



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech

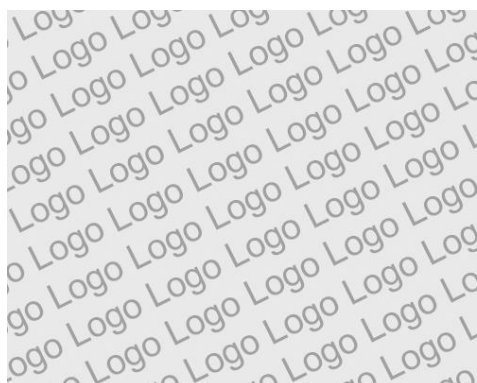
Zwischenbericht vom 8. November 2023

SDL mit hochflexibler Power-to-Gas P&D-Anlage KVA Buchs (AG)

«H2flex4SDL» - Erster Zwischenbericht



Quelle: GEKAL, Juli 2023



Datum: 8. November 2023

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

Gemeindeverband der Kehrlichtbeseitigung Region Aarau-Lenzburg (GEKAL)
Im Lostorf 11, Postfach, 5033 Buchs, Aargau
www.kva-buchs.ch

Rytec AG

Bahnhofstrasse 5, 3110 Münsingen
www.rytec.ch

Hitaschi Zosen Inova AG

Hardturmstrasse 127, 8055 Zürich
www.hz-inova.com

Autor/in:

Marion Matter, Rytec AG, marion.matter@rytec.ch
Neofytidis Georgios, HZI, georgios.neofytidis@hz-inova.com

BFE-Projektbegleitung:

Men Wirz, Tel. +41 58 462 55 97, Men.Wirz@bfe.admin.ch
Stefan Oberholzer, Tel. +41 58 465 89 20, Stefan.Oberholzer@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502349-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Das P&D Projekt wurde initiiert, um zukünftig bei Überangebot im Stromnetz den rund um die Uhr produzierten KVA-Strom mittels hochflexibel betriebener Power-to-Gas-Anlagen kurzfristig in Wasserstoff umzuwandeln. Der erzeugte Wasserstoff soll v.a. für die Industrie und für die Mobilität eingesetzt werden.

Die Herausforderung besteht darin, die Power-to-Gas Anlage mit 2.75 MW Leistung und die gesamte Peripherie (Reinigung und Trocknung, Kompressor, H₂-Abnahmelogistik) nicht im Dauerbetrieb einzusetzen, sondern sehr dynamisch je nach Anforderungen des Stromnetzes. Die Projektpartner gehen von ca. 3000 bis 4000 Betriebsstunden pro Jahr aus, um Sekundärregelleistung (SRL) für die Swissgrid zu erbringen und gleichzeitig Wasserstoff entsprechend den Anforderungen der H₂-Abnehmer zu produzieren. Ein strompreisgeführte Fahrweise ist ebenfalls vorgesehen. Die Anlage soll somit in einem Testbetrieb von ca. 3 Jahren demonstrieren, wie gut die Wasserstoffproduktion mittels alkalischer Elektrolyse den Betrieb einer KVA als zukünftiges «Energy Hub» ergänzen kann.

Ende 2022 begannen die Tiefbauarbeiten durch den GEKAL. Seit dem Frühling 2023 wird die Anlage durch HZI aufgestellt. Herausfordernd war v.a. die Klärung der Sicherheitsvorkehrungen. Das Kapitel 4.4 listet diese ziemlich ausführlich aus.

Aktuell (Stand November 2023) werden die letzten Anlageteile in Betrieb genommen. Voraussichtlich wird das PtG-System ab Mitte Dezember in Betrieb gehen und bis Ende 2026 getestet. Die Flexibilität und die Minimallast des Elektrolyseurs und der Peripherie sollen getestet und optimiert werden. Die Anlage soll bei Swissgrid für SRL und Primärregelleistung (PRL) zugelassen werden. Der Signalvorgabe erfolgt durch die KVA über ein Steuerungstool (sog. Energy Cockpit), welches auch Fahrplanoptimierungen ermöglicht und für den Bilanzausgleich sorgt. Zudem werden Daten gesammelt, um zu prüfen, ob sich in einem weiteren Schritt sich eine Wärmeintegration zwischen der PtG-Anlage und der Fernwärme der KVA lohnen würde (Abwärmenutzung des PtG-Anlage und eine Wärmelieferung an die PtG-Anlage für den Hot-Standby).

Résumé

Le projet P&D a été lancé pour transformer l'électricité produite 24 heures sur 24 par les UVTD en hydrogène en cas de surabondance future sur le réseau électrique. Ceci au moyen d'installations power-to-gas fonctionnant de manière très flexible. L'hydrogène produit doit être utilisé avant tout pour l'industrie et la mobilité.

Le défi consiste à ne pas utiliser l'installation Power-to-Gas d'une puissance de 2,75 MW et toute la périphérie (purification et séchage, compresseur, logistique de reprise du H₂) en fonctionnement continu, mais de manière très dynamique en fonction des exigences du réseau électrique. Les partenaires du projet prévoient environ 3000 à 4000 heures par année de fonctionnement pour fournir une puissance de réglage secondaire (SRL en all.) à Swissgrid tout en produisant de l'hydrogène conformément aux exigences des repreneurs de H₂. Afin de garantir une certaine production d'hydrogène, un mode de fonctionnement basé sur le prix de l'électricité est également prévu. L'installation doit ainsi démontrer, dans le cadre d'une exploitation test d'environ 3 ans, à quel point la production d'hydrogène par électrolyse alcaline peut compléter l'exploitation d'une UVTD en tant que "Energy Hub" futur.



