zwei der drei Container-Plätze werden als Docking-Stationen (vgl. Abbildung 35 rechts) ausgeführt, wobei stets eine der Stationen leer ist, um einen Container-Wechsel zu ermöglichen. Ist der vorhandene Container leer, wird ein neuer, voller Container mittels LKW angeliefert und auf der leeren Docking-Station platziert. Der LKW bringt dann den leeren Container auf der anderen Docking-Station zur Befüllung zurück zur H₂-Produktionsstätte. Der dritte Speicher-Container fungiert als Pufferspeicher, um die Betankungszeit zu reduzieren und eine bestimmte Autarkiedauer zu ermöglichen. Die drei Docking-Stationen und der Kompressor könnten auf einer freien Wiesen-Fläche östlich der Nord-Werft platziert werden, dafür werden rund 100 m² benötigt. Um diese Komponenten müsste eine Ex-II-Zone mit Zutrittsbeschränkung errichtet werden. Mittels unterirdischer Pipeline kann der H₂ dann über rund 100 m zur Anlegestelle des Schiffes geleitet werden, um dieses zu betanken.

Die BLS Schifffahrt AG ist aktuell im Prozess, die Wiesen-Fläche und die Wohnzone neben der Werft zu akquirieren, um die Werft zu vergrössern. Im Zuge dieses Umbaus könnte die Betankungsinfrastruktur teilweise oder komplett in diese Fläche integriert werden.

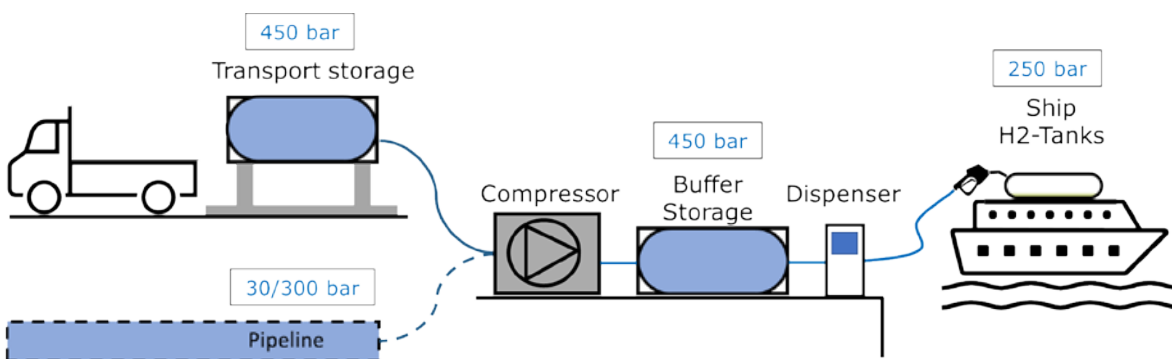


Abbildung 41: Benötigte Infrastruktur für die Betankung eines H₂-Schiffes



Sowohl als Transport Storage als auch als Puffer-speicher werden die Container von Vernconex (vgl. Abbildung 33) eingesetzt. In der Variante 4 (vgl. Tabelle 7) wird ein Membrankompressor zur Kompression empfohlen, wie in Abbildung 36 rechts gezeigt, jedoch mit wesentlich geringerer Anforderung für die Kapazität. Als Dispenser kann eine reguläre H₂-Tanksäule eingesetzt werden, wie beispielsweise von Maximator Hydrogen GmbH (vgl. Abbildung 43 links). Die Füllkupplung für die Betankung von PKWs bis 700 bar als auch von LKWs bis 350 bar (vgl. Abbildung 43 rechts) kann von ungeschulten Personen ohne Schutz-ausrüstung bedient werden. Damit werden bereits heute an den 15 Schweizer H₂-Tankstel-len laufend LKWs und PKWs betankt, mit weit über 45'000 Betankungsvorgängen konnte damit ein sicheres und zuverlässiges System etabliert werden. Mit einem Durchfluss von rund 250 kg/h wären auch sehr kurze Betankungszeiten von weniger als 30 min möglich. Da zwischen Schiff und Dispenser stets eine Datenverbindung be-steht (Ship Shore Link SSL) kann die Betankungs-zeit weiter verringert werden. Ein zusätzlicher Vorteil ist, dass um den Dispenser keine Ex-Zone besteht, weshalb er direkt am Landeplatz des Schiffes platziert werden kann.

9.2 Rechtliche Grundlagen

In der Schweiz hat die Empa im Jahr 2019 einen Leitfaden für den Aufbau von H₂-Tankstellen ver-öffentlicht, der heute die Grundlage für Konzep-tion, Bau und Betrieb darstellt [<https://connect.snv.ch/de/sng-10000-2019>].

Nach dem Bau wird im Zuge der Inbetriebnah-me das gesamte Tankstellensystem von einer benannten Stelle (z.B. TÜV) überprüft und eine Baugruppenkonformität ausgestellt. Der kon-forme Zustand und die Sicherheit der Tankstelle werden in wiederkehrenden Kontrollen durch eine benannte Stelle (z.B. TÜV) überprüft. Dabei richten sich die Prüfungsintervalle nach den Arbeitssicherheitsvorschriften der SUVA. Der vorgenannte Leitfaden kann grundsätzlich auch für den Aufbau von H₂-Tankstellen für Schiffe angewendet werden.

In Gesprächen mit namhaften Klassifikations-gesellschaften wurde signalisiert, dass die derzeit verwendeten LKW-Betankungsnormen grund-sätzlich auch für Schiffe angewendet werden können.

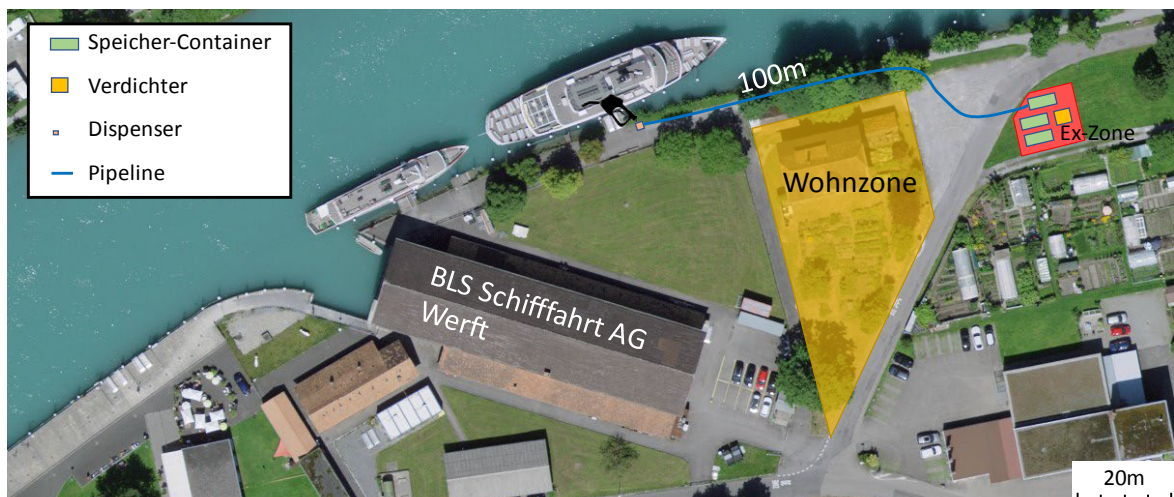


Abbildung 42: Lageplan beim Betankungsort des Schiffes auf dem Brienersee in Interlaken

9.3 Betankungsvorgang

Seitens Anwender gestaltet sich der Betankungsvorgang ähnlich einfach wie bei der Betankung von LKWs. Die Zapfpistole wird von der Zapfsäule ausgehängt, mit dem entsprechenden Stutzen am Schiff verbunden und zusätzlich verriegelt. Für die Verbindung zwischen Zapfsäule und Füllkupplung werden ebenfalls flexible Schläuche eingesetzt. An der Zapfsäule wird mittels Knopfdrucks der Betankungsvorgang gestartet. Als erstes wird die Kommunika-



Abbildung 43: Zapfsäule einer LKW-Tankstelle von Maximator (links) und Füllkupplung zur Betankung eines LKWs bei 350 bar

tion getestet, danach erfolgt ein Leckagetest, bis dann die Betankung gestartet wird. Im LKW-Bereich wird dabei mit einer definierten Druckrampe, d.h. einer vordefinierten Drucksteigerung, gefahren. Bei einem Schiff könnte durch geeignetes Monitoring von Druck und Temperatur der Druckspeicher an Board eine optimierte Betankung erfolgen, was die Betankungszeit verkürzt.

Die Vernconex-Container bestehen im Wesentlichen aus neun Einzeltanks, wobei jeweils drei fest miteinander verbunden sind. Diese drei sog. Banken lassen sich einzeln ansteuern. Dies hat den Vorteil, dass eine sog. kaskadierte Betankung erfolgen kann. D.h. dass H₂ zuerst aus einer der drei Banken bezogen wird, bis sich der Druck in Ziel- und Quelltank angeglichen haben. Danach wird aus der nächsten Bank betankt, usw. Dadurch ergeben sich gewisse strömungsmechanische Vorteile und letztlich eine Effizienzsteigerung der Betankung.

Die Abbildung 44 zeigt den simulierten Druckverlauf für ein H₂-betriebenes Schiff auf dem Brienersee mit einem H₂-Bedarf von 100 kg/Tag (vgl. Kapitel 4.2). Gezeigt sind die Verläufe der Tanks auf dem Schiff, der Puffer-Tanks (Puffer 1-3) und des Transport Storage an Land über 3 Tage Schiffsbetrieb. Der Druck in den Schiffstanks sinkt im Verlaufe des ersten Tages auf rund 170 bar, nach dem zweiten Tag auf rund 100 bar und nach dem dritten Tag auf rund 35 bar. Spätestens nach dem dritten Tag muss das Schiff betankt werden. Dafür werden, wie oben beschrieben, die Puffertanks nacheinander in den Schiffstank überströmt, bis ein Druckausgleich stattgefunden hat. Parallel zur Betankung werden die bereits gebrauchten Puffertanks aus dem Transport Storage über den Kompressor befüllt. Am Ende der Betankung sind die Schiffstanks und Puffertanks wieder komplett gefüllt, der Transport Storage ist zu rund $\frac{3}{4}$ entleert mit einem Restdruck von 115 bar.

Die Abbildung 45 zeigt den Verlauf der Masse (Total) für den gleichen Betankungsvorgang. Die im Schiff gespeicherte Masse von anfänglich rund 360 kg wird pro Tag um die rund 100 kg gebrauchte Menge vermindert. Bei der Betankung wird der Schiffstank wieder voll befüllt, und auch die Puffertanks werden temporär entleert und dann wiederum aus dem Transport Storage befüllt.

9.4 Mobile Betankungsvorrichtung

Am Pier in Interlaken sind die Platzverhältnisse und Lage der Werft ideal, sodass eine fest installierte Tanksäule (Dispenser) errichtet werden kann. Beispielsweise in Thun hingegen liesse sich eine feste Installation direkt am Pier kaum bewilligen, da die Platzverhältnisse sehr beengt sind und viel Strassenverkehr herrscht. Dort wäre die Betankung mit einer mobilen Betankungseinheit möglich. Dabei ist der Dispenser

inkl. flexibler Betankungsleitung und Füllkupplung im Speicher-Container integriert, welcher lediglich für die Dauer der Betankung am Pier steht. Diese Lösung wurde im Rahmen dieser Studie nicht weiter ausgearbeitet. Im weiteren Verlauf müsste beispielsweise geprüft werden, welche Sicherheitsmassnahmen während der Betankung getroffen werden müssten. So muss beispielsweise verhindert werden, dass das Betankungsfahrzeug während dem Betankungsvorgang losfährt (Abfahrssperre), und der Zutritt für Privatpersonen muss möglicherweise eingeschränkt werden. Dies könnte auch als Übergangslösung in Interlaken verwendet werden, sollte sich der Bau einer fest installierten Betankungseinrichtung verzögern.

Alternativ könnte auch an einem anderen Anlegeort am Thunersee betankt werden, wie beispielsweise in der rund 2 km entfernten Werft der BLS Schifffahrt AG. Dies wäre aber mit

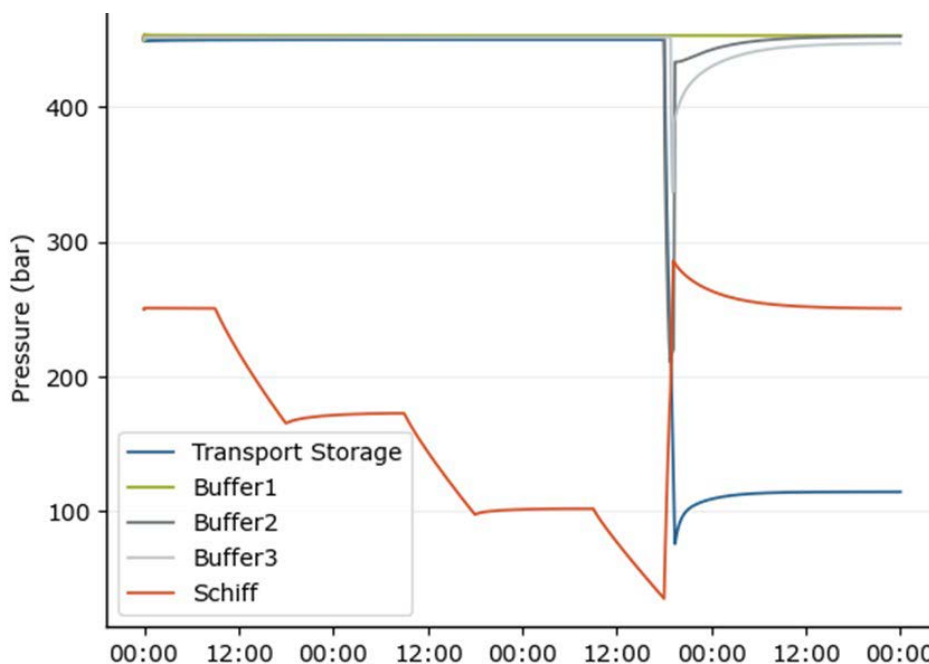


Abbildung 44: Simulierter Druckverlauf der Tanks auf dem Schiff und der drei Puffer-Tanks und des Transport Storage an Land bei drei Tagen Schiffsbetrieb auf dem Thunersee mit einem Verbrauch von 100 kg H₂ pro Tag

relativ grossem Aufwand verbunden, weil somit alle 2-3 Tage eine zusätzliche Fahrt nur für die Betankung notwendig würde, was mehr Personal benötigt als die reine Betankung am Steg.

9.5 Aufladen

Ein elektrischer Landanschluss auf Schiffen ist seit langem Stand der Technik. Der Vorgang des Anschliessens an das Landnetz ist bereits heute in den Abläufen der BLS etabliert. Sofern der Aufenthalt an einer Station nach operativen Vorgaben der Betreibergesellschaft ausreichend lang ist, sprich es wird das Schiff vertäut und die Motoren gestoppt, ist es immer günstiger den Strom von Land zu ziehen als an Bord über die Brennstoffzellen bereitzustellen oder aus elektrischen Energiespeichern zu ziehen. Dies ist mindestens ausserhalb der Betriebszeit des Schiffes gegeben. Je nach Einsatzprofil stehen dann in der Nacht mindestens 10 Stunden für das Laden der

Batterien zur Verfügung. Eine Zwischenladung während der längeren Liegezeit an den End- bzw. Wendepunkten der Kurse auf dem Thuner und auch Brienzensee wurde in der System-Simulation bisher nicht berücksichtigt. Dies bietet sich insbesondere bei erhöhtem Bordstromverbrauch im Stillstand durch z.B. Gastronomie oder auch Zusatzheizung im Falle einer abgeschalteten Brennstoffzelle an und unterstützt die Gesamtenergiebilanz dahingehend, dass Energie nicht nur nicht nur aus verlustbehafteten Speichern bezogen wird, sondern auch zusätzlich Energie von aussen (von Land) ins System (Schiff) aufgenommen werden kann.

Das Laden der Batterien wird nach dem Umschalten auf Landanschluss in der Regel automatisch durch das Power Management System aktiviert (siehe auch Abschnitt 4.5).

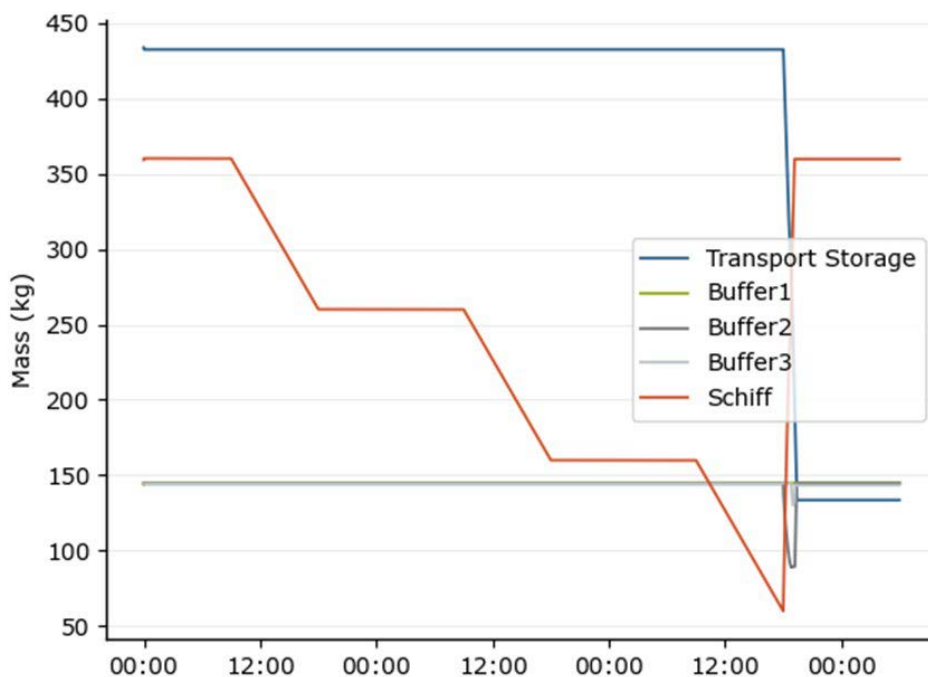


Abbildung 45: Simulierter Verlauf der H₂-Masse in den Tanks auf dem Schiff, der drei Puffer-Tanks und des Transport Storage an Land bei drei Tagen Schiffsbetrieb auf dem Thunersee mit einem Verbrauch von 100 kg H₂ pro Tag

10 | Kostenabschätzung

10.1 Investitionskosten Schiff

Die Investitionskosten für das Schiff (nur Antriebsanlage) setzen sich aus folgenden Positionen zusammen:

- Baukosten für spezielle Vorkehrungen für den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger (inkl. schiffbauliches Engineering)
- Kosten für das H₂-System inkl. Speicher, Speichersystem, Gasaufbereitung, Sicherheitseinrichtungen, usw.
- Kosten für die Pufferbatterie
- Spezielle Entwicklungs- und Engineeringkosten für den Einsatz von Wasserstoff (inkl. Kosten für die spezielle Zulassung und die Betreuung des Projektes durch eine Klassifikationsgesellschaft)
- Ein Monitoring-System zur Erfassung und Auswertung aller Betriebsdaten

D.h. es wird hier nur von den Kosten für die effektive Energie- und Antriebsanlage gesprochen. Dies weil die Energieverteilung und die Antriebsanlage selbst (Propellerwellen, Propeller, Getriebe, usw.) bei einem konventionellen Schiff gleich ist.

Als Vergleich kann eine konventionelle Energie- und Antriebsanlage herangezogen werden. Hier beträgt der Anteil an den Schiffinvestitionskosten ca. TCHF 1'720.–.

D.h. es kann bei einer Schiffgröße, wie sie am Thuner- und/oder Brienersee geplant ist, von Mehrkosten von ca. TCHF 4'410.– für ein H₂-basiertes Energie- und Antriebssystem ausgegangen werden. Nicht darin enthalten sind die Kosten für die Landinfrastruktur (vgl. Kapitel 7.4.3).

10.2 Investitionskosten Erzeugung

Für die Kosten verschiedener Arten von Wasserstoffherzeugung wird auf die Tabelle 6 und Tabelle 7 verwiesen. Die Varianten 1 bis 3 bilden die verschiedenen Varianten zur Erzeugung ab, je nachdem wie der Wasserstoff in Schiffen und/oder in anderen Anwendungen verwendet werden kann. Gem. Kapitel 7.4.3 soll in einem ersten Schritt die Variante 4 oder 5 realisiert werden, welche die geringste Eintrittshürde aufgrund tiefer Investitionskosten bietet und am schnellsten realisiert werden kann. In einem

Kostenanteile für das
Energie- und Antriebssystem
mit H₂ als Basis [TCHF]

Baukostenanteil für den Einsatz von Wasserstoff auf dem Schiff	4'540.–
Kosten für H ₂ -Speicherung und H ₂ -Aufbereitung	750.–
Kosten für Pufferbatterien	240.–
Zusätzliche Entwicklungs- und Engineeringkosten (inkl. Klasse)	480.–
Kosten für Monitoringsystem	120.–
Totalkosten für H₂-Basiertes Energie- und Antriebssystem	6'130.–

Tabelle 8: Investitionskosten Schiff

zweiten Schritt könnte dann die Variante 3 realisiert werden, um längerfristig die laufenden Kosten zu minimieren. Investitionen für Variante 4 oder 5 könnten bei einer Erweiterung der Versorgungs-/ Logistikkette auf Variante 3 von dieser abgezogen werden, weil die gleiche Infrastruktur verwendet werden kann. Für die weitere wirtschaftliche Betrachtung (insbesondere die Betriebskosten) wird also die Variante 4 (da das beste Verhältnis zwischen Betriebs- und Investitionskosten und die geringeren Mehrkosten vgl. mit Diesel vorliegt) betrachtet. D.h. potenzielle Kosten für die reine Erzeugung werden für den Moment nicht betrachtet respektive über den erhöhten Preis pro kg Wasserstoff bei der Anbindung an ein bestehendes System berücksichtigt.

10.3 Investitionskosten Betankung

Wie in 7.4.3 bereits ausgeführt, belaufen sich die Investitionskosten für eine Betankungsanlage auf ca. 1.1 Mio. CHF. Darin sind die unter 9.1

aufgeführten Elemente, sowie die Planung für eine kompl. Betankungsanlage (am Bsp. Interlaken-Ost) enthalten.

10.4 Betriebskosten (ohne Abschreibungen)¹

Um die ungefähren Betriebskosten für ein Schiff mit Wasserstoffantrieb zu berechnen, wurden insbesondere die aus den gewählten Varianten für Erzeugung, Logistik, Betankung und dem Schiff selbst resultierenden Energie-, Handling- und Wartungskosten berücksichtigt. Sie sind in der folgenden Abbildung 47 aufgeführt, wobei gleichzeitig ein Vergleich zu einer reinen Diesel-, einer hypothetischen reinen Batterieelektrischen sowie einer hypothetischen, reinen Wasserstoffvariante aufgezeigt wird (zur Erinnerung, die im Projekt untersuchte, praktisch umsetzbare Version benötigt als Puffer für hohe Spitzenleistungen im Betrieb immer eine zusätzliche Batterie).

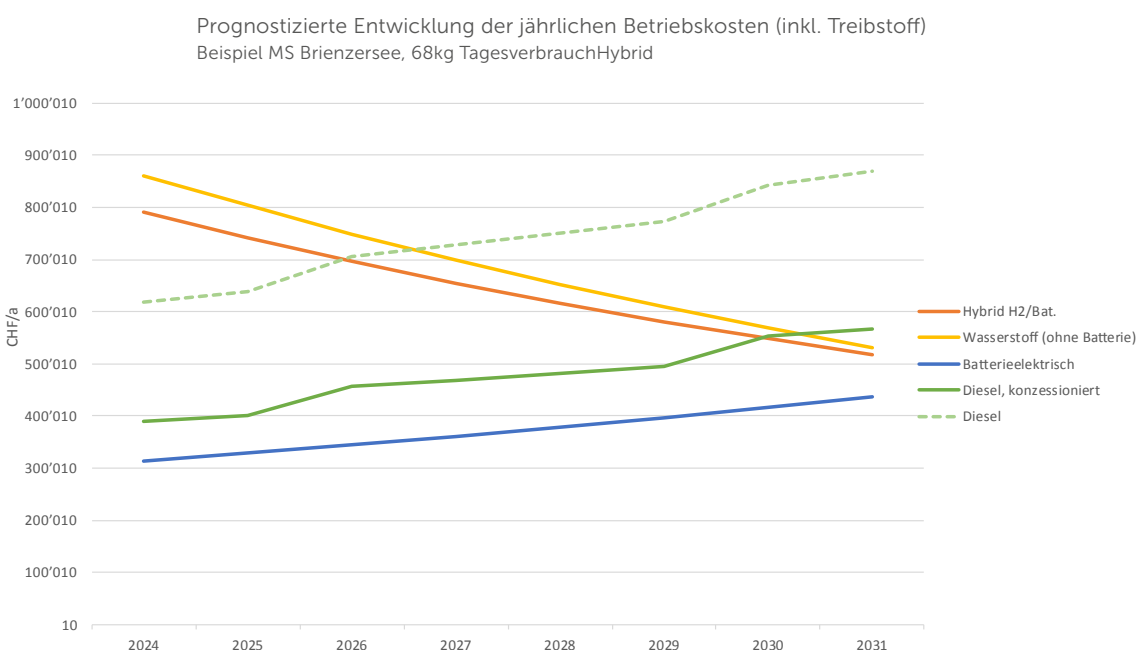


Abbildung 46: Prognostizierte jährliche Betriebskosten (inkl. Treibstoff)

² Basis: im Projekt Helios (Helios) erarbeitet Prognose gem. 7.1, extrapoliert.

³ Für alle Komponenten des Energie- und Antriebssystems werden 10 Jahre Lebensdauer angenommen (inkl. Batterien und Brennstoffzellen)

Zu beachten ist, dass die Energiekosten (CHF/kg H₂) beim momentan angesetzten Konzept gem. V4 in 7.4.3 die Logistikkosten bereits beinhalten. Zudem wurde zur besseren Veranschaulichung mögliche Potentiale bzgl. Wirtschaftlichkeit eine Prognose über die nächsten 10 Jahre gemacht²: Insbesondere bei der Betrachtung der Abbildung 47 fällt auf, welchen Einfluss der Erlass des Treibstoffzolls beim Einsatz von Schiffen im öffentlichen Verkehr hat (siehe Diesel konzessioniert). Prognosen zeigen hier, dass bei Weiterführung dieses Erlasses, keine der aufgeführten Möglichkeiten wirtschaftlich an die heutige Praxis herankommt.

In der Betriebskostenrechnung sind potenzielle, zukünftige CO₂-Abgaben auf fossile Treibstoffe berücksichtigt. Wobei eine schrittweise Anhebung einer solchen Abgabe von 2024 an auf bis zu CHF 200.– pro Tonne CO₂ in die Kalkulation eingeflossen ist.

10.5 TCO und CO₂ Vermeidungskosten

Werden die Total Cost of Ownership (TCO = Re-Investition³ und Betriebskosten) mit einem konventionellen Dieselantrieb verglichen (Laufzeit 10 Jahre) zeigt sich folgendes Bild:

Ausgehend von den Investitionskosten ins Schiff (siehe 10.1) von ca. **TCHF 6'130.–**

und der nötigen Investition in die Betankungsanlage (siehe Tabelle 7 in 7.4.3) von ca. **TCHF 1'090.–**

ergibt sich ein totaler Investitionsbedarf von ca. **TCHF 7'220.–**

Über 10 Jahre fallen bei der H₂-Basierten Hybridvariante Betriebskosten von ca. TCHF 6'104.– an.

Werden nun diese beiden Kostenteile addiert und in eine TCO mit Laufzeit 10 Jahre (ohne Zinsen) überführt, so betragen die aufs Betriebsjahr (bei 10 Jahre total) **ca. TCHF 1'332.–** pro Jahr an.

Für die gleiche Betrachtung für ein konventionelles dieselbasiertes Energie- und Powermanagementsystem müssen zwei verschiedene Ansätze gewählt werden:

Zwar bleibt der Investitionskostenanteil am Schiff (inkl. Anpassung des Tanksystems an neuste Bedürfnisse) mit ca. TCHF 1'860.– bei beiden Varianten gleich. Demgegenüber muss aber bei den Betriebskosten einmal mit den Treibstoffkosten ohne Besteuerung (für konzessionierte Schifffahrtsunternehmen) gerechnet werden und einmal mit Besteuerung.

D.h. wenn die errechneten Betriebskosten ohne Steuer von ca. TCHF 4'991.– und mit Steuer von ca. TCHF 7'744.– berücksichtigt werden (siehe Berechnungen in 10.4), so ergeben sich TCOs pro Jahr bei einer Laufzeit von 10 Jahren von:

TCO/a ohne Treibstoffsteuer für konzessionierte Gesellschaften: ca. **TCHF 685.–**

TCO/a mit Treibstoffsteuer für alle anderen Gesellschaften: ca. **TCHF 960.–**

Betrachtet man nun also die verschiedenen TCOs, so fällt auf, dass diese, verglichen mit dem Ansatz für nicht steuerbefreite Gesellschaften nur um ca. 40% höher liegen (für die Energie- und Antriebsanlage eines Schiffes, inkl. einmaliger Kosten für eine Betankungsanlage, welche für mehrere Schiffe genutzt werden kann). Werden die TCOs bei einer Gesellschaft betrachtet, die von den Steuern befreit ist, so sind diese beim Einsatz von Wasserstoff fast doppelt so hoch wie bei einem konventionellen Energie- und Antriebssystem.



Neben der Betrachtung reiner TCO-Berechnungen muss aber eine andere Kennzahl mit genau so hoher Bedeutung betrachtet werden: Die CO₂-Vermeidungskosten. Dies vor dem Hintergrund, dass hierfür international vergleichbare Kennzahlen vorliegen und sie daher Aufschluss über die Frage nach der Verhältnismässigkeit dieser Mehrkosten gibt. Werden also diese Kostendifferenzen mit den CO₂-Einsparungspotentialen ins Verhältnis gesetzt (d.h. CHF/tCO₂), so ergibt sich folgendes Bild (Abbildung 47):

Werden die in Abbildung 48 gezeigten Verläufe (CO₂-Vermeidungskosten über die Zeit) als Durchschnitt über die 10 Jahre betrachtet, so liegen diese bei der **nicht steuerfreien Variante bei ca. CHF 435.– pro Jahr**. Bei heute **steuerbefreiten Gesellschaften** liegt dieser Durchschnitt bei **CHF 757.– pro Jahr**. Zu beachten ist hierbei, dass die o.g. potenzielle CO₂-Abgabe für fossile Brennstoffe berücksichtigt wurde. Als Vergleichswert kann eine Studie aus dem

Jahre 2022 herangezogen werden, welche beim Einsatz von Wasserstoff bei LKWs von CO₂-Vermeidungskosten von ca. € 400.– pro Jahr ausgeht⁴. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass zum Zeitpunkt der Studie die Energiekosten ganz allgemein und insbesondere die Kosten für Strom (und somit auch Wasserstoff) um ca. 20% tiefer lagen als Mitte 2023. Wird diese in Betracht gezogen, so kann gesagt werden, dass sich der Einsatz von Wasserstoff in Schiffen sicherlich als verhältnismässig bezeichnet werden kann. Insbesondere wenn der Betrieb (respektive der Treibstoff) von Schiffen von konzessionierten Schifffahrtsgesellschaften in Zukunft nicht mehr steuerbefreit sein sollte.

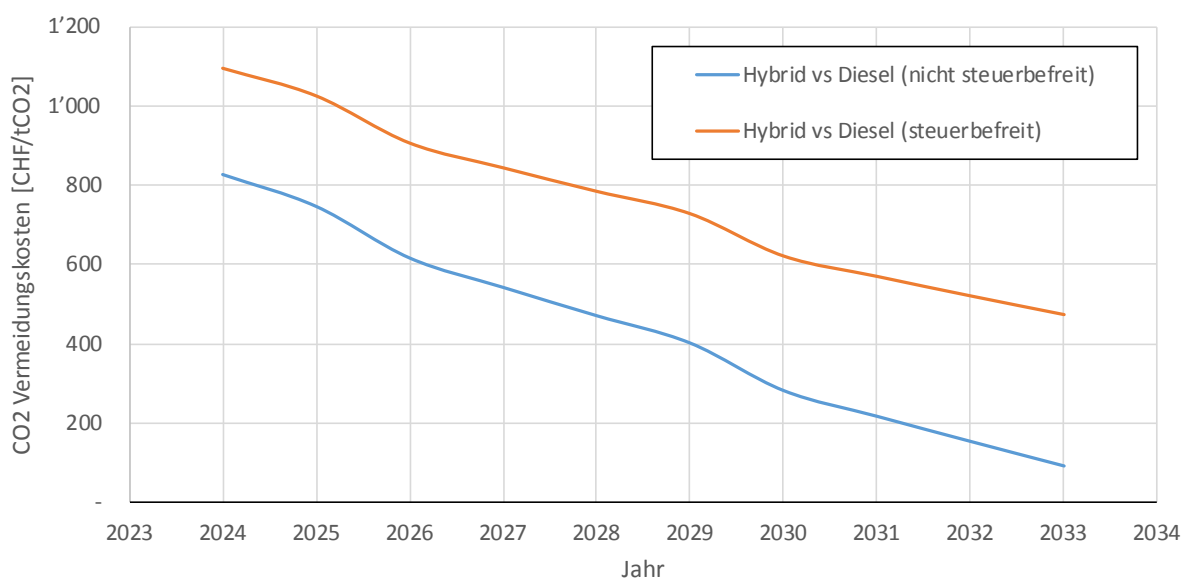


Abbildung 47: CO₂-Vermeidungskosten

⁵ Klassifikationsgesellschaften: Klassifikationsgesellschaften sind private Unternehmen, die im Schifffahrtsbereich als technische Gutachter für die Sicherheit von Schiffen tätig werden und somit die technischen und regulatorischen Grundlagen für die Betriebszulassung von Schiffen im internationalen Kontext liefern. Die effektive Zulassung (auf Grundlage von Klassegutachten) liegt dann jeweils bei den nationalen Behörden.

11 | Zusammenfassung und Fazit

Um der Vision von einem CO₂-freien Berner Oberland näher zu kommen, haben die Partner BLS Schifffahrt, FPT, H₂ Energy AG, ITZ, KWO und Shiptec AG zusammen die vorliegende Studie für ein Schiff erarbeitet. Für einen emissionsfreien Betrieb eignet sich Wasserstoff als Energieträger und Brennstoffzellen als Energiewandler in einer elektrischen Antriebskette am besten. Mit zusätzlichen Batterien kann ein reibungsloser Betrieb sichergestellt werden. In dieser Studie wurde das ganze H₂-Ökosystem betrachtet, inklusive Produktion mittels Elektrolyse, Speicherung und Logistik bis hin zu den Brennstoffzellen, Batterien, Elektromotoren und Propeller auf dem Schiff.

Basierend auf Lastprofilmessungen aus vorherigen Projekten mit bestehenden Schiffen der BLS Schifffahrt auf dem Thuner- und Brienzensee konnten die Systemanforderungen im Sinne von Leistung und Energiemenge definiert werden. Ein vorliegender Neubauentwurf für ein Schiff auf dem Thunersee diente als Grundlage für die Integration der Systeme und Komponenten unter Berücksichtigung der regulatorischen Vorgaben von Behörden und Klassifikationsgesellschaften⁵.

Zunächst wurde die Aufteilung zwischen Batteriegrösse und H₂-Tankgrösse unter den Aspekten Platzbedarf, Zugänglichkeit, Kosten und Gewicht beleuchtet. Eine erste Abschätzung des täglichen Wasserstoffbedarfs wurde mit Hilfe einer Simulation verifiziert und Leistungs- und Systemparameter auf Basis der bestehenden Lastprofile wurden optimiert. Für den Brienzensee wurde ausserdem eine Reduktion auf 20 km/h Kursgeschwindigkeit berücksichtigt. Dies ergab einen täglichen H₂-Bedarf von 100 kg für den Thunersee und 60 kg für den Brienzensee. Zur Speicherung wurden je zwei Tanks mit je 170 kg H₂(netto) auf dem obersten Deck vorgeschlagen. Für die Umwandlung in elektrische

Leistungen sind für das Schiff auf dem Thunersee zwei Brennstoffzellen mit je 150 kW Leistung und zusätzlich zwei Batteriepakete mit je 150 kWh zur Pufferung vorgesehen. Für das Schiff auf dem Brienzensee ist aufgrund geringer Grösse und Leistungsanforderung eine Anlage mit einer Brennstoffzelle sowie zwei Batteriepaketen mit je 120 kWh vorgesehen. Brennstoffzellen sowie Batterien würden unter Deck platziert.

Bei der Betrachtung möglicher Energieträger wurde zunächst auf allgemeine CO₂-neutrale Energiequellen für den Schiffsbetrieb eingegangen. Spezifisch wurde aufgezeigt, dass auch batterieelektrische Lösungen mit erheblichen CO₂-Emissionen verbunden sind, sofern die Batterien aus dem Stromnetz geladen werden. Im Weiteren wurde die Produktion von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse vertieft, wobei auf unterschiedliche Grössen der Produktion sowie mögliche Standorte eingegangen wurde. Langfristig wäre eine eigene oder mit Partnern realisierbare, lokale Wasserstoffproduktion mit min. 2 MW elektrischer Anschlussleistung sinnvoll. Diese könnte dann eine Betankungsanlage an den Standorten Interlaken-Ost und Thun versorgen, und zusätzlich in das bestehende H₂-Ökosystem von HydrosSpider einspeisen. Letzter Standort birgt erschliessungstechnische Herausforderungen aufgrund von Zonen- und Eigentumsverhältnissen, sodass mindestens kurzfristig mit einer mobilen Betankungslösung gerechnet werden muss. Für den Start der Versorgung mit Wasserstoff ohne grössere Investitionen ist auch eine Anbindung an das bestehende H₂-Ökosystem von HydrosSpider mit Containerlösung denkbar. Die Speicherung des produzierten Wasserstoffes ist auf verschiedene Arten möglich, wobei sich die gasförmige Speicherung als kostengünstigste und energieeffizienteste Variante herausgestellt hat. Diese Technologie ist bereits in Strassen-, Schienen- und Marineanwendungen etabliert.

Abschliessend wurde eine Kostenabschätzung für die Investitionen in die Produktion, Betonungseinrichtung sowie das Energiesystem im Schiff gemacht, letzteres im Vergleich zu einer konventionellen dieselmotorischen Antriebsanlage. Die Abschätzung der Betriebskosten wagt eine Prognose bis ins Jahr 2031, in dem die Betriebskosten bei Verwendung von steuerbefreitem Diesel (für Schifffahrtsunternehmen mit eidgenössischer Konzession noch üblich) über denen mit wasserstoff liegen sollten. Ferner wird von einer deutlichen Abnahme der CO₂-Vermeidungskosten ausgegangen.

Die Umsetzung eines oder mehrerer, in diesem ganzheitlichen Projekt behandelten, wasserstoffbetriebenen Fahrgastschiffes samt Sicherstellung der Wasserstoffversorgung scheint aus heutiger Sicht umsetzbar. Dies sowohl unter technologischen, versorgungstechnischen als auch wirtschaftlichen Aspekten. Es sind in allen Bereichen etablierte, am Markt erhältliche Lösungen vorhanden, wobei die schiffbauliche Integration von wasserstoffführenden Komponenten in Schiffen speziell beachtet werden muss. Insbesondere die Zulassung nach heutigen gängigen Regeln stellt hier eine grosse Herausforderung dar.

Zwar muss heute noch mit höheren Gesamtkosten als für ein konventionelles, diesetriebenes Schiff gerechnet werden, dies wird sich jedoch gem. der Studie binnen des kommenden Jahrzehnts ändern. Ein Wasserstoff betriebenes Schiff auf dem Brienzersee im Jahr 2028 ist daher eine mögliche, logische Konsequenz aus dieser Erkenntnis. Ein Leuchtturmprojekt könnte nach Einschätzung der Autoren bereits heute auf dem Thunersee im Rahmen des geplanten Neubaus realisiert werden, bedürfte jedoch der Sicherstellung der Finanzierung der prognostizierten Mehrkosten gegenüber einem konventionellen oder hybriden Antriebssystem

auf Dieselmotorbasis. Es ist davon auszugehen, dass das Projekt eine hohe Öffentlichkeitswirkung erzielen wird.

Luzern, 16. Juni 2023



Matthias Fracasso
Schiffbauingenieur Shiptec AG



Martin Einsiedler
CTO Shiptec AG



Jorim Rosenberg
FC Application Engineer H₂ Energy AG

Disclaimer

Die Ergebnisse in diesem Bericht widerspiegeln die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes bekannten Informationen. Diese können sich nachfolgend noch verändern und die demnach im weiteren Projektverlauf erarbeiteten Lösungen und Ergebnisse können sich von den Ergebnissen in diesem Bericht unterscheiden.



Anhang

A Heizbedarf MS Neubau	77
B Simulation zur Bestimmung der Batteriegrösse (Thunersee)	78
C Simulation zur Bestimmung der Batteriegrösse (Brienzersee)	83
D Brandschutzplan	85
E Übersicht H₂ System und Belüftung	86

A | Heizbedarf MS Neubau

Abschätzung Heizbedarf CO₂-freies Berner Oberland MS Neubau

Innentemperatur	22			
Aussentemperatur	-5			
Wärmeabfluss				
Grenzfläche	Fläche	U-Wert	Delta T	Wärmestrom
	m ²	W/m ² K	K	kW
Fenster	405	1.10	27	12.03
Isolierte Wände	60	0.65	27	1.05
Freies Deck (isoliert)	315	0.65	27	5.53
Unterdeck (nicht isoliert)	285	4.05	10	11.54
Kältebrücken (Stahl nicht isoliert)	20	6.73	27	3.64
SUMME				33.8
Lüftungsverluste				
Luftwechselrate/Person	m ³ /h	25	25	25
Azahl Personen		300	400	700
Luftwechsel	m ³ /h	7500	10000	17500
Dichte Luft	kg/m ³	1.205	1.205	1.205
Wärmekapazität Luft	J/(kg * K)	1005	1005	1005
Luftmasse	kg/(m ³ *h)	9037.5	12050	21087.5
Wärmemenge / h	kJ	245233	326977	572209
Wärmestrom	kW	68.1	90.8	158.9
Wärmeeintrag/Person (Ref. HSLU)	W	120	120	120
Wärmeeintrag Personen	kW	36	48	84
WÄRMEBILANZ (HEIZEN)	kW	65.9	76.6	108.7

Erwähnt in Abschnitt Heizkonzept.

B | Simulation zur Bestimmung der Batteriegrösse (Thunersee)

Die Simulation ist in Abschnitt 4.3.6 beschrieben. In diesem Anhang werden die Ergebnistabellen aufgeführt.

Die nachfolgende Abbildung 48 zeigt exemplarisch den Verlauf der Batterieladung (SOC) für den Fall einer Batteriekapazität von 150 kWh über die Simulationsdauer unter verschiedenen Zuschalt-/Ladeleistungen. Es ist ersichtlich, dass in der Variante 90/15 die Batterie über die physikalisch mögliche Grenze auf -18% SOC belastet wird, während Variante 110/35 die Batterie nur auf max. 83% SOC entladen wird.

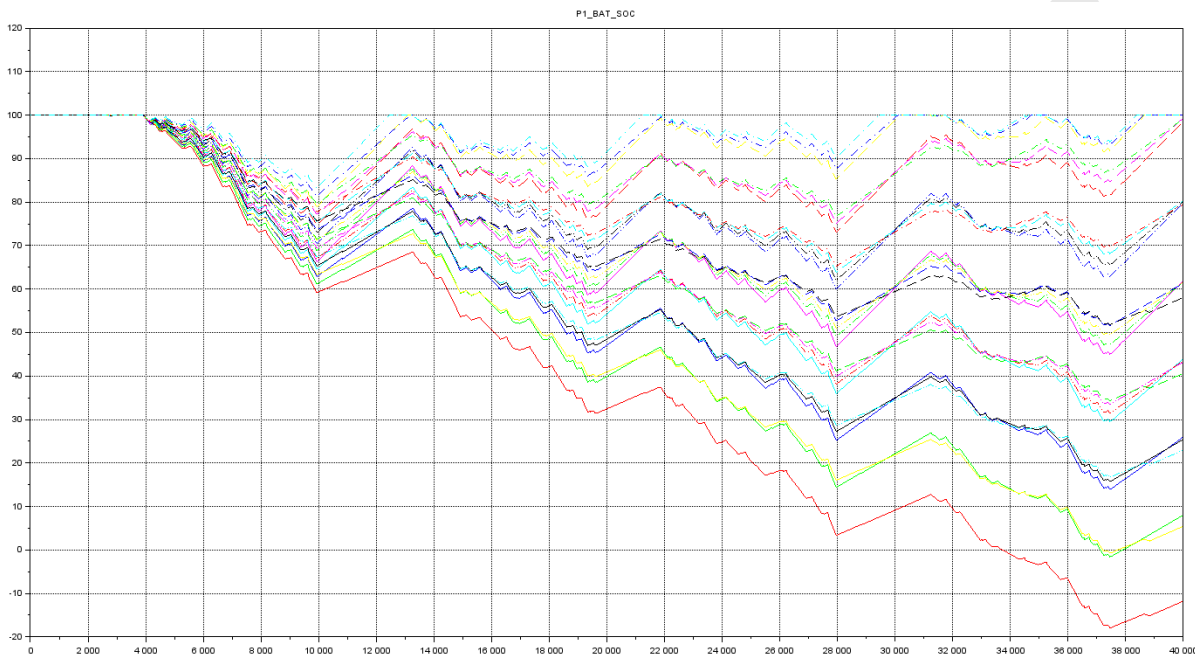
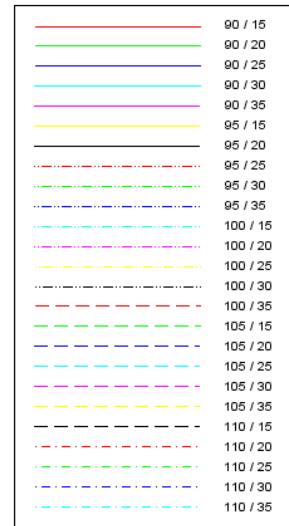


Abbildung 48: Verlauf der Batterieladung über die Simulationsdauer unter verschiedenen Zuschalt-/Ladeleistungen

Tabelle 9 und Tabelle 10 zeigen die maximale Batterieentladung für die Parametervariation auf. Tabelle 11 und Tabelle 12 zeigen den zugehörigen Wirkungsgrad der Brennstoffzelle für neuwertig (beginning of life, BoL) und Lebensende (EoL), welcher bei grösserer Belastung ganz leicht abnimmt, proportional zur Batterieentladung.

Der Wasserstoffverbrauch in Tabelle 13 und Tabelle 14 ist unabhängig von der Batteriekapazität gleiche Zuschalt- und Ladeleistung. Tabelle 18 zeigt die Anzahl benötigter 350 l Standard Tanks des Herstellers Hexagon Purus, welche bereits im Strassen-, Schienen- und auch Marinebereich zum Einsatz kommen.

Tabelle 9:
Maximale Batterieentladung % bei einer Kapazität von 150 kWh / Systemhälfte

Max. von DoD [%]	Ladeleistung (je Systemhälfte) [kW]				
	15	20	25	30	35
Batteriezuschaltgrenze (je Systemhälfte) [kW]					
90	118	102	86	71	55
95	101	84	69	53	40
100	83	67	51	38	27
105	66	48	36	25	21
110	48	35	23	19	17

Tabelle 10:
Maximale Batterieentladung % bei einer Kapazität von 300 kWh / Systemhälfte

Max. von DoD [%]	Ladeleistung (je Systemhälfte) [kW]				
	15	20	25	30	35
Batteriezuschaltgrenze (je Systemhälfte) [kW]					
90	59	51	43	35	28
95	50	42	34	27	20
100	42	33	25	19	14
105	33	24	18	12	11
110	24	17	12	9	8

Tabelle 11:
Durchschnittlicher BZ Wirkungsgrad (@BoL) in %

Eff. @ BoL [%]	Ladeleistung (je Systemhälfte) [kW]				
	15	20	25	30	35
Batteriezuschaltgrenze (je Systemhälfte) [kW]					
90	54.8	54.7	54.6	54.6	54.4
95	54.5	54.5	54.4	54.3	54.2
100	54.2	54.2	54.1	54.1	54.0
105	53.9	53.9	53.8	53.8	53.7
110	53.7	53.6	53.5	53.4	53.3

Tabelle 12:
Durchschnittlicher BZ Wirkungsgrad (@EoL) in %

Eff. @ EoL [%]	Ladeleistung (je Systemhälfte) [kW]				
	15	20	25	30	35
Batteriezuschaltgrenze (je Systemhälfte) [kW]					
90	44.9	44.8	44.6	44.5	44.3
95	44.6	44.5	44.4	44.2	44.1
100	44.2	44.2	44.1	43.9	43.8
105	43.9	43.8	43.7	43.6	43.5
110	43.6	43.5	43.4	43.3	43.1

Die Batteriekapazität definiert lediglich den Bereich der möglichen Parameterkombinationen. Demzufolge hat trivialerweise eine grössere Batterie auch einen geringeren Wasserstoffverbrauch zur Folge, da man ganz einfach den Speicherort der Energie verlagert. Der Sinnvolle Wert für DoD nach Tabelle 9 und Tabelle 10 ist in allen nachfolgenden Tabellen entsprechend für die Batteriegrösse 300 kWh (gelb) und 150 kWh (blau) umrandet.

Tabelle 13:
Wasserstoffverbrauch pro Systemhälfte und Tag (BoL)

Wasserstoffverbrauch @ BoL [kg] Batteriezuschaltgrenze (je Systemhälfte) [kW]	Ladeleistung (je Systemhälfte) [kW]				
	15	20	25	30	35
90	40.0	41.6	43.0	44.5	46.0
95	41.6	43.2	44.6	46.1	47.6
100	43.2	44.8	46.3	47.8	49.4
105	44.8	46.5	48.1	49.6	51.1
110	46.5	48.2	49.8	51.3	52.6

Tabelle 14:
Wasserstoffverbrauch pro Systemhälfte und Tag (EoL)

Wasserstoffverbrauch @ EoL [kg] Batteriezuschaltgrenze (je Systemhälfte) [kW]	Ladeleistung (je Systemhälfte) [kW]				
	15	20	25	30	35
90	49.4	51.3	53.2	55.3	57.3
95	51.3	53.3	55.3	57.3	59.4
100	53.4	55.4	57.5	59.6	61.7
105	55.6	57.6	59.8	61.9	64.1
110	57.7	59.9	62.1	64.4	66.7

Tabelle 15:
Anzahl 350l Standard Tanks bei 250 bar pro Tag (EoL)
inkl. 20% Reserve

Anzahl Tanks Batteriezuschaltgrenze (je Systemhälfte) [kW]	Ladeleistung (je Systemhälfte) [kW]				
	15	20	25	30	35
90	22	23	24	25	25
95	23	24	25	25	26
100	24	25	25	26	27
105	25	26	26	27	28
110	26	27	27	28	29

C | Simulation zur Bestimmung der Batteriegrösse (Brienzersee)

Die Interpretation der nachfolgenden Tabellen ist analog der Ausführungen Anhang B. Eine Schlussfolgerung wird in Abschnitt 4.3.6 gezogen.

Tabelle 16:
Maximale Batterieentladung in % bei einer Kapazität von 240kWh / Systemhälfte

Max. von DoD [%]	Ladeleistung (je Systemhälfte) [kW]				
	5	10	15	20	25
Batteriezuschaltgrenze [kW]					
40.0	79	70	63	55	48
42.5	72	64	56	48	41
45.0	66	58	50	42	36
47.5	60	52	44	37	32
50.0	55	47	38	32	27

Tabelle 17:
Maximale Batterieentladung in % bei einer Kapazität von 120kWh / Systemhälfte

Max. von DoD [%]	Ladeleistung (je Systemhälfte) [kW]				
	5	10	15	20	25
Batteriezuschaltgrenze [kW]					
40.0	157	140	125	111	96
42.5	144	127	112	97	82
45.0	133	116	100	84	72
47.5	121	104	88	73	63
50.0	110	93	77	65	54

Tabelle 18:
Durchschnittlicher BZ Wirkungsgrad (@BoL) in %

Max. von DoD [%]	Ladeleistung (je Systemhälfte) [kW]				
	5	10	15	20	25
Batteriezuschaltgrenze [kW]					
40.0	157	140	125	111	96
42.5	144	127	112	97	82
45.0	133	116	100	84	72
47.5	121	104	88	73	63
50.0	110	93	77	65	54

Tabelle 19:
Durchschnittlicher BZ Wirkungsgrad (@EoL) in %

Eff. @ BoL [%]	Ladeleistung (je Systemhälfte) [kW]				
	5	10	15	20	25
Batteriezuschaltgrenze [kW]					
40.0	55.6	55.4	55.2	54.9	54.6
42.5	55.3	55.1	54.9	54.6	54.3
45.0	55.0	54.8	54.6	54.4	54.0
47.5	54.7	54.6	54.4	54.1	53.8
50.0	54.4	54.3	54.1	53.8	53.5

Tabelle 20:
Wasserstoffverbrauch pro Tag (BoL)

Wasserstoffverbrauch @ BoL [kg] Batteriezuschaltgrenze [kW]	Ladeleistung (je System- hälfte) [kW]				
	5	10	15	20	25
40.0	36.0	38.8	41.7	44.6	47.6
42.5	37.8	40.7	43.7	46.7	49.8
45.0	39.5	42.5	45.6	48.7	51.9
47.5	41.2	44.3	47.4	50.6	53.9
50.0	42.9	46.0	49.2	52.5	55.8

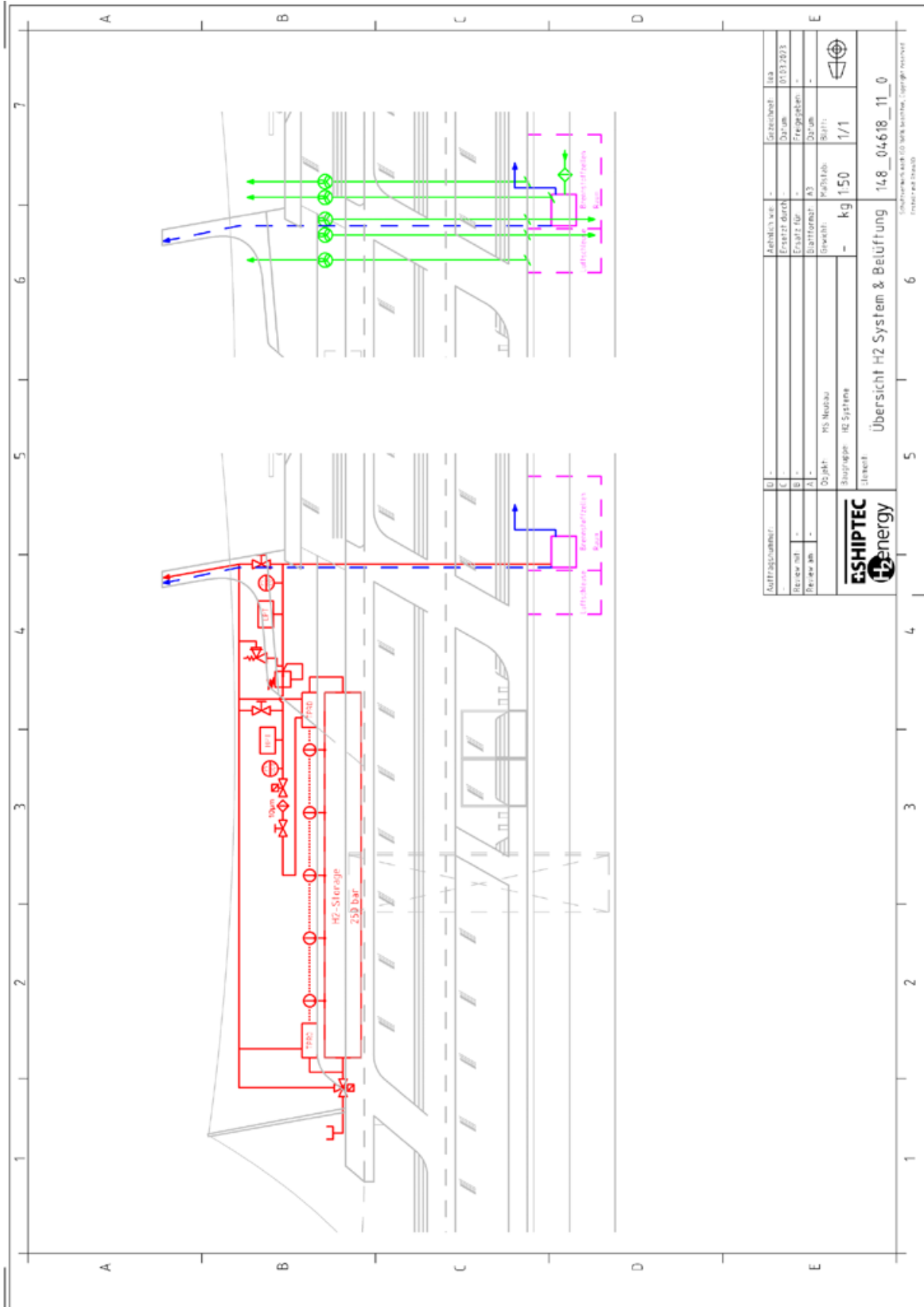
Tabelle 21:
Wasserstoffverbrauch pro Tag (EoL)

Wasserstoffverbrauch @ EoL [kg] Batteriezuschaltgrenze [kW]	Ladeleistung (je System- hälfte) [kW]				
	5	10	15	20	25
40.0	44.1	47.5	51.1	54.8	58.6
42.5	46.4	49.9	53.7	57.5	61.5
45.0	48.5	52.2	56.1	60.0	64.2
47.5	50.7	54.5	58.4	62.5	66.7
50.0	52.9	56.7	60.7	64.9	69.2

Tabelle 22:
Anzahl 350l Standard Tanks bei 250 bar pro Tag (EoL)
inkl. 20% Reserve

Wasserstoffverbrauch @ EoL [kg] Batteriezuschaltgrenze [kW]	Ladeleistung (je System- hälfte) [kW]				
	5	10	15	20	25
40.0	44.1	47.5	51.1	54.8	58.6
42.5	46.4	49.9	53.7	57.5	61.5
45.0	48.5	52.2	56.1	60.0	64.2
47.5	50.7	54.5	58.4	62.5	66.7
50.0	52.9	56.7	60.7	64.9	69.2

E | Übersicht H₂ System und Belüftung





Kontakt:
Shiptec AG
Werftestrasse 5
6002 Luzern
+41 41 367 66 95
info@shiptec.ch