



Aktivitäten der Jahre 2021 bis 2022

# Power-to-X am IET Institut für Energietechnik

Boris Kunz, Boris Meier, Christoph Steiner, Cristina Antonini, Fabian Ruoss, Fiona Hauser, Imre Antalffy, Laurin Hilfiker, Luca Schmidlin, Marius Kaltenbach, Markus Friedl, Matthias Frommelt, Robin Leonhard, Salvatore Oricchio, Silvan Schmid, Zoe Stadler



# Liebe Leserin, lieber Leser



Seit unserem letzten Bericht vom April 2021 über die Entwicklungen im Bereich Power-to-X und den Aktivitäten unseres Instituts wurde die Energiebranche kräftig durchgeschüttelt: Es ist uns allen bewusst geworden, dass die Nutzung fossiler Energiequellen nicht nur das Problem der Klimaerwärmung verursacht, sondern dass auch die Versorgungssicherheit mit billiger fossiler Energie nicht selbstverständlich ist. Zudem sehen wir auch, dass der Ausbau des erneuerbaren Energiesystems auf globale Lieferketten angewiesen ist, die auch nicht immer reibungslos funktionieren. Und schliesslich ist wegen fehlender Verträge mit der uns umgebenden EU der ungehinderte Austausch von Energie ebenfalls nicht selbstverständlich.

demonstrieren, wie mit einer Hochtemperatur-Elektrolyse die Effizienz von Power-to-Methan im grossen Massstab von 50 % auf 70 % gesteigert werden kann. Wir bedanken uns bei unseren Finanzierungspartnern für das uns entgegengebrachte Vertrauen und die Geduld.

Dieser Bericht gibt Ihnen einen Überblick nicht nur über die Projekte HEPP und HotCat4Steam, sondern über alle unserer Aktivitäten im Zusammenhang mit Power-to-X. Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre und freuen uns auf jedes Feedback.

Mit freundlichen Grüssen  
Prof. Dr. Markus Friedl  
Leiter IET Institut für Energietechnik

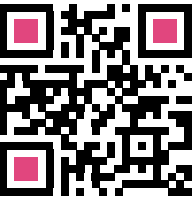


**Prof. Dr. Markus Friedl**  
Leiter IET Institut für Energietechnik  
Professor für Thermo- und Fluidodynamik

Die Energiemärkte drücken die Energieknappheit in Form eines Preisanstiegs aus, der für einen Teil der europäischen Bevölkerung ein riesiges Problem darstellt. Die hohen Energiepreise zeigen uns aber auch auf, dass man mit Energie sinnvoll umgehen soll. Unser zukünftiges Energiesystem benötigt massiv mehr Erzeugungskapazität sowie Speicher für kurze und mittlere Zeitspannen bis zu saisonalen Speichermöglichkeiten. Power-to-X kann hier einen wertvollen Beitrag leisten. Der Bund hat das in seinen «Energieperspektiven 2050+» vorgesehen: Je nach Szenario übernimmt Power-to-X früher oder später und in unterschiedlicher Intensität eine wichtige Rolle. Es sind Power-to-X Anlagen in der Schweiz vorgesehen, aber auch im Ausland an Orten mit günstigen Stromkosten, von wo die produzierten Energieträger importiert werden.

Wir schreiben diesen Bericht aus Anlass unserer Konferenz «Expertinnen- und Expertengespräche Power-to-X» vom 20. Juni 2023, mit dem wir die Projekte «High Efficiency Power-to-Gas Pilot» (HEPP) und «HotCat4Steam» abschliessen. Wir konnten in diesem Projekt einen Meilenstein erreichen, der mit grösseren Herausforderungen verbunden war, als ursprünglich gedacht: Wir konnten in Experimenten

Lesen Sie diesen Bericht digital.



[ost.ch/iet-institut-fuer-energietechnik/power-to-x/publikationen](https://ost.ch/iet-institut-fuer-energietechnik/power-to-x/publikationen)

**Impressum**  
**Herausgeberin**  
OST- Ostschweizer Fachhochschule  
**Konzept und Layout**  
Marketing OST  
**Druck**  
Schmid-Fehr AG  
9403 Goldach, Switzerland  
**Version**  
2023 | 05





# Inhalt

## Alles auf einen Blick

- 6 Power-to-X in der Öffentlichkeit
- 7 Power-to-X Netzwerke des IET
- 10 HotCat4Steam – Die Power-to-Methane Pilotanlage an der OST
- 17 Forschungsplattform für erneuerbare Energieträger Power-to-X (FOEEN-X)
- 18 SolarFuels für Äthiopien – Aufbau eines Kompetenzzentrums für Power-to-X
- 24 E-Fuels and End-Use Perspectives
- 26 Low-Cost Hydrogen Refuelling Station (LCHRS)
- 34 Nutzung von verflüssigtem Biomethan für den Schweizer Schwerlasttransport
- 38 ERIG ReHaul: Mit welcher emissionsarmen Technologie sollen die Lkw von 2030 fahren
- 41 Wasserstoff und Strassenverkehr in der Schweiz
- 48 HIGGS – Erdgastransport mit Wasserstoff dekarbonisieren
- 54 Underground Sun Conversion – Flexible Storage
- 56 PowerCheck.ch
- 58 Wasserstoff, Methan und Methanol: Simulationen für die Energiewende
- 63 H2-Seminar an der OST – Vermittelt aktuelles Wissen aus Praxis und Forschung





# Power-to-X in der Öffentlichkeit

Das IET Institut für Energietechnik ist bemüht, Erkenntnisse aus Forschung und Entwicklung der Allgemeinheit zugänglich zu machen. So zum Beispiel durch die Organisation von öffentlichen Veranstaltungen oder regelmässigen Führungen auf der Forschungsplattform.

## Zoe Stadler, IET Institut für Energietechnik

### Expertinnen- und Expertengespräche Power-to-X

Im Jahr 2014 veranstaltete das IET Institut für Energietechnik das erste Mal die Expertinnen- und Expertengespräche Power-to-X. Am 20. Juni 2023 ist bereits die 14. Durchführung der öffentlichen Tagung geplant. Es ist eine der wichtigsten Branchenveranstaltungen für den Fachbereich Power-to-X in der Schweiz und ein Treffpunkt für Vernetzung und Austausch.

An den Expertinnen- und Expertengesprächen nehmen jeweils rund 100 Personen teil. Die Teilnehmenden haben einen beruflichen Bezug zum Fachgebiet und arbeiten in der Forschung, in grossen und kleinen Unternehmen, bei Infrastrukturanlagen, in der Energieversorgung oder in der Gaswirtschaft.

Die Fachreferate beleuchten das Thema Power-to-X aus den unterschiedlichen Fachrichtungen Technologie, Recht, Ökonomie, Ökologie und Gesellschaft. Zudem werden realisierte oder laufende Projekte vorgestellt. Auf der Website [ost.ch/iet](http://ost.ch/iet) sind alle Informationen zu aktuellen und vergangenen Expertinnen- und Expertengesprächen publiziert.

### Die Power-to-Gas-Anlage in Rapperswil besichtigen

Mit technischen Innovationen und neuen Konzepten entwickeln wir an unserer Forschungsplattform Power-to-X-Technologien weiter und demonstrieren im Kleinen, was im grossen Massstab möglich sein wird. Die Innovationen in diesem Projekt beziehen sich auf die Effizienz, die Kosten und auf die Betriebsflexibilität. So konnte im vergangenen Jahr zum Beispiel die Effizienz der Power-to-Methan-Technologie massgeblich gesteigert werden (siehe dazu Beitrag zum Projekt HotCat4Steam). Bestandteil unserer Forschungsplattform ist zum einen eine Power-to-Methan-Anlage, welche mit einer Hochtemperaturelektrolyse betrieben wird. Des Weiteren wird derzeit eine Wasserstofftankstelle gebaut, welche den ökonomischen Herausforderungen gerecht werden soll.

Neben der alltäglichen Forschungsarbeit ist unsere Forschungsplattform aber auch ein Besucherinnen- und Besuchermagnet: seit Herbst 2018 haben rund 1800 Personen an Führungen und Rundgängen teilgenommen. Gerne sind auch Sie zu Rundgängen eingeladen. Schreiben Sie bei Interesse bitte an: [besuch-ptx@ost.ch](mailto:besuch-ptx@ost.ch)



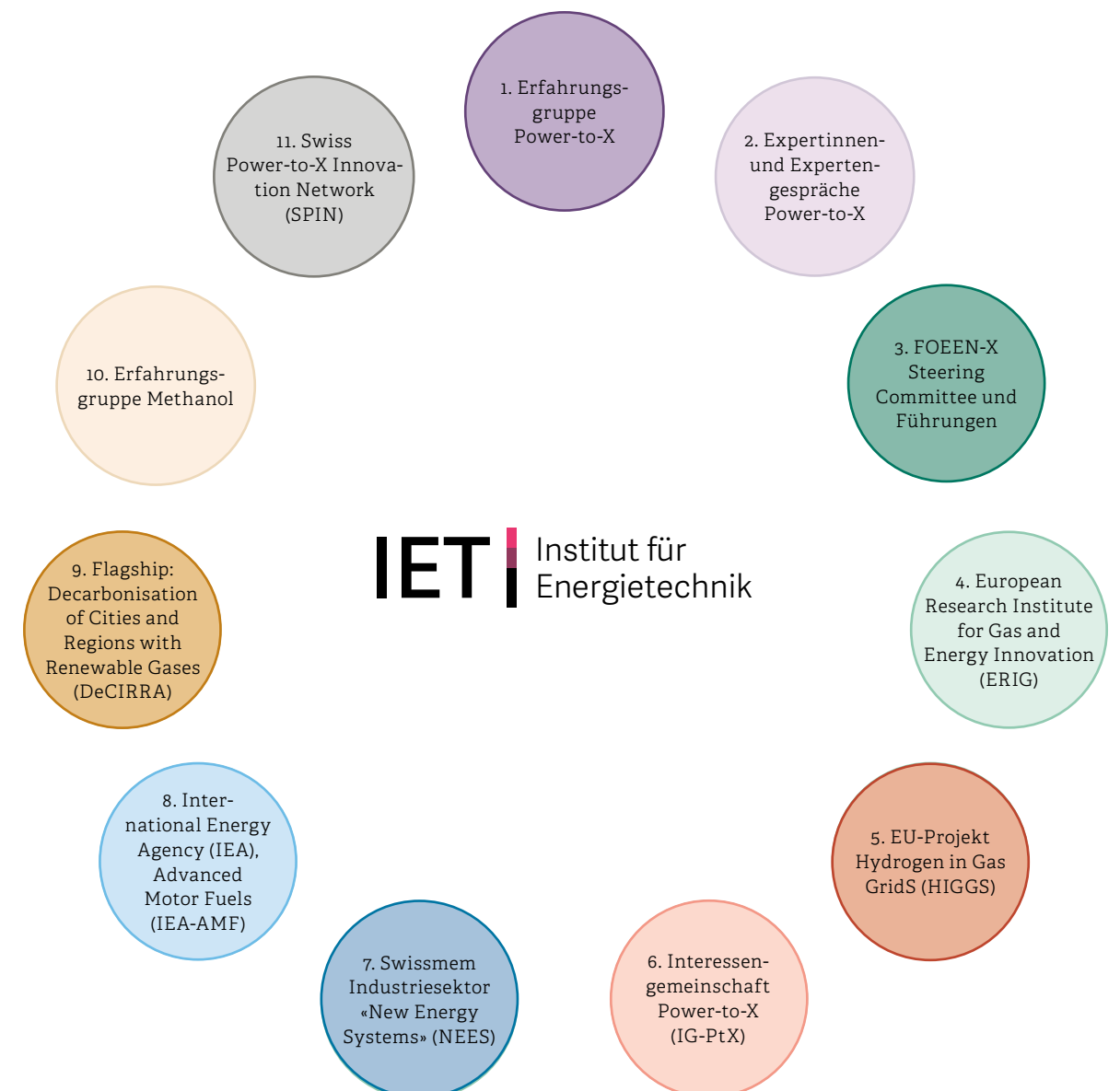
Markus Friedl begrüsst am 27. September 2022 zu den 13. Expertinnen- und Expertengesprächen Power-to-X.

# Power-to-X Netzwerke des IET

Netzwerke sind sehr wichtig, um die Relevanz der angewandten Forschung sicherzustellen und das erworbene Know-how in die Gesellschaft zu transferieren. Die Netzwerke, die hier in chronologischer Reihenfolge gezeigt werden, wurden vom IET gegründet, mitgegründet oder werden wesentlich durch das IET geprägt. Dabei gibt es unterschiedliche

Formen von Netzwerken: Informelle Gruppen, Vereine und Forschungsprojekte, die gemeinsam mit anderen Partnern durchgeführt werden. Wichtig ist, dass diese Netzwerke über einen längeren Zeitraum aufrechterhalten werden, sodass eine Vertrauensbasis geschaffen werden kann.

## Markus Friedl, IET Institut für Energietechnik





### 1. Erfahrungsgruppe Power-to-X

Im Januar 2014 initiierte das IET diesen informellen Austausch zwischen den meisten Schweizer Organisationen, die eine Power-to-X Anlage bauen und betreiben.

### 2. Expertinnen- und Expertengespräche Power-to-X

Am 20. Juni 2023 organisiert das IET diese Konferenz bereits zum 14. Mal. Die erste Veranstaltung fand im Mai 2014 statt. Jedes Mal erfahren Fachleute die neusten Informationen aus dem Bereich Power-to-X und vernetzen sich gegenseitig (siehe Seite 6).

### 3. Forschungsplattform Power-to-X (FOEEN-X) Steering Committee und Führungen

Seit Februar 2015 tauschen sich zweimal im Jahr Forschungspartnerinnen und -partner des IET und Vertretungen aus Politik, Verbänden und Industrie aus, um die angewandte Forschung in Rapperswil in einen Kontext zu den Bedürfnissen der Gesellschaft zu stellen. Das Steering Committee setzt sich aus den folgenden Persönlichkeiten zusammen:

- Ernst Uhler, Energie Zürichsee Linth AG (EZL)
- Nationalrat Martin Landolt, Die Mitte
- Barbara Keller-Inhelder, SVP
- Nationalrat Marcel Dobler, FDP
- Peter Graf, St.Galler Stadtwerke (SGSW)
- Michael Bätscher, Elektrizitätswerk Jona-Rapperswil AG (EWJR)
- Bettina Bordenet, Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches (SVGW)
- Daniela Decurtins, Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG)
- Nadine Brauchli, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)
- Arne Siemens, Audi
- Dominique Kronenberg, Climeworks AG
- Thorsten Harder, Burckhardt Compression AG
- Vertretungen des IET

Seit der offiziellen Eröffnung der Anlage am 4. Oktober 2019 haben 1800 Personen unsere Anlage im Rahmen von Führungen besucht. Anfragen für Führungen bitte an [besuch-ptx@ost.ch](mailto:besuch-ptx@ost.ch) (Unkostenbeitrag, falls möglich).

### 4. European Research Institute for Gas and Energy Innovation (ERIG)

Seit der Gründung von ERIG im Jahr 2018 beteiligt sich das IET aktiv an diesem europäischen Netzwerk. Aktuell arbeiten wir an einer Studie zum Europäischen Schwerlastverkehr mit verschiedenen erneuerbaren Technologien: Batterie-elektrisch, Wasserstoff, erneuerbares Methan und E-Fuels.

Forschungspartner:

DVGW-EBI, Werz, Energieinstitut Linz, ERIG

Mitglieder:

SVGW, VSG, DVGW, ÖVGW, New Energy Coalition, Gassco, DGC

### 5. EU-Projekt Hydrogen In Gas GridS (HIGGS)

Seit Januar 2020 arbeiten wir an einem europäischen Forschungsprojekt, das die Verwendung von Wasserstoff im Europäischen Gasnetz untersucht. Das IET simuliert Teile des Gasnetzes und beschäftigt sich mit techno-ökonomischen Analysen.

Forschungspartner: FHa, DVGW, Tecalia, Redexis, IET, ERIG (siehe Seite 48)

### 6. Interessengemeinschaft Power-to-X (IG-PtX)

Im Februar 2020 fanden die ersten Gespräche statt, die am 10. März 2021 zur offiziellen Gründung der (IG-PtX) führen. Es ist eine Kooperation von Ostschweizer Energieversorgungsunternehmen, der Liechtensteinischen Gasversorgung und der Forschung. Die (IG-PtX) hat das Ziel, die Energiewirtschaft, Politik, Verwaltung und der interessierten Öffentlichkeit über Power-to-X Technologien und ihren möglichen Beitrag zu einem fossilfreien Energiesystem zu informieren und die Forschung in diesem Bereich zu unterstützen.

### 7. Swissmem Industriesektor «New Energy Systems» (NES)

Im Herbst 2020 beteiligte sich das IET in Diskussionen mit Swissmem, die im Frühling 2021 zur Gründung des Industriesektors «New Energy Systems» (NES) führten. Markus Friedl ist im Kernteam des Industriesektors vertreten, der das Netzwerk des IET auf die produzierende Industrie des MEM-Sektors erweitert. Schweizer Unternehmen und Stakeholdern nutzen NES als eine Plattform, um sich zu Themen wie Dekarbonisierung und Defossilisierung auszutauschen.

### 8. International Energy Agency, (IEA), Advanced Motor Fuels (IEA-AMF)

Seit Herbst 2021 trägt das IET mit Unterstützung des BFE Bundesamts für Energie im Task 64 «E-Fuels and End-Use Perspectives» zum Technology Collaboration Programme in Advanced Motor Fuels der IEA Internationalen Energieagentur zum internationalen Know-How-Austausch im Bereich E-Fuels bei (siehe Seite 24).



### 9. Innosuisse Flagship: Decarbonisation of Cities and Regions with Renewable Gases (DeCIRRA)

Seit Februar 2022 arbeiten wir im Innosuisse Flagship Projekt DeCIRRA. Wie können wir Städte und Regionen dekarbonisieren? Wie können wir die lokalen Ressourcen und die vorhandene Infrastruktur optimal nutzen? Welche Rolle können Energieversorger und erneuerbare Gase bei der Umstellung auf ein Energiesystem ohne Netto-CO<sub>2</sub>-Emissionen spielen? Diese Fragen beantwortet ein Konsortium aus Forschungs- und Umsetzungspartner.

- Forschungspartner: PSI, HSLU, HEIG-VD, Unilu, ZHAW, ETH
- Umsetzungspartner: Swiss ICT, VSG, VSE, H2 Produzenten, Cemsuisse, S-WIN, Erdgas Ostschweiz, Energie Ausserschwyz AG, Renergia, Timber Finance, Qaptis, NeoCarbon, Climeworks AG, WWF, Stiftung Klimarappen, Apex AG, Alphasynt GmbH, ebs, Erdgas Regio AG, Energie Zürichsee Linth AG, Hitachi Zosen Inova AG, EWA Energie Uri AG, Elektrizitäts-Genossenschaft Siggental, Verein Regionale Identität Baden Brugg, Giezendanner Transport AG, Gemeinde Richterswil, Viteos SA, Etat de Vaud, OIKEN

### 10. Erfahrungsgruppe Methanol

Methanol ist einer der Top-Kandidaten als Energieträger von erneuerbarer Energie als Ergänzung zu Wasserstoff, Methan und Ammoniak. Im November 2021 trafen sich das erste Mal Interessierte in einem informellen Workshop zum gegenseitigen Austausch. Unterdessen haben drei Workshops stattgefunden.

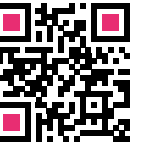
### 11. Swiss Power-to-X Innovation Network (SPIN)

Am 19. September 2022 wurde Markus Friedl zum Co-Präsidenten von SPIN gewählt. Die Geschäftsführung

- Präsidenten: Nationalrat Martin Bäuml, GLP, Co-Präsident Politik; Patrik Meli, MAN Energy Solutions, Co-Präsident Wirtschaft; Prof. Dr. Markus Friedl, Leiter IET, Co-Präsident Forschung
- Vorstand: Climeworks AG, EPFL Energy Center, OST, Hitachi Zosen Inova, SR Technics, Synhelion, Sulzer
- Weitere Mitglieder: Airborn Fuels Switzerland AG, Amag Group AG, Biofuels Schweiz, eFuel Alliance, e-fuels2go AG, Empa, Envenion GmbH, FPT Motorenforschung AG, HES-SO, Ineratec Schweiz AG, Inrag AG, Limeco, Methanology AG, Pilatus Flugzeugwerke AG, Silent-Power AG, Suslab der ETH Zürich, Swiss International Air Lines AG, ZHAW



# HotCat4Steam – Die Power-to-Methane Pilotanlage an der OST



Die Energieversorgung transformiert sich, der Anteil der erneuerbaren Energien nimmt stetig zu. In Zukunft werden Fluktuationen von z.B. Photovoltaik- oder Windkraftanlagen in einem vernetzten und intelligenten Energiesystem ausgeglichen. Zum einen werden Energieüberschüsse mit Speichertechnologien aufgefangen und in Zeiten von Knappheit wieder zur Verfügung gestellt. Zum anderen werden unterschiedliche Sektoren unseres Energiesystems vernetzt: das Strom-, Gas- und Wärmenetz sowie die Mobilität.

**Power-to-X (PtX)** ist eine Schlüsseltechnologie für die Energieversorgung von morgen, da sie Stromüberschüsse in Gas oder flüssige Brenn- und Treibstoffe umwandelt, welche langfristig gespeichert werden können. Wie die untenstehende Abbildung schematisch darstellt, können die PtX-Produkte bei Bedarf in der Mobilität genutzt oder in einem Gas- oder Blockheizkraftwerk zu erneuerbarem Strom und Wärme zurückgewandelt werden. **Power-to-Methane** ist eine Untervariante von PtX. Ein wichtiges Merkmal dieser Technologie ist, dass das produzierte Methan (auch synthetisches Erdgas genannt) in der heute schon bestehenden Erdgasinfrastruktur transportiert, verteilt und gespeichert sowie mit bestehender Technologie (CNG-Tankstellen und Gasfahrzeuge, Gaskraftwerke in verschiedenen Grössenordnungen und weitere industrielle Anlagen) genutzt werden kann.

## Die Vorläuferprojekte von HotCat4Steam

Am IET Institut für Energietechnik der OST Ostschweizer Fachhochschule wurde ab 2017 am Campus Rapperswil eine Power-to-Methane-Anlage in Zusammenarbeit mit öffentlichen Institutionen und privaten Unternehmen realisiert. Das Projekt HEPP (High Efficiency Power-to-Methane Pilot) wurde damals auch durch das EU-Projekt PENTAGON gefördert, das im Rahmenprogramm Horizon 2020 initiiert wurde.

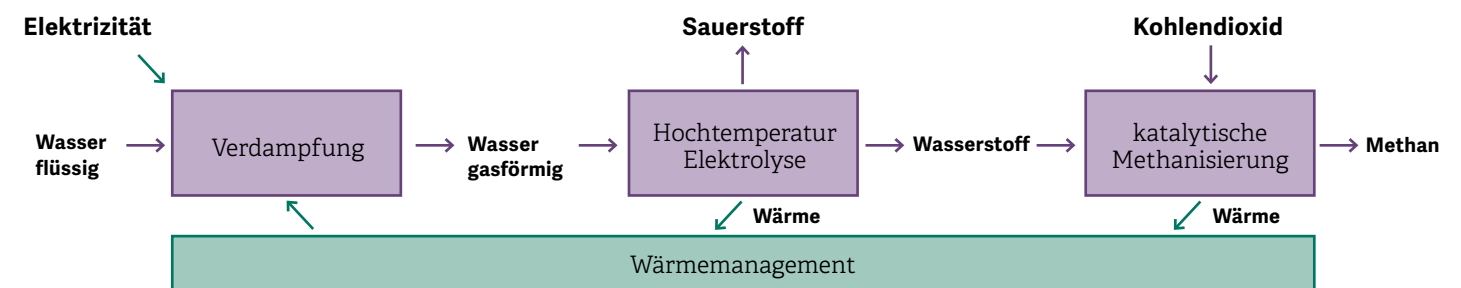
Christoph Steiner, IET Institut für Energietechnik

## Projekte HEPP und HotCat4Steam

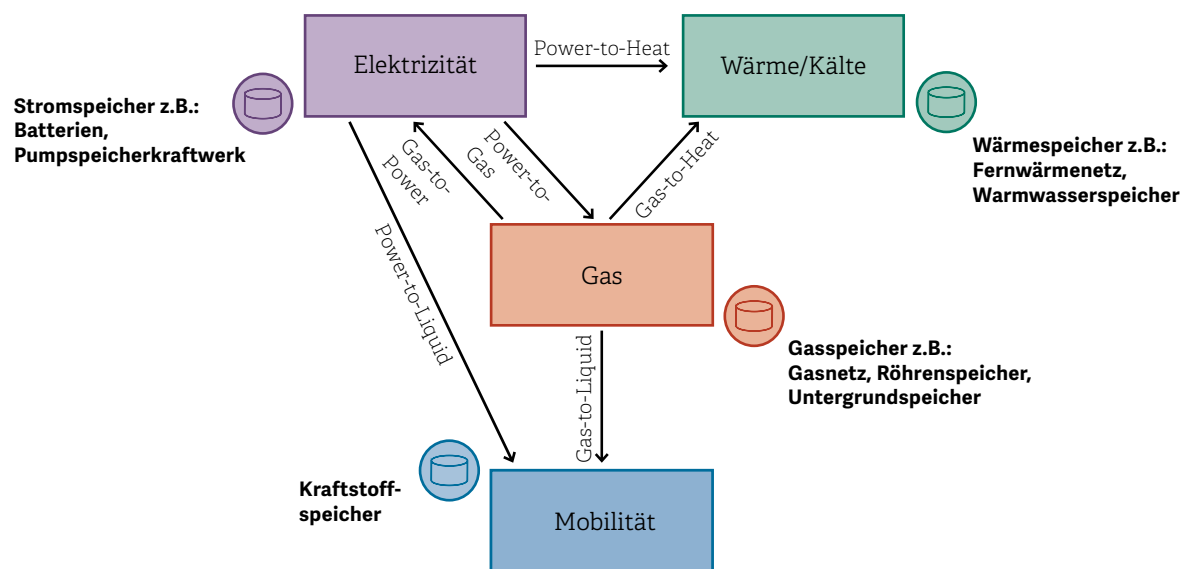
In der Anlage in Rapperswil wird das Methan ( $\text{CH}_4$ ) in einer katalytischen Methanisierung hergestellt, indem die Ausgangsstoffe Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) und Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) mittels eines Nickel-basierten Katalysators umgesetzt werden. Bei dieser Umsetzung entsteht ein beträchtlicher Anteil an Wärme, welche bei bisherigen Power-to-Methane-Anlagen kaum genutzt werden konnte.

Dank der Verwendung einer Hochtemperatur-Elektrolyse (HTE) anstelle einer PEM- oder alkalischen Elektrolyse sowie dem Einsatz eines Wärmemanagements lässt sich diese oft ungenutzte Wärmeenergie hervorragend nutzen. Diese Art der Elektrolyse besitzt aufgrund der sehr hohen Betriebstemperatur von 600 – 800 °C einen hohen Wirkungsgrad bei der Umsetzung von Wasser(dampf) zu Wasserstoff. Mit diesem integrierten System soll die Effizienz in Grossanlagen von heutzutage 55 % auf ca. 70 % erhöht werden. In dieser Forschungsanlage stehen also Effizienzsteigerungen im Fokus. Eine detaillierte Beschreibung der beiden Projekte HEPP und PENTAGON finden Sie in unserem Bericht «Power-to-X am IET Institut für Energietechnik 2016 – 2020» (siehe Webseite, QR-Code oben).

ments lässt sich diese oft ungenutzte Wärmeenergie hervorragend nutzen. Diese Art der Elektrolyse besitzt aufgrund der sehr hohen Betriebstemperatur von 600 – 800 °C einen hohen Wirkungsgrad bei der Umsetzung von Wasser(dampf) zu Wasserstoff. Mit diesem integrierten System soll die Effizienz in Grossanlagen von heutzutage 55 % auf ca. 70 % erhöht werden. In dieser Forschungsanlage stehen also Effizienzsteigerungen im Fokus. Eine detaillierte Beschreibung der beiden Projekte HEPP und PENTAGON finden Sie in unserem Bericht «Power-to-X am IET Institut für Energietechnik 2016 – 2020» (siehe Webseite, QR-Code oben).



Grundprinzip der Wärmekopplung von Methanisierung und Hochtemperatorelektrolyse



Möglichkeiten der Sektorkopplung dank Power-to-X-Verfahren.

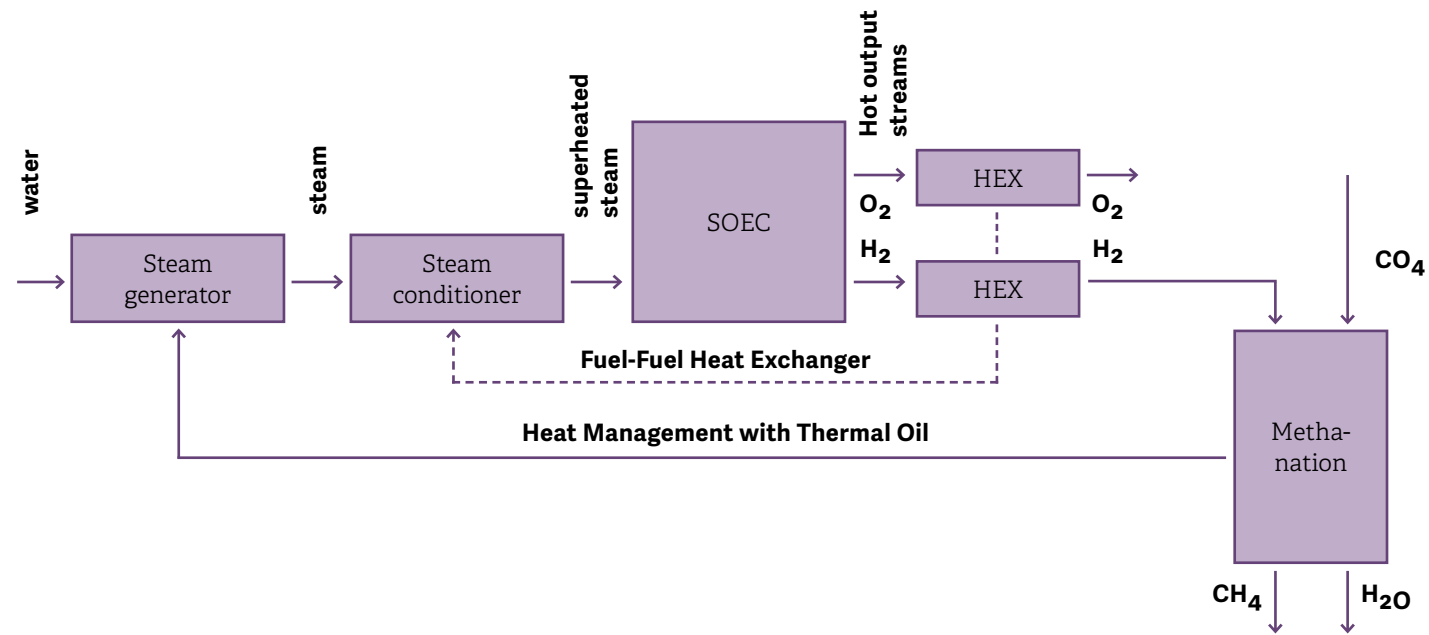


Die damalige Bundesrätin Simonetta Sommaruga zu Besuch auf der HEPP-Anlage im Jahr 2019. Im Hintergrund sind die Container, in welchen die Power-to-Methane-Anlage steht.



Eine besondere Herausforderung bei der Aufstellung des HEPP-Teststands ist die thermische Integration der einzelnen Komponenten. Dabei sollte die Wärme, welche bei der katalytischen Methanisierung bei ca. 250 – 300 °C entsteht, möglichst komplett verwendet und zur Verdampfung (und Überhitzung) von Wasser genutzt werden. Auch innerhalb der Hochtemperatur-Elektrolyse ist eine thermische Integration äusserst wichtig für einen hohen energetischen Wirkungsgrad. Dabei geht es um das Rückführen der Wärme von den Produktgasen, die sehr heiss aus

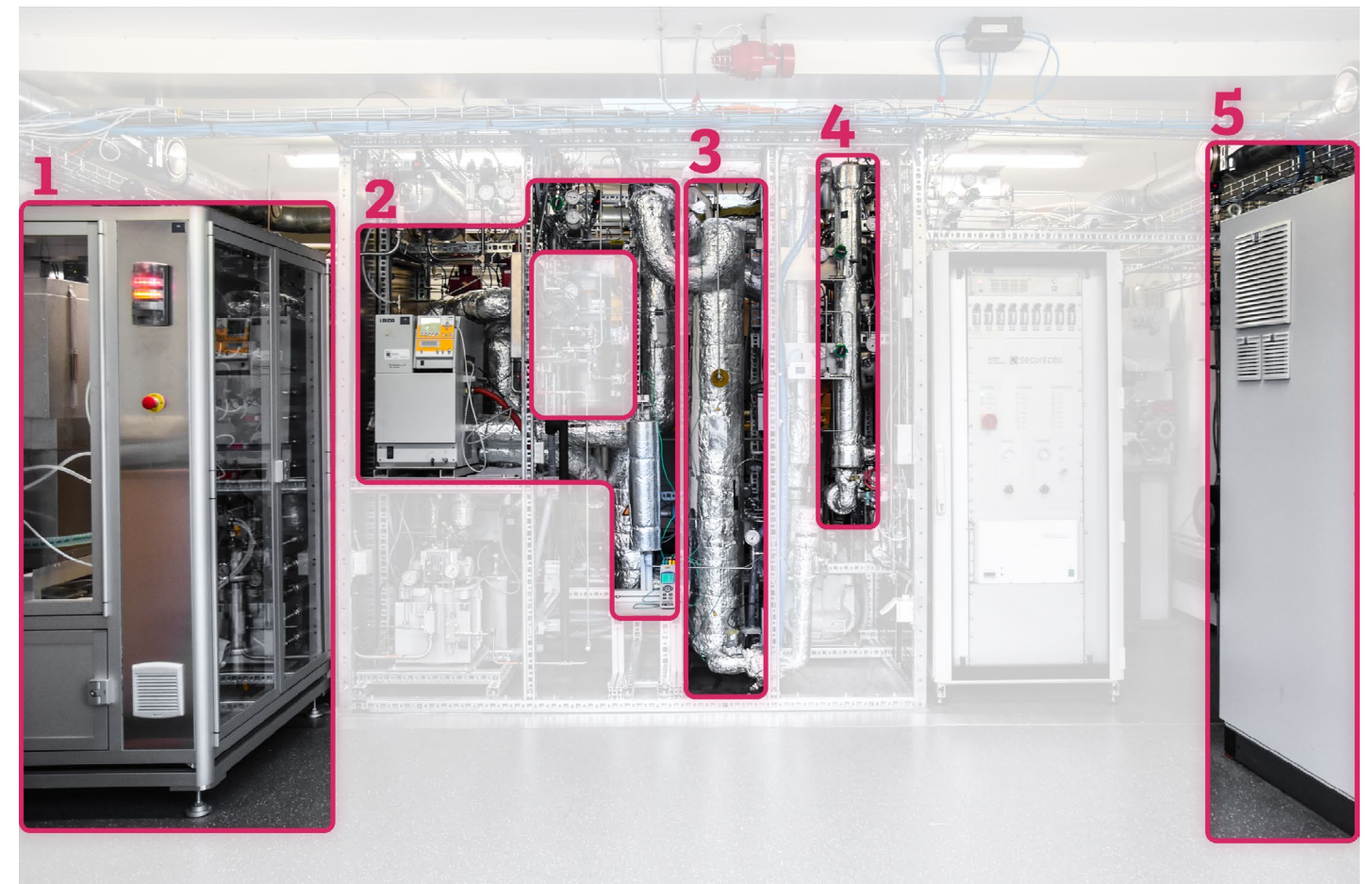
dem Elektrolysestapel ausströmen, zu den Edukten, die durch die vorher genannte Wärme aus der Methanisierung erzeugt respektive verdampft und überhitzt werden. Um diese interne thermische Integration zu erreichen sind besonders gestaltete Wärmetauscher notwendig.



Prinzipisches Schema der thermischen Integration von Hochtemperatur-Elektrolyse und katalytischer Methanisierung  
 SOEC = solid oxide electrolysis cells  
 HEX = Heat Exchangers

Ferner stellt der eigentliche Aufbau der Hochtemperatur-Elektrolyse besondere Bedingungen an die Produktion des überhitzten Dampfes hinsichtlich eines konstanten Dampfstromes und dessen Druckfluktuationen. Diese Fluktuationen dürfen nur im geringen Druckbereich auftreten, andernfalls ist die mechanische Stabilität der Elektrolysezelle nicht gewährleistet. Bislang wurde diese Herausforderung in anderen Projekten dadurch gelöst, dass die Verdampfung in einem elektrisch beheizten Dampferzeuger geschah. Dies bedarf allerdings einer externen Stromquelle, weshalb eine thermische Kopplung so nicht realisierbar ist. In der Forschungsanlage wird daher erstmals in einem durch Wärmeträgeröl beheizten Dampferzeuger der Dampf für die Hochtemperatur-Elektrolyse erzeugt.

Es existieren weitere katalytische Synthesen, welche auch in der Lage sind, einen Teil der benötigten Wärme auf einem nutzbaren Temperaturniveau zu liefern und damit eine solche thermische Integration zu ermöglichen (z.B. Dimethylether, Methanol oder Fischer-Tropsch-Synthesen). Auch können weitere Wärmequellen (z.B. solarthermische Systeme) eingebunden werden, und damit ihre Energie quasi im produzierten Wasserstoff oder Methan gespeichert werden. Schliesslich sei hier auch auf die besonderen Anforderungen an die Steuerung und Regelung der gekoppelten Systeme hingewiesen.



1. SOE Hochtemperatur Elektrolyse  
 2. Thermoöl-Management  
 3. Methan-Reaktor  
 4. Gas-Membran  
 5. PEM: Konventionelle Elektrolyse



## Das Projekt «HotCat4Steam»

Um die vorher genannten Herausforderungen bei der thermischen Integration zu meistern und diese auch für weitere Systeme mit einer katalytischen Synthese nutzbar zu machen (eventuell in zukünftigen P+D Projekten), wurde ein vom Bundesamt für Energie finanziertes Projekt ins Leben gerufen: HotCat4Steam. Dieses Projekt wird parallel und zusätzlich zu den

eigentlichen Arbeiten an HEPP ausgeführt und umfasst fünf Arbeitspakete, welche in der nachfolgenden Tabelle visuell dargestellt und erläutert sind. Die Tätigkeiten beinhalten neben der erfolgreichen Implementierung der beiden Technologien auch die forcierte Weiterentwicklung der Hochtemperatur-elektrolyse für erweiterte Einsatzmöglichkeiten wie z.B. Druckbetrieb oder Co-Elektrolyse.

Arbeitspaket	Inhalt	Wer
<b>WP1: Methanisierung</b>	Charakterisierung des HEPP-Reaktors mit aktuellem HZI Katalysator und evt. weiteren Katalysatortypen an der OST  Planung und Untersuchung eines Methanreaktors mit innenliegender, direkten Verdampfungskühlung (EPFL)  CO und Syngas Methanisierungsexperimente (EPFL)	OST  EPFL  EPFL
<b>WP 2: Dampferzeugung</b>	Charakterisierung des HEPP-Reaktors mit aktuellem HZI Katalysator und evt. weiteren Katalysatortypen an der OST  Planung und Untersuchung eines Methanreaktors mit innenliegender, direkten Verdampfungskühlung (EPFL)	OST  EPFL
<b>WP 3: Hochtemperaturolektrolyse</b>	Inbetriebnahme und Charakterisierung der HTE im Betrieb  Belastungstest der Elektrolysezelle unter Druck  Co-Elektrolyse mit partiellem CO <sub>2</sub> in der Dampfzuführung	OST  EPFL  EPFL
<b>WP 4: Anlagenperipherie</b>	Charakterisierung & Optimierung der internen Wärmerückgewinnung der HTE ohne und mit Zellstapel  Charakterisierung und Auswertung des Gesamtprozesses  Verhalten vom internem Erdgasbrenner für die Vorwärmung und Temperaturstabilisierung während des Prozesses  Kühltrocknung des produzierten Wasserstoffproduktes	EPFL  OST  EPFL  EPFL
<b>WP 5: Prozessleitsystem</b>	Integration der HTE im bestehenden PLC der Methanisierungsanlage der OST  Automatisierung einzelner Regelungstrecken  Implementierung der Sicherheitsroutine innerhalb der HTE für den Elektrolysebetrieb und den integrierten Methangasbrenner	OST  OST  EPFL

Erläuterung der einzelnen Arbeitspakete in HotCat4Steam (WP = work package, HTE = Hochtemperatur-elektrolyse, PLC = Prozessleitsystem)

## Inbetriebnahme der Testanlage

Die Vor-Ort Integration der Hochtemperaturolektrolyse in der Versuchsanlage in Rapperswil erwies sich als sehr fordernd. Die hohe Betriebstemperatur ist für eine Inbetriebnahme nicht ideal, wenn die Kollegen von weit her anreisen müssen. Dichtungen, Heizungsaggregate und Kühlung geben bei z.B. Umgebungstemperatur ein anderes Bild ab als bei 200 oder dann bei 700 °C. So zeigen sich plötzliche Ausfälle von Dichtungen oder der Feuerungsanlage, obwohl diese im kalten Zustand noch einwandfrei funktionierten. Zusätzlich waren die Arbeiten deutlich von der Corona-Pandemie betroffen. So konnten die Kollegen aus dem Wallis aufgrund interner Vorschriften selten nach Rapperswil reisen und wenn, dann

möglichst in einem reduzierten Pensum. Die Integration vor Ort benötigte so deutlich mehr Zeit als vorhergesehen.

Nichtsdestotrotz konnte das Projektteam der OST an den ihr zugewiesenen Arbeitspaketen arbeiten. Dank des zwischenzeitlichen Betriebs mit einem parallel zugebauten Versuchsstandes der «Sorption enhanced Methanisierung» (SEM) zeigte sich, dass die Inbetriebnahme der Methanisierung dank eines Bypasses der Produktgasaufbereitung deutlich optimiert werden konnte. Dieses Prozedere sowie die Charakterisierung der Methanisierungsanlage wurden während eines 3-tägigen Dauerbetriebes im Spätsommer 2021 inkl. Nachtschichten von der OST verfeinert.



Installation des Zellstapels an der Hochtemperaturolektrolyse





# Forschungsplattform für erneuerbare Energieträger Power-to-X (FOEEN-X)

Im Sommer 2022 war es dann so weit. Nach den ersten erfolgreichen Aufheizungen, Adaptionen und Testbetrieben mit dem By-Pass Modul konnte ein funktionierender Zellstapel in die Hochtemperatur-elektrolyse eingesetzt werden. Anfangs September 2022 konnte die erste Testwoche inklusive Dauerbetrieb angesetzt werden. Die ersten beiden Tage wurde für die Heissinbetriebnahme der Hochtemperatur-elektrolyse benötigt. Am dritten Tag konnte die Elektrolyse erstmals kontinuierlich Wasserstoff zur Anlage der OST senden. Am vierten und letzten aktiven Tag konnten die beiden Anlagenteile zusammen betrieben werden – ein grosser Meilenstein war endlich erreicht! Die letzten 24 Stunden wurden für das kontrollierte Herunterkühlen, die ersten Auswertungen und entsprechende Definition von weiteren Aufgaben aufgewendet.

## Resultate

Die Heissdampferzeugung leistete zuverlässig Dienst. Sie produziert Dampf bei rund 230 °C und mit sehr geringen Druckschwankungen von unter 20 mbar. Bei einem leicht überstöchiometrischen Eduktgasverhältnis (+ 2%) liefert der Methanisierungsreaktor Umwandlungsraten im Idealfall von über 96 – 98%. Es zeigte sich aber auch, dass bei höherem Lastbereich die Umwandlungsrate sinkt und auch die Druckschwankungen im Dampf etwas zunehmen.

Der Direktvergleich zeigt deutliche Effizienzunterschiede zwischen den beiden Elektrolyseur-Technologien. Während die PEM im Betrieb bei rund halber Last eine Effizienz von 49.7 % erreichte, erzielte die Hochtemperatur-elektrolyse eine bemerkenswerte Zahl von 88.0 %. Dabei ist hervorzuheben, dass, für die Ausgangsleistung von rund 4.75 kW Brennwert des Wasserstoffes, beide Aggregate einen hohen Aufwand für die Anlagenperipherie (Steuerung, Pumpen etc) besitzen. So kann davon ausgegangen werden, dass im grosstechnischen Betrieb ein Systemwirkungsgrad für die PEM von bis zu 60 % und für die HTE bis zu 100 % – oder darüber – erreicht werden können. Dies kann sein, wenn auf der Ertragsseite mit dem chemischen Energiepotential, welches im austretenden Wasserstoff enthalten ist, und auf der Aufwandsseite den dafür verbrauchten Strom in die Bilanzrechnung miteinbezogen werden.

Werden die direkten Aufwände (ohne Anlagenperipherie) mit dem im Reaktor erzeugten synthetischen Methangases gegenübergestellt, zeigen sich deutliche Wirkungsgradunterschiede zwischen der Hochtemperatur-elektrolyse von 52.8 % zur PEM mit

28.5 %. Werden die ersten Ergebnisse mit Teilwirkungsgraden zusammengerechnet, wie sie im industriellen Massstab möglich sind, ist ein Gesamtanlagenwirkungsgrad von bis zu 70% greifbar.

## Ausblick

Anfangs 2023 wurde die Anlage gewartet und einzelne Komponenten revidiert und neu justiert. Ebenso wurde die Hochtemperatur-elektrolyse mit einem frischen Zellenstapel bestückt. Weiter werden die bisherigen Erfahrungen im Betrieb der Hochtemperatur-elektrolyse in eine angepasste Regelung eingearbeitet. All dies soll zu höheren Wirkungsgraden führen. Ein weiterer Dauertestbetrieb im Frühjahr 2023 soll die Bestätigung liefern, was die Hochtemperatur-Elektrolyse und die dazugehörige Methanisierung tatsächlich zu leisten vermögen. Eine Überführung der bestehenden Anlage in ein theoretisches Modell mit einer anschliessenden Hochskalierung auf eine industrielle Grösse ist ebenfalls für 2023 geplant.

## Projektpartner

### Beteiligte

IET Institut für Energietechnik,  
OST – Ostschweizer Fachhochschule  
Ecole Polytechnique Federal de Lausanne EPFL,  
Abteilung GEM

### Unterstützt von

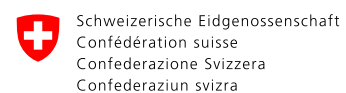
Bundesamt für Energie BFE

### Zeitraum

2020 bis 2023

## Weitere Informationen

Christoph Steiner, [christoph.steiner@ost.ch](mailto:christoph.steiner@ost.ch)  
Besuch der HEPP-Anlage: [besuch-ptx@ost.ch](mailto:besuch-ptx@ost.ch)



Innosuisse – Schweizerische Agentur für Innovationsförderung



Die Institute der OST Ostschweizer Fachhochschule forschen seit vielen Jahren im Bereich der Energiespeicherung. So wurde 2014 mit der ersten Power-to-Gas-Forschungsanlage der Schweiz an der damaligen HSR ein wichtiger Grundstein für die Forschung an der Energiespeicherung und der Sektorenkopplung gelegt. Auch in der Forschung von Eis- und Aluminiumspeicher ist die OST führend. Energiespeicher leisten neben der Systemrelevanz für den Netzausgleich auch einen wichtigen Beitrag für die Resilienz der Schweizer Energieinfrastruktur.

## Zoe Stadler, IET Institut für Energietechnik

Die verschiedenen Speichertechnologien ergänzen sich in ihren Eigenschaften. Die verschiedenen darin aktiven Institute der OST möchten deshalb vom jeweiligen Knowhow profitieren und ihre Forschungsaktivitäten miteinander verknüpfen. Dazu braucht es Platz und entsprechende Infrastruktur, um die verschiedenen Speichersysteme zu testen und um sie weiterzuentwickeln.

Zusätzlich zum generellen Forschungsbedarf zu Energiespeichern ist es zunehmend relevant, die verschiedenen Speichertechnologien in den Unterricht zu integrieren, spezifisch beim Studiengang «Erneuerbare Energien und Umwelttechnik». Mit dieser Integration erhalten die Studierenden wichtiges Fachwissen für ihre zukünftige Arbeitstätigkeit.

Um die Forschung an Energiespeichern ausweiten zu können und um die Zusammenarbeit zwischen den Instituten zu stärken, ist ein Ausbau der Forschungsplattform für erneuerbare Energieträger Power-to-X (kurz: FOEEN-X) geplant. Dabei soll die bisherige Power-to-Gas-Forschungsanlage bei der Gaswerk-

strasse 1 erweitert werden. Es werden damit Räume für die angewandte Forschung geschaffen, welche in verschiedenen Forschungsprojekten benötigt werden.

Die Forschung in der FOEEN-X widmet sich hauptsächlich der Weiterentwicklung von Energiespeichertechnologien sowie erneuerbaren, chemischen Energieträgern. Dies beinhaltet u.a. die verschiedenen Power-to-X-Technologien, Aluminiumspeicher sowie Katalysatortechnologien. Mithilfe der bestehenden Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen sowie der Gastankstelle sind bereits wesentliche Grundlagen für die weiterführende Forschung vorhanden.

Die erste Power-to-Gas-Anlage am Standort Rapperswil wurde im Jahr 2014 in Betrieb genommen. Das damalige Projekt wurde nicht nur erfolgreich abgeschlossen, sondern durch mehrere Nachfolgeprojekte zu einem wichtigen Bestandteil der Forschung der OST im Bereich Power-to-X. Die Anlage wuchs dadurch zu einem schweizweitem Wissenszentrum im Bereich Power-to-Gas. Dadurch entstanden Zusammenarbeiten mit vielen relevanten Projektpartnern aus der Forschung und der Industrie. Zusätzlich wurde die Anlage zu einem Besuchermagnet, in welchem sich Expertinnen und Laien zum Thema der Energiespeicherung und Power-to-Gas informieren konnten. Die Power-to-Gas-Forschungsanlage erhält viel mediale Beachtung. Es konnten auch mehrere Innosuisse-Projekte auf der Anlage durchgeführt werden. Die Forschungsanlage hat sich seit der Gründung stetig weiterentwickelt und wurde um verschiedene Elemente laufend ausgebaut. Derzeit wird so zum Beispiel eine Wasserstofftankstelle errichtet. Aus dem Power-to-Gas-Forschungsteam sind bereits verschiedene Firmengründungen hervorgegangen und mit AlphaSYNT ist auch ein Power-to-Gas-Start-up in den Startlöchern.

Mit der FOEEN-X wird die Forschung an erneuerbaren Energieträgern und Speichertechnologien weiter vorangetrieben.



# SolarFuels für Äthiopien – Aufbau eines Kompetenzzentrums für Power-to-X

Ein Grossteil der ländlichen Bevölkerung in Äthiopien leidet unter Energiearmut. Für Betroffene ist Biomasse (in erster Linie Brennholz) die einzige verfügbare Energiequelle. Die Übernutzung der Wälder Äthiopiens lässt sich nur dann stoppen, wenn die Bevölkerung Zugang zu passenden Brennstoffalternativen erhält. Mittels Power-to-X lokal hergestellte solare Brennstoffe können künftig genau diese Alternative sein. Um dieses Potenzial zukünftig auch nutzen zu können, wird der Aufbau eines Kompetenzzentrums für solare Brennstoffe und Power-to-X Technologie an der Adama Science and Technology University in Äthiopien geplant.

**Salvatore Oricchio, IET Insitut für Energietechnik**

## Projektziele+

- Realisierung einer Power-to-X Forschungs- und Demonstrationsanlage, welche den Solarstrom einer Photovoltaikanlage in Methanol umwandeln kann.
- Aufbau eines Kompetenzzentrums für Power-to-X, welches jährlich 10+ Spezialisten ausbildet.
- Erarbeitung von Modell-Konzepten für die konkrete Umsetzung von Power-to-X -Anlagen zur Produktion solarer Brennstoffe als Ersatz von Biomasse als Hauptenergiequelle in abgelegenen Regionen Äthiopiens.
- Erarbeitung der Grundlagen für die Vermarktung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten aus Power-to-X Projekten in Äthiopien

## Phase I (2022)

In der Planungsphase wurden die Grundlagen für die anschliessende Realisierungsphase geschaffen. Dafür wurde im Rahmen einer erweiterten Machbarkeitsstudie ein Variantenstudium für die Forschungs- und Demonstrationsanlage durchgeführt und zum Schluss eine Bestvariante ausgewählt und vertieft. Zudem wurde das Konzept für ein Forschungs- und Lehrprogramm Power-to-X entwickelt und es wurden offene Fragen zu Organisation, Finanzierung und Trägerschaft der nächsten Projektphasen beantwortet. Die Phase 1 wurde abgeschlossen.

## Phase II (2023 – 2024)

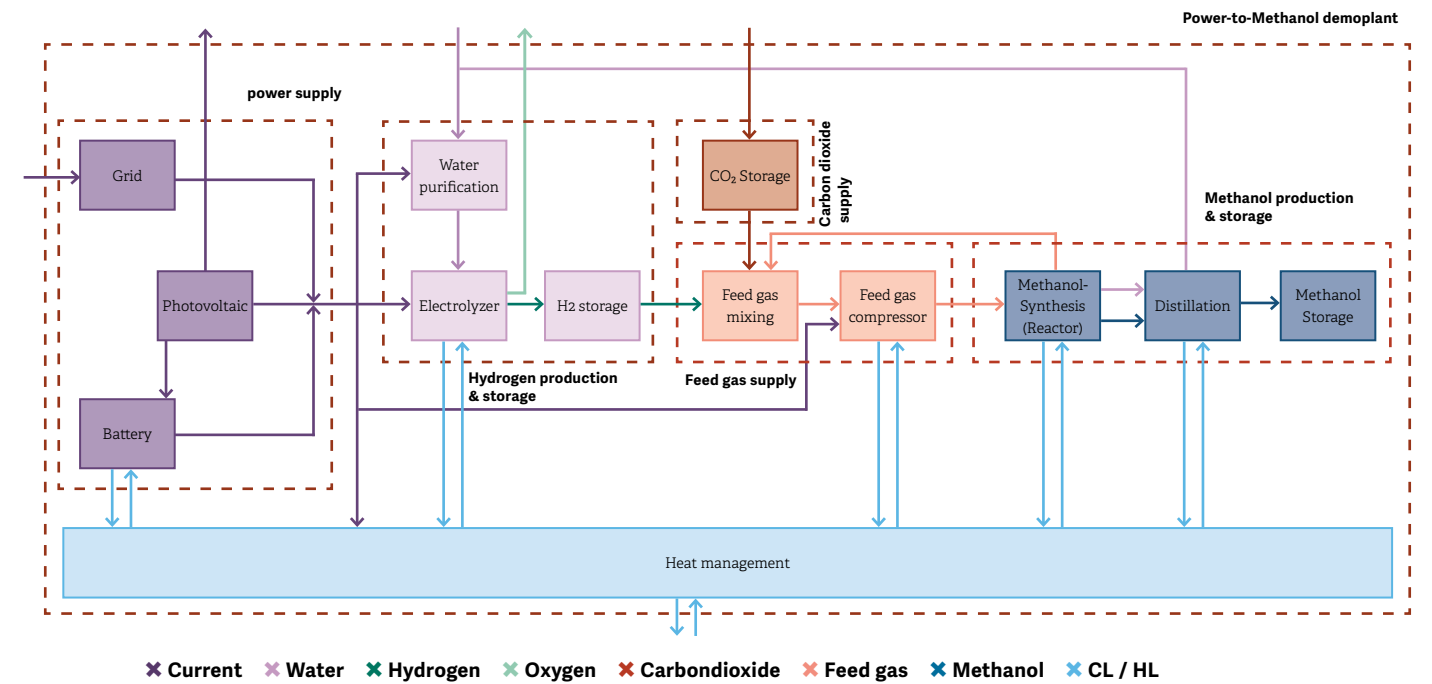
In der Realisierungsphase geht es um die Erstellung der Forschungs- und Demonstrationsanlage, welche zuvor in Phase I als Bestvariante ausgewählt wurde. Phase II umfasst voraussichtlich das externe Beschaffen und die interne Entwicklung einzelner Systemkomponenten sowie den Bau und die Inbetriebnahme der Komponenten und Gesamtanlage.

## Phase III (2024 – 2026)

In der Forschungsphase werden die Forschungsarbeiten gemäss Forschungsprogramm durchgeführt und der Lehrbetrieb gestartet. Als wesentlicher Forschungsschwerpunkt sollen zudem Modell-Konzepte für die konkrete Umsetzung in Äthiopien erarbeitet sowie die Voraussetzungen für CO<sub>2</sub>-Kompensation im Ausland erarbeitet werden.

## Ergebnisse Phase I

Als ersten Schritt in der Planungsphase beschloss das Projektteam, einen Schritt zurückzugehen und den ursprünglichen Plan, eine Power-to-Methanol-Anlage (P2MeOH) zu bauen, zu hinterfragen. Dazu wurden die verschiedenen Optionen für Power-to-X-Pfade in einer Multikriterien-Analyse bewertet. Die Ergebnisse bestätigten den ursprünglichen Plan, Methanol als Zielprodukt zu wählen. Auf die Pfadanalyse folgte die Bewertung verschiedener Varianten für die Power-to-Methanol-Anlage einschliesslich der Definition von Systemelementen und Systemgrenzen wie in der nachfolgenden Abbildung. Die Bewertung ergab eine optimale Variante, die die gesamte P2MeOH-Prozesskette einschliesslich der internen photovoltaischen Stromversorgung und der Wasserstoffspeicherung abbildet. Die einzige Ausnahme ist die Bereitstellung von CO<sub>2</sub>, das von kommerziellen Anbietern in



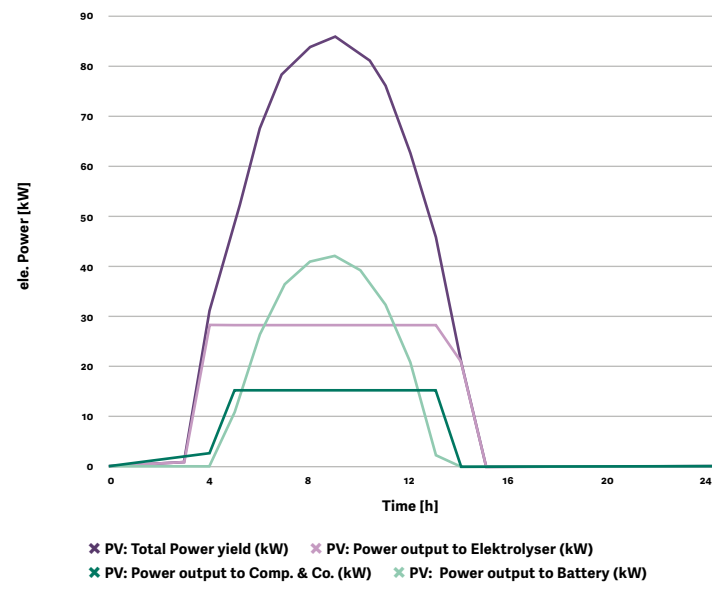
**Konzept Power-to-Methanol Demonstrationsanlage**

Flaschen geliefert werden soll. Die Auswahl der beteiligten Systemelemente (Elektrolyse, Gasspeicherung, Kompressoren, Methanolsynthese und Destillation) erfolgt nach dem Stand der Technik, wobei jedes Element durch einen hohen Technology Readiness Level (TRL) gekennzeichnet ist. Experimentellere Technologien wurden als zu kostspielig und für den Demonstrationszweck der Anlage als ungeeignet erachtet.

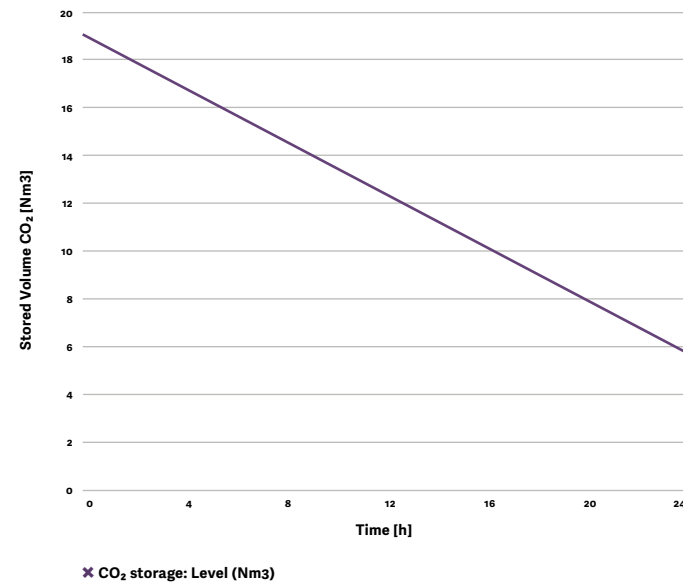
Im Anschluss an die Variantenbewertung und die Definition der Systemgrenzen und -elemente wurde das Pre-Engineering einschliesslich der Dimensionierung der Hauptkomponenten durchgeführt. Hierfür wurden mehrere Use Cases für die Betriebsstrategie (d.h. ob Elektrolyse und Methanolsynthese kontinuierlich oder nur bei Verfügbarkeit von Photovoltaikstrom betrieben werden) der Anlage erstellt, simuliert und bewertet. Der auserwählte Use Case ist nachfolgend dargestellt.



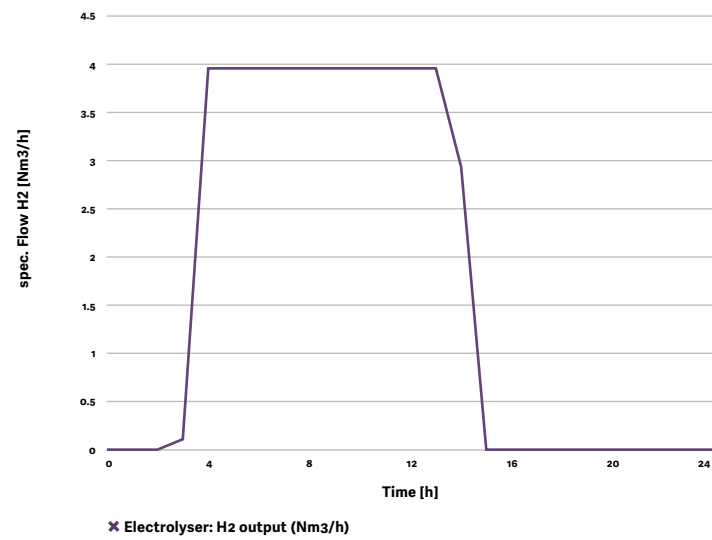
Power generation



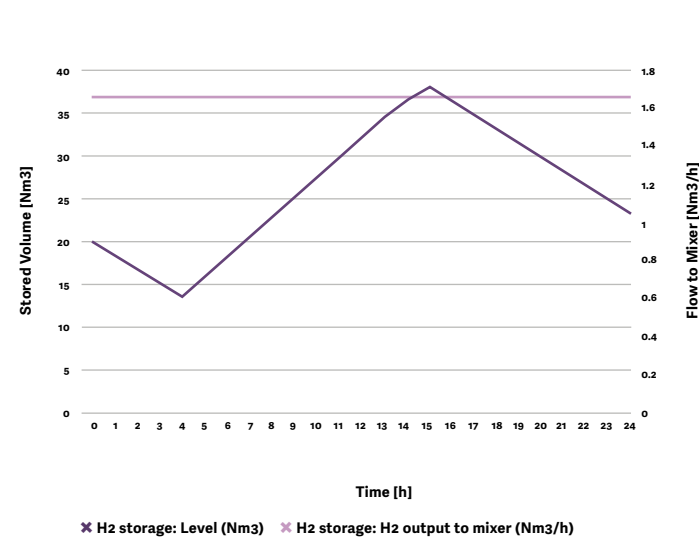
CO<sub>2</sub> Storage



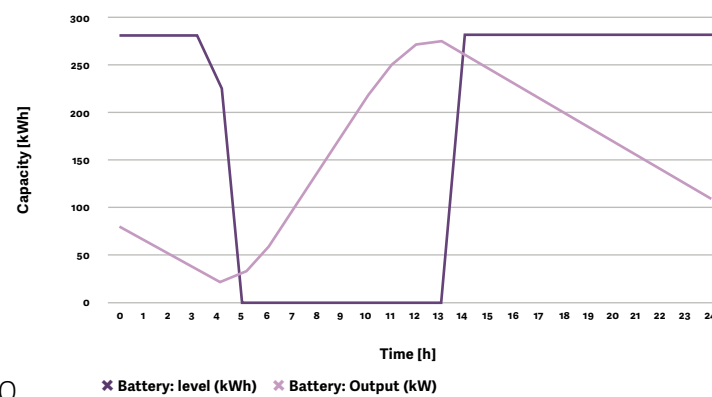
H<sub>2</sub> Production Electrolyser



H<sub>2</sub> storage



Battery storage

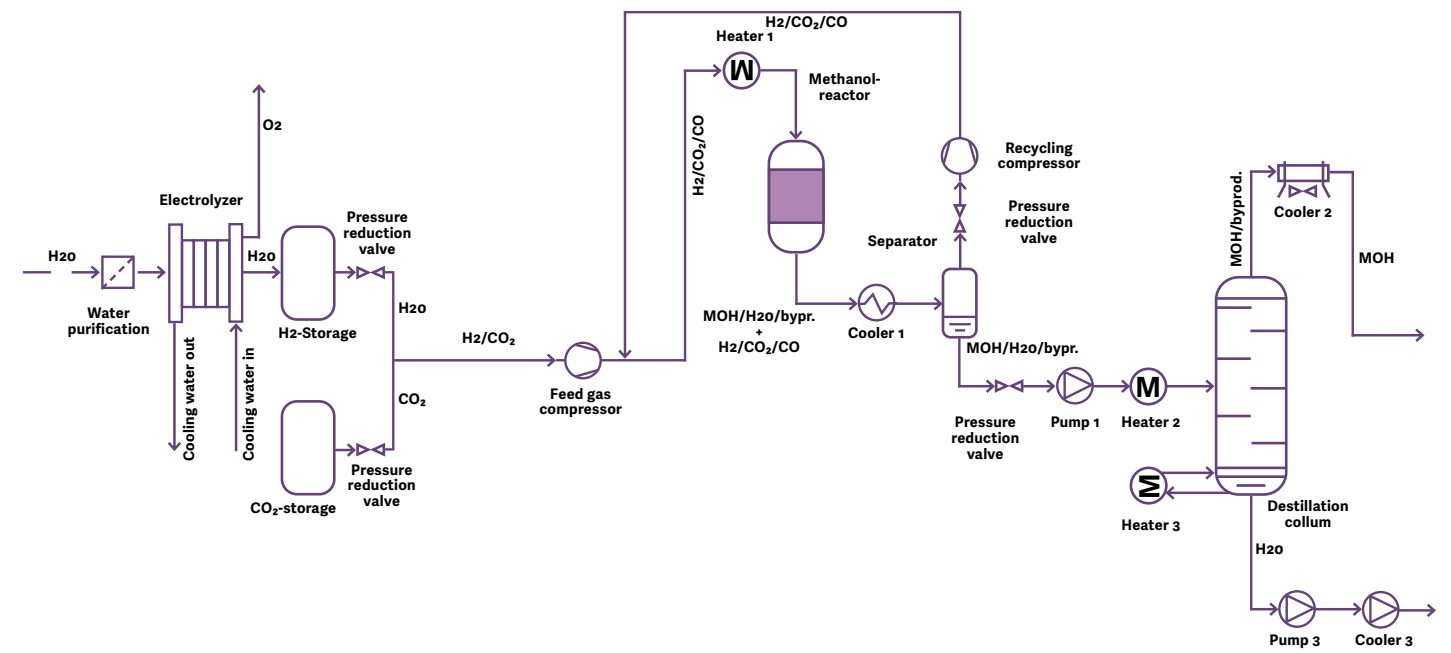


Die wichtigsten Leistungsparameter sind:

- Die maximale Wasserstoffproduktionsrate des Elektrolyseurs beträgt 4 Nm<sup>3</sup>/h
- 1,5 m<sup>3</sup> Wasserstoffspeicher bei 30 bara
- PV festgesetzt auf 100 kWp (350 m<sup>2</sup>)
- Ca. 1 L/h Methanol kann produziert werden
- 24-Stunden-Produktion machbar

Photovoltaikstrom verfügbar ist, und die Methanol-synthese kontinuierlich läuft. Ein Konzept für das Verfahrensschema ist in der nachfolgenden Abbildung zu sehen.

Das Projektteam beschloss, ein Konzept zu verfolgen, bei dem die Elektrolyse flexibel betrieben wird, wenn



Grundlegendes Prozessschema Demonstrationsanlage



Basierend auf der Definition der Dimensionierung der Systemelemente wurden Angebote von potenziellen Lieferanten eingeholt, um eine Kostenschätzung für die Realisierungsphase zu erstellen (siehe Abbildung 4). Es ergaben sich Gesamtkosten von rund 2 Mio. CHF. Aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage, der Unterbrechung der Lieferkette und der Inflation ist diese Kostenschätzung mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Diesem Umstand wird durch eine 20%-ige Reserve für unvorhergesehene Ausgaben Rechnung getragen, was ein Gesamtbudget von 2,4 Mio. CHF ergibt.

Parallel zur Machbarkeitsstudie für die Forschungs- und Demonstrationsanlage wurde ein Forschungsplankonzept entwickelt. Dieses Konzept sieht insgesamt 7 Forschungsschwerpunkte vor, die mehrere wissenschaftliche Disziplinen umfassen. Einige der Forschungsschwerpunkte liegen in der Kernkompetenz des ASTU (z.B. die Entwicklung von Katalysatormaterialien), andere Forschungsschwerpunkte werden die Zusammenarbeit mit Partnerinstitutionen erfordern (z.B. die Ökobilanzierung der Power-to-X-Technologie).

### SolarFuels für Äthiopien

#### Beteiligte

- IET Institut für Energietechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule
- Solafrica
- ASTU Adama Science and Technology University

#### Unterstützt von

- Stiftung Pro Evolution
- Kanton St. Gallen Swisslos
- Kanton Aargau Swisslos
- Margarethe und Rudolf Gsell-Stiftung

#### Zeitraum

2020 bis 2023

#### Kontakt

Salvatore Oricchio, [salvatore.oricchio@ost.ch](mailto:salvatore.oricchio@ost.ch)  
Christoph Steiner, [christoph.steiner@ost.ch](mailto:christoph.steiner@ost.ch)  
Boris Kunz, [boris.kunz@ost.ch](mailto:boris.kunz@ost.ch)



Designierter Standort Power-to-Methan Anlage an der ASTU in Adama, Äthiopien  
Quellenangabe: GoogleMaps





# E-Fuels and End-Use Perspectives

## Technology Collaboration Programme on Advanced Motor Fuels, International Energy Agency

Innerhalb der Internationalen Energieagentur (IEA) existieren verschiedene Programme zur Zusammenarbeit, die sogenannten Technology Collaboration Programmes (TCP). Ein solches TCP ist «Advanced Motor Fuels» (kurz: AMF), welches zum Ziel hat dazu beizutragen, den Verkehr auf den Weg der Nachhaltigkeit zu bringen und die Umweltauswirkungen zu verringern. Ein neuer Task innerhalb von AMF widmet sich dem internationalen Austausch über die Produktion und Anwendung verschiedener E-Fuels sowie über die entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen und Normen. Mit dabei sind Vertreterinnen und Vertreter der Länder Brasilien, China, Dänemark, Finnland, Deutschland, Japan, den USA und der Schweiz. Der Beitrag der Schweiz wird durch das Bundesamt für Energie BFE unterstützt.

### Zoe Stadler, IET Insitut für Energietechnik

Im Task werden verschiedene Themen im Zusammenhang mit E-Fuels beleuchtet und die unterschiedlichen Sichtweisen der Länder zusammengetragen. Dies beinhaltet einen Überblick über Demonstrationsanlagen, die sich auf die Entwicklung und Verbesserung von Technologien zur Herstellung von E-Fuels konzentrieren, einschliesslich der Berücksichtigung von Technologiepfaden, technologischer Reife und Fallstudien. Dazu werden die Verfügbarkeit von relevanten Ressourcen wie CO<sub>2</sub>,

Wasserstoff, bzw. Wasser- und Stromquellen sowie die relevanten Normen und Standards betrachtet. Zusätzlich werden Erfahrungen aus der bisherigen Anwendung von E-Fuels zusammengetragen, insbesondere im Hinblick auf die Nutzung von E-Fuels im Luft-, See- und Strassenverkehr. Lebenszyklusanalysen und techno-ökonomische Bewertungen werden mitberücksichtigt, ebenso wie die vorhandenen Stakeholder in den verschiedenen Ländern.

Zu diesen verschiedenen Themen werden Workshops organisiert, in denen Kernaussagen und gemeinsame Schlussfolgerungen formuliert werden. Diese werden in einen Abschlussbericht einfließen, der einen Überblick über die laufenden Aktivitäten weltweit sowie über vergangene und aktuelle technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen und Best-Practice-Beispiele geben wird. Neben dem Informationsaustausch soll der Bericht auch dazu beitragen, das Bewusstsein für die Bedeutung und die weltweiten Aktivitäten im Bereich der E-Kraftstoffe zu schärfen.

### Bisherige Erkenntnisse

Die Klimaaagenda wird den internationalen Handel und die internationalen Beziehungen zunehmend beeinflussen. Die Energiesysteme folgen dabei einem Prozess der Verringerung der Kohlenstoffintensität, wobei die Energiewende durch starken Wettbewerb zwischen verschiedenen technologischen Alternativen gekennzeichnet ist. Bis 2050 wird der globale Energiemix voraussichtlich der vielfältigste sein, den die Welt je gesehen hat. Bis dahin gibt es einen globalen technologischen Wettlauf mit mehreren Wegen und Alternativen, die eine wichtige Rolle bei der Energiewende spielen können. Derzeit werden in verschiedenen Ländern Anreize angeboten, um die Produktion von E-Fuels oder Wasserstoff zu fördern. Ein spezieller Fokus liegt dabei in vielen Ländern bei Treibstoffen, welche für die Flugindustrie oder internationale Schifffahrt relevant sind, da diese Bereiche nur schwer elektrifizierbar sind.

Eine Möglichkeit zur Hochskalierung der Produktion von E-Fuels sind hybride Multi-Fuel-Raffinerien. Bei der Kraftstoffsynthese (z. B. Fischer-Tropsch) werden in der Regel mehrere Produkte hergestellt, die aus wirtschaftlichen Gründen alle verwendet werden sollten. Aufgrund der Grössenordnung der benötigten erneuerbaren Kraftstoffe werden sowohl Bio-kraftstoffe als auch E-Kraftstoffe eine wichtige Rolle spielen.



In der internationalen Betrachtung der E-Fuel-Diskussion ist anzumerken, dass die Kriterien für die Wasserstoffproduktion oder die Kohlenstoffquelle weltweit unterschiedlich ausgelegt werden. So gibt es in der EU die Richtlinie, dass grüner, nicht-biogener Wasserstoff nur aus zusätzlich verfügbaren, erneuerbaren Stromquellen produziert werden darf. Damit soll sichergestellt werden, dass die notwendige Strommenge entsprechend produziert wird und die Stromerzeugung durch die Wasserstoffproduktion nicht unter Druck gerät. In China dagegen spielt die Methanolproduktion mit Wasserstoff aus Kokereigas eine Rolle. In den USA wird mit dem «Inflation Reduction Act» (kurz: IRA) die Produktion von Wasserstoff gefördert.

### Weitere Informationen

[iea-amf.org/content/projects](https://iea-amf.org/content/projects)


AMF Task 64  
«E-Fuels and End-Use Perspectives»

**Unterstützt von**  
BFE Bundesamt für Energie

**Zeitraum**  
2021 bis 2024

**Kontakt**  
Zoe Stadler, [zoe.stadler@ost.ch](mailto:zoe.stadler@ost.ch)



 Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Bundesamt für Energie BFE**  
**Office fédéral de l'énergie OFEN**



# Low-Cost Hydrogen Refuelling Station (LCHRS)

In der Schweiz wird das Betanken von Wasserstoff vor allem von grossen Anlagen dominiert, welche entsprechend hohe Baukosten (Anlagensystemkosten in der Grössenordnung von ca. 1.5 Mio. CHF) mit sich bringen. Grund hierfür ist die sehr beschränkte Auswahl an Betankungsanlagen-systemen, welche eher gross sind und ausschliesslich von ausländischen Herstellern stammen. Kleinere Systeme zu tieferen Kosten von Schweizer Herstellern sucht man am Markt hingegen vergeblich. Genau an dieser Stelle setzt das IET zusammen mit Schweizer Partnerinnen im Rahmen dieses Innosuisse-Projekts an.

Grosse Wasserstoff-Tankstellensysteme von wenigen, ausschliesslich ausländischen Herstellern sind grundsätzlich erhältlich. Aufgrund ihrer Grösse und der mangelnden Herstellervielfalt kosten diese aber viel und ihr Aufbau ist teilweise mit langen Wartezeiten verbunden. Kleinere Wasserstoff-Tankstellen, welche beispielsweise für Gabelstapler-, kleine PKW- und LKW-Flotten in Logistikunternehmen oder in kommunalen Betrieben interessant wären, wurden zwar inzwischen von verschiedenen ausländischen Unternehmen aus der Wasserstoff-Branche angekündigt. Doch Schweizer Fabrikate für PKW-Flotten und ganz besonders für kleine LKW-Flotten existieren noch überhaupt nicht am Markt.

Dieses durch die **Schweizerische Agentur für Innovationsförderung (Innosuisse)** unterstützte Projekt setzt sich deshalb zum Ziel, den Prototyp einer Schweizer Wasserstofftankstelle zu entwickeln, welche mit vergleichsweise tiefen Anschaffungskosten (CAPEX) den Einstieg in die Welt des Wasserstoffs als Treibstoff massiv erleichtern soll. Hierfür sind die drei Schweizer Unternehmen **Burckhardt Compression AG, Swagelok Switzerland – Arbor Fluidtec AG** und **Endress+Hauser (Flowtec) AG** als Umsetzungspartnerinnen am Projekt beteiligt.

## Mögliches Serienprodukt als langfristiges Projektziel

Wie bei **Innosuisse**-Projekten üblich, wird mit den Aktivitäten im Projekt lediglich die Basis für ein mögliches Serienprodukt bei der Umsetzungspartnerin gelegt. So auch in unserem Fall. Dieses Serienprodukt soll schlussendlich modular aufgebaut sein und sich an die Bedürfnisse des Kunden anpassen lassen. Der Einstieg in die Wasserstoff-Welt würde mit dem H35-Basismodul zur Betankung von LKWs und Bussen mit 350-bar-Drucksystemen ermöglicht werden. Will ein Nutzer eines H35-Basismoduls die Betankungsleistung erhöhen, könnte er dies durch Zukauf eines H35-Zusatzmoduls (Zusatzmodul: Kapazität/Speed-Filling) erreichen. Sollen auch PKWs mit 700-bar-Drucksystemen vollständig betankt werden, wäre dies mit einem zugekauften H70-Zusatzmodul (Zusatzmodul: Hochdruck) möglich.

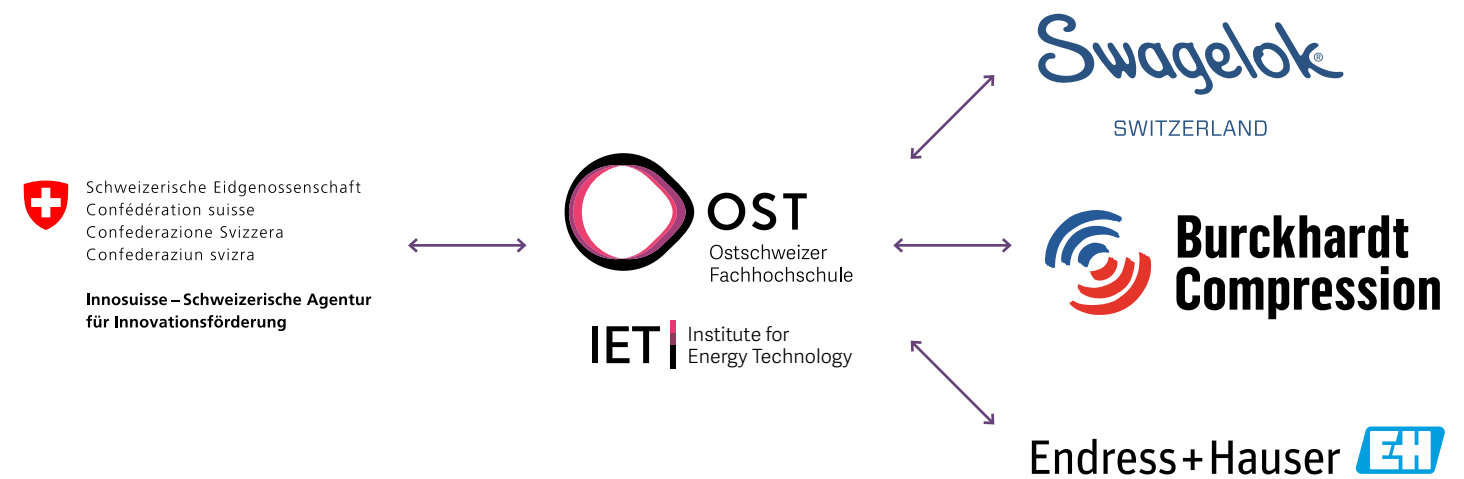
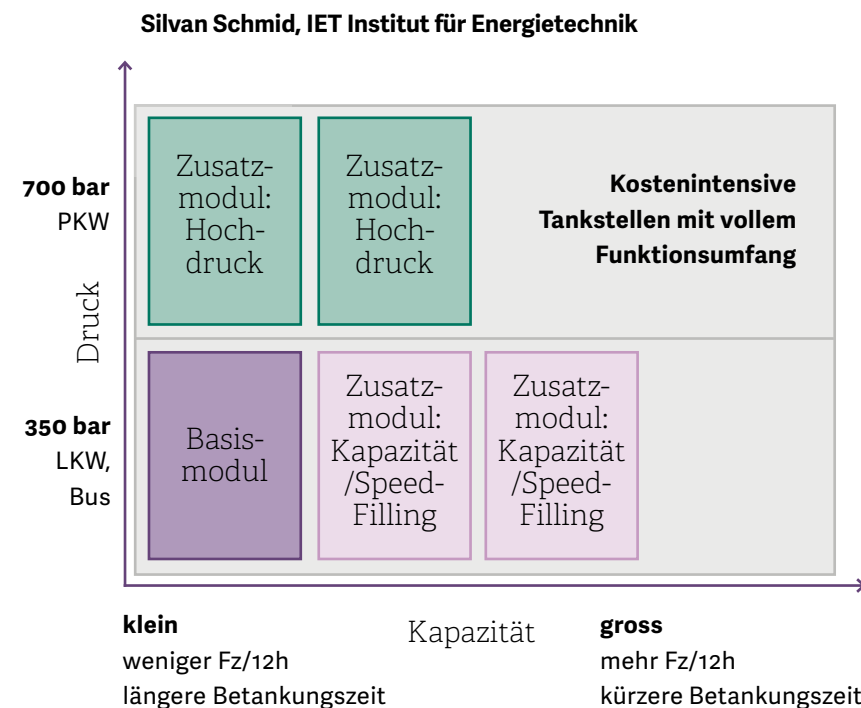
## Projektpartner

Das gesamte Projekt-Konsortium ist in einer **Innosuisse**-Projektstruktur aufgestellt und besteht aus folgenden Akteurinnen:

- **Forschungspartnerin:** IET Institut für Energietechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule
- **Hauptumsetzungspartnerin:** Burckhardt Compression AG
- **Umsetzungspartnerin:** Swagelok Switzerland – Arbor Fluidtec AG
- **Umsetzungspartnerin:** Endress+Hauser (Flowtec) AG

Die auf Kompressoren spezialisierte Schweizer Firma **Burckhardt Compression AG** ist die Hauptumsetzungspartnerin. Sie begleitet die Entwicklung des Tankstellen-Prototyps am IET sehr eng und könnte diesen nach dem erfolgreichen Projektabschluss bis zur Marktreife in modularer Form weiterentwickeln. Die Schweizer Umsetzungspartnerin **Arbor Fluidtec AG** ist als Schweizer Generalvertretung des amerikanischen Anlagenbaukomponenten-Herstellers **Swagelok Company** mit ihrer Expertise im Bereich von Rohren, Rohrverbindern und Ventilen entscheidend für eine kosteneffiziente Umsetzung. Die Schweizer Messtechnik-Spezialistin **Endress+Hauser AG** ist mit ihren drei Sparten **Flowtec, Pressure** und **Temperature** im Projekt involviert und eminent wichtig für hochwertige und gleichzeitig kosten-effiziente Metrologie im Prototyp.

Die Idee hinter dieser Firmen-Zusammenstellung ist, dass **Arbor Fluidtec** und **Endress+Hauser (Flowtec)** bei einem möglichen Serienprodukt die Rolle von Zulieferern (OEM) für **Burckhardt Compression** einnehmen könnten.



Projekt-Konsortium bestehend aus Innosuisse, Forschungspartnerin und Umsetzungspartnergruppe



### Prototyp als Innosuisse-Projektziel

Wie zuvor erwähnt, ist bei **Innosuisse**-Projekten die Basislegung für ein nachfolgendes Serienprodukt das konkrete Ziel. Das Projekt darf aber maximal mit einem Prototyp abgeschlossen werden. Eine weitere Annäherung an das vorgezeichnete Serienprodukt ist nicht gestattet, da es alleinige Sache der Umsetzungspartner-Firma sein soll, die Projektweiterentwicklung bis zur Serienreife zu finanzieren. Der Prototyp, welcher am IET entsteht, beherbergt deshalb zu Entwicklungszwecken alle notwendigen Komponenten aller zukünftigen Serienmodule und vereint diese in einem einzigen 20-Fuss-Container auf unserer neu entstehenden Forschungsplattform, welche u.A. auch Raum zur Erprobung neuer H2-Komponenten bieten wird.

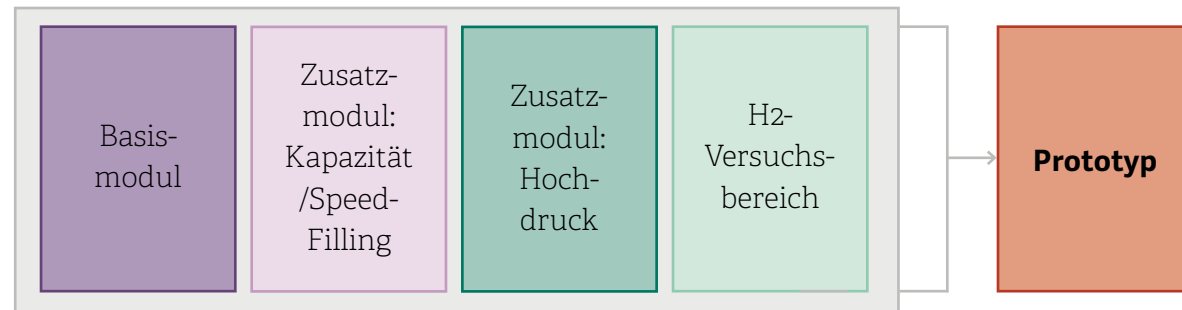
### Eckdaten des LCHRS-Prototyps

Das Projekt resp. der damit verbundene Prototyp lässt sich am einfachsten mithilfe der nachfolgenden Eckdaten beschreiben:

#### Gehäuse

Die Basis bildet ein solider Bodenrahmen. Er dient der Aufnahme der beiden Kompressoren (für die Druckniveaus H35 und H70) und der Aussenhülle.

Die Aussenhülle hat die Form eines 20-Fuss-Containers mit Übermass. Dieser nimmt den Anlagenbau auf und schliesst den Bodenrahmen mit den Kompressoren gegen oben hin glockenartig ab.



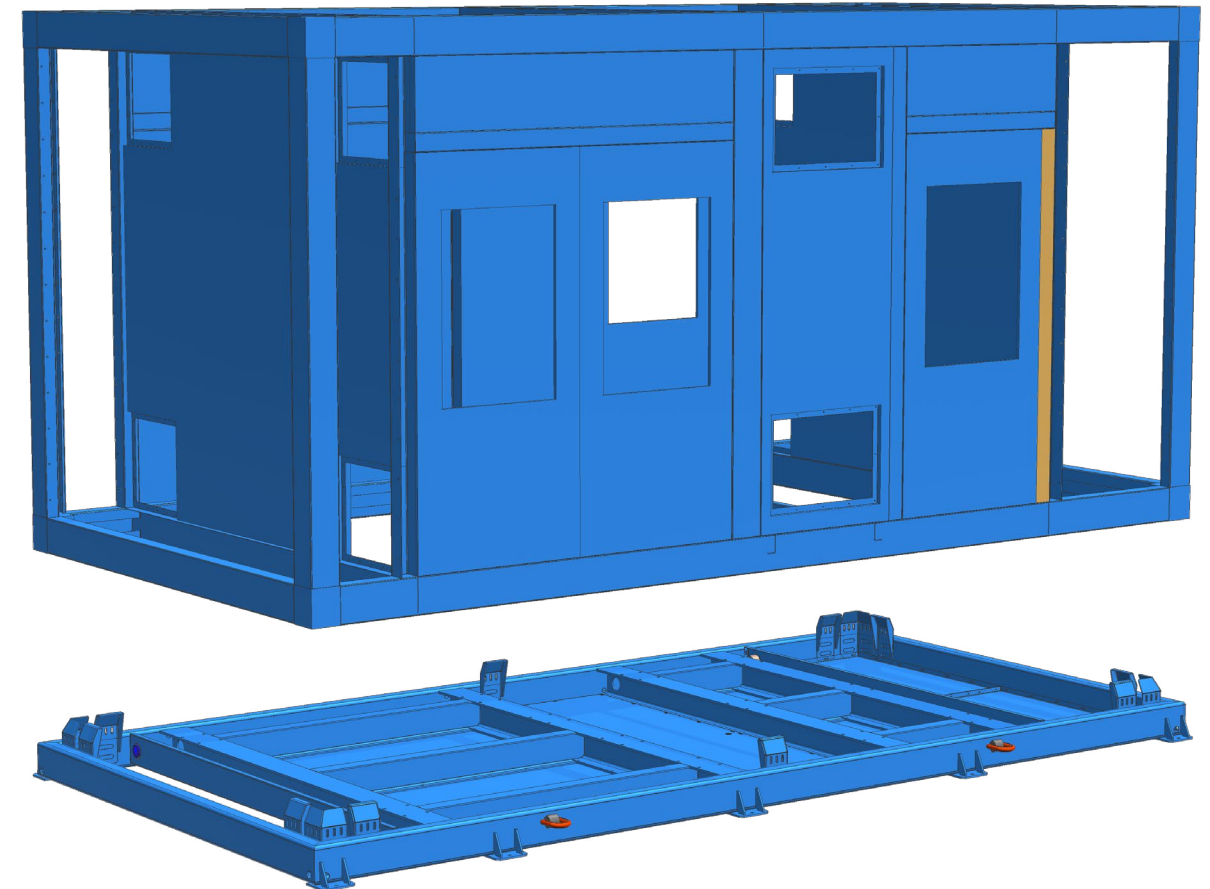
Unterbringung aller zukünftigen Module in kombinierter Form im Prototyp (Serienprodukt)

Die Wahl dieses Design-Ansatzes hatte in erster Linie folgende Gründe:

- Durch die Aufteilung in «Bodenrahmen» und «Containerhülle», konnte eine Flexibilität in der Auftragsvergabe und den entstehenden Lieferzeiten gewonnen werden.
- Aufgrund der hohen Gewichte der beiden Kompressoren und gewisser Baugruppen muss der Bodenbereich des Gehäuses entsprechend stabil und robust ausgeführt werden. Mit einer Separierung ebendieses Bodenbereichs (Bodenrahmen) von der Containerhülle ist dies einfacher zu bewältigen.
- Die Teilmobilität des Prototyps muss für externe Feldtests gewahrt bleiben, was mit einem solchen Design ebenfalls einfacher umsetzbar ist.

### H2-Versorgung

Die Versorgung des Prototyps und des geplanten Serienprodukts mit Wasserstoff soll über Trailersysteme (z.B. von Hydrosponder) erfolgen. Dies entspricht auch realistischen Gegebenheiten in der Praxis, denn die allermeisten H2-Tankstellen werden in der Schweiz über Trailersysteme versorgt. Dies ist deshalb notwendig, da kein Verteilnetz für Wasserstoff existiert, wie man es etwa vom Erdgas resp. Biogas kennt. Diese Wasserstoff-Trailer werden mit LKWs vom Produktionsstandort (bei Schweizer Wasserstoff aktuell vor allem Niedergösgen und St.Gallen) an den Verwendungsstandort transportiert und verbleiben an der Tankstelle, bis diese leer sind. Es kann deshalb bzgl. Verteilung prinzipiell mit der heutigen Treibstoff-Logistik (Benzin, Diesel) verglichen werden.



Gehäuse-Konzept mit Bodenrahmen zur Aufnahme der Kompressoren und der Container-Aussenhülle (dargestellt in Falschfarben)



## Betankungsleistungen

Damit **Innosuisse** dieses Projekt finanziell unterstützt, mussten im Projektantrag anzustrebende Leistungsziele definiert werden. Diese sind für ein 12-Stunden-Zeitfenster und jeweils 35 kg H<sub>2</sub> pro LKW resp. 5 kg H<sub>2</sub> pro PKW wie folgt definiert:

- **H35-Basismodul:** 4 vollständige LKW-Betankungen (total 140 kg H<sub>2</sub>)
- **H35-Zusatzmodul:** 2 zusätzliche, vollständige LKW-Betankungen (total 210 kg H<sub>2</sub>)
- **H70-Zusatzmodul:** 3 vollständige PKW-Betankungen (total 15 kg H<sub>2</sub>) bei Einbusse einer LKW-Betankung (total 105 kg H<sub>2</sub>)

Simulationen der Komponenten-Evaluation haben ergeben, dass diese Leistungen im Serienprodukt nicht nur erreicht, sondern übertroffen werden sollten. Dabei können folgende Leistungen als realistisch in Betracht gezogen werden:

- **H35-Basismodul:** 6 - 8 vollständige LKW-Betankungen (bei ca. 25 - 30 kg/LKW)
- **H35-Zusatzmodul:** 2 zusätzliche, vollständige LKW-Betankungen (bei ca. 25 - 30 kg/LKW)
- **H70-Zusatzmodul:** 6 vollständige PKW-Betankungen (bei ca. 5 kg/PKW) bei Einbusse von 2 LKW-Betankungen

Um diese Betankungsleistungen zu erreichen, wird der voraussichtliche maximale Nennmassenstrom bei ca. 20 g/s liegen. Dieser Massenstrom wird erreicht, wenn direkt aus dem Trailer überströmt (H<sub>2</sub>-Massenstrom vom Trailer in den Fz.-Behälter) wird, oder H<sub>2</sub> aus den Speicherbänken entnommen wird.

## Kompressoren

Als H35-Verdichter kommt der Membrankompressor MD5-FB der Umsetzungspartnerin **Burckhardt Compression** zum Einsatz. Er hat eine Anschlussleistung von 40 kW und verfügt über zwei Stufen mit je einem horizontal angeordneten Zylinder und verdichtet damit den Wasserstoff auf bis zu 450 bar.

Als H70-Verdichter kommt der etwas kleinere Membrankompressor MD2.5-V von **Burckhardt Compression** zum Einsatz. Er hat eine Anschlussleistung von 20 kW und verfügt über eine Stufe mit zwei parallel geführten V-förmig angeordneten Zylindern und verdichtet damit den Wasserstoff auf bis zu 900 bar.

## Vorkühlung

Die Betankung von H70 (PKWs) setzt eine Vorkühlung des Wasserstoffs voraus. In unserem konkreten Fall wird eine H<sub>2</sub>-Temperatur von -30°C (T<sub>30</sub>) angepeilt, was ca. 20 kW Kälteleistung erfordert.

Ob eine Vorkühlung bei der Betankung von H35-Systemen (z.B. LKWs) die Mehrkosten einer benötigten Kühlanlage durch höhere Betankungsleistungen rechtfertigt, wird Bestandteil der Feldtest-Untersuchung sein.

Um generell herausfinden zu können, ob und wie viel Bedarf für eine Vorkühlung bei den Druckstufen (H35 und H70) besteht, ist der Prototyp auf beiden Druckstufen mit Vorkühl-Wärmetauchern ausgestattet.

Um weitere Erkenntnisse bzgl. korrekter Wärmetauscher-Evaluation zu gewinnen, sind verschiedene Wärmetauscher-Bauformen im Prototyp vorgesehen:

- Auf H35-Druckniveau wird ein kommerzieller 20-kW-Plattenwärmetauscher installiert.
- Auf H70-Druckniveau werden zwei selbst entwickelte 10-kW-Wärmetauscher in Serie angeordnet, wobei die Reihenfolge änderbar ist. Die beiden Wärmetauscher folgen dabei unterschiedlichen Konzepten (Alublock vs. Doppelrohr) und können so miteinander verglichen werden.

## Druckniveaus

Im Prototyp existieren insgesamt drei Druckniveaus, bei welchen der Rohrleitungsbau (Rohre, Verbinder, Ventile) aus spezifisch evaluierten **Swagelok**-Bauteilen der regulären Serie, der (L)H83- und der FK-Serie besteht.

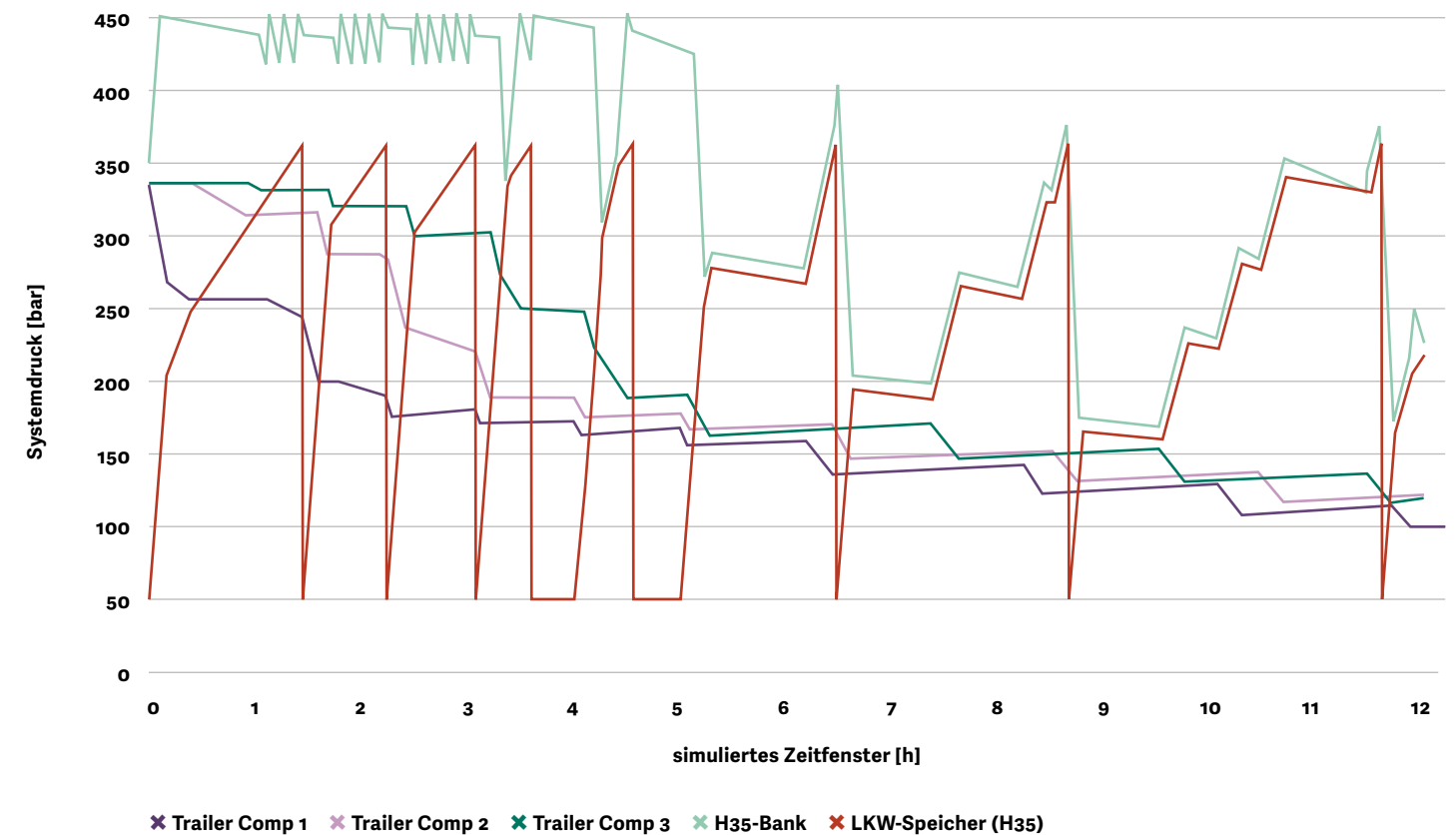
Die Evaluation wurde unter Berücksichtigung der Anforderungen hinsichtlich H<sub>2</sub>-Kompatibilität, Maximaldruck, (Minimal-)Temperatur und Kosteneffizienz durchgeführt.

## Erwähnenswertes

- Mithilfe des eigens entwickelten Tools zur Simulation der Tankstelle (HRSim) zwecks Auslegung der Anlagengröße, konnten Komponenten hinsichtlich ihrer Dimensionierung an die vordefinierten Leistungsziele des Tankstellenprototyps angepasst werden.
- Aufgrund der engen Zusammenarbeit mit **Arbor Fluidtec AG** als offizielle Projektpartnerin war und ist es uns möglich, im Bereich der Auslegung der Verbinder und Ventile eine qualitativ hochwertige und für Wasserstoff gut geeignete Lösung zu finden, welche so budgetschonend wie möglich ist.
- Der Prototyp wird simulierte Betankungsvorgänge mit Rückführung ermöglichen, sodass diese getestet werden können, ohne dass ein Test-Fahrzeug verfügbar sein muss oder Wasserstoff an Test-Fahrzeuge «verloren» geht.

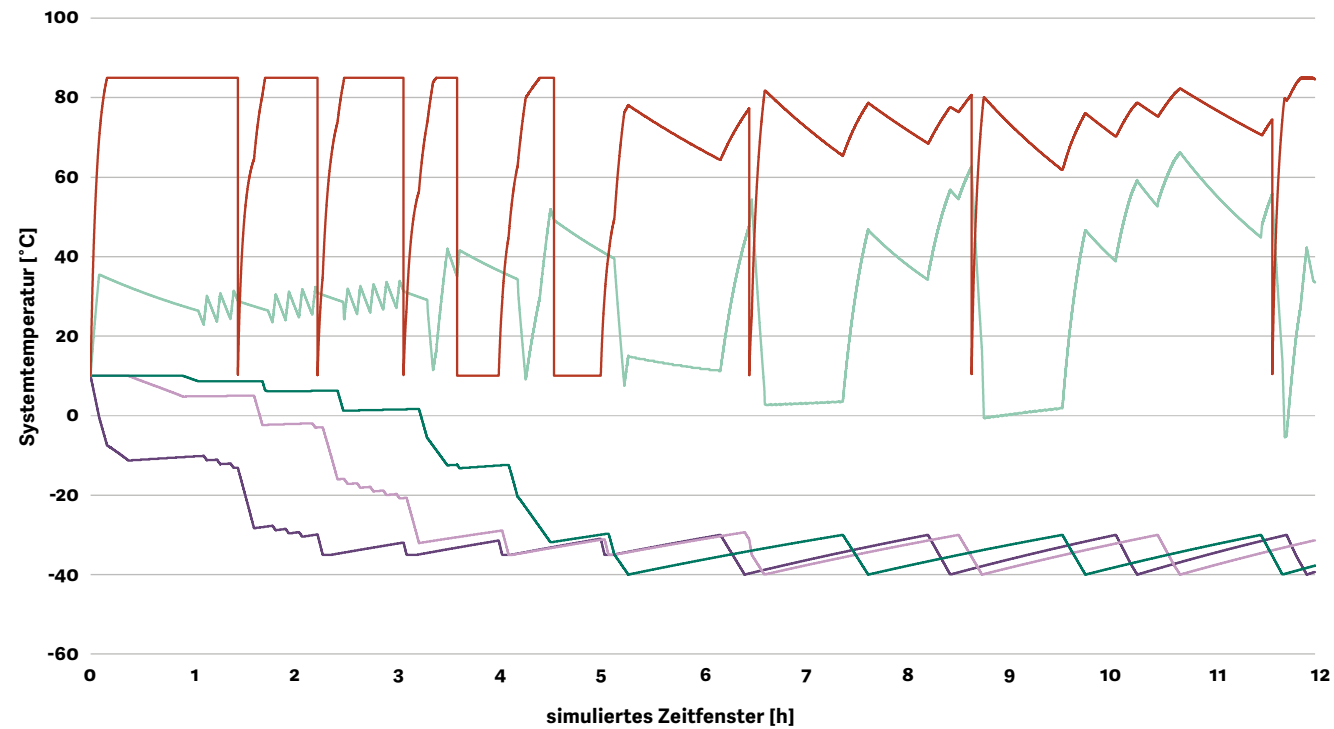
## Betankungssimulation HRSim

Auf Basis eines im Rahmen seiner Studienarbeit erstellten MATLAB-Tools zur Simulation von Betankungsvorgängen, hat der am Projekt beteiligte IET-Mitarbeiter Matthias Frommelt ein Tool zur Simulation von Wasserstoff-Tankstellen entwickelt (HRSim). Damit war es möglich, Dimensionierungen einzelner Komponenten zu testen und so die Evaluation voranzutreiben. Mithilfe dieser Simulationsergebnisse war es ausserdem möglich, der **Innosuisse** die theoretischen Leistungsziele eines zukünftigen Serienprodukts zu bestätigen. So konnten beispielsweise für das Basismodul zu erwartende Druck- und Temperaturverläufe (siehe die beiden nachfolgenden Diagramme) der H<sub>2</sub>-Quelle «Trailer» (dreiteilig), der anlageninternen H35-Speicherbank «H35-Bank» und des LKW-Zielspeichers «LKW-Speicher» ermittelt werden, woraus die zu erwartenden Betankungszeiten abgeleitet werden können.



Simulierter Druckverlauf im H35-Basismodul über 12 Stunden





✕ Trailer Comp 1 ✕ Trailer Comp 2 ✕ Trailer Comp 3 ✕ H35 Bank ✕ LKW-Speicher (H35)

Simulierter Temperaturverlauf im H35-Basismodul über 12 Stunden

### Ausblick

Aufgrund diverser Herausforderungen, welche bis anhin gemeistert werden mussten, ist es im Projekt zu Verzögerungen gekommen.

Die Folge ist ein Budget-Projektziel-Konflikt, welcher durch ein bewilligtes Zusatzbudget der Innosuisse und zusätzliche Commitments der Umsetzungs-partnerinnen entschärft wird.

Im Rahmen des regulären Projektbudgets soll der H35-Bereich (zur Betankung von LKWs) im Sommer 2023 abgeschlossen werden.

Mit dem durch Innosuisse bewilligten Zusatzbudget wird...

- ...ab Sommer 2023 der H70-Anlagenbau so weit wie möglich auf den Einbau des H70-Kompressors vorbereitet.
- ...im Herbst 2023 der als Rohbau eintreffende H70-Kompressor MD2.5-V zusammen mit dem umliegenden H70-Anlagenbau fertigstellt.

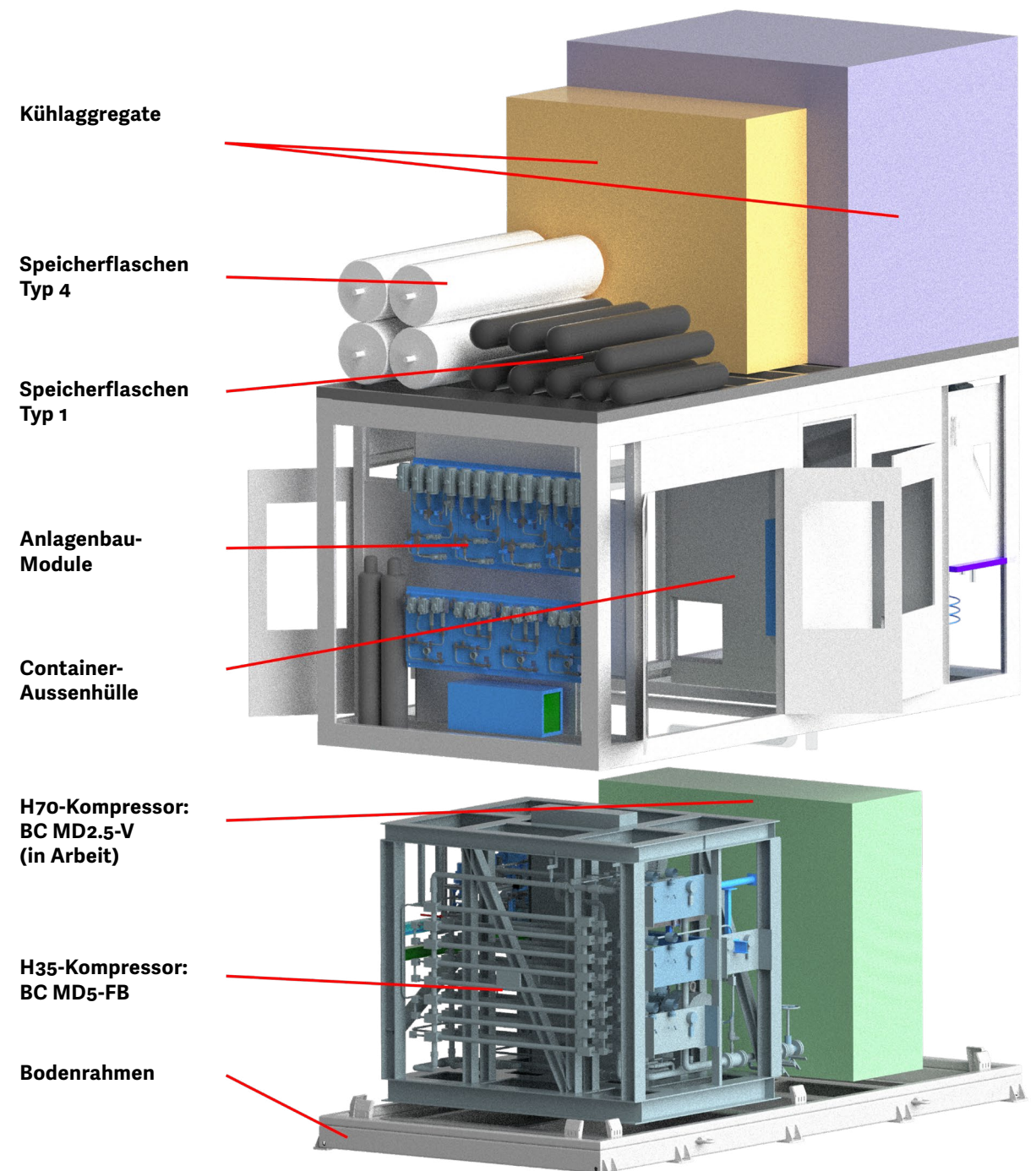
Das verlängerte Gesamtprojekt wird voraussichtlich im Februar 2024 mit der Testinbetriebnahme der Gesamtanlage abgeschlossen.

**Laufzeit:**  
01.06.2020 – 02.02.2024

**Projektfinanzierung:**  
Innosuisse

**Kooperation:**  
Burckhardt Compression AG,  
Endress+Hauser (Flowtec) AG  
Swagelok Switzerland – Arbor Fluidtec AG

**Kontakt**  
Silvan Schmid, [silvan.schmid@ost.ch](mailto:silvan.schmid@ost.ch)



Mit Falschfarben gerenderte Explosionsdarstellung des Prototyps (Stand: Ende Mai 2023)

# Nutzung von verflüssigtem Biomethan für den Schweizer Schwerlasttransport

Ein kürzlich abgeschlossenes, vom Bundesamt für Energie und vom Forschungsfonds Gas (FOGA) des VSG unterstütztes P+D-Projekt untersuchte, ob und wie verflüssigtes Biomethan ökologisch und ökonomisch sinnvoll in der Schweiz im Schwerlastverkehr eingesetzt werden kann. Die Untersuchungen zeigen vielversprechende Resultate. Das Projekt wurde von Lidl Schweiz AG, Krummen Krzers AG und der OST – Ostschweizer Fachhochschule durchgeführt. Dieser Bericht erschien im Mai 2023 in der Fachzeitschrift «Aqua&Gas» des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches (SVGW).

## Zoe Stadler, IET Institut für Energietechnik

Die Nutzung von erneuerbarem, verflüssigtem Biomethan (Liquefied Biogas, LBG) bietet in der Logistik eine Möglichkeit, die Emissionen der Transportflotte zu reduzieren. LBG wird aus nachwachsenden Rohstoffen oder biologischen Abfällen produziert. In der Schweiz existiert aktuell keine LBG-Produktion, aber in verschiedenen europäischen Ländern gibt es Anbieter von verflüssigtem Biomethan.

Zentrales Ziel des Projekts «Nutzung von LBG (Liquefied Biogas) für den Schweizer Schwerlasttransport» war die Untersuchung, ob und wie LBG ökologisch und ökonomisch sinnvoll in der Schweiz im Schwerlastverkehr eingesetzt werden kann. Im Projekt wurden Energiebedarf und Emissionen über die gesamte Wertschöpfungskette analysiert (Produktion, Transport und Lagerung bis zur Verwendung im Fahrzeug).

## Erkenntnisse aus dem Tankstellen-Betrieb

Das vorliegende Projekt bot die Möglichkeit, Erfahrungen mit dem Betrieb von Flüssiggas-Tankstellen zu sammeln. In der Vorbereitung der Installation der Tankstelle wurde festgestellt, dass die kantonalen Bestimmungen sehr unterschiedlich sind. Es wird empfohlen, in jedem Fall ein Baugesuch einzugeben, um den Informationsfluss sämtlicher Behörden sicherzustellen. Zusätzlich sollte bei der Budgetierung und der zeitlichen Planung beachtet werden, dass kantonale Behörden Mehrauflagen mit hohen Kosten nach eigenem Ermessen verhängen können. Bei der Planung ist sicherzustellen, dass Lkw und Tankstelle aufeinander abgestimmt sind, d.h. dass der Betankungsstutzen mit allen Fahrzeugen kompatibel ist. Und ist es vorteilhaft, Fachplaner beizuziehen, welche neben den technischen Aspekten auch logistische und regulatorische Kenntnisse einbringen.

Die Messungen zum Energieaufwand sowie die Häufigkeit der Methanemissionen bei der Tankstelle wurden über ein Jahr aufgezeichnet und ausgewertet. Methanemissionen würden beispielsweise bei sogenannten Blow-Offs entstehen, bei denen sich aufgrund eines zu hohen Drucks im Speichertank der Tankstelle das Überdruckventil öffnet und Methan so lange in die Umgebung strömt, bis sich der Druck im Tank unter den Maximaldruck abgesenkt hat. Zusammenfassend konnte festgestellt werden, dass Blow-Offs sowie Leckagen beim Betrieb der im Projekt genutzten Tankstellen nicht auftreten und damit für eine ökologische Bilanzierung vernachlässigbar sind.

Schwierigkeiten können im Zusammenhang mit dem sogenannten Venting auftreten. Der Begriff «Venting» bedeutet im vorliegenden Artikel die Freisetzung von Methan, welches beim Betankungsvorgang zunächst von einem Fahrzeug in die Tankstelle zurückgeführt wird, jedoch aufgrund des hohen Drucks in die Umgebung abgelassen werden muss. Dies kommt vor, wenn der Druck im Fahrzeugtank für die Betankung verringert werden muss und der Druck in der Tankstelle für eine normale Rückführung ebenfalls zu hoch ist. Dies geschieht bereits bei einem tieferen Druck als der Blow-Off. Um solche Ventings zu vermeiden, muss die Treibstoffumsatzmenge an der Tankstelle und damit die sich im Einsatz befindenden Fahrzeuge genug hoch sein. Alternativ kann eine aktive Kühlung der Tankstelle oder eine zusätzliche Nutzung des Gases für andere Zwecke in Erwägung gezogen werden.

Ursprünglich war eine schrittweise Ablösung der Dieselfahrzeuge durch Flüssiggas-Lkw geplant. Jedoch braucht eine mobile Tankstelle ohne aktive Kühlung bei Inbetriebnahme sofort einen Mindestabsatz an LBG, um Ventings und Blow-Offs zu vermeiden. Es sollte also bei der Inbetriebnahme der Tankstelle vom ersten Tag an sichergestellt sein, dass die Tankstelle genug Absatz hat. Im Betrieb der Tankstelle im Projekt sorgte zunächst der zu geringe Umsatz für Druckprobleme, was durch den gut abgestimmten Einsatz von mehr Fahrzeugen gelöst werden konnte. Auch Lieferungen von zu warmem LBG führten zu Problemen da der Druck in der Tankstelle anstieg. Solche Lieferungen sind konsequent abzuweisen. Bei den Anlieferungen führten zusätzlich Feiertage und Streiks zu Unsicherheit von Lieferung und Versorgung, eine Zwei-Lieferanten-Strategie wird empfohlen. Oftmals kann nicht an allen Wochentagen geliefert werden, was eine genaue Abstimmung der Bestellmenge und Lieferterminen erfordert. Diese Abhängigkeiten sind spezifisch für den Pilotbetrieb und können durch ein dichteres Tankstellennetz und eine grössere LNG- bzw. LBG-Flotte vermindert und damit mehr Flexibilität erreicht werden.

Beim Import von Flüssigbiogas muss die Mineralölsteuerbefreiung schon zu Verhandlungsbeginn mit potenziellen Lieferanten thematisiert werden. Flüssiges Biogas kann von der Mineralölsteuer befreit werden, vorausgesetzt es wird als solches anerkannt. Der Prozess zur Anerkennung als flüssiges Biogas und die Berechtigung zum Import ohne Mineralölsteuer ist ein komplexer, administrativer Aufwand, zu dem es bei allen Beteiligten kaum bis keine belastbaren Kenntnisse gibt, da bislang noch kein Gesuch zur Mineralölsteuerbefreiung von ausländischem Biogas bewilligt wurde. Fehlende Erfahrung seitens der Behörden, keine Anerkennung von Europäischen Zertifikaten und viele Schnittstellen verkomplizieren und verteuern den Prozess erheblich. Politisch muss das Thema behandelt und gelöst werden, um bestehende Hürden abzubauen und für die Importeure Investitionssicherheit zu erreichen.

## Erkenntnisse aus dem Betrieb der LKW-Flotte

Im Projekt wurden zwei LNG-Lkw mit unterschiedlicher Motorentechnologie untersucht und als Vergleich einem neuen und modernen Diesel-Lkw (Euro 6) gegenübergestellt. Die LNG-Lkw mit HPDI-Technologie, welche mit LNG und einem kleinen Anteil Diesel zur Zündung betrieben werden, haben (einschliesslich ca. 10 % Massenanteil Diesel) die geringsten CO<sub>2</sub>- und CO<sub>2,eq</sub>-Emissionen. Etwas höhere CO<sub>2</sub>- und CO<sub>2,eq</sub>-Emissionen wurden beim LNG-Lkw mit Otto-Technologie gemessen. Durch den

Einsatz von LBG anstelle von LNG kann der klimawirksame CO<sub>2</sub>-Anteil in den Auspuffemissionen weiter gesenkt werden. Insbesondere Lkw mit der Otto-Technologie können im Gegensatz zu Lkw mit HPDI vollständig auf LBG umgestellt werden (Otto-Motoren benötigen kein Diesel). Die restlichen gemessenen Emissionen (CH<sub>4</sub>, THC, NO<sub>x</sub>, PN) entsprechen den Erwartungen und liegen innerhalb der Norm für EURO VI Lastwagen. Die Ergebnisse sind detaillierter in der Publikation «Verflüssigtes Methan als Kraftstoff im Schweizer Schwerlastverkehr» in ATZheavy duty dargestellt.

## Betrachtung des ökologischen Nutzens im Einsatz von LBG im Schwerlasttransport

In der Gesamtbetrachtung des Einsatzes von LBG im Schwerlastverkehr zeigte die durchgeführte Well-to-Wheel-Analyse, dass durch den Ersatz von fossilem Diesel durch LBG aus Norwegen die Emissionen von 1'044 g CO<sub>2,eq</sub>/km auf bis zu 270 g CO<sub>2,eq</sub>/km gesenkt werden können (siehe nachfolgende Abbildung). Hier sind eine mögliche Optimierung des Transportes (mit Diesel gerechnet) oder der Tankstelle (mit Messungen aus der Pilottankstelle gerechnet) noch nicht abgebildet. Der Einsatz von fossilem LNG lohnt sich aus ökologischer Sicht bezogen auf die CO<sub>2,eq</sub> Emissionen nur für Lkw mit HPDI Motoren.

Als Basis für die Treibhausgasemissionen beim Betrieb der Lkw mit LNG dient der Referenzwert von 74.5 g CO<sub>2,eq</sub>/MJ [1] (durchschnittliche Emissionen von in Europa verwendetem LNG bezogen auf die benötigte Energie) plus die Emissionen von 4.2 g CO<sub>2,eq</sub>/MJ für die Emissionen bei der Lagerung in der Tankstelle. Lkw mit Otto-Motoren zeigen mit LNG höhere CO<sub>2,eq</sub>-Emissionen als das Diesel Referenzfahrzeug. Für die Emissionen pro km (g CO<sub>2,eq</sub>/km) werden die energiebezogenen Emissionen (g CO<sub>2,eq</sub>/MJ) mit der von den Lastwagen benötigten Energie pro km (MJ/km) multipliziert.

## Erkenntnisse für eine Schweizer LBG-Produktion

Wichtig für die Emissionen in der Gesamtbetrachtung der LBG-Produktion sind insbesondere die verwendeten Energiequellen in der Biogasproduktion. Wird die Wärme- und Strombereitstellung über erneuerbare Energieträger gedeckt, so können die Gesamtemissionen massiv reduziert werden. Sowohl der Hauptteil der Emissionen wie auch der Hauptteil der Kosten entfällt auf die Produktion des Biomethans, gefolgt von der Verflüssigung und des Transports. Je nach in der Schweiz realistischer Anlagen-grösse können LBG-Produktionskosten zwischen 7.3



und 8.6 Rp. / kWh Biomethan erreicht werden, wobei die grösste Stellschraube bei der Biogasproduktion und -aufbereitung liegt. Bei einer Nutzung von ausschliesslich erneuerbaren Stromquellen für die Deckung des Energiebedarfs in der gesamten LBG-Produktion können Emissionen gesamthaft in Abhängigkeit der Anlagengrösse im Bereich von 5.2 bis 8.8 g CO<sub>2,eq</sub> / kWh Biomethan erreicht werden.

### Ausblick und zukünftige Umsetzung

Im umliegenden Europa werden zunehmend LBG-Produktionsstätten errichtet oder erweitert. Es ist zu erwarten, dass sich dieser Trend fortsetzt und auch in der Schweiz der Anteil der mit Flüssiggas betriebenen Lkw steigt. Dabei ist es sowohl aus ökologischer als auch ökonomischer Sicht sinnvoll, eine möglichst hohe Auslastung der Flüssiggastankstellen zu erreichen.

Im Projekt wurde ermittelt, dass bei fossilfreier Produktion des Biogases gesamthaft eine Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber Diesel von über 70% erreicht werden kann. Mit dem Import von LBG von naheliegenden Produktionsstandorten oder sogar einer LBG-Produktion in der Schweiz sowie der Verhinderung von Ventings an der Tankstelle sollte die Well-to-Wheel-Bilanz trotz im europäischen Vergleich kleinerer Anlagen nochmals besser ausfallen.

Der Einsatz von LBG im Schweizer Schwerlastverkehr ist damit aus ökologischer Sicht sinnvoll im Vergleich zum Einsatz von Diesel. Der Import gestaltete sich jedoch bislang schwierig. Dies zum einen aufgrund einer limitierten Anzahl Anbieter von Flüssigbiogas im europäischen Raum. Und zum andern wegen regulatorischen Hürden und unzureichenden Erfahrungen in der administrativen Abwicklung beim grenzüberschreitenden Transport bzw. der Anerkennung als erneuerbar in der Schweiz.

Ein Vorteil einer inländischen Schweizer LBG-Produktion wäre, dass die Anerkennung der Erneuerbarkeit vereinfacht würde, da das Biogas auch bereits in der Schweiz produziert und anerkannt wird. Damit fallen Schwierigkeiten mit dem grenzüberschreitenden Import weg. Ein weiterer Vorteil ist ein Beitrag zur Versorgungssicherheit, wenn die Schweiz ihre Importabhängigkeit von Flüssiggas reduzieren kann. Gemäss der vorliegenden Studie könnte eine Produktion in der Schweiz auch finanziell interessant sein.

Bei der Umsetzung des beschriebenen Projektes wurden verschiedene Hürden für eine Umsetzung

einer weiterführenden LBG-Nutzung in der Schweiz festgestellt. Die technischen Schwierigkeiten bei Lkw-Betrieb sowie Tankstelle konnten grösstenteils bereits während der Projektdauer behoben bzw. reduziert werden. Einige Herausforderungen konnten nicht vollumfänglich bearbeitet bzw. gelöst werden, insbesondere:

- Regulatorisch: Wie könnte der Import von Flüssigbiogas vereinfacht und werden, so dass die Nutzung von erneuerbarem Flüssiggas in der Schweiz attraktiver wird?
- Politisch: Wie kann und sollte eine Förderung (z.B. im Rahmen einer LSVA-Teilbefreiung) ausgestaltet und umgesetzt werden, um die Nutzung von LBG im Schweizer Schwerlastverkehr für die Reduktion von THG-Emissionen skaliert nutzbar zu machen?
- Technisch bzw. techno-ökonomisch: Wie könnten Biogasanlagen mit zusätzlichen technischen Einheiten wie der Verflüssigung von Biomethan, der Verwendung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> (Verflüssigung, Nutzung als Trockeneis oder gasförmig) konzeptionell zielführend im Sinne der Schliessung übergreifender Kreisläufe gestaltet werden? Welche Voraussetzungen sind dafür relevant bzw. müssten geschaffen werden?

Für alle drei Aspekte sind weiterführende Arbeiten sowohl bezüglich der Konzeptionierung wie auch im Rahmen von Realisierungen wünschenswert.

### Take-Home Messages

Zusammenfassend konnte festgestellt werden, dass durch den Einsatz von verflüssigtem Biomethan als Treibstoff die klimarelevanten Emissionen von Lkw im Schwerverkehr bei einer Well-to-Wheel-Betrachtung erheblich reduziert werden können im Vergleich mit fossilen Treibstoffen (Diesel oder LNG). In einer Tank-to-Wheel-Analyse wurden Treibhausgasreduktionen von bis zu 17 % gemessen (verflüssigtes Methan ggü. Diesel). In einer Well-to-Wheel-Analyse wurden bis zu 80 % Reduktion der Treibhausgasemissionen ermittelt. Eine Abschätzung zu LBG-Produktionskosten in möglichen Schweizer Anlagen zeigt, dass marktfähige Gestehungskosten erreichbar sind. Der grösste Einfluss liegt bei den Kosten der Biogas-Produktion. Die grösste Herausforderung sind aktuell die Verfügbarkeit von LBG und die noch nicht standardisierten behördlichen Abläufe beim Import von LBG.

### Bibliographie

1. Giorgos Mellios (EMISIA S.A.), Evi Gouliarou (2018): Greenhouse gas intensities of road transport fuels in the EU in 2018. Monitoring under the Fuel Quality Directive, checked on 8/2/2021.

### Weitere Informationen

[ost.ch/de/projekt/nutzung-von-lbg-liquefied-biogas-fuer-den-schweizer-schwerlasttransport](http://ost.ch/de/projekt/nutzung-von-lbg-liquefied-biogas-fuer-den-schweizer-schwerlasttransport)

### Projektpartner

- Lidl Schweiz AG
- Krummen Kerzers AG
- Frank Energy GmbH
- IET Institut für Energietechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule
- WERZ Institut für Energie, Wissen und Rohstoffe Zug, OST – Ostschweizer Fachhochschule

### Unterstützt von

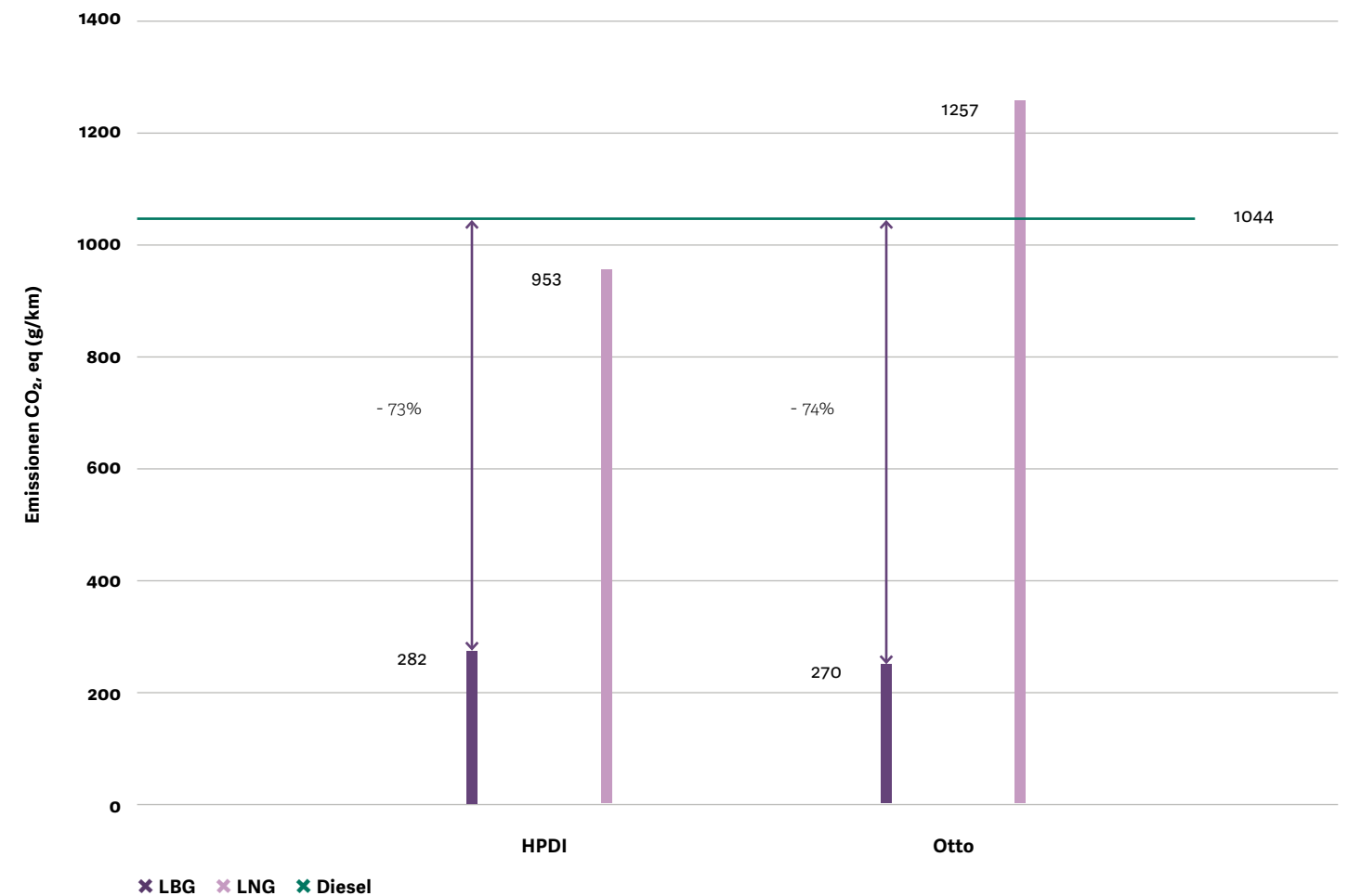
- BFE Bundesamt für Energie
- Forschungs-, Entwicklungs- und
- Förderungsfonds der Schweizerischen Gasindustrie (FOGA)

### Zeitraum

Mai 2019 bis Mai 2021

### Kontakt

Zoe Stadler, [zoe.stadler@ost.ch](mailto:zoe.stadler@ost.ch)  
 Elimar Frank, [elimar.frank@ost.ch](mailto:elimar.frank@ost.ch)  
 Fabian Ruoss, [fabian.ruoss@ost.ch](mailto:fabian.ruoss@ost.ch)



Ergebnisse der Well-to-Wheel-Analyse für LBG aus Norwegen (grün). In den Angaben sind alle Emissionen (CO<sub>2,eq</sub>) enthalten welche während der Herstellung, der Lagerung sowie der Verwendung entstehen. Als Vergleich sind die Emissionen von LNG (grau) sowie die Emissionen eines Diesel-Lkw ebenfalls dargestellt. Die Well-to-Wheel-Analyse zeigt eine klare Emissionsminderung bei der Verwendung von LBG aus Norwegen gegenüber LNG oder Diesel.



# ERIG ReHaul: Mit welcher emissionsarmen Technologie sollen die Lkw von 2030 fahren

ReHaul ist ein Projekt von ERIG, dem European Research Institute for Gas and Energy Innovation. Dieses Projekt steht im Zusammenhang mit den europäischen Diskussionen zur Rolle von Biotreibstoffen und synthetischen Treibstoffen im Schwerlastverkehr und dem Verbot von Verbrennungsmotoren. Das Ziel ist, die Treibhausgasemissionen, die Kosten sowie technischen Einsatzmöglichkeiten von Lkw im Fernlasttransport mit unterschiedlichen Antriebstechnologien unter Berücksichtigung der ganzen Wertschöpfungskette zu untersuchen und auch nicht quantifizierbare Aspekte zu berücksichtigen.

## Boris Kunz, IET Institut für Energietechnik

Die Studie betrachtet sechs sogenannte exklusive Szenarien für das Jahr 2030. Jedes dieser Szenarien erwägt den Ersatz einer gewisser Anzahl von Lkw durch saubere Technologien kombiniert mit der neusten Dieselsechnologie im Jahr 2030, um die europäischen Emissionsziele für Treibhausgase (THG) zu erreichen. Die untersuchten Antriebstechnologien für Lkws sind: Batterieelektrisch, Wasserstoffbrennstoffzellen, synthetisches Methan, Biomethan, synthetisches Diesel und hydrierte Pflanzenöle (HVO). Die THG-Emissionsreduktionsziele von der EU sind im Green Deal erwähnt und legen fest, dass die Emissionen im Transportbereich bis 2050 um 90% reduziert werden müssen. Für jede Technologie wurden die gesamten Emissionen (Well-to-Wheel) sowie die Kosten für die Herstellung des Energieträgers, den Energietransport zum Fahrzeug, das Laden beziehungsweise die Betankung und die Fahrzeuge berechnet. Der Bedarf an Fernlast-

transport in Europa im Jahr 2030 wurde ebenfalls geschätzt und die Anzahl von Diesel-Lkws, die durch neue Technologien ersetzt werden müssen, um die Reduktionsziele zu erreichen. Mit diesem Ersatz sind jährliche Kosten (Annual Costs) verbunden, diese Kosten bestehen aus folgenden Komponenten:

- Treibstoffherstellung
- Treibstofftransport
- Verteilinfrastruktur besteht aus Lade- und Tankstellen
- Fahrzeuge

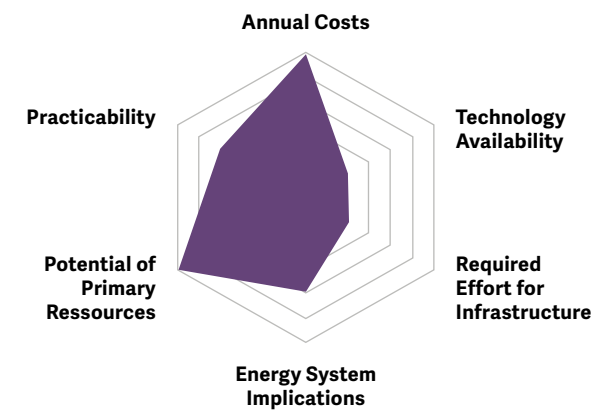
Neben den Kosten werden aber auch qualitative Kriterien berücksichtigt:

- Verfügbarkeit der Technologien (Technology Availability): In dieser Kategorie wird es untersucht, inwiefern die jeweiligen Technologien schon einsatzbereit sind. Obwohl die Technologie für Dieselmotoren zum Beispiel seit langem bekannt und verbreitet ist, sind die Brennstoffzellen für Wasserstoff-Lkw immer noch in Entwicklung.
- Aufwand für die Anpassung der Infrastruktur (Required Effort for Infrastructure). Die Infrastruktur für den Transport und die Verteilung von flüssigen Treibstoffen (E-Fuels) oder Methan ist bereits vorhanden, was ein grosser Vorteil gegenüber den batterieelektrischen und Brennstoffzellen-Fahrzeuge ist. Für diese besteht zurzeit erst eine kleine Infrastruktur, und der Aufwand, eine zu bauen, ist gross und zeitintensiv.
- Auswirkung auf das gesamte Energiesystem, insbesondere auf die Speicherbarkeit der verschiedenen Energieträger (Energy System Implications). Flüssige Treibstoffe sind sehr einfach in der Speicherung, Methan kann zum Teil in bestehenden Infrastrukturen gespeichert werden, Wasserstoff ist aufwändiger und bei Elektrizität ist die langfristige Speicherung unmöglich.
- Praktikabilität (Practicability): In dieser Kategorie wird es untersucht, inwiefern man die aktuelle Diesel-Lkw durch neue Antriebe ersetzen kann, und was es für Wirkungen auf die tägliche Arbeit hätte. Die Tank- oder Ladezeit, die Handhabung des Treibstoffes und die potenzielle Nutzlastreduktion kommen ins Spiel.
- Potenzial der Energiequellen (Potential of Primary Resources): Auch wenn die Studie annimmt, dass erneuerbarer Strom unlimitiert erzeugt werden kann, ist dies für biomassebasierte Treibstoffe, nämlich Biomethan und HVO, nicht der Fall.

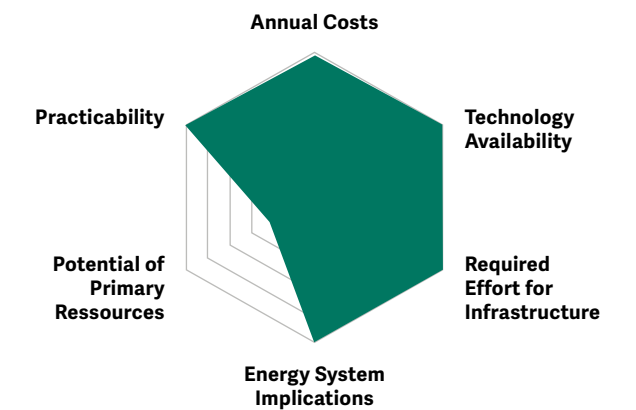
Die Studie kommt zum Schluss, dass es aus ökologischer Sicht sinnvoller wäre, die Wahl der Technologie offen zu lassen. Jede Technologie hat Vor- und Nachteile, doch es braucht alle erneuerbaren Alternativen, um die Emissionsreduktionsziele erreichen zu können.

Die folgende Abbildung zeigt die Vor- und Nachteile jeder Technologie. Die Spinnendiagramme sind so gezeichnet, dass ein Eckpunkt aussen im Netz ein Vorteil bedeutet (also zum Beispiel tiefe jährliche Kosten, gute Verfügbarkeit der Technologie, ...) und ein Eckpunkt innen im Netz ein Nachteil gegenüber den anderen Szenarien darstellt (also zum Beispiel hohe jährliche Kosten, schlechte Verfügbarkeit der Technologie, ...).

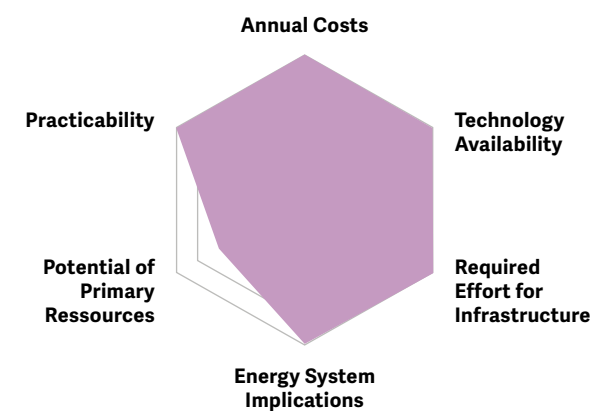
Battery Electric



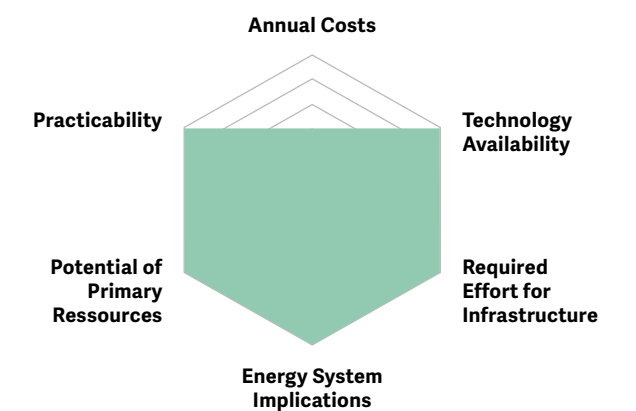
E-Fuel (HVO)



Biomethane



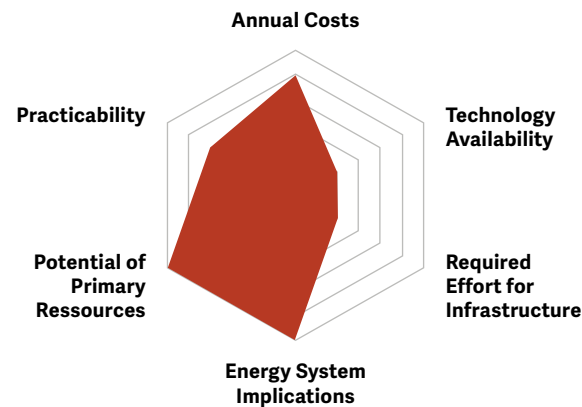
E-Fuel (Fischer Tropsch)



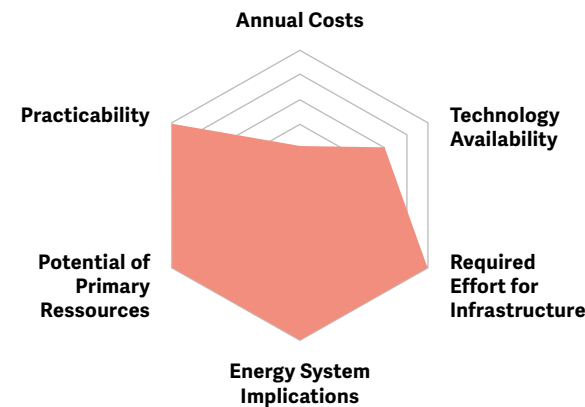


# Wasserstoff und Strassenverkehr in der Schweiz

Hydrogen



Synthetic Methane



## ReHaul Projekt

### Beteiligte

- European Research Institute for Gas and Energy Innovation (ERIG)
- IET Institut für Energietechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule
- WERZ Institut für Wissen, Energie und Rohstoffe Zug, OST – Ostschweizer Fachhochschule
- DVGW Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie
- Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

### Finanzielle Unterstützung

- DVGW
- e-Fuel Alliance
- ERIG
- Hexagon Composites ASA
- Landi Renzo S.p.A
- Neste
- NGVA
- ÖVGW
- SVGW
- Totalenergies
- Unity
- VDMA

### Zeitraum

Juli 2022 – Mai 2023

### Kontakt

Markus Friedl, [markus.friedl@ost.ch](mailto:markus.friedl@ost.ch)  
Boris Kunz, [boris.kunz@ost.ch](mailto:boris.kunz@ost.ch)

Die Mobilität ist derzeit einer der vielversprechendsten neuen Anwendungsbereiche für Wasserstoff in der Schweiz und in Europa. Wo stehen wir heute? Ist die nahe Zukunft immer noch so vielversprechend, wie manche glauben? Der vorliegende Artikel versucht, diese Fragen zu beantworten.

**Boris Kunz, IET Institut für Energietechnik**  
**Markus Friedl, IET Institut für Energietechnik**

## Bedarf an alternativen Antriebssträngen im Strassentransport

Um ihre Verpflichtung für das Pariser Abkommen von 2015 in die Tat umzusetzen, hat die Europäische Union 2020 beschlossen, bis 2050 CO<sub>2</sub>-neutral zu werden. Der Green Deal [1] legt als zusätzliches Ziel eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 55 % bis 2030 fest. Die Schweiz hat sich mit einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 50 % bis 2030 und der CO<sub>2</sub>-Neutralität bis 2050 ähnliche Ziele gesetzt. Im Gegensatz zur Europäischen Union hat sie es jedoch bisher nicht geschafft, diese Ambitionen in konkrete Gesetze umzusetzen, und der CO<sub>2</sub>-Gesetzesvorschlag wurde 2021 in einem Referendum abgelehnt [2]. Wir gehen hier trotzdem davon aus, dass die Situation in der Schweiz ähnlich ist, wie in der EU und dass die europäischen Ziele auch für die Schweiz gültig sind.

Im Bereich der Mobilität werden Berechnungen und Ziele in Form von Tank-to-Wheel-Emissionen ausgedrückt, d. h. der Menge an Treibhausgasen, die aus dem Auspuff des Fahrzeugs ausgestossen werden. Weder die Emissionen aus der Kraftstoffherstellung (Well-to-Tank) noch eine vollständige Lebenszyklusanalyse von Materialien und Prozessen werden in der Regel berücksichtigt. Diese Messmethode definiert daher nur Fahrzeuge mit Elektroantrieb als CO<sub>2</sub>-neutral.

## Leichtfahrzeuge

Im Bereich der Leichtfahrzeuge dominieren batterieelektrische Fahrzeuge bei weitem diejenigen mit

Brennstoffzellenantrieb. Selbst in führenden Ländern wie Japan oder Südkorea übersteigt unterdessen der Verkauf von batterieelektrischen Fahrzeugen den von Fahrzeugen mit Brennstoffzellen, und die Investitionen folgen diesem Trend (3–6).

Wasserstoffbetriebene Pkw werden daher in diesem Artikel ausgeklammert, und wir konzentrieren uns hauptsächlich auf schwere Nutzfahrzeuge, für die wasserstoffbetriebene Fahrzeuge ein grösseres Potenzial aufweisen.

## Schwere Strassenfahrzeuge

Ähnlich wie der Pkw-Verkehr, wenn auch mit halb so hohen Emissionen [7], ist der Schwerlastverkehr für einen nicht unerheblichen Teil der weltweiten Kohlendioxidemissionen verantwortlich und muss daher defossilisiert werden. Anders als bei Pkw gibt es jedoch (noch) keine starke Tendenz für eine bestimmte Technologie, und die Wahl bleibt offen zwischen batteriebetriebenen Elektro-Lkw, Lkw mit Brennstoffzellenantrieb oder mit Verbrennungsmotor, der mit biologischen oder synthetischen Kraftstoffen betrieben wird. Da ein Lkw, insbesondere im Fernverkehr, längere und häufigere Strecken zurücklegt als ein durchschnittlicher Pkw, ist die Option eines batteriebetriebenen Elektroantriebs schwieriger zu realisieren als bei Personenwagen. Auch die Nutzlast spielt eine grössere Rolle.

Derzeit wird die Mehrheit der europäischen Lkw mit fossilen Dieselmotoren angetrieben. Doch wie bei den Pkws sind alternative Antriebsstränge auf dem Vormarsch. Mit Biodiesel betriebene Lkw zum Beispiel gibt es schon seit einiger Zeit, aber ihr Potenzial ist begrenzt, da die Produktion keine Konkurrenz zu Lebensmitteln werden sollte. Erdgas-Lkw (CNG oder LNG) können hinsichtlich Treibhausgasemissionen besser als Diesel-Lkw sein, selbst wenn sie mit fossilem Erdgas betrieben werden, da die Verbrennung von Methan sauberer ist als die von Diesel und weniger CO<sub>2</sub> ausstösst. Dies gilt sowohl bei der Verbrennung des Kraftstoffs (tank-to-wheel) als auch bei der Herstellung, dem Transport und der Handhabung (wheel-to-tank). Gasbetriebene Fahrzeuge können auch mit Biogas oder synthetischem Methan betrieben werden, das, wenn es aus erneuerbarem Strom erzeugt wird, diese hinsichtlich der Treibhausgasemissionen mit Elektroantrieben vergleichbar macht. Batteriebetriebene Elektro-Lkw hingegen entwickeln sich trotz ihrer geringeren Reichweite, der lückenhaften Infrastruktur und der Umweltauswirkungen der Batterieproduktion schnell.

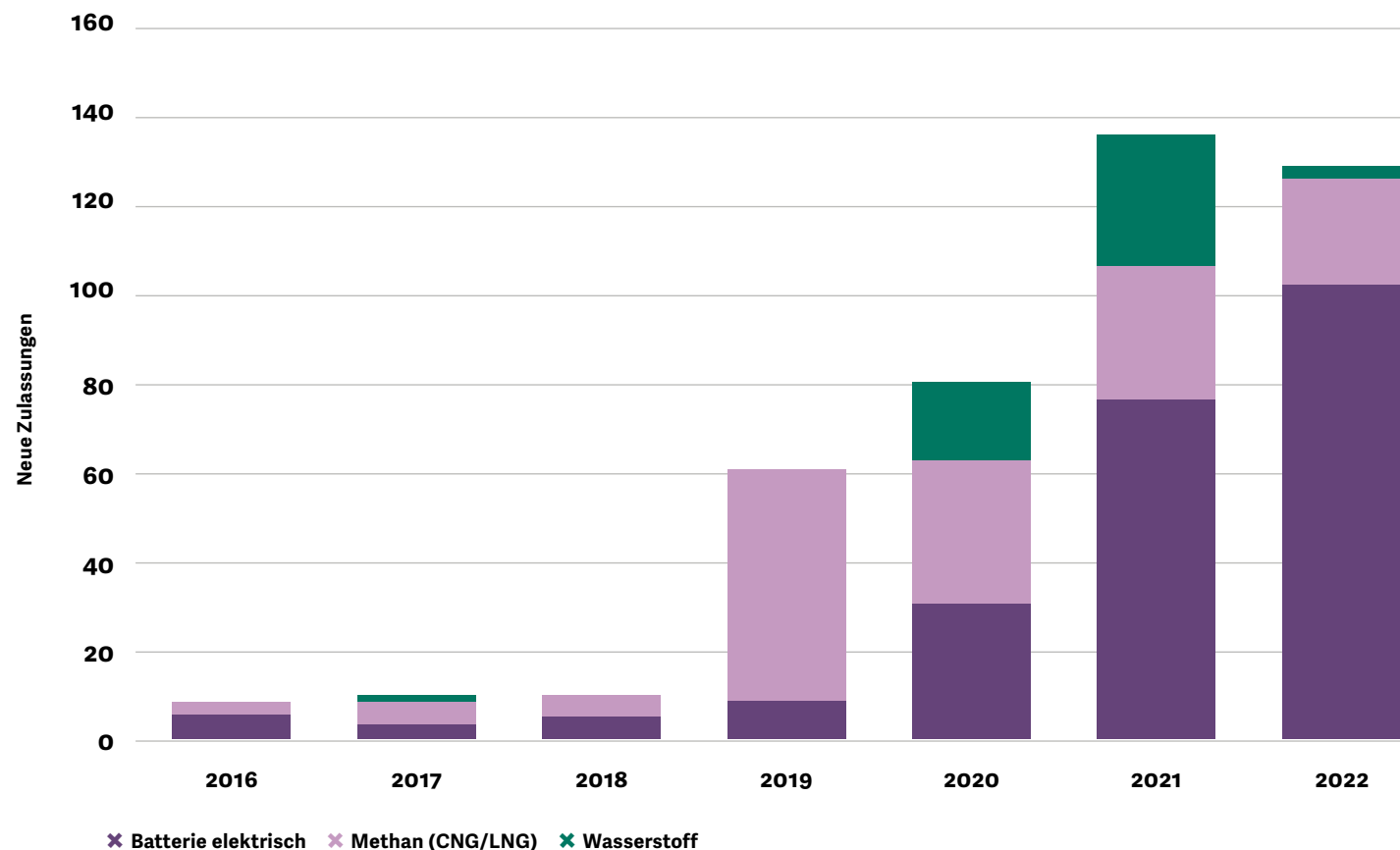


Sie könnten in den kommenden Jahren die Führung im Rennen um alternative Antriebe übernehmen. Auf der Seite der Wasserstoffantriebe sind schliesslich verschiedene Strategien der Hersteller zu beobachten. Auf der einen Seite setzen einige wie Hyundai oder Hyzon stark auf diese Technologie, andere Marken wie Renault setzen ausschliesslich auf batteriebetriebene Elektrofahrzeuge. Die traditionellen Hersteller hingegen halten sich ihre Optionen offen und erforschen beide Wege. Dies ist beispielsweise bei MAN, Volvo oder Daimler Trucks der Fall.

Es ist wahrscheinlich, dass es zu einer Kombination von Technologien kommt. Diese werden wahrscheinlich zeitlich verteilt sein, wobei kurzfristig Erdgas und Biogas (CNG und LNG), das bereits verfügbar ist, mittelfristig Batterieelektrik und längerfristig Wasserstoff zum Einsatz kommen. Sie werden auch

nach Transportarten aufgeteilt sein, wobei die elektrische Batterietechnologie für kürzere Strecken oder geringe Kapazitäten und Wasserstoff, CNG und LNG für schwere Fahrzeuge mit grosser Reichweite zum Einsatz kommen werden. Die untenstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der Neuzulassungen nach Technologie für Lkw über 12 Tonnen mit alternativen Antriebssystemen in der Schweiz über die letzten Jahre. Sie zeigt, wie auch im Schwerverkehr der batterieelektrische Antrieb die Brennstoffzellentechnologie dominiert und sich der Abstand in den kommenden Jahren weiter vergrössern wird. Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass die rund 100 Lkw mit alternativem Antrieb immer noch weniger als 5 % aller jährlich in der Schweiz zugelassenen Lkw ausmachen. Die übrigen haben herkömmliche Dieselantriebe.

Neue Zulassungen Gütertransportfahrzeuge über 12 Tonnen mit alternativen Antrieb in der Schweiz



Neuzulassungen von Gütertransportfahrzeugen mit alternativem Antrieb und über 12 t in der Schweiz. [8]

### Marktstudie

Um einen Überblick über die derzeit erhältlichen und zukünftigen Modelle wasserstoffbetriebener Lkw zu geben, wurde eine Marktstudie durchgeführt. Ziel war es auch, zu verstehen, in welche Richtung sich die Hersteller in Bezug auf die Speicherung des Wasserstoffs an Bord des Fahrzeugs bewegen: 350 bar wie bisher, 700 bar wie bei den heutigen Leichtfahrzeugen oder in verflüssigter Form.

Die Hyundai XCIENT Fuel Cell LKWs fahren seit Oktober 2020 auf Schweizer Strassen. Im Jahr 2023 wird es sich um die weltweit grösste Flotte von wasserstoffbetriebenen Lkw im Dauerbetrieb handeln, und ihre Grösse wird voraussichtlich rasch zunehmen [9]. Diese Lkws werden mit 32 kg Wasserstoff betrieben, der bei 350 bar gespeichert wird.

Der Hersteller Daimler Trucks untersucht die Speicherung von Wasserstoff in seiner flüssigen Form bei 16 bar. Dies würde die volumetrische Energiedichte im Fahrzeugtank im Vergleich zu Wasserstoff, der mit 350 oder sogar 700 bar unter Druck gesetzt wird, erheblich erhöhen, allerdings um den Preis einer komplexeren und teureren Kraftstoffkühlung. Ausserdem ist die Technologie noch nicht vollständig ausgereift und bedarf noch weiterer Entwicklung, bevor sie auf den Markt gebracht werden kann. Der Hersteller testet derzeit einen Prototyp und kündigt die Einführung «in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts» an. [10,11]

MAN und Scania, die beide Teil des Volkswagen-Konsortiums sind, planen die Verwendung von auf 700 bar unter Druck stehendem Wasserstoff für ihre Lkws. Einige Quellen sprechen von drei Prototypfahrzeugen, die auf die Strasse gebracht werden sollen, bevor sie 2024 auf dem Schweizer Markt eingeführt werden.

GreenGT, ein französisch-schweizerisches Unternehmen, das sich auf Wasserstoff-Antriebssysteme spezialisiert hat, stellte kürzlich den ersten wasserstoffbetriebenen 40-Tonnen-Lkw der Schweiz vor [12]. Er ist mit einem 350-bar-Tank mit einem Fassungsvermögen von 46 kg ausgestattet. Bei GreenGT ist man der Meinung, dass ein 700-bar-Speicher für Lkws derzeit keinen Sinn macht. Erstens, weil die Komplexität und der Preis der Kompressoranlagen viel höher sind als bei 350-bar-Anlagen, und zweitens, weil es keine internationale Norm für die 700-bar-Befüllung von Lkws gibt.

Hyzon ist ein US-amerikanischer Hersteller von schweren wasserstoffbetriebenen Nutzfahrzeugen, der in den nächsten Jahren nach Europa expandieren will. Er bietet Lkw mit 350 und 700 bar an, wobei das 700-bar-Speichersystem bei der 70-Tonnen-Version zum Einsatz kommt [13]. Da dieses Gewicht in Europa generell nicht zugelassen ist, ist es unwahrscheinlich, dass das entsprechende Druckniveau hier eingeführt wird. Die 350-bar-Version des Hyzon-Lkw hingegen fasst zwischen 30 (26-t-Modell) und 70 kg Wasserstoff und kann in Deutschland bereits von dem Startup-Unternehmen Hylane gemietet werden.

Nikola, ein weiterer US-amerikanischer Hersteller von Elektro- und Wasserstoff-Lkw, hat kürzlich mehrere Prototypen vorgestellt. Während über eine Markteinführung im Laufe des Jahres 2023 in den USA spekuliert wird, scheint es in absehbarer Zeit keine Pläne für eine Expansion nach Europa zu geben.

Mehrere Branchenvertreter, darunter ein Wasserstoffhändler in der Schweiz und Logistikunternehmen, glauben nicht an die 700-Bar-Speicherung für wasserstoffbetriebene Lkw. Abgesehen von den höheren Infrastrukturkosten sind sie der Ansicht, dass Lkw in der Schweiz keine 800 km Reichweite benötigen, wenn sie schnell und häufig in der Nähe der Hauptverkehrsachsen tanken können. Einige sind sogar der Ansicht, dass die Zukunft des nachhaltigen Transports ausschliesslich mit batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen stattfinden wird, da diese bereits eine fast ausreichende Reichweite bieten und einfacher zu bedienen sind.

### Infrastruktur

In der Schweiz befindet sich die Infrastruktur für Wasserstoff im Aufbau und in der Konsolidierung. Die Produktion von grünem Wasserstoff gewinnt allmählich an Bedeutung, da mehrere Stromversorger bereit sind, Produktionsanlagen zu bauen und zu betreiben. Die Endnutzung von Wasserstoff am anderen Ende der Versorgungskette wird ebenfalls ausgebaut, indem jedes Jahr mehrere neue Tankstellen geplant und gebaut werden. In der Schweiz gibt es derzeit (März 2023) dreizehn öffentlich zugängliche [14], was im Vergleich zu den Nachbarländern eine relativ hohe Zahl ist.



## Produktion

Was die Wasserstoffproduktion betrifft, so existieren bereits drei Anlagen und mehrere befinden sich in der Planungs- oder Bauphase. Die erste Anlage in der Schweiz wurde 2016 in Hunzenschwil (AG) von Eniwa AG (ehem. IBAarau) gebaut. Diese 0.2 MW Anlage bezieht ihren Strom direkt aus dem nahegelegenen Wasserkraftwerk und liefert den Wasserstoff an eine Coop Tankstelle [15]. Dann wurde 2020 in Gösigen (AG) eine weitere Anlage in Betrieb genommen. Sie gehört Alpiq und bezieht ihren Strom ebenfalls direkt aus dem nahegelegenen Wasserkraftwerk, von dem 2 MW für die Wasserstoffproduktion reserviert wurden. Die dritte Anlage, die in der Schweiz in Betrieb ist, ist die Anlage in Kubel (SG), die der Wasserstoffproduktion Ostschweiz AG gehört und über eine elektrische Leistung von 2,5 MW verfügt. Sie ist seit Mitte 2022 in Betrieb und ihre Produktion wird auf mehrere Wasserstofftankstellen in der Region verteilt [16].

In Schiffenen (FR) baut Groupe E derzeit eine Wasserstoffproduktionsanlage mit einer elektrischen Leistung von 2 MW. Der Baubeginn war Ende 2022, die Installation der Elektrolyseure ist für das Frühjahr 2023 geplant und die Produktion soll noch vor Ende 2023 aufgenommen werden. Das Ziel dieser Anlage ist es, Flexibilität im Netz zu schaffen, indem sie sich in Echtzeit an die Stromerzeugung und -nachfrage anpasst [17].

Weitere Produktionseinheiten befinden sich in der Planungsphase. Dies ist der Fall bei der Müllverbrennungsanlage KVA Buchs (AG), die den Bau einer Elektrolyseanlage plant, um von Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu profitieren. Die Inbetriebnahme der 2,75-MW-Anlage ist für 2023 geplant, wobei der Schwerpunkt auf der Flexibilität des Netzes liegt [18]. In Brugg (AG) plant Axpo eine 15-MW-Produktionseinheit, die direkt aus dem Laufkraftwerk Wildegg-Brugg gespeist wird [19]. Im Kanton Schwyz plant die ebs Energie AG den Bau eines Elektrolyseurs mit einer Leistung von 5 bis 6 MW, der mit dem Wasserkraftwerk Wernisberg (SZ) verbunden ist. Die Idee ist, Wasserstoff hauptsächlich im Sommer zu erzeugen, wenn das Laufwasserkraftwerk am meisten produziert, die Strompreise aber am niedrigsten sind. Der Elektrolyseur selbst soll in Seewen (SZ) in der Nähe der Autobahn stehen und direkt mit einer Tankstelle verbunden sein [20]. In Bürglen (UR) plant EWA energieURI die Installation eines 2-MW-Elektrolyseurs, der direkt mit dem gleichnamigen Wasserkraftwerk verbunden ist. Der Produktionsbeginn ist für 2024 geplant und der Wasserstoff könnte an von der Schätzle AG betriebenen Tankstellen vertrieben werden [21].

Schliesslich sind einige Projekte zum Stillstand gekommen. Dies gilt für dasjenige der EW Höfe AG, das eine 7-MW-Wasserstoffproduktionsanlage in Pfäffikon (SZ) vorsieht. Obwohl eine flexible Betriebsweise nicht unbedingt vorgesehen ist, verspricht die EW Höfe AG, ihren Elektrolyseur ausschliesslich mit zertifiziertem Ökostrom zu betreiben. Eine direkt angeschlossene Tankstelle, die nur wenige 100 Meter von der Produktionsanlage entfernt und in der Nähe der Autobahn liegt, ist ebenfalls geplant [22]. Im ersten Halbjahr 2022 wurde beschlossen, das Projekt aufgrund zu hoher Strompreise vorübergehend auszusetzen, doch das Unternehmen hat weiterhin die Hoffnung, das Projekt bald wieder in Gang setzen zu können. In Dietikon (ZH) könnte Limeco, Betreiber der ersten industriellen Power-to-Methane-Anlage der Schweiz, theoretisch seine Wasserstoffproduktion erhöhen. Dieser würde direkt verkauft werden, ohne den Methanisierungsprozess zu durchlaufen.

## Transportinfrastruktur

In der Schweiz gibt es kaum eine Infrastruktur, die dem Transport von Wasserstoff gewidmet ist. Da es keine Pipelines gibt, wird der Wasserstoff derzeit in gasförmiger Form per Lkw von der Produktion zu den Verteilungs- und Verbrauchsstellen transportiert. Die Hydrospider AG verwendet für ihre Tankstellen eigene Anhänger, die aus Drucktanks innerhalb eines 20-Fuss-Containers bestehen. Derzeit wird der Wasserstoff mit einem Druck von 350 bar transportiert und es werden jedoch Pläne geprüft, diesen Wert auf 450 bar zu erhöhen.



Container, die von der Hydrospider AG verwendet werden, um Wasserstoff von der Produktion zu den Tankstellen zu transportieren. © Hydrospider/Jean-Luc Grossmann

In Zukunft soll das Land in die europäische Initiative «European Hydrogen Backbone» [23] eingebunden werden, doch auch wenn die Entwicklung dieses Netzes fortgeschritten ist und der Bau kurz vor dem Beginn steht, wird die Schweiz erst 2040, in einer zweiten Phase, eingebunden sein. Darüber hinaus ist dieses Gasleitungsnetz, wie der Name schon sagt, ein Rückgrat für eine Wasserstoffinfrastruktur. Bei der regionalen und lokalen Verteilungsinfrastruktur muss die Schweiz allein handeln und ihr eigenes Netz planen. Dies ist notwendig, weil die Transportkapazität von Lastwagen begrenzt ist, da Wasserstoff eine viel geringere Dichte als flüssiges Erdöl, Benzin oder sogar gasförmiges Methan aufweist.

Der Strassentransport von verflüssigtem Wasserstoff könnte ebenfalls in Betracht gezogen werden, doch wie bei jedem Transport von verflüssigtem Wasserstoff machen die Investitionskosten für die Verflüssigungsanlage und der Energieverbrauch diese Lösung vor allem für den Transport über grosse Entfernungen interessant. In der Schweiz sind die Entfernungen wahrscheinlich zu kurz, als dass sich diese Option lohnen würde.

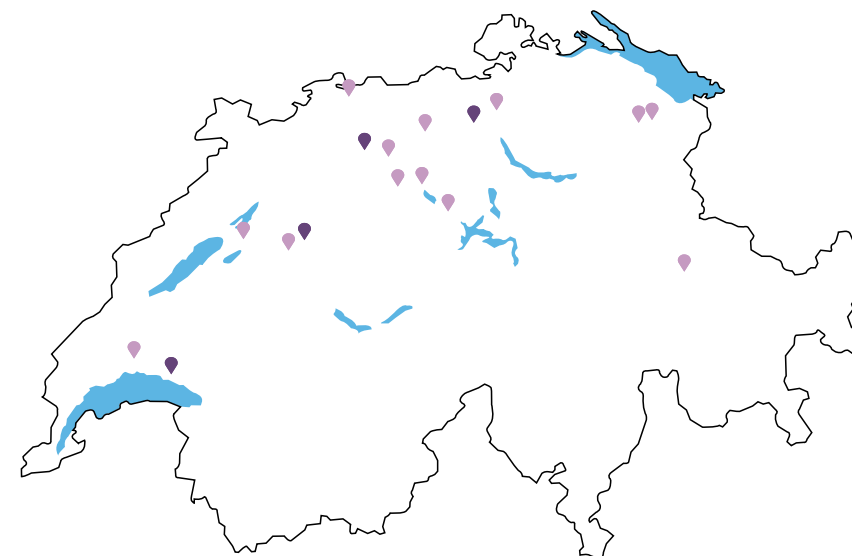
Da es keine Pläne für ein Wasserstoff-Pipeline-Netz gibt und die Kapazität des Strassentransports begrenzt ist, könnte sich der Schienentransport als interessante Option erweisen. Unseres Wissens wurde jedoch bislang keine Studie in dieser Richtung für die Schweiz durchgeführt. Diese Transportart könnte mehr Kapazität als der Strassentransport bieten und gleichzeitig eine bereits bestehende Infrastruktur nutzen.

Um den Transport von Wasserstoff von der Produktionsstätte bis zur Tankstelle gänzlich zu vermeiden, wäre es schliesslich denkbar, beides zu verschmelzen und den Wasserstoff direkt vor Ort zu produzieren. Diese Lösung würde zwar den Transport von Wasserstoff vermeiden, aber den Transport von Strom erfordern, der wiederum mit Abgaben belegt ist. Diese Gebühren für die Nutzung des nationalen Stromnetzes sind im Vergleich zur Menge des transportierten Stroms nicht unerheblich und würden das Geschäftsmodell in den meisten Fällen unrentabel machen.

## Verwendung

Wasserstoff wird seit langem in der Industrie verwendet, insbesondere in der Öl- oder Chemieindustrie, aber seine Verwendung im Mobilitätssektor ist neu. Daher erfordert dies den Aufbau einer neuen Vertriebsinfrastruktur wie z.B. Wasserstofftankstellen.

In der Schweiz gibt es bereits dreizehn solcher Tankstellen, und ihre Zahl wächst schnell, sodass die Schweiz das europäische Land mit der höchsten Anzahl von Tankstellen pro Einwohner ist. Dass die Schweiz anderen Ländern voraus ist, ist hauptsächlich dem Unternehmen H2 Energy AG zu verdanken, welches Wasserstoff in der Mobilität fördert, indem es in Partnerschaft mit Hydrospider AG und Hyundai Motor schlüsselfertige Lösungen anbietet, wobei die Partner jeweils den Transport des Wasserstoffs auf der Strasse und in den Fahrzeugen bereitstellen. Auch wenn die Anzahl der Tankstellen in der Schweiz verhältnismässig hoch ist, würde ein zusätzlicher Ausbau die Nutzung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen im Land fördern und erleichtern.



Öffentlich zugängliche Standorte von Wasserstofftankstellen in Betrieb (Hellviolett) und in Planung (Dunkelviolett). [14,24]



## Schlussfolgerung

Die Produktion von grünem Wasserstoff in der Schweiz und seine Nutzung im Schwerlastverkehr entwickeln sich schnell, da jedes Jahr neue Produktionsanlagen und Tankstellen entstehen. Leider ist es schwierig, eine Verbindung zwischen Produktion und Nutzung herzustellen, da der Transport von Wasserstoff in grossen Mengen nach wie vor eine Herausforderung darstellt.

Insgesamt ist das Potenzial von Wasserstoff für den Strassengüterverkehr gross, da er eine interessante Ergänzung zu anderen Technologien darstellt. Es bleibt jedoch noch einiges zu tun, z. B. bei der Entwicklung von Elektrolyseuren, Kompressoren und Brennstoffzellen. Darüber hinaus ist die Schweiz nach wie vor stark von ihren europäischen Nachbarn und deren Politik in diesem Bereich abhängig. Politische Massnahmen in der Schweiz, wie z. B. die Senkung der Stromnetzgebühren oder die Klärung der Vorschriften für den Transport von Wasserstoff, könnte die grüne Produktion und die Nutzung von Wasserstoff sowohl im Strassenverkehr als auch in anderen Bereichen ankurbeln.

Schliesslich ist es wichtig, sich vor Augen zu halten, dass die Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse ein grosses Potenzial zur Stabilisierung des Stromnetzes hat, wenn der Rechtsrahmen dafür geeignet ist.

## DeCIRRA – Decarbonisation of Cities and Regions with Renewable Gases

Diese Untersuchungen wurden im Rahmen des Innosuisse Flagship Projektes DeCIRRA gemacht innerhalb des Subproject 5: Convoy of local implementation projects.

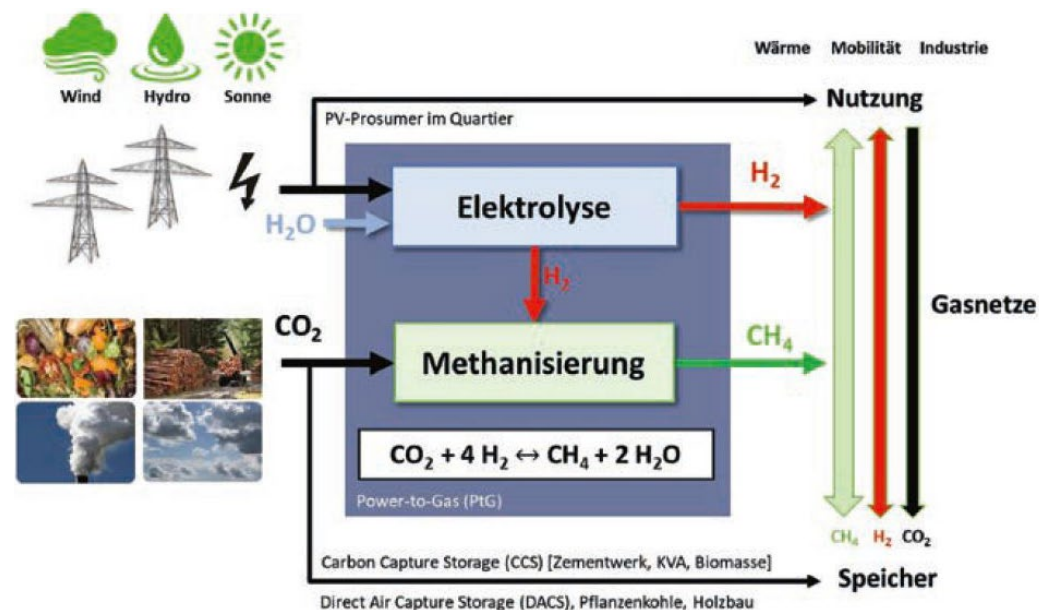
### Beteiligte

- IET Institut für Energietechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule
- PSI Paul Scherrer Institut
- HSLU Hochschule Luzern
- HEIG-VD Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud
- ebs Energie AG

**Unterstützt von**  
Innosuisse Flagship

**Zeitraum**  
2022 bis 2026

**Kontakt**  
Boris Kunz, [boris.kunz@ost.ch](mailto:boris.kunz@ost.ch)  
Markus Friedl, [markus.friedl@ost.ch](mailto:markus.friedl@ost.ch)  
Christoph Steiner, [christoph.steiner@ost.ch](mailto:christoph.steiner@ost.ch)



## References

- [1] European Commission (ed.). COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS: Sustainable and Smart Mobility Strategy – putting European transport on track for the future. Brussels; 2020.
- [2] The Federal Council. CO<sub>2</sub> Act; 2021.
- [3] Statista. Japan: number of fuel cell vehicles in use 2022 | Statista. [January 13, 2023]; Available from: <https://www.statista.com/statistics/1252727/japan-fuel-cell-electric-vehicles-in-use/>.
- [4] Statista. Total number of hydrogen vehicles registered in South Korea from 2013 to 2021. [April 05, 2023]; Available from: <https://www.statista.com/statistics/1098561/south-korea-number-of-registered-hydrogen-vehicles/>.
- [5] Statista. Japan: electric vehicle stock 2020: Electric vehicle stock volume in Japan from fiscal year 2015 to 2020. [January 13, 2023].
- [6] Fuel Cells Works. In Korea, The Country of Hydrogen Mobility, Air Liquide Is Engaging In Major Projects; 2022.
- [7] European Environment Agency. Decarbonizing road transport: The role of vehicles, fuels and transport demand. Luxembourg: Publications Office of the European Union; 2022.
- [8] ASTRA BFS. Fahrzeugdaten. [March 22, 2023]; Available from: <https://www.astra.admin.ch/astra/de/home/dokumentation/daten-informationsprodukte/fahrzeugdaten.html>.
- [9] Majer I. Hyundai Motors liefert die ersten XCIENT Fuel Cell Trucks in der Schweiz aus und kündigt die Expansion auf die globalen Nutzfahrzeugmärkte an - aktuell. [March 28, 2023]; Available from: <https://aktuell.hyundai.ch/hyundai-motors-liefert-die-ersten-xcient-fuel-cell-trucks-in-der-schweiz-aus-und-kuendet-die-expansion-auf-die-globalen-nutzfahrzeugmaerkte-an/>.
- [10] Paul Mandaiker. Development milestone: Daimler Truck tests fuel-cell truck with liquid hydrogen; 2022.
- [11] Daimler Truck AG. Facts instead of myths: Why the world needs hydrogen. [March 22, 2023]; Available from: <https://www.daimlertruck.com/en/newsroom/ceo-news/facts-instead-of-myths-why-the-world-needs-hydrogen#c11676>.
- [12] Keynote - ATS. Premier camion suisse de 40 tonnes roulant à l'hydrogène. swissinfo.ch 2022, 31 May 2022; Available from: <https://www.swissinfo.ch/fre/toute-l-actu-en-bref/premier-camion-suisse-de-40-tonnes-roulant-%C3%A0-l-hydrog%C3%A8ne/47637100>. [March 28, 2023].

- [13] Hyzon Motors. Hyzon HyMax Series | Zero Emission, Hydrogen-Powered Vehicle | Hyzon Motors - Hyzon Motors. [March 28, 2023]; Available from: <https://www.hyzonmotors.com/vehicles/hyzone-hy-max-series>.
- [14] Förderverein H2 Mobilität Schweiz. Station-service H2 en Suisse. [March 31, 2023]; Available from: <https://h2mobilitaet.ch/fr/tankstellen/>.
- [15] Nachhaltig erzeugter Wasserstoff aus Aarau. [April 18, 2023]; Available from: [https://www.eniwa.ch/de/nachhaltig-erzeugter-wasserstoff-aus-aarau\\_content---5--65--10737418244.html](https://www.eniwa.ch/de/nachhaltig-erzeugter-wasserstoff-aus-aarau_content---5--65--10737418244.html).
- [16] St.Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG. SAK und Osterwalder Gruppe starten mit dem Bau ihrer Wasserstoff-Produktionsanlage im St. Galler Kubel; 2021.
- [17] Keynote-ATS. Hydrogène: début des travaux au barrage de Schiffenen (FR). swissinfo.ch 2022, 5 October 2022; Available from: <https://www.swissinfo.ch/fre/toute-l-actu-en-bref/hydrog%C3%A8ne--d%C3%A9but-des-travaux-au-barrage-de-schiffenen-fr-/47956408>. [March 22, 2023].
- [18] Harald Wanger. KVA Buchs produziert neben immer mehr Fernwärme bald auch «grünen» Wasserstoff; 2022.
- [19] Axpo Holding AG. Wasserstoffproduktionsanlage beim Wasserkraftwerk Wildegg-Brugg schreitet voran; 2022.
- [20] ebs Energie AG. Klimafreundlicher Wasserstoff für Schwyz; 2022.
- [21] Arnold R. EWA-energieUri und AVIA Schätzle gründen «H2Uri AG»; 2022.
- [22] Arne Kähler. Wasserstoffproduktion Freienbach. OST, Rapperswil; 2022.
- [23] European Hydrogen Backbone. EHB European Hydrogen Backbone: A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES; 2022.
- [24] Confédération Suisse. Swisstopo. [April 05, 2023]; Available from: <https://map.geo.admin.ch/>.

# HIGGS – Erdgastransport mit Wasserstoff dekarbonisieren

Das HIGGS-Projekt soll zeigen, dass die sichere Einspeisung von Wasserstoff in das EU-Hochdruck-Erdgasnetz eine nachhaltige, langfristige Lösung zur Dekarbonisierung des Energiesystems darstellt. HIGGS wird verbleibende Schwachstellen in Bezug auf die H<sub>2</sub>-Readiness identifizieren und einen Weg für eine schrittweise Integration von Wasserstoff in das EU-Gasnetz entwickeln.

## Hauptziel

Das Hauptziel des HIGGS-Projekts ist es, die Wissenslücken über die Auswirkungen zu schliessen, die ein hoher Wasserstoffanteil auf die Gasinfrastruktur, ihre Komponenten und ihr Management haben könnte. Die Hauptaufgaben im Rahmen des Projekts sind:

- Kartierung der technischen, rechtlichen und regulatorischen Barrieren und Wegbereiter für bis zu 100% H<sub>2</sub> im Hochdrucknetz
- Aufbau und Betrieb einer Forschungs- und Entwicklungsplattform, die alle Komponenten eines Hochdrucknetzes nachbildet
- Testen und validieren verschiedener Zubehörteile, Geräte und Innovationen für verschiedene H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>-Beimischungen
- Techno-ökonomische Modellierung für H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>-Zusatzstoffe innerhalb des Hochdrucknetzes und der Komponenten (Arbeitspaketleitung bei OST)

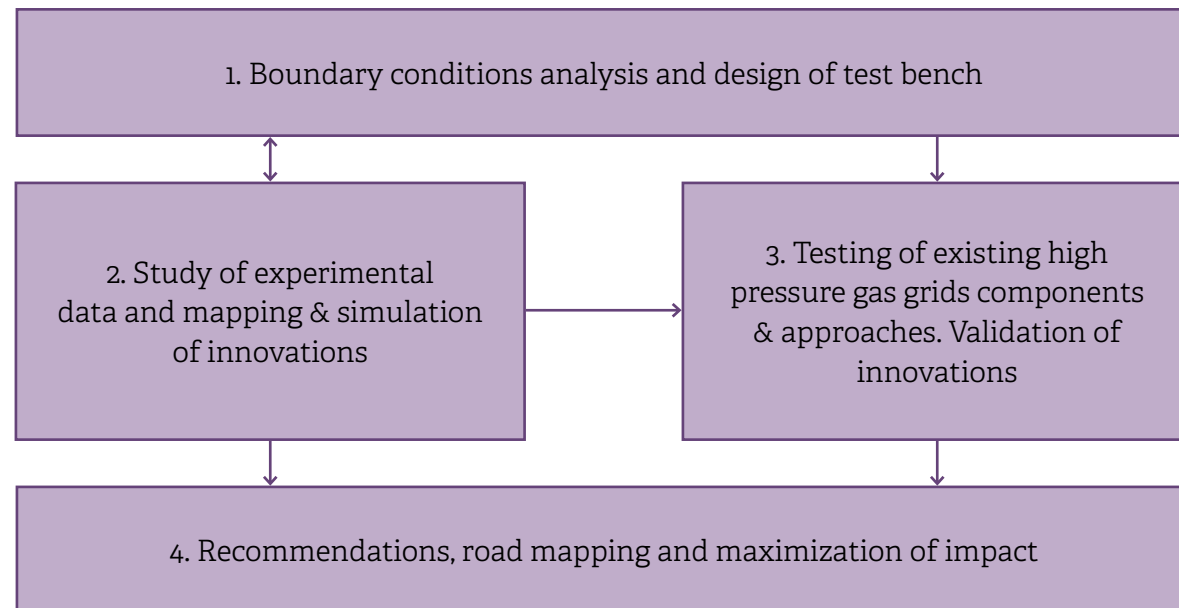
## Erwartete Hauptergebnisse

Die wichtigsten Ergebnisse und Bewertungen, die im Rahmen des Projekts zusammengetragen wurden, werden in Form eines Dokuments zusammengefasst, das einen Weg zur Ermöglichung höherer Wasserstoffkonzentrationen im Erdgastransportnetz beschreibt. Dieser Weg wird unter anderem eine Liste potenzieller Probleme, Hindernisse und Erleichterungen für die grenzüberschreitende Interoperabilität der Gasnetze, Empfehlungen für Vorschriften und Normen, eine Zusammenfassung der Empfehlungen für Beimischungs- und Einspeiseanlagen sowie Überlegungen zum Gasmarkt und zum Betrieb enthalten.

## Kartierung von Schlüsselaspekten

Um die gesetzten Ziele zu erreichen, sammelt das HIGGS-Projektteam Informationen zu verschiedenen Schlüsselaspekten der Integration von Wasserstoff in das EU-Hochdruckgasnetz. Besonderes Augenmerk wird auf die Aufnahme rechtlicher, regulatorischer und technischer Aspekte gelegt, indem die derzeitige Ausrüstung sowie die Vorschriften, Normen und Zertifizierungen (RSC) der Erdgasnetze erfasst werden. Die Identifizierung der kritischsten RSC-Engpässe wird nicht nur Endnutzer und Betreiber in die Lage versetzen, das gesamte Gasnetz sicher zu betreiben, sondern auch dazu beitragen, den Austausch von voll funktionsfähigen Anlagen und Geräten aufgrund steigender Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz zu verhindern.

Salvatore Oricchio, IET Institut für Energietechnik



Hauptelemente und Ergebnisse des Projektes



HIGGS F&E Experimentplattform bei FHA in Spanien



## Systematische und experimentelle Validierung

Die grössten Sicherheitsbedenken bei der Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz beziehen sich auf Materialabnutzung und -versprödung. Im Rahmen des HIGGS-Projekts wird dieses Problem angegangen, indem die in den Gasnetzen verwendeten Werkstoffe erfasst, ein Labortestprotokoll zu deren Untersuchung festgelegt und schliesslich Empfehlungen für die in Hochdruck-Wasserstoffgemischen zu verwendenden Werkstoffe abgegeben werden. Um diese Tests zu den Materialien und den Auswirkungen des Transports grosser Wassermengen durch das Gasnetz durchführen zu können, entwirft das HIGGS-Team eine experimentelle Forschungs- und Entwicklungsplattform, die im Jahr 2021 gebaut wurde. Die Anlage besteht aus einer Einspeisung, die verschiedene H<sub>2</sub>-Ströme mit unterschiedlichen Zusammensetzungen nachbildet, einer Testschleife, die für einen Druck von bis zu 80 bar ausgelegt ist und die wichtigsten Komponenten enthält, die für die Nachbildung der Betriebsumgebung eines Hochdruck-Gasnetzes erforderlich sind, sowie einem Wasserstoffreinigungssprototyp, der auf der Membrantechnologie für die Trennung von H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> basiert.

## Techno-ökonomische Analyse an der OST

### a.) Fallstudien

Grosse Teile des europäischen Erdgasbedarfs von heute fast 6.200 TWh werden importiert. Die grössten Verbrauchsmärkte liegen in Mitteleuropa, Italien und Spanien. Es ist offensichtlich, dass der Erdgasverbrauch in den letzten Jahren weltweit stetig gestiegen ist. In Europa hat die Nachfrage in den letzten zehn Jahren jedoch stagniert. Zukunftsszenarien bis 2050 prognostizieren einen leichten bis starken Rückgang der Nachfrage nach Gas als Energieträger, abhängig vom Grad der Elektrifizierung. Nur wenige Studien sagen stabile oder sogar höhere Verbrauchszahlen voraus.

Wasserstoff, der heute in Europa grösstenteils aus Erdgas-Reformierungsprozessen gewonnen wird (ca. 370 von 470 TWh), kann in erheblichem Masse zur Dekarbonisierung des Gassektors beitragen, wenn er dem Erdgas beigemischt wird, vorausgesetzt, er wird erneuerbar oder mit geeigneter CCS-Technologie hergestellt. Bei einem Volumenanteil von 20 % Wasserstoff werden pro Kilowattstunde Gas 6,5 % weniger CO<sub>2</sub> emittiert, bei 30 % H<sub>2</sub>-Volumenanteil sind es bereits 12 % weniger, und bei reinem Wasserstoff entsteht bei der Verbrennung überhaupt kein kohlenstoffhaltiges Gas. Verschiedene Studien gehen von einem zukünftigen Wasserstoffbedarf in Europa

zwischen 800 und 4.000 TWh aus, wobei je nach Szenario (Technologiediversifizierung oder Forcierung der erneuerbaren Erzeugung) unterschiedliche Technologien für die Versorgung zum Einsatz kommen werden.

Wenn Wasserstoff mit Erdgas gemischt wird, was kurz- und mittelfristig durchaus der Fall sein könnte, bis sich eine Wasserstoffwirtschaft mit den notwendigen Absatzmärkten etabliert hat, wird dies auch Auswirkungen auf den Betrieb der heutigen Übertragungssysteme haben. So werden die Transporteigenschaften des Gases durch die H<sub>2</sub>-Beimischung verändert (Dichte, Viskosität und Kompressibilität), aber auch endverbraucherrelevante Parameter (Brennwert und Wobbe-Index). Die Untersuchung von zwei Betriebsregimen von Fernleitungsnetzbetreibern mit 20 Vol.-% H<sub>2</sub> im Rahmen dieser Studie hat gezeigt, dass der Druckabfall über eine Pipeline ebenfalls um fast 20 % ansteigt, wenn die gleiche Energiemenge transportiert werden soll. Umgekehrt hat die Pipeline, wenn man den Druckabfall gleich halten will, nur 90 % der Kapazität wie bisher. In beiden Fällen steigt die benötigte Verdichterleistung (+15 % bzw. +45 %) und die benötigte Vorwärmung am Eingang der Reglerstationen sinkt um ca. 50 %.

Aus wirtschaftlicher Sicht sind die 20 Vol.-% auch deshalb von Interesse, weil davon ausgegangen wird, dass ab dieser Beimischungsstufe die grössten Kosten für die nachgeschalteten Endverbrauchergeräte anfallen, bezogen auf den zuvor notwendigen Anpassungsaufwand. Die Gründe hierfür liegen in der Veränderung des Verbrennungsprozesses, der die Grundanwendung von Erdgas darstellt. Je nach eingesetzter Brennertechnologie sind Heizöfen weniger empfindlich gegenüber Wasserstoffanteilen im Erdgas. Untersuchungen zeigen, dass in vielen Fällen 20 % Wasserstoffbeimischung von den meisten Brennern gut vertragen wird. Gasturbinen und insbesondere CNG-Fahrzeuge sind empfindlicher. Dies liegt nicht nur an den chemischen Veränderungen der Eigenschaften, sondern auch an den gesetzlichen Vorschriften. Empfindliche Gaskunden können durch geeignete Abscheidetechnologien vor einem zu hohen Wasserstoffgehalt geschützt werden. In Arbeitspaket 3 werden verschiedene Membranmaterialien untersucht, die für die Abtrennung geeignet sind. Die Eigenschaften der am besten geeigneten Membranen sind in den Fallstudien in späteren Deliverables enthalten.

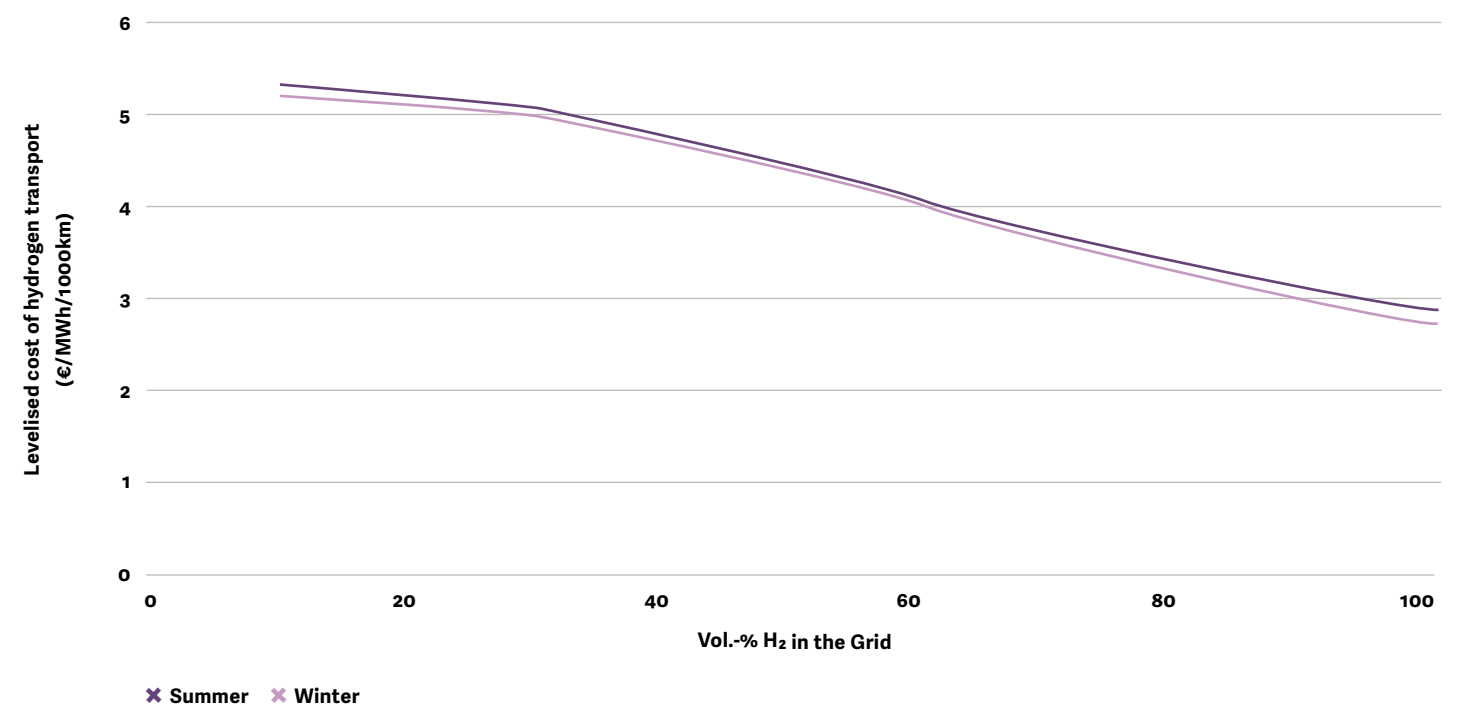
### b.) Modellbildung und Auswertung

Im Projekt HIGGS werden Kostenbetrachtungen nur für das Übertragungsnetz angestellt. Analysen von Daten über Netzausbauprojekte haben gezeigt, dass Pipelineprojekte je nach Grösse des Durchmessers zwischen 1 und 3,5 Mio. €/km kosten. Reduzierstationen oder Übergabestationen kosten bis zu 20 Mio. €, je nach Nenndurchflussmenge. Und schliesslich kosten Verdichterstationen mit einer Leistung von 5 bis 50 MW zwischen 25 und 200 Mio. €. Für die Anpassung des Netzes für die Wasserstoffbeimischung werden nur marginale Anteile dieser Kosten angenommen. Mit diesen Werten können in kommenden Aufgaben die spezifischen Transportkosten von Wasserstoff für definierte Fälle berechnet und mit anderen Systemen verglichen werden. Verschiedene Studien haben Werte zwischen 1,78 und 5,84 € pro MWh H<sub>2</sub> und pro 1.000 km für reine Wasserstoffpipelines ermittelt.

Um einen solchen Fall von Grund auf zu modellieren, musste eine geeignete Methodik entwickelt werden. Wichtige Kerndaten für Netzmodelle sind geometrische Informationen über die Leitungen (Durchmesser, Länge, Material, Anzahl der Leitungen), Informa-

tionen über die Infrastruktur (Anzahl und Standorte von Stadtorten, Verdichtern, Regelarmaturen) und Betriebsbedingungen (Druckstufe, Volumenstrom und Fließrichtung, Umgebungstemperaturen). Zusätzlich zu den Informationen der Betreibergesellschaften wurden öffentlich verfügbare Datensätze wie der Referenzdatensatz «LKD-EU» für Deutschland oder der «IGG-Gastransportnetzdatensatz» für Europa für die Modellierung berücksichtigt. Diese QGIS-basierten Daten enthalten Informationen zu Rohrdurchmessern und Betriebsdrücken, zur Anzahl und Lage von Übergabe- und Verdichterstationen sowie zur groben Leitungsführung (z.B. Einzelleitungen oder parallele, ringförmige Leitungen). Auf der ENTSOE-Transparenzplattform werden Informationen zu Flussrichtung, Flussmenge und Gasqualität an Grenz- und Marktübergängen in stündlicher Auflösung erfasst und für bestimmte Punkte abgerufen. Im LKD-EU-Set sind für den deutschen Raum regionale Verbrauchsdaten, unterteilt nach den Sektoren Haushalte und Industrie, in jährlicher Auflösung verfügbar. Diese können durch die Verwendung gemeinsamer Lastprofile mit relativen Anteilen je nach Verbraucher in stündlicher Auflösung verteilt werden.

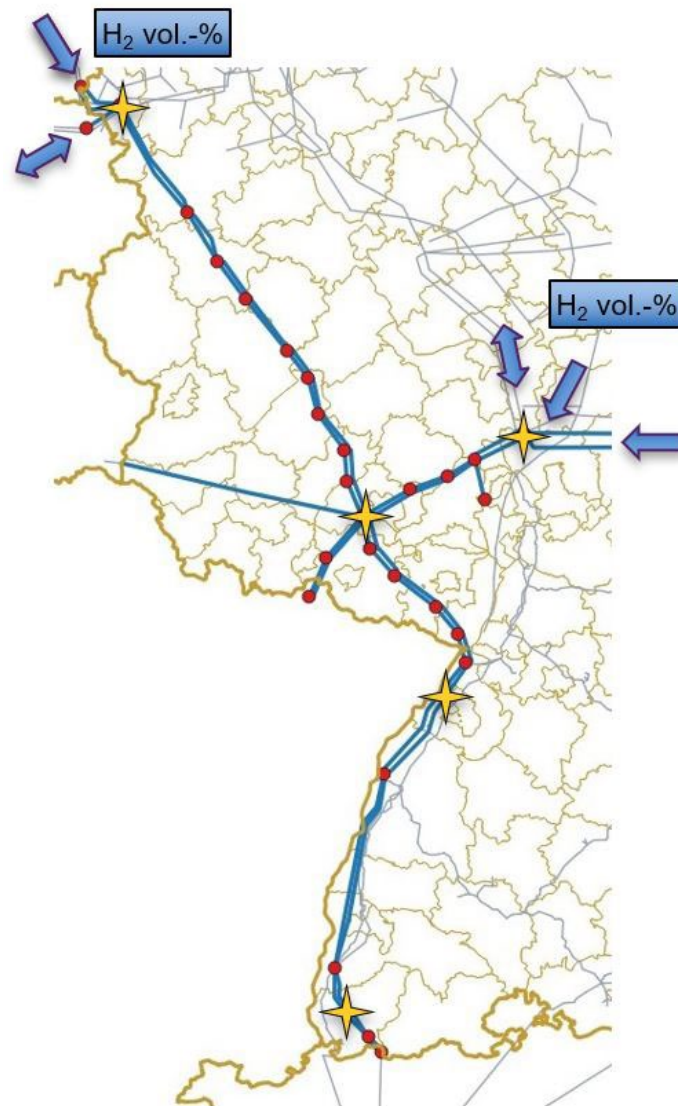
Text für Grafikbezeichnung



Die wesentlichen Arbeitsschritte sind die Modellierung des Netzes, die Berechnung, die Aufbereitung der Ergebnisse in Matlab und die Verwendung der Ergebnisse als Input für das techno-ökonomische Modell zur Berechnung der nivellierten Kosten für den H<sub>2</sub>-Transport in Erdgasnetzen.

Das Modell zur Klärung der technisch-ökonomischen Werte und Faktoren für den Wasserstofftransport im Transportgasnetz besteht im Wesentlichen aus drei einzelnen Arbeitsschritten. Der erste Schritt ist die Anwendung der definierten Fälle auf den definierten Gasnetzabschnitt im Gasnetzsimulationstool «Synergi Gas». In einem zweiten Schritt werden die exportierten Ergebnisse aus Synergi Gas mit einem Matlab-Code verarbeitet. Im letzten Schritt werden die wirtschaftlichen Kosten auf Basis der veränderten Gaseigenschaften unter Berücksichtigung von marktüblichen Faktoren berechnet. Die er letzte Schritt wird mit einer gängigen Tabellenkalkulationssoftware durchgeführt. Es wurden einige Vereinfachungen bei den Modellimplementierungen vorgenommen:

- Zweikomponenten-Gemische aus Methan und Wasserstoff
- Ein Kompressor für jede Verdichtungsrichtung
- Die Umgebungstemperatur wurde während der gesamten Modellierung konstant auf 15,5 °C gehalten und ist somit im modellierten Gebiet homogen.
- Alle nachgelagerten Verteilernetze arbeiten mit 16 bar.



Modellierter Gasnetzausschnitt Kreuzung von TENP und MEGAL

Die Ergebnisse des numerischen Modells und des Matlab-Modells werden ausgewertet. Insbesondere werden die Verdichtungsarbeit und die für die Gasvorwärmung benötigte Energie in eine Tabellenkalkulation exportiert. Die Tabellenkalkulation wiederum gibt die nivellierten Kosten für den Transport von Wasserstoff in einem umgerüsteten Erdgasnetz aus. Dabei werden CAPEX, fixe und variable OPEX für ein umgerüstetes Netz nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten berechnet. Die CAPEX-Kosten für den Netzbau werden im Modell über zwei verschiedene Funktionen abgeleitet. Zum einen wird der Umrüstungsgrad in Abhängigkeit von der Wasserstoffbeimischung bestimmt, die als Multiplikationsfaktor für die (spezifischen) Stückkosten der Übertragungsnetzkomponenten wirkt. Der Änderungsgrad des Übertragungssystems ist sehr schwer abzuschätzen, da noch nicht viele quantitative Literaturwerte oder qualitative Forschungsergebnisse vorliegen.

**Projektwebseite**  
[higgsproject.eu](http://higgsproject.eu)

### HIGGS Projekt

#### Beteiligte

- IET Institut für Energietechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW)
- Redexis
- Tecnia
- European Research Institute for Gas and Energy Innovations (ERIG)
- Aragon Hydrogen Foundation (FHa)

#### Unterstützt von

This project has received funding from the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (now Clean Hydrogen Partnership) under Grant Agreement No. 875091 'HIGGS'. This Joint Undertaking receives support from the European Union's Horizon 2020 Research and Innovation program, Hydrogen Europe and Hydrogen Europe Research.



#### Zeitraum

2020 bis 2023

#### Kontakt

Salvatore Oricchio, [salvatore.oricchio@ost.ch](mailto:salvatore.oricchio@ost.ch)  
 Christoph Steiner, [christoph.steiner@ost.ch](mailto:christoph.steiner@ost.ch)



# Underground Sun Conversion – Flexible Storage

In einem zukünftigen Energiesystem werden wir im Sommer zu viel und im Winter zu wenig erneuerbare Energie haben. Saisonale Speicher sind deshalb gesucht. Im Projekt USC – FlexStore wird untersucht, ob eine unterirdische Methanisierung diesem Problem entgegenwirken könnte. Erneuerbarer Wasserstoff und Kohlendioxid werden zusammen in den Boden gepumpt, wo natürlich vorkommende Mikroorganismen die beiden Stoffe in Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas, umwandeln.

## Zoe Stadler, IET Institut für Energietechnik

Die Geo-Methanisierung im Rahmen des Projekts «Underground Sun Conversion - Flexible Storage» ist eine vom österreichischen Energieunternehmen RAG Austria AG patentierte Technologie, welche erneuerbare Energie saisonal und in grossem Massstab speichert. Im Sommer wird dabei überschüssiger erneuerbarer Strom in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) umgewandelt. Dieser wird dann zusammen mit Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) in Untergrundspeichern in über 1000 Metern Tiefe eingelagert. Dort befinden sich in den Poren von porösem Gestein Mikroorganismen, sogenannte Archaeen, welche über ihren Stoffwechsel Wasserstoff und CO<sub>2</sub> zu erneuerbarem Methan (CH<sub>4</sub>) umwandeln. Das dort unten produzierte Methan kann dann im Winter den Speichern wieder entzogen und als CO<sub>2</sub>-neutrales Erdgas vielfältig genutzt werden.

Da in konventionellen Power-to-Gas-Anlagen die saisonale Speicherung fehlt, sind mit dieser neuen Technologie einige Vorteile verbunden. So wird das Methan tief im Untergrund nicht nur produziert, sondern gleichzeitig auch gelagert. Dies führt zu einer viel grösseren Flexibilität und Kapazität der Anlage. Auch verfügt die Geo-Methanisierung gegenüber anderen Speichertechnologien über einige Vorteile: So weist das Verfahren wie bereits erwähnt eine hohe Speicherkapazität auf – bei gleichzeitig geringem Flächenbedarf an der Oberfläche. Es muss also kein menschlicher «Nutzraum» geopfert werden. So sind die horizontalen Verrohrun-

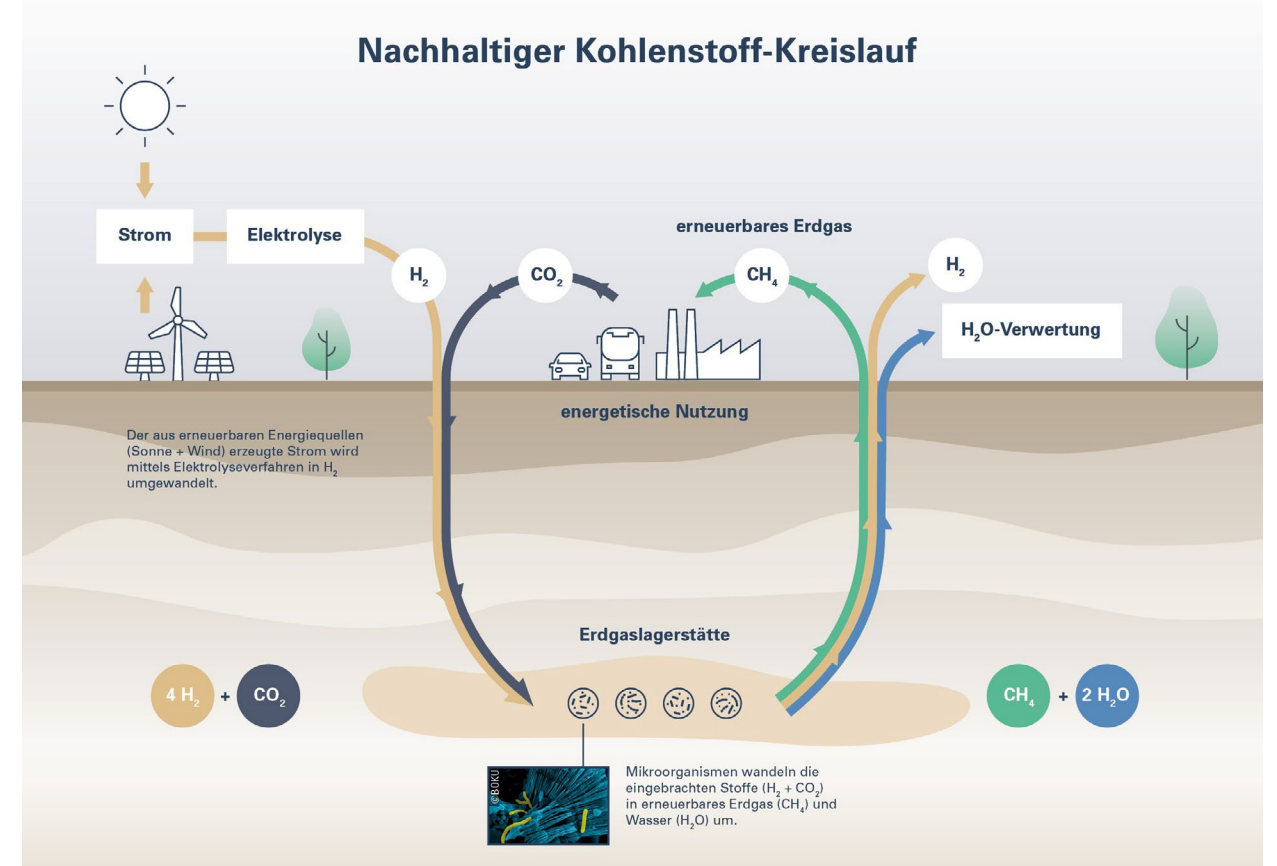
gen im Boden, über die das Gas unterirdisch abgegeben und auch wieder aufgenommen wird, teils mehrere Kilometer lang.

Zur Weiterentwicklung der Technologie haben sich nun österreichische und Schweizer Energieunternehmen und Forschungseinrichtungen zusammenschlossen. In einem vom europäischen Forschungsrahmenprogramm ERA-Net und hierzulande vom Bundesamt für Energie (BFE) geförderten Projekt werden die technischen und wirtschaftlichen Potenziale in der Schweiz und Österreich ausgelotet. In der Schweiz sind das Energieunternehmen Energie 360°, die Empa, die Universität Bern und die Ostschweizer Fachhochschule OST beteiligt. Aus der Zusammenarbeit soll eine Landkarte mit möglichen Standorten für die Anwendung der Geo-Methanisierungstechnologie entstehen.

Ein wichtiger Fokus der Untersuchung ist die mögliche Flexibilität des Betriebs, d.h. in welchem Verhältnis können Wasserstoff und Kohlendioxid in den Untergrund eingebracht werden. Im Gegensatz zu herkömmlichen Anlagen ermöglicht die neue Technologie einen non-stöchiometrischen Betrieb. Das Ausmass dieser Flexibilität wird in diesem Forschungsprojekt von der Universität für Bodenkultur Wien untersucht.

Die Universität Bern hingegen eruiert, inwieweit das Verfahren auch in der Schweiz umgesetzt werden kann. Denn der Untergrund muss zwingend bestimmte Faktoren erfüllen. So muss das Reservoir von einer gasdichten Schicht umgeben sein, ansonsten würden Wasserstoff und CO<sub>2</sub> aus dem Porenraum entweichen und es könnte gar keine Methanisierung stattfinden. Zudem muss die Gesteinsschicht, in der die Ausgangsstoffe eingespeist werden, eine bestimmte Porosität und Durchlässigkeit aufweisen, damit Gase eingespeist und wieder produziert werden können, und damit sich die Archaeen optimal vermehren können. Das Reservoir muss in einer Tiefe liegen, wo Temperaturen zwischen 30 und 60 Grad herrschen, da die Methanisierung primär unter diesen Bedingungen effizient ablaufen kann. Die Empa untersucht, wann die Ausgangsstoffe in welchen Mengen an welchen Standorten in der Schweiz zur Verfügung stehen.

Das IET Institut für Energietechnik der OST untersucht das techno-ökonomische Potenzial einer Geo-Methanisierung. Der Fokus liegt dabei auf einer möglichen Realisierung in der Schweiz. Dabei wird der Einfluss von Energiepreisen, Netzgebühren, Anlagengrösse und jährlichen Betriebsstunden auf die Wirtschaftlichkeit der Geo-Methanisierung untersucht.



Bei der Geo-Methanisierung wird Wasserstoff und CO<sub>2</sub> in den Untergrund eingebracht und dort von den natürlich vorkommenden Mikroorganismen in erneuerbares Methan (CH<sub>4</sub>) umgewandelt. Bildquelle: RAG Austria AG

**UNDERGROUND  
SUN.CONVERSION**

**FLEX  
STORE**

**Unterstützung**  
BFE Bundesamt für Energie

**Projektzeitraum**  
Dezember 2020 bis Mai 2023

**Kontaktperson**  
Zoe Stadler, [zoe.stadler@ost.ch](mailto:zoe.stadler@ost.ch)

**Projektwebseite**  
[underground-sun-conversion.at/flexstore](http://underground-sun-conversion.at/flexstore)

- Beteiligte**
- Energie 360 Grad AG
  - IET Institut für Energietechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule
  - Institut für Geologie, Universität Bern
  - Institut für Umweltbiotechnologie, BOKU Universität für Bodenkultur Wien
  - RAG Austria AG
  - Urban Energy Systems, Empa
  - WIVA P&G

# PowerCheck.ch

Gemäss der Energiestrategie 2050 des Bundes sollen die bestehenden AKW am Ende ihrer Laufzeit nicht ersetzt werden. Stattdessen soll die erneuerbare Stromerzeugung ausgebaut werden. In diesem Zusammenhang ist die Verunsicherung bei Politik und Bevölkerung gross, ob die erneuerbaren Energiequellen die Lücke der AKW werden schliessen können, ohne grosse Mengen Strom importieren zu müssen. In der Debatte, die unseres Erachtens ziemlich emotional geführt wird, fallen Schlagworte wie: Stromlücke, Dunkelflaute und Flutterstrom. Mit diesem Projekt wollen wir einen Beitrag zur Versachlichung der Debatte um die Stromzukunft der Schweiz leisten.

## Boris Meier, IET Institut für Energietechnik

In den Jahren 2019 bis 2022 wurde am IET die Webapplikation PowerCheck.ch entwickelt. Die Anwendung erlaubt dem User, ein Stromszenario (Stromverbrauch, Installierte PV-Leistung, Kapazität der Speicherseen, ...) zu definieren und in Viertelstundenintervallen über ein Jahr durchzurechnen. Damit können Zeiten und Mengen von Stromdefiziten und Stromüberschüssen (= Stromimporte und -exporte) in der Schweiz genau identifiziert werden. Die Berechnung basiert auf historischen Klima- und Verbrauchsdaten. Auf diese Weise soll die Debatte um die Stromzukunft versachlicht werden, weil damit ersichtlich wird, ob und wann mit dem jeweiligen Szenario Stromdefizite existieren und mit welchen Massnahmen (z.B. Batteriespeicher) sie minimiert oder ganz verhindert werden können.

Die Webapplikation ist einfach und intuitiv zu bedienen. Es gibt einen Standard- und einen Expertenmodus. Die Grundlagen und Berechnungen der Webapplikation sind umfangreich dokumentiert.

- 1. Hauptmenü.** Hier können Szenarien geladen oder gespeichert werden.
- 2. Szenarien-Definition:** Hier können Szenarien definiert werden.
- 3. Titel und Beschreibung** des aktuell berechneten Szenarios.
- 4. Funktionalität** zum Vergleich von Szenarien.
- 5. Kurzzusammenfassung** des aktuell simulierten Szenarios.
- 6. Grafiken** zum aktuell simulierten Szenario.
- 7. Kennzahlen** zum aktuell simulierten Szenario.

Willkommen bei «PowerCheck»

Simulieren Sie verschiedene Stromversorgungs-Szenarien für die Schweiz.

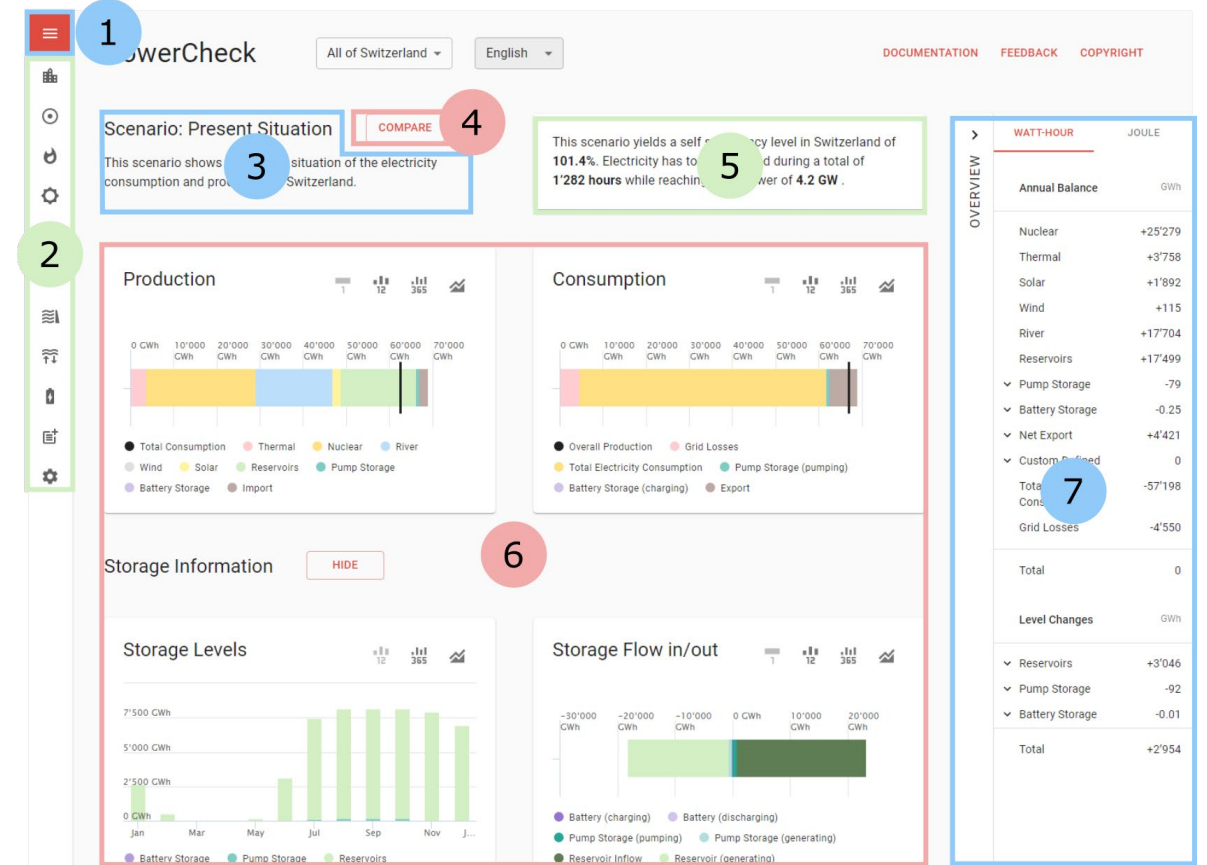
**Verbrauch**  
Basiert auf aktuellen und historischen Daten zum Schweizerischen Stromverbrauch.

**Produktion**  
Setzt sich zusammen aus Kern-, Thermal-, Solar-, Wind- und Wasserkraft.

**Speicher**  
Gleichen Differenzen zwischen der Produktionsleistung und dem Stromverbrauch aus.

Entdecken Sie die verschiedenen Szenarien:

- Ist-Zustand**  
Verschaffen Sie sich einen Überblick über die aktuelle Situation der Energielandschaft «Schweiz» und vergleichen Sie diese mit anderen Szenarien.
- Offizielle Szenarien**  
Wählen sie aus einer Reihe von vordefinierten Szenarien und entdecken Sie wie unsere Stromversorgung in Zukunft aussehen könnte.
- Eigene Szenarien**  
Erstellen Sie ihr eigenes Szenario, in dem Sie die Parameter des Ist-Zustandes, oder eines anderen Szenarios anpassen.



Benutzeroberfläche von PowerCheck.ch

## PowerCheck.ch

### Beteiligte

IET Institut für Energietechnik,  
OST – Ostschweizer Fachhochschule

### Unterstützt von

OST Studiengang Erneuerbare Energien und Umwelttechnik

### Zeitraum

2019 bis 2022

### Kontakt

Boris Meier, [boris.meier@ost.ch](mailto:boris.meier@ost.ch)

### Webseite

[powercheck.ch](http://powercheck.ch)



# Wasserstoff, Methan und Methanol: Simulationen für die Energiewende

Power-to-X Technologien sind ein wesentlicher Baustein der Energiewende und werden aktuell auf industriellen Masstab hochskaliert. Für die Auslegung entsprechender Anlagen gibt es noch wenig Erfahrung. Deshalb entwickelt das IET zwei Auslegungstools für Dimensionierung und Wirtschaftlichkeitsrechnung.

**Matthias Frommelt, IET Institut für Energietechnik**

Es ist international und auch in der Schweiz zu beobachten, dass PtX-Technologien gerade auf industriellen Masstab hochskaliert werden. Die Industrie kann bei der Auslegung dieser Anlagen nur auf geringe Erfahrungswerte zurückgreifen. Es besteht also ein Bedarf an Tools, die es ermöglichen, mittels Simulationen solche Anlagen auszulegen. Gerade im Bereich PtX sind die Simulationen

herausfordernd, da verschiedene Disziplinen wie Elektrotechnik, Verfahrenstechnik, Thermo- und Fluidodynamik, Wirtschaftlichkeit usw. vereint werden müssen.

Genau an dieser Stelle möchte das einen Beitrag leisten mit der Entwicklung von spezialisierten, aber flexibel einsetzbaren Tools zur Auslegung und für techno-ökonomische Betrachtungen von PtX-Anlagen.

Das Simulationstool HRSIM

Zur groben Auslegung einer Wasserstofftankstelle (siehe Fig. 1) gehören die Bestimmung der Speicherbankgrößen, die Dimensionierung des Kühlsystems, die Auswahl und Daten des Kompressors und ein Betriebskonzept. Das Simulationstool HRSim bietet eine Auswahl von parametrisierbaren Komponenten, aus denen die Tankstelle zusammengestellt werden kann. Dazu gehören beispielsweise Behälter, Kompressoren und Kühlung.

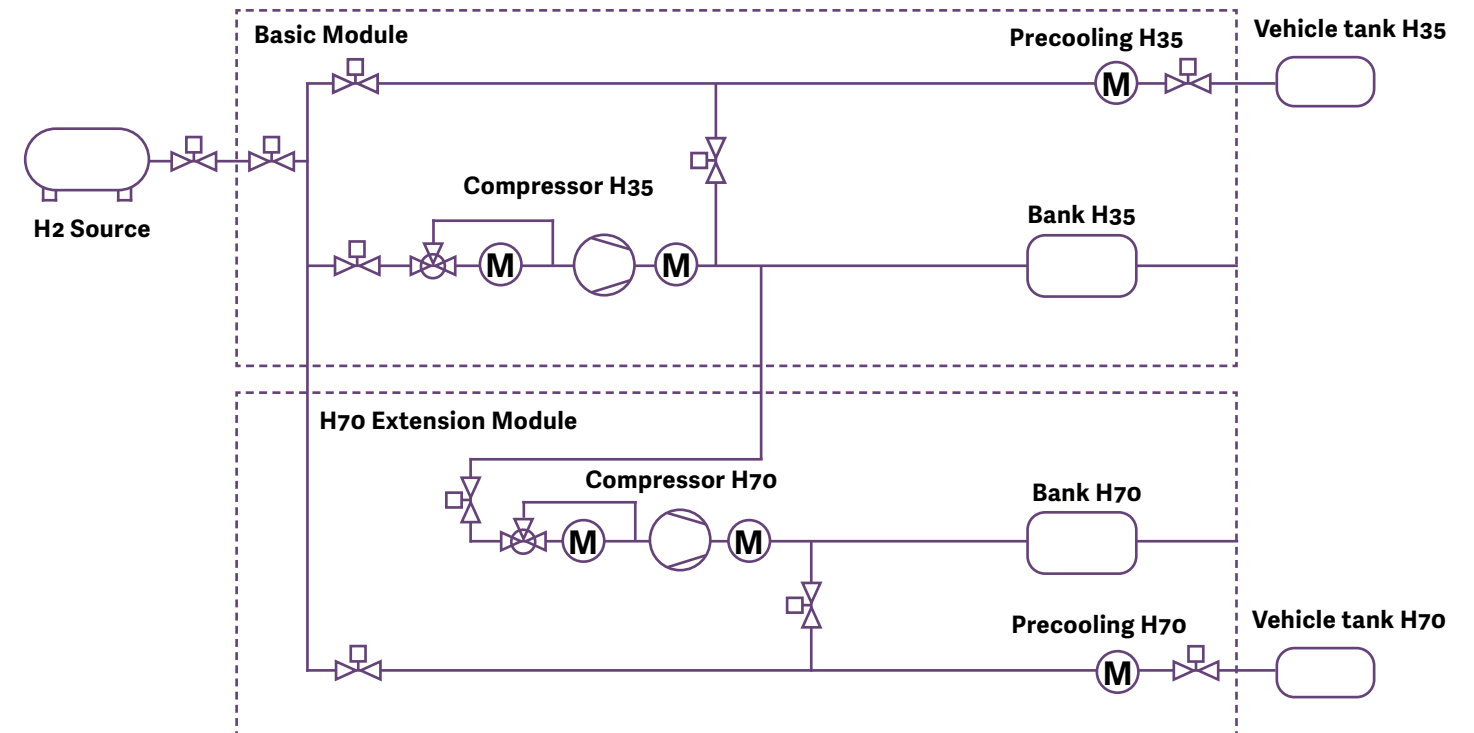
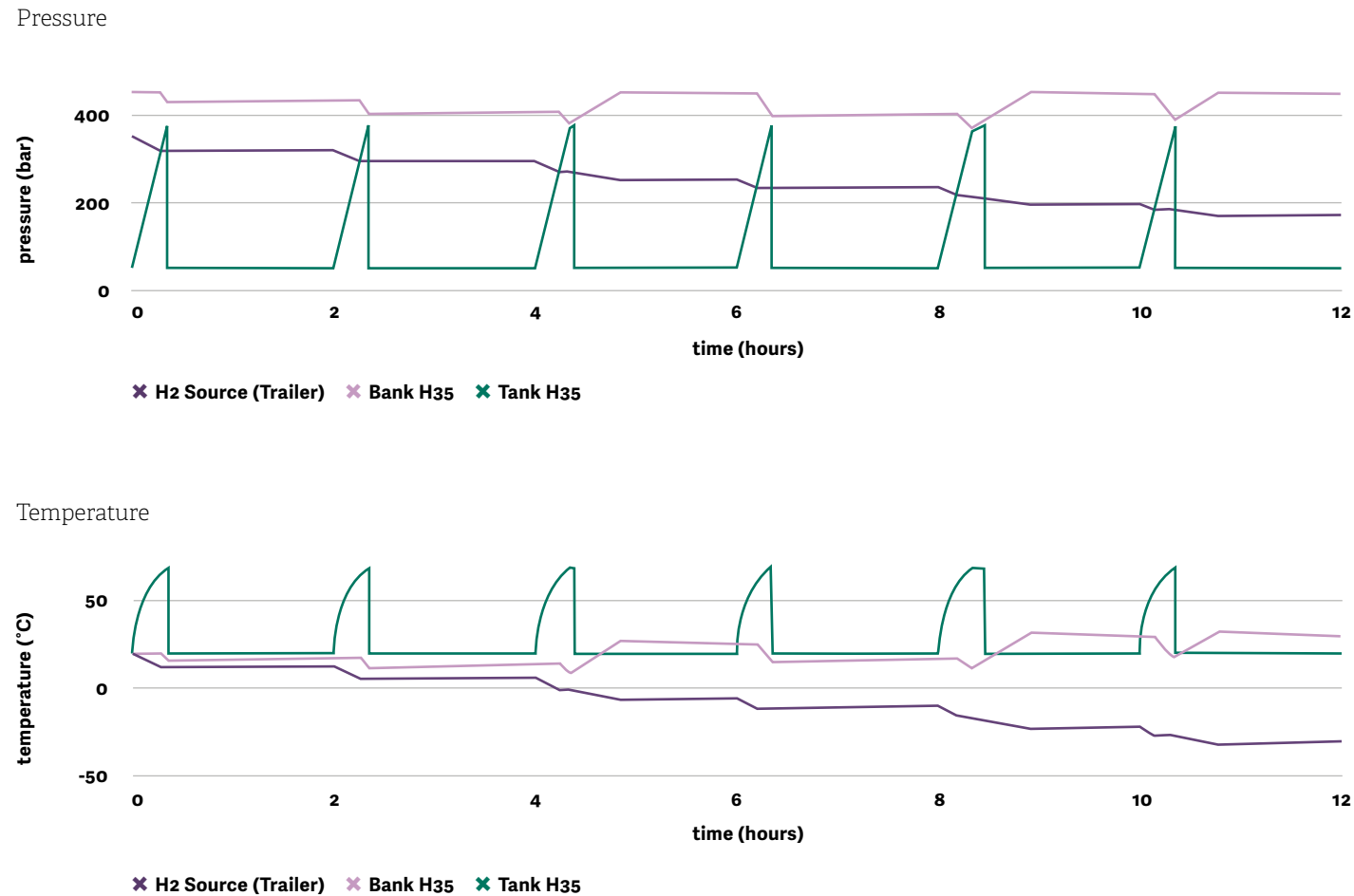


Fig. 1: Das vereinfachte Schema zeigt eine Verschaltung typischer Komponenten einer H<sub>2</sub>-Tankstelle, wie sie in der Simulation implementiert werden kann. Eine Quelle, z. B. ein LKW-Trailer, eine Pipeline oder ein Elektrolyseur, liefert Wasserstoff zur Tankstelle. Von dort wird er in die Speicherbänke komprimiert. Bei der Betankung strömt der Wasserstoff nun direkt aus der Quelle oder aus den Speicherbänken in den Fahrzeugtank. Da sich der Wasserstoff bei diesem Vorgang erwärmt, kann eine Vorkühlung nötig sein.

Die zeitdiskrete Simulation lässt eine freie Wahl des Zeitschritts und der simulierten Zeitspanne zu. Typische Werte sind eine Sekunde für den Zeitschritt und 12 Stunden bis eine Woche für die Zeitspanne. Innerhalb der Zeitspanne können Zeitpunkte definiert werden, an denen Fahrzeuge zur Betankung ankommen. Auf diese Weise kann das Verhalten der simulierten Tankstelle mit möglichst realistischen Lastfällen geprüft werden. Als Ergebnis werden unter anderem Zeitreihen für Temperatur und Druck in allen Behältern (Fig. 2) sowie für die Kompressor- und Kühlleistungen ausgegeben. Dank des Simulationstools können unterschiedliche Anlagenkonfigurationen schnell verglichen werden.





**Fig. 2:** In diesem Szenario wurden 6 Betankungsvorgänge innerhalb von 12 Stunden simuliert. Das obere Bild zeigt den linearen Druckanstieg in den Fahrzeugtanks und die Druckabnahme in Quelle und Speicherbank. Unten sind die Temperaturen des Wasserstoffs in den Fahrzeugtanks und den Speicherbänken zu sehen.

Für die Konfiguration der Anlage stehen unterschiedliche Behälter zur Auswahl. Die Behälter können zu mehrere Speicherbänke auf unterschiedlichen Druckniveaus zusammengefasst werden. Dies ermöglicht die Simulation von Speicherkaskaden. Am Ende der Kette stehen die Fahrzeugtanks. Während der Simulation werden technische Limiten, also die Minima und Maxima für Temperatur und Druck, eingehalten. Beispielsweise verweigert ein ans Limit erhitzter Behälter eine weitere Befüllung, bis die Temperatur wieder unter einen wählbaren Schwellwert gesunken ist. Auf dieser Ebene lassen sich bereits Informationen für die Regelung der Anlage sammeln.

Für die Kompressortypen sind tabellarische Daten hinterlegt, aus denen die benötigte elektrische Leistung für jeweilige Betriebspunkte interpoliert wird. Jeder Kompressor verfügt über Vor- und

Nachkühlung, welche mit gewünschten Zieltemperaturen parametrisiert oder deaktiviert werden können.

Die Vorkühlung des Wasserstoffs bei Betankung wird ebenfalls über eine Zieltemperatur parametrisiert. Im Resultat ist dann eine Zeitreihe der abgeführten Wärmemenge zu sehen.

Für die Temperaturen und Drücke in den einzelnen Anlagenbauteilen sind thermodynamische Berechnungen mit Realgasmodellen implementiert. Da sich die Wasserstofftemperaturen bei Kompression rasch ändern können und Limits nicht überschreiten dürfen, ist eine Simulation mit feiner zeitlicher Auflösung nötig.

Das Tool wird laufend weiterentwickelt und die enthaltenen Modelle später an der realen Anlage verifiziert und kalibriert.

## PtX Tool

Das IET führt regelmässig Vorstudien im Bereich PtX für verschiedene Auftraggeber durch. Die dazugehörigen techno-ökonomischen Betrachtungen sind aufwändig und mussten bisher für jedes Projekt neu aufgesetzt werden. Aus diesem Bedarf ist die Idee entstanden, ein flexibles Tool zu entwickeln, das für die Grobauslegung und erste Wirtschaftlichkeitsrechnungen unterschiedlicher Projekte im Bereich PtX dient.

Dieses Tool, dessen Entwicklung in Zusammenarbeit mit der Firma AlphaSYNT gestartet wurde, basiert ebenfalls auf einer zeitdiskreten Simulation mit einstellbarem Zeitschritt und Simulationsdauer. Typischerweise wird ein Jahr in Stundenauflösung simuliert. Als erste PtX-Pfade sind Wasserstoff, Methan und Methanol mit den zugehörigen Anlagenkomponenten implementiert.

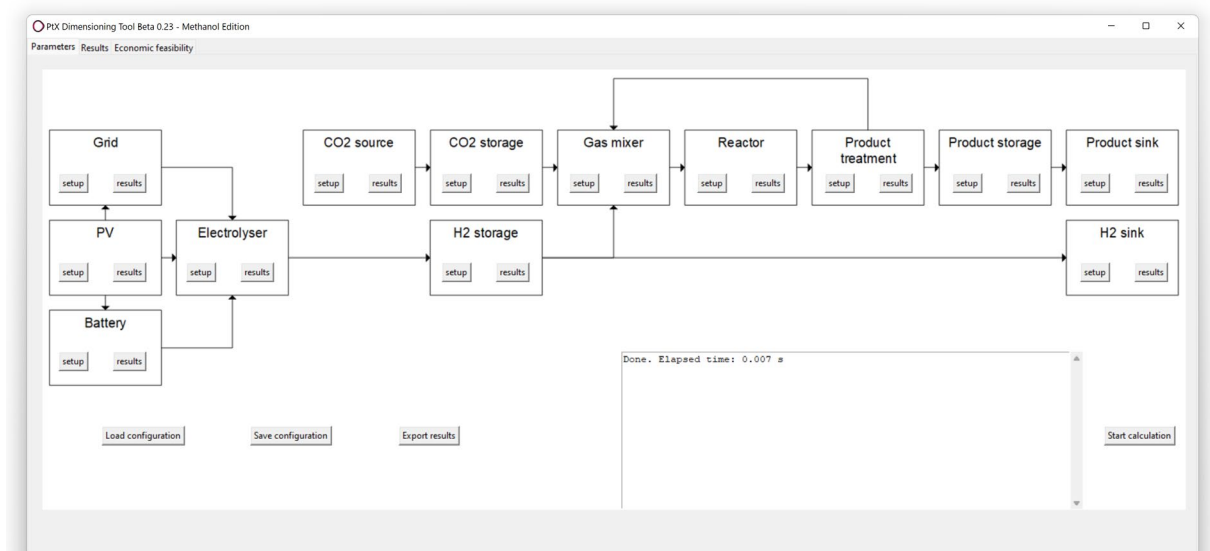
## Simulation der Komponenten

Die Verschaltung der Anlagenkomponenten (Fig. 3) erfolgt dabei von den Quellen links zu den Senken rechts. Am Anfang eines typischen Wasserstoffpfads steht eine elektrische Energiequelle. Im PtX Tool werden eine Photovoltaik-(PV-)Anlage und der Bezug aus dem Stromnetz simuliert. Reicht die Solarenergie nicht aus, so kann – auf Wunsch tarifabhängig – wei-

tere Energie aus dem Stromnetz bezogen werden. Aus dem parametrisierbaren Tarifprofil werden die Energiebezugskosten berechnet. Zur Erhöhung des PV-Nutzungsgrades (Fig. 4) wird eine Batterie simuliert.

Mit der Energie wird ein Elektrolyseur betrieben, der Wasserstoff erzeugt. Dieser Wasserstoff wird in einem Speicher gesammelt und von dort an die Senke weitergegeben. Die Senke kann mit einem Lastprofil parametrisiert werden. Dadurch wird sofort sichtbar, ob der Wasserstoffbedarf mit der getesteten Anlagenkonfiguration gedeckt werden kann.

Der Wasserstoffpfad bildet die Grundlage für die Methan- und Methanolfpade. Beide Pfade enthalten eine CO<sub>2</sub>-Quelle. Das CO<sub>2</sub> kann in einem Speicher zwischengelagert werden, um fluktuierende Quellen auszugleichen. Im Gasmischer werden nun die beiden Gase Wasserstoff und CO<sub>2</sub> im richtigen stöchiometrischen Verhältnis gemischt und dem Reaktor zugeführt. Für den Methanpfad ist dies ein Methanisierungsreaktor und für den Methanolfpfad ein Methanolreaktor. Gase, die im Reaktor nicht reagieren, werden an den Gasmischer zurückgeführt. Das Produkt, also gasförmiges Methan oder flüssiges Methanol, kann zwischengespeichert und an die Senke geführt werden. Auch hier sind wieder Lastprofile parametrisierbar.

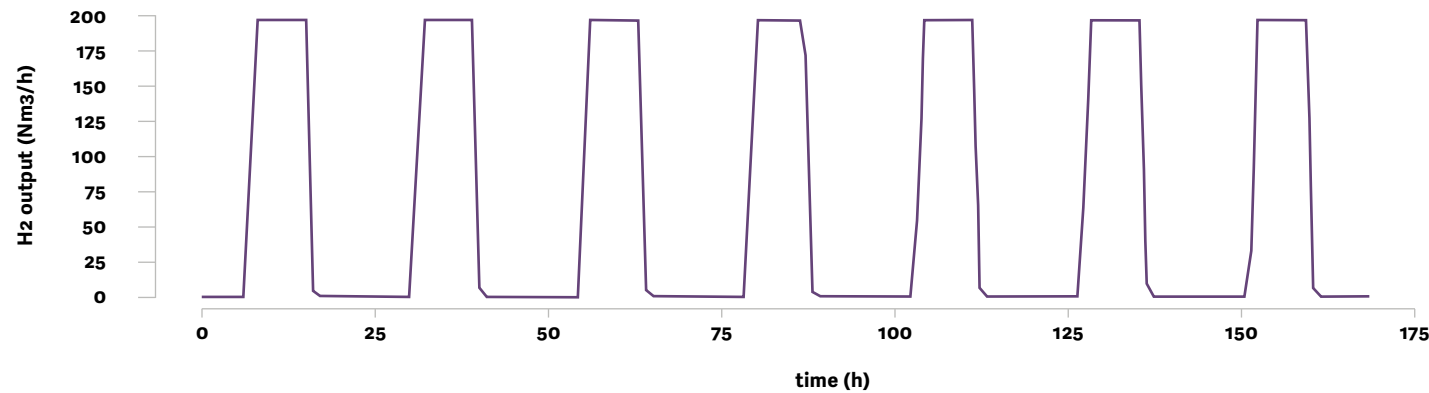


**Fig. 3:** Im PtX Tool sind die Komponenten einer PtX-Anlage von den Quellen links über Speicher und Prozesse bis zu den Senken rechts übersichtlich parametrisierbar. Kurze Berechnungszeiten ermöglichen schnelle Vergleiche zwischen unterschiedlichen Auslegungen.



# H2-Seminar an der OST – Vermittelt aktuelles Wissen aus Praxis und Forschung

Electrolyser: H2 output



Electrolyser: H2 output

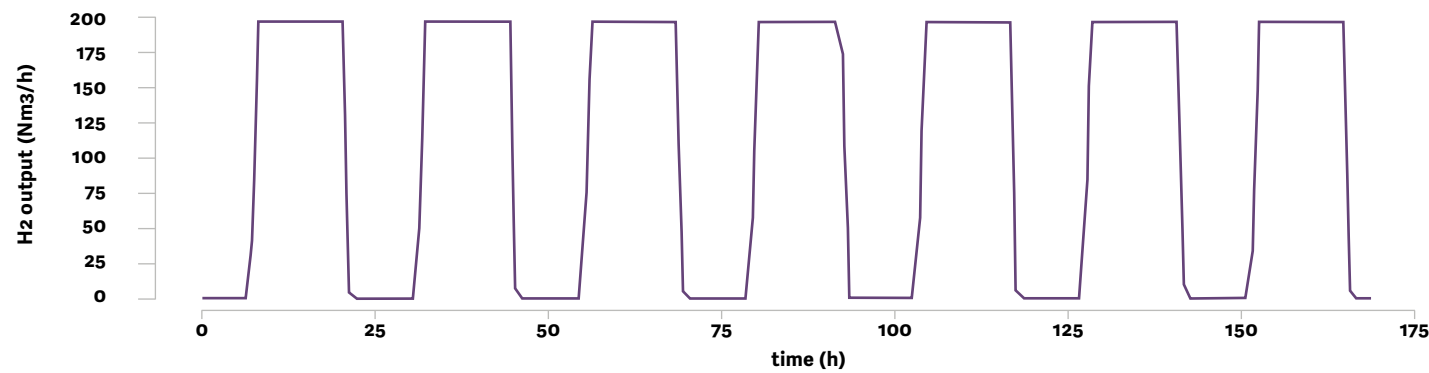


Fig. 4: In diesem Anwendungsbeispiel wird ein Elektrolyseur mit Energie aus einer PV-Anlage betrieben und über eine Woche simuliert. Im linken Bild ist zu sehen, wie der Verlauf der Sonneneinstrahlung die Produktion zeitlich limitiert. Im rechten Bild wurde zusätzlich ein Batteriespeicher implementiert und damit die Wasserstoffausbeute deutlich erhöht.

Die Simulation berechnet Zeitreihen für alle Ströme in der Anlage. Diese können direkt im PtX Tool grafisch dargestellt (Fig. 4) und auch exportiert werden. Sensitivitätsanalyse und Optimierung für diverse Key Performance Indicators helfen dabei, unterschiedliche Anlagenkonfigurationen schnell zu vergleichen und damit die Auslegung zu optimieren.

## Fazit

Mit HRSim und PtX Tool verfügt das IET über zwei effiziente Auslegungstools, mit denen sich die nötigen Berechnungen für Machbarkeitsstudien schnell und unkompliziert erledigen lassen.

## HRSim und PtX Tool

### Beteiligte

- IET Institut für Energietechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule
- AlphaSYNT

### Unterstützt von

- Innosuisse
- BFE
- AlphaSYNT

### Zeitraum

Ab 2020

### Kontakt

Matthias Frommelt, [matthias.frommelt@ost.ch](mailto:matthias.frommelt@ost.ch)

Die Energieperspektiven des Bundes rechnen mit einem starken Ausbau der lokalen wie auch internationalen Wasserstoffproduktion bis 2050. Wasserstoff ermöglicht es, erneuerbare Energie saisonal zu speichern und bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen. In Partnerschaft mit dem SVGW bietet die OST seit 2022 das Seminar «Wasserstoff – Aktuelles Wissen aus Praxis und Forschung» an.

### Salvatore Oricchio, IET Institut für Energietechnik

Weltweit gibt es zahlreiche Aktivitäten zum Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen. Dabei stehen Produktion, Speicherung, Verteilung und Anwendung von grünem Wasserstoff im Mittelpunkt. In der Schweiz sind erste Bausteine einer Infrastruktur umgesetzt: als Treibstoff für den Schwerverkehr und als Rohstoff für die Synthese von Methan. Erste Anwendungen im Gebäudesektor mit dezentraler Strom- und Wärmeerzeugung sind realisiert, Projekte zur Dekarbonisierung der Industrie befinden sich in Abklärung. Künftig müssen diese Bausteine zu einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur kombiniert werden, um einen signifikanten Beitrag zur Klimaneutralität der Schweiz leisten zu können.

Im Seminar «Wasserstoff – Aktuelles Wissen aus Praxis und Forschung» vermitteln ausgewiesene Expert:innen den Teilnehmenden konzentriertes Wissen und Erfahrung aus der Praxis. Die Teilnehmenden setzen sich mit der Rolle von Wasserstoff im aktuellen und zukünftigen Energiesystem auseinander und lernen damit heute die Technologien kennen, welche morgen die Energielandschaft mitgestalten werden. Die Schwerpunkte liegen dabei auf

- Grundlagen: Chemische und physikalische Eigenschaften
- Produktionstechnologien: Elektrolyse, Pyrolyse, Steam Reforming
- Speicherung: flüssig/gasförmig, Speichertechnologien

- Transport (Pipeline, Container, Trailer), Nutzung bestehender Gasinfrastruktur, Netze mit reinem Wasserstoff oder mit Methan/Wasserstoff-Gemischen
- Verwendung: Energieträger in Mobilität, Industrie (Wärme/Rohstoff), Gebäude
- Gesetzgebung, Sicherheitsstandards, Normierung, Regelwerke und Richtlinien
- Bewilligungsverfahren
- Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit
- Aktivitäten in Europa

Gleichzeitig lernen Sie mit den anderen Teilnehmenden und den Referierenden spannende Personen kennen, um Ihr Netzwerk im Bereich Wasserstoff auf- und auszubauen.

Das Seminar richtet sich an technisch versierte Fachpersonen aus Energieversorgungsunternehmen, Ingenieur- und Planungsbüros, an Anlagenbauerinnen und -bauer sowie an Anwendende und Nutzende von Wasserstoff als Energieträger, zum Beispiel aus der Transportbranche.

Bei der ersten Durchführung im Mai 2022 konnten 23 Teilnehmende verzeichnet werden und im Januar 2023 waren es 21 Teilnehmende, was das aktuelle Interesse an der Thematik bestätigt.

## H2-Seminar an der OST

### Beteiligte

- IET Institut für Energietechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule
- SVGW Fachverband für Wasser-, Gas- und Fernwärmeversorger
- WERZ Institut für Energie, Wissen und Rohstoffe Zug, OST – Ostschweizer Fachhochschule

### Unterstützt von

Energie Schweiz

### Zeitraum

Seit 2022

### Kontakt

Markus Friedl, [markus.friedl@ost.ch](mailto:markus.friedl@ost.ch)  
Salvatore Oricchio, [salvatore.oricchio@ost.ch](mailto:salvatore.oricchio@ost.ch)

OST  
Ostschweizer Fachhochschule  
IET Institut für Energietechnik  
Oberseestrasse 10  
8640 Rapperswil  
Switzerland

T +41 55 222 41 11  
iet@ost.ch  
ost.ch/iet  
[youtube.com/@energy-tech/videos](https://youtube.com/@energy-tech/videos)  
[linkedin.com/company/iet-hsr/](https://linkedin.com/company/iet-hsr/)



Rapperswil-Jona