Fin 2022, les travaux de génie civil ont commencé par l'UVTD (GEKAL). Depuis le printemps 2023, l'installation est mise en place par HZI. Les mesures de sécurité ont constitué un défi de taille. Le chapitre 4.4 en dresse une liste assez détaillée.

Actuellement (novembre 2023), les derniers éléments de l'installation sont mis en service. Le système PtG sera probablement mis en service à partir de la mi-décembre et testé jusqu'à la fin 2026. La flexibilité et la charge minimale de l'électrolyseur et de la périphérie doivent être testées et optimisées. L'installation doit être approuvée par Swissgrid pour l'énergie de réglage secondaire et primaire (SRL et PRL en all.). Le signal est donné par l'UVTD via un outil de commande (appelé Energy Cockpit), qui permet également d'optimiser les plans de production et qui assure des bilans d'énergie équilibrés. De plus, des données seront collectées afin de déterminer si une intégration de la chaleur entre l'installation PtG et le CAD de l'UVTD serait rentable dans une étape ultérieure .

Summary

The P&D project was initiated in order to convert the electricity produced by the waste incineration plant (WIP) around the clock into hydrogen at short notice using highly flexible power-to-gas (PtG) plants when there is an oversupply in the electricity grid in the future. The hydrogen produced is to be used primarily for the industry and mobility.

The challenge is not to use the power-to-gas plant with an output of 2.75 MW and the entire peripheral equipment (cleaning and drying, compressor, H₂ collection logistics) in continuous operation, but rather very dynamically depending on the requirements of the power grid. The project partners are assuming approx. 3000 to 4000 operating hours per year in order to provide secondary control power for Swissgrid and at the same time produce hydrogen in accordance with the requirements of the H₂ off-takers. In order to ensure a certain level of H₂ production, an electricity price-controlled mode of operation is also planned. In a test operation of approx. 3 years, the plant will thus demonstrate how well hydrogen production using alkaline electrolysis can complement the operation of a WIP as a future "energy hub".

Civil engineering work by the WIP (GEKAL) began at the end of 2022. The system has been installed by HZI since spring 2023. The safety precautions were particularly challenging. Chapter 4.4 lists these in quite some detail.

The last parts of the plant are currently (as of November 2023) being put into operation. The PtG system is expected to go into operation from mid-December and be tested until the end of 2026. The flexibility and minimum load of the electrolyser and peripherals will be tested and optimised. The system is to be approved by Swissgrid for secondary and primary control power. The signal is specified by the MWIP via a control tool (so-called Energy Cockpit), which also enables schedule optimisation. In addition, data will be collected to check whether in a further step, it would be worthwhile using the exhaust heat from the plant in the district-heat system from the WIP and using heat from the district-heat for the plant hot-standby.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé.....	3
Summary	4
Inhaltsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	7
1 Einleitung	8
1.1 Ausgangslage und Hintergrund.....	8
1.1.1 Zukünftiges Schweizer Energiesystem	8
1.1.2 Entwicklung des Schweizer Elektrizitätsnetzes.....	8
1.1.3 Rolle der KVAs in der Schweizer Energieversorgung	8
1.1.4 Elektrolyseure im Schweizer Energiesystem	9
1.1.5 Kompetenzen der Projektteilnehmer	10
1.2 Motivation des Projektes.....	11
1.3 Projektziele	11
2 Anlagenbeschrieb.....	14
2.1 Anlagenbeschreibung	14
2.1.1 AC/DC Unit.....	14
2.1.2 Stack Unit.....	14
2.1.3 Prozess Unit	14
2.1.4 H2 Purification Unit	17
2.1.5 Stickstoffbündel	17
2.1.6 Wasseraufbereitung / Druckluftstation.....	17
2.1.7 Kühlwassereinheit.....	17
2.1.8 Kälteaggregat	18
2.1.9 Notdusche	18
2.2 Prozess Beschreibung	18
2.3 Betriebsparameter	20
2.3.1 AC/DC Container	20
2.3.2 Stack Container	20
2.3.3 Prozess Container	20
2.3.4 Wasseraufbereitung.....	20
2.3.5 Instrumentenluftkompressor.....	20
2.3.6 Kühlwasseranlage	20
2.3.6.1. Kreislauf 50°C	20
2.3.6.2. Kreislauf 32°C	21
2.3.6.3. Kreislauf 4°C	21



2.3.7	Gasaufbereitung	21
2.3.8	Stickstoffbündel	21
2.4	Betriebskonzept und Energy-Cockpit	24
3	Vorgehen und Methode	25
3.1	Inbetriebnahme der Elektrolyse.....	25
3.1.1	Erstbefüllung mit Demin-Wasser.....	25
3.1.2	Befüllung des Laugesystems	25
3.1.3	Befüllung über das Nachspeisesystem.....	25
3.1.4	Dichtigkeitsprüfung	25
3.1.4.1.	Dichtigkeitsprüfung Kühlleitungen	26
3.1.4.2.	Dichtigkeitsprüfung Laugesystem.....	26
3.1.4.3.	Kombinierte Dichtigkeitsprüfung Gassystem	26
3.1.5	Erste Gas Produktion.....	26
3.1.6	Leistungstests während der Inbetriebnahme	26
3.2	Testprogramm: SRL-Betrieb Qualifikation und weitere Betriebstests	28
3.3	Ziele des Demonstrationsbetriebs	28
4	Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse.....	32
4.1	Bauarbeiten	32
4.2	Montagearbeiten.....	32
4.3	Inbetriebnahme.....	32
4.4	Sicherheitsmassnahmen.....	32
4.5	Kosten Sicherheitsmassnahmen.....	34
5	Weiteres Vorgehen	35



Abkürzungsverzeichnis

GEKAL	Gemeindeverband der Kehrichtbeseitigung Region Aarau-Lenzburg
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
PtG	Power-to-gas. Hier wird Wasserstoff (H ₂) produziert
PRL	Primärregelleistung (Sekunden bis 5 Min., PRL),
SDL	Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz der Swissgrid
SRL	Sekundärregelleistung (30 s bis 1 h, SRL),
TRL	Tertiärregelleistung (15 Min. bis 4 h, TRL)



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

1.1.1 Zukünftiges Schweizer Energiesystem

Die Schweiz verbraucht heute zu 80 % Energie aus fossilen Quellen¹. Für die kommenden Jahrzehnte hat sich die Schweiz dazu entschieden, ihre Energieversorgung von fossilen Energiequellen unabhängig zu gestalten und aus der Kernenergie auszusteigen². Da ein Grossteil der zukünftigen erneuerbaren Stromproduktion mit Photovoltaikanlagen produziert wird und – falls viele der geplanten Windenergieprojekte realisiert werden können – mit Windturbinen, ist die Stromproduktion zeitlichen Schwankungen unterworfen. Durch die enge Einbindung in das europäische Stromsystem ist auch der Anfall von grossen Mengen an Windenergie sehr wahrscheinlich. Deswegen ist die Speicherung von Energie und die Bereitstellung von Flexibilität grosse Herausforderungen. Dabei sind kurze Zeiträume von Sekunden bis zu saisonalen Schwankungen zu berücksichtigen. Die Ergebnisse der nationalen Energieforschungsprogramme 70 und 71 Energie und die neusten Energieperspektiven 2050+ des Bundesamtes für Energie³ zeigen, dass die Kopplung der drei Sektoren 1. Endverbrauch Elektrizität, 2. Transport und Mobilität und 3. Wärme und Kälte eine wichtige Massnahme für ein nachhaltiges Energiesystem sind. Zudem wird prognostiziert, dass im Jahr 2050 45 % der Endenergie aus chemischen Energieträgern bestehen⁴, die in Power-to-X Anlagen oder aus Biomasse erzeugt werden, sowohl im Inland als auch im Ausland.

1.1.2 Entwicklung des Schweizer Elektrizitätsnetzes

Der Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion gemäss Energieperspektiven 2050+³ führt in allen Szenarien insbesondere im Sommerhalbjahr vermehrt zu Situationen mit einem sehr grossem Angebot von Strom im Netz (bis zu "Überschuss-Strom"⁵). Im Winterhalbjahr wird die europäische Windproduktion die Systeme noch stärker als heute prägen. Da die erneuerbare Stromproduktion auch kurzfristig mehr Schwankungen unterworfen ist als die heutige Produktion in Grosskraftwerken, nimmt der Bedarf an Systemdienstleistungen (SDL) und kurzfristiger Flexibilität im Stromnetz zu: Primärregelleistung (Sekunden bis 5 Min., PRL), Sekundärregelleistung (30 s bis 1 h, SRL), Tertiärregelleistung (15 Min. bis 4 h, TRL) und der Intradayhandel (5 Min Vorlauf, 1/4 h Produkte).

1.1.3 Rolle der KVAs in der Schweizer Energieversorgung

KVA produzieren Elektrizität (Sektor 1) und Wärme (Sektor 3), wobei die Anlagen heute vor allem wärmegeführt betrieben werden: Der Dampfprozess wird je nach Wärmebedarf so geregelt, dass mehr Fernwärme und gleichzeitig weniger Strom produziert wird oder weniger Fernwärme und gleichzeitig mehr Strom produziert werden kann.

¹ Nicht zu verwechseln mit der Energie, die in der Schweiz erzeugt wird. "Gesamtenergiestatistik 2019", Bundesamt für Energie BFE, Juni 2020 und Medienmitteilung BFE zum Liefermix des Stroms im Jahr 2019 vom 7.9.2020. (Abgerufen am 10.11.2023)

² Neues Energiegesetz 2020. (Abgerufen am 10.11.2023)

³ Prognos AG, Infras AG, TEP Energy GmbH, Ecoplan AG "Energieperspektiven 2050+", Kurzbericht, Bundesamt für Energie, 26. November 2020, Abbildung 12 S. 44, Tabelle 9 S. 53, Wirkungsgrad Elektrolyseur 70 % (Abgerufen am 10.11.2023)

⁴ Energieperspektiven 2050+, Szenario ZERO-BASIS

⁵ Es gibt keine offizielle Definition des Begriffs Überschuss-Strom. Spätestens wenn die erneuerbare Stromproduktion abgeregelt werden muss, kann man von Überschuss-Strom sprechen.



Im 2020 beteiligten sich 10 KVA am Regelleistungsmarkt und davon bereits 6 KVA am Markt für negative Sekundärregelung (SRL–). Aktuell werden zwei Technologien für SRL– eingesetzt: a) Bei einem Abruf wird Dampf statt auf die Turbine direkt über den Luftkondensator rückgekühlt, sodass die Energie ungenutzt an die Umwelt abgegeben wird. b) Es wird ein Power-to-Heat-Elektrodenkessel eingesetzt, wobei die elektrische Energie unter Exergieverlusten in gleich viel nutzbare Wärme umgewandelt wird und über eine entsprechende Speicherbewirtschaftung in dem Fernwärmenetz wieder verwertet werden kann.

Mit Power-to-Gas kann eine KVA aber auch die chemischen Energieträger Wasserstoff und/oder Methan produzieren und damit die Kopplung in den Sektor 2 Transport und Mobilität bereitstellen. Der KVA-Strom kann mittels hochflexibel betriebener Power-to-Gas-Anlagen künftig bei Überangebot auch kurzfristig und über kurze Zeiträume in Wasserstoff umgewandelt werden. Die schnelle Reaktionszeit eines Elektrolyseurs erlaubt es, dass damit eine KVA dem Stromnetz Flexibilität zur Verfügung stellen kann. Die Produktion von Methan in KVA wurde bereits im Jahr 2016 in der KVA Linth untersucht⁶ und wird nach einer Studie von Swissspower⁷ aktuell in der KVA Dietikon durch Limeco umgesetzt. Allerdings ist der Anlage in Dietikon durch den stetigen Klärgasanfall der ARA auf Dauerbetrieb ausgerichtet und wird vor allem in der positiven Regelleistungsvorhaltung platziert werden können.

In der "KVA-Flex Studie"⁸ konnte Rytec aufzeigen, dass durch das Anbieten von negativer sekundärer Regelleistung ein signifikanter volkswirtschaftlicher Nutzen entsteht (siehe Abbildung 1, die elektrische Leistung wird nicht eingespeist, sondern in dem Fall durch Power-to-Gas für die Produktion von Wasserstoff genutzt). Negative Regelarbeit soll nur im Ausnahmefall vernichtet werden. Flexibilisierte KVA können mit Power-to-Gas Anlagen die Regelleistungsvorhaltung der Grosswasserkraft an den richtigen Stellen ergänzen. Dieser Nutzen ist gross und wurde in der Studie von Rytec⁸ mittels einer Kosten-Nutzen Rechnung quantifiziert.

Im Projekt QualiGridS konnte gezeigt werden, dass die Herstellkosten von Wasserstoff um 15 % reduziert werden können, wenn der Elektrolyseur auch Systemdienstleistungen im Stromnetz erbringt⁹.

1.1.4 Elektrolyseure im Schweizer Energiesystem

Elektrolyseure sind in der zukünftigen Energieversorgung wichtige Komponenten, weil sie für alle Power-to-X Prozesse im ersten Schritt Wasserstoff liefern. Die aktuell in der Schweiz für die Wasserstoffherstellung installierten Elektrolyseure¹⁰ sind PEM Elektrolyseure von ausländischen Herstellern. Es sind die folgenden Projekte bekannt:

- Gösgen: 2 MW PEM Elektrolyseur von Proton Onsite (USA), in Betrieb, kontinuierlich betrieben durch Hydrospider nach Anforderung Wasserstoffmenge, Elektrizität vom Laufwasserkraftwerk von Alpiq.
- Stadt St.Gallen: 2 MW PEM Elektrolyseur von Proton Onsite (USA), im Bau, kontinuierlich betrieben durch Wasserstoffproduktion Ostschweiz AG nach Anforderung Wasserstoffmenge, Elektrizität vom Laufwasserkraftwerk der SAK.

⁶ Furgler, W. und Sommariva B. "Power-to-Methane in der KVA Linth", Vorträge an den "5. Expertinnen- und Expertengesprächen Power-to-Gas" in Rapperswil-Jona, 12. Januar 2020.

⁷ Zutter, R., Nijssen, R. und Peyer, Th. "Potenzial zur Effizienzsteigerung in Kläranlagen mittels Einspeisung oder Verstromung des Klärgases", Swissspower, 12. August 2015 und Peyer, Th. "100 Power-to-Gas Anlagen in der Schweiz", Vortrag an den 6. Expertinnen- und Expertengesprächen Power-to-Gas, 12. September 2017. (Abgerufen am 10.11.2023)

⁸ Wir verweisen auf den Bericht "Substanzieller Beitrag von Kehrrichtverwertungsanlagen (KVA) zur Schweizer Energiestrategie 2050" (Rytec, 2020). Auf Anfrage <https://rytec.ch/kva-flex/>

⁹ Interview mit Prof. Dr. Christoph Imboden "Eine deutliche Einsparung" in der Zeitschrift Bulletin, 28. August 2020 (Abgerufen am 10.11.2023)

¹⁰ Elektrolyseure von Hydrospider in Gösgen und in der Stadt St. Gallen mit je ca. 2 MW elektrischer Leistung



- Dietikon: 2.5 MW PEM Elektrolyseur von Siemens (DE), im Bau, betrieben von Limeco. Die Power-to-Methan Anlage in Dietikon wird als Pilot- und Demonstrationsanlage vom BFE gefördert, um den flexiblen Betrieb zu zeigen. Weil die Anlage den kontinuierlichen Strom an Rohbiogas aus der ARA verarbeiten muss, ist sie auf möglichst kontinuierlichen Betrieb ausgelegt und kann durch schnelles Abschalten weitgehend nur positive Regelleistung anbieten.

Die alkalischen Elektrolyseure der Schweizer Firma IHT wurden und werden auch in europäischen Forschungsprojekten im Zusammenhang mit Power-to-Gas eingesetzt (ElyGrid 2011 bis 2014, Elyntegration 2015 bis 2019, QualiGridS 2017 bis 2019 und Demo4Grid 2017 bis 2022). Die Übernahme von IHT durch die Firma Sunfire aus Dresden per 12. Januar 2021 zeigt, dass das Interesse an alkalischen Elektrolyseuren für das zukünftige Energiesystem zunimmt.

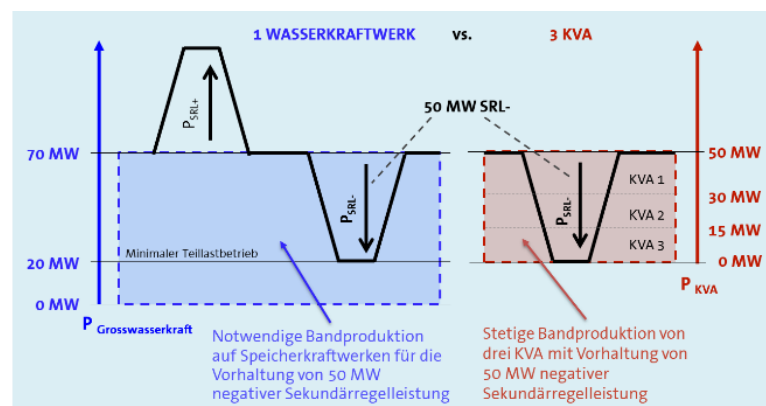


Abbildung 1: Für die Vorhaltung von negativer Sekundärregelleistung (SRL-) muss konstant Speicherwasser verstromt werden (blaue Fläche). Diese SRL- kann gut durch elektrische Verbraucher in den bandproduzierenden KVA vorgehalten werden.

1.1.5 Kompetenzen der Projektteilnehmer

- Der **Gemeindeverband für Kehrichtbeseitigung Region Aarau-Lenzburg (GEKAL)** betreibt die KVA Buchs (AG), in welcher der Abfall von ca. 300'000 Einwohnern aus 100 Gemeinden des Kantons Aargau verwertet wird. Dabei wird im Durchschnitt 9 MW Elektrizität erzeugt. GEKAL ist sehr an der Umsetzung innovativer Technologien interessiert, hat dieses Projekt mit initiiert und ist daran interessiert, die Anlagen bei Erreichen gewisser Meilensteine während des Projektes zu übernehmen.
- **Rytec AG** ist ein Beratungsunternehmen mit rund 20 Mitarbeitenden, das auf Abfalltechnologie und Energiekonzepte spezialisiert ist. Rytec hat in einer Studie die zukünftige Rolle von KVA erarbeitet¹¹ und verfügt aus dem Power-to-Methan Projekt mit Limeco über praktische Erfahrungen der Power-to-Gas Technologie im Zusammenhang mit KVA. Rytec AG berät GEKAL in diesem Projekt betreffend den Aspekten auf der Strommarktseite der Power-to-Gas Anlage inklusive den Anforderungen an Flexibilität. Sie arbeitet im Mandat der GEKAL für dieses Projekt seit 2019.
- **Hitachi Zosen Inova AG (HZI)** ist eine Schweizer Tochterfirma der japanischen Muttergesellschaft "Hitachi Zosen Corporation". HZI beschäftigt in der Schweiz 650 Mitarbeitende (Stand 2020), mehrheitlich Ingenieurinnen und Ingenieure. HZI ist im Projekt der Lieferant der Elektrolyseure und projiziert auch die weiteren Komponenten der Power-to-Gas Anlage (Verdichter, Zwischenspeicherung, etc.). Der Konzern verfügt über zwei Elektrolyseurtechnologien und kann beide je nach Anforderungen am Markt verwenden:

¹¹ Wir verweisen auf den Bericht "Substanzieller Beitrag von Kehrichtverwertungsanlagen (KVA) zur Schweizer Energiestrategie 2050" (Rytec, 2020). Auf Anfrage <https://rytec.ch/kva-flex/>



- PEM-Elektrolyse: Diese Technologie wurde seit dem Jahr 2000 durch die japanischen Muttergesellschaft entwickelt und ist seit 2019 auch im MW-Massstab im Japanischen Markt verfügbar. Ihr Einsatz ist in ICEF 2019 Top10 Innovations publiziert.
- Alkali-Elektrolyse: Diese Technologie stiess mit der Akquisition der Firma Etogas aus Stuttgart im Jahr 2016 zum Konzern und wurde seither zu einem marktfähigen Produkt weiterentwickelt. Etogas ist unter anderem bekannt als Lieferant der Power-to-Methan Anlage von Audi im Norddeutschen Werlte mit einer elektrischen Leistung von 6.3 MW. Sie wurde seinerzeit mit einer Elektrolysetechnologie einer Drittfirma errichtet. Etogas heisst heute Hitachi Zosen Inova Etogas GmbH (HZIE) und ist eine 100% Tochter der Schweizer HZI AG. Sie hält sieben erteilte Patente und derzeit gut zehn Patentanmeldungen aus den Bereichen alkalischer Elektrolyse und katalytischer Methanisierung.

Für die Verwendung in der zukünftigen Schweizer Energieversorgung gemäss Energieperspektiven 2050+³, in welcher die inländische H₂-Produktion mittels Power-to-Gas vorgesehen ist, sieht HZI die alkalische Elektrolyse gegenüber der PEM-Elektrolyse im Vorteil: Keine Verwendung von Edelmetallen, besserer Wirkungsgrad bei Volllast und – als Folge des ersten Innosuisse Projektes – bessere Lebensdauer der Elektroden und Membrane bei dynamischem Betrieb. Die erwartete hohe Lebensdauer der Stacks erlaubt trotz reduzierter Betriebsstunden im dynamischen Betrieb eine gute Amortisation der Investitionskosten. Der Einsatz dieser Technologie wurde im September 2018 im Rahmen des Elyntegration Workshops der Fraunhofer IFAM präsentiert.

Die Kommunikation dieses Projekts und seiner Resultate soll dazu beitragen, die Eignung der gewählten Technologien für diesen Zweck allgemein bekannter zu machen. Es ist die Absicht insb. gemeinsam mit der Ostschweizer Fachhochschule hochwertige Publikationen zu erstellen.

- Die HZI direkt unterstützen, aber nicht als Partner im P&D Programm ist die **OST – Ostschweizer Fachhochschule**: Das IET Institut für Energietechnik verfügt über grosse Erfahrung im Bereich Power-to-Gas. Es hat dieses Thema in beiden Phasen des SCCER Heat and Electricity Storage bearbeitet. Im Rahmen von zahlreichen Projekten im Nationalen Forschungsprogramm 70 des Nationalfonds, mit Industriepartnern und innerhalb von europäischen Forschungsprojekten (Pentagon, Store&Go) konnte sich das IET praktisches und theoretisches Wissen erarbeiten über Power-to-Gas und seine Einbindung im zukünftigen Energiesystem. Das IET hat eine eigene Power-to-Gas Forschungsanlage aufgebaut, in der verschiedene Technologien in Zusammenarbeit mit Wirtschaftspartnern und Förderorganisationen (BFE, BAFU, FOGA) weiterentwickelt werden. Beim Erstellen der Anlage wurden Erfahrungen mit allen relevanten Standards und Normen sowie den erforderlichen Zulassungsbehörden gesammelt.

1.2 Motivation des Projektes

Zu einem regelleistungsfähigen Power-to-Gas Anlage System im industriellen Massstab

Hauptmotivation für die KVA ist es, die produzierte Energie (Strom) möglichst sinnvoll einzusetzen : Der KVA-Strom kann mittels hochflexibel betriebener Power-to-Gas-Anlagen künftig bei Überangebot auch kurzfristig und über kurze Zeiträume in Wasserstoff umgewandelt werden. Die schnelle Reaktionszeit eines Elektrolyseurs erlaubt es, dass damit eine KVA dem Stromnetz Flexibilität zur Verfügung stellen kann. Das P&D-Projekt soll dies demonstrieren.

1.3 Projektziele



Im Projekt " SDL mit hochflexibler PtG P&D-Anlage KVA Buchs (AG) " mit Kurztitel " H2flex4SDL " wird ein Power-to-Hydrogen System (folgend immer PtG-Anlage System genannt) im industriellen Massstab auf dem Areal der KVA Buchs installiert und in einem ersten Testbetrieb demonstriert. Es ist das Ziel, die folgenden Aspekte zu demonstrieren, die für die zukünftige Energieversorgung der Schweiz von zentralem Interesse sind:

1. Synergien mit dem KVA-Umfeld (insbesondere die Wärmeintegration und H₂-Logistik): Wasserstoffproduktion in Kombination mit dem Betrieb einer KVA: Dabei wird das Power-to-Gas System gesamtheitlich betrachtet, d.h. vom Signalaustausch mit der KVA und mit Swissgrid bis zur H₂-Abnahmelogistik (Trailerbefüllstation) sowie die Möglichkeit einer künftigen Wärmeintegration der KVA.
 - *Messung: qualitativ: wie funktioniert die Zusammenarbeit (Kombination der Produktionsdynamik mit der H₂-Abnahmeseite und dem regulären Werksverkehr einer KVA: Planung der Mengen, Steuerung der Abrufhäufigkeiten, Abholen von Trailern, Betankungen, Kurzzeitspeicherung, Kommunikation, Abrechnung.)*
 - *Messung: lohnt sich eine künftige Wärmeintegration.*
 - *Messung: qualitativ: Optimierung des PtG-Betriebs und Signalaustausch mit der KVA, d.h. wie wird die Anlage im realen Marktumfeld mit SDL-Signale und Spot- bzw. Intraday-Preise betrieben, sowie entsprechend den Anforderungen und dem Bedarf der H₂-Abnehmer (siehe Schema des Austauschs der Signale in Abbildung 3).*
2. Demonstrieren des netzdienlichen Einsatzes eines Power-to-Gas Systems.
 - *Zusammenspiel einer flexiblen und markttauglichen H₂-Peripherie (Gasreinigung und Trocknung, Kompressor, Zwischenspeicher, H₂-Abnahmeinfrastruktur) mit dem Kernsystem der Elektrolyse-Stacks. Messung: SDL-Fähigkeit und Arbeitsstunden im SDL-Modus ; qualitativ: funktioniert oder nur mit Schwierigkeiten. Messung: Verfügbarkeit der Anlage für den SDL-Betrieb.*
 - *Auswertung des langfristigen dynamischen Betriebs auf die Lebensdauer und die Degradation der Stacks und der weiteren Anlagenkomponenten der H₂-Peripherie. Ein allfälliger höherer Verschleiss muss quantifizierbar sein, im Hinblick auf die zukünftige Duplizierbarkeit an anderen KVA-Standorten. Messung: spezifischer Energieverbrauch für die H₂-produktion; Beurteilung Verschleiss; Beurteilung gemäss Messkonzept der HZI (s. Kapitel 3.2 Testprogramm: SRL-Betrieb Qualifikation und weitere Betriebstests)*
 - *Ausweitung der verfügbaren Regelleistung durch weitere Absenkung der Minimallast (siehe dazu die Prinzipskizze in folgender Abbildung und durch Erreichen der Leistungsregelung anstelle der Stack-Strom-Regelung*
 - *Demonstration der Qualität des Wasserstoffs (Industriequalität 5.0, Fahrzeugqualitäten SAE J2719, ISO 14687) aus dem dynamisch betriebenen alkalischen Elektrolyseur.*
 - *Quantifizierung des Verschleiss- und Degradationsverhalten induziert durch den zyklischen Betrieb*

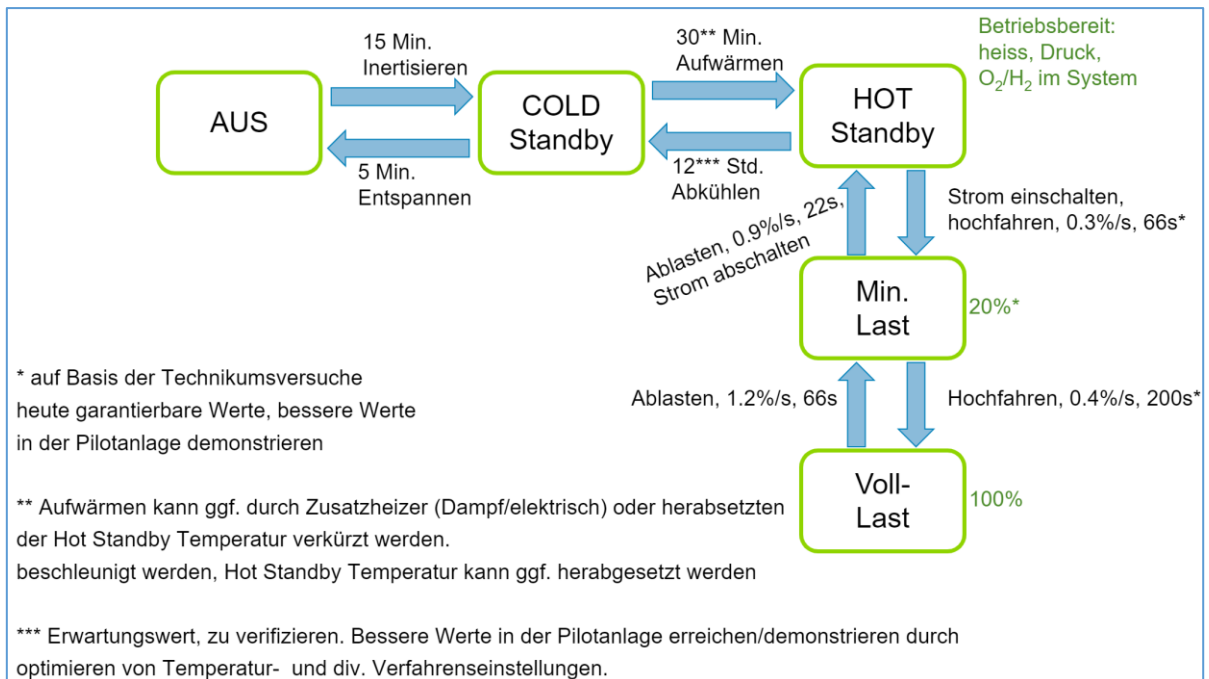


Abbildung 2 Betriebszustände Elektrolyse: Verschiedene Systemzustände & Übergänge und Dauer zwischen den Systemzuständen (HZI, 2020)

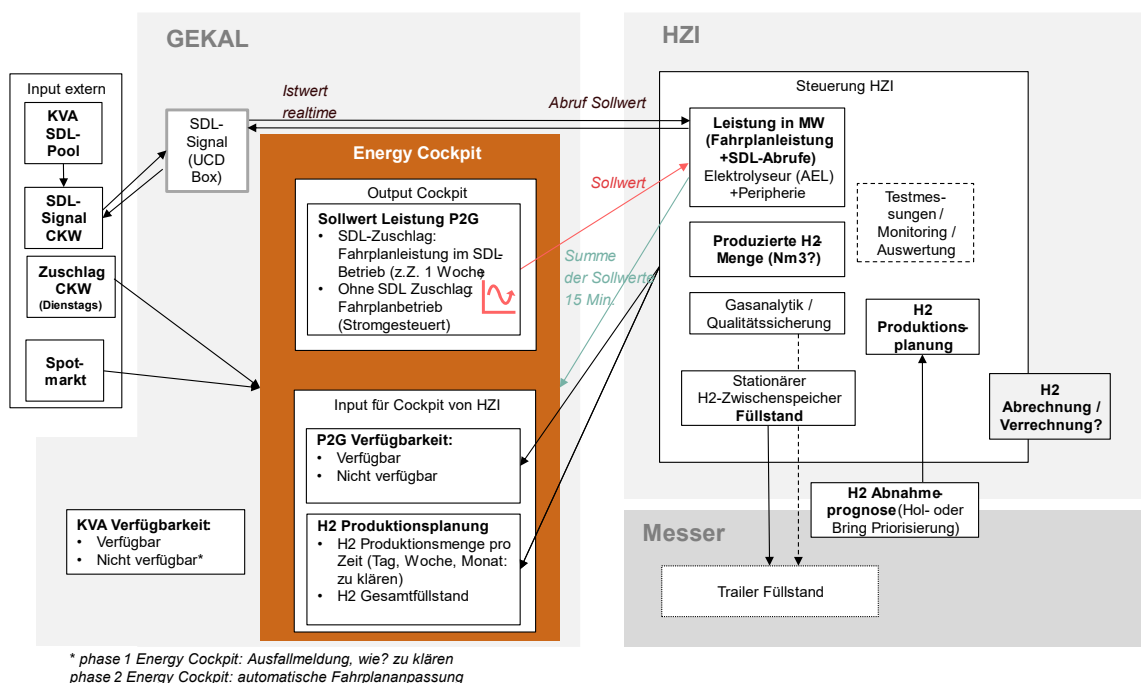


Abbildung 3 Schematische Darstellung des Austauschs der Signale zwischen den verschiedenen Projektpartnern und externen Akteuren (H2-Abnehmer und Swissgrid) via KVA-SDL-Pool und Energy-Cockpit (Stand 1.11.2023).



2 Anlagenbeschrieb

2.1 Anlagenbeschreibung

Die Elektrolyseanlage kann in verschiedene Anlagenteile gegliedert werden, siehe Abbildung 4.

2.1.1 AC/DC Unit

In der Elektrolyse wird das Wasser mittels Gleichstrom in die gasförmigen Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Die Erzeugung des Gleichstroms erfolgt in der AC/DC Unit.

Die AC/DC Unit ist in einen 40ft (12.200 x 2.440) Container untergebracht. Die Hauptausrüstung besteht aus einem Mittelspannungsschalter, einem Gleichrichtertransformator, zwei Niederspannungsschaltern, zwei Gleichrichtern und einer Kühlanlage, sowie Instrumentierung und Schaltschränken mit der Anlagensteuerung.

In der Einheit wird eine 16 kV Wechselspannung in eine Gleichspannung mit ca. 400 – 470 V und 3.000 A gewandelt. Die Kühlung erfolgt über die Kühlwassereinheit aus dem 32 °C Kühlwasserkreis.

2.1.2 Stack Unit

In der Stack Unit befinden sich die zwei Elektrolysestacks und die notwendige Instrumentierung. In den Elektrolyseuren wird unter Eintrag von elektrischem Strom eine 30%ige Kaliumhydroxidlösung bei ca. 85 °C und 16 bar in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten.

Die Einheit ist in einen 40ft oversize (12.200 x 3000 x 2896) Container untergebracht und ist direkt mit der Prozess Unit verbunden. Innerhalb des Containers ist eine Ex-Zone 2 ausgewiesen. Aufgrund der hohen Wärmeentwicklung, verursacht durch den Elektrolyseprozess, wird der Container mit zwei drehzahlregulierten Ventilatoren zwangsbelüftet. Ebenfalls ist eine aus ESG Glas bestehende Wärmebarriere zur Prozess Unit verbaut.

2.1.3 Prozess Unit

In dem unten liegenden Prozess Container und dem darüber angeflanschten Separator Container ist das Equipment für die Fluid und Gaskreisläufe eingebaut, um die Elektrolyseure mit den entsprechenden Medien zu versorgen:

2.1.3.1. Kühlwasserkreislauf: Kühlwasserrohre, Wärmetauscher etc.:

Hierbei wird der mittels des Wärmetauschers der KOH Kreislauf entweder aufgeheizt (in der Anlaufphase) oder gekühlt (im Betrieb). Die Kühlwasserversorgung kommt aus dem Kühlwasser Container. Der Kühlkreislauf entnimmt dem KOH Kreis die Wärme mittels eines Wärmetauschers.

2.1.3.2. KOH Kreislauf: KOH Verrohrung

Das KOH wird über die beiden redundant aufgebauten KOH Pumpen im Kreis gepumpt. Das KOH gelangt über ein Regelventil von unten in die Stacks. In den Stacks wird das KOH in alle Zellen verteilt und in den Einzelzellen in die beiden Gase H₂ und O₂ zerlegt. Am Ausgang oben werden die Gase aus den einzelnen Zellen gesammelt und mit je einer gemeinsamen Leitung für H₂ und einer für O₂ über die Stack Wärmetauscher in die oben liegenden Separatoren (je



einer für H₂, einer für O₂) geführt. In den Separatoren wird die Gasphase oben von der Flüssigphase unten getrennt. Die Flüssigphase wird unten gesammelt und über je eine Leitung wieder dem KOH Kreis zugeführt. In einer gemeinsamen Leitung gelangt das rücklaufende KOH in den Wärmetauscher. Dort wird das KOH über den Kühlwasserkreislauf gekühlt und anschliessend wieder über die Pumpen in den Kreislauf gepumpt.

Zum Anfahren aus dem kalten Zustand kann das KOH auch aus dem Kühlwasser mithilfe eines Heizers auf Betriebstemperatur gebracht werden.

2.1.3.3. Gaskreisläufe

In den oben liegenden Separatoren wird bei den jeweiligen Gaskreisläufen die Flüssigphase von der Gasphase durch Schwerkraft getrennt. Das restliche KOH wird durch den unten liegenden Auslass wieder in den KOH Kreislauf zurückgeführt. Das jeweilige Gas (Wasserstoff in dem einen, Sauerstoff in dem anderen Separator) wird durch den jeweils oben liegenden Auslass in den jeweiligen Gaskreislauf geführt. Die jeweiligen Gase werden in den Gaskühlern auf ca. 40 Grad herunter gekühlt. Anschliessend werden die Gase in einen Wäscher geleitet. Das jeweilige Gas wird hier in eine KOH Vorlage geführt und damit ein Grossteil der restlichen Feuchtigkeit dem Gasstrom entnommen. In einem Gasanalyse Panel wird dann der jeweilige Fremdtypeil der Gase gemessen (H₂ im O₂ und O₂ im H₂). Um eine ex-fähiges Gemisch auf jeden Fall zu vermeiden ist jeweils ein Anteil von max. 2% zugelassen. Der Sauerstoff wird nach der Analyse in die Atmosphäre entlassen. Der Wasserstoff wird nach der Analyse in die Gasreinigung ausserhalb der Container geführt.

Der aus der Gasreinigung (Reinigungs- und Trocknungsanlage) zurückkommende H₂ wird in der H₂ Analyse nochmals auf den Sauerstoffgehalt und die Restfeuchte geprüft, bevor dieser, bei erfüllten Qualitätskriterien über das Produktgasregelventil an den Kompressor übergeben wird.

Das anfallende Kondensat wird über Kondensatventile in den Venting Behälter geleitet.

2.1.3.4. Demin Wasser Zuführung

Das entmineralisierte Wasser (Demin Wasser) wird aus der Demin Wasser Anlage mittels Pumpen in den drucklosen Venting Behälter (-Vessel) geleitet. Das Venting Vessel ist geteilt in eine Sauerstoff und eine Wasserstoff Sektion. Die Trennwand ist im unteren Bereich offen. Dieser Bereich ist jedoch immer zwingend mit einer Wasservorlage gefüllt, so dass sich Restgase in den jeweiligen Behälterhälften nicht vermischen können. Aus diesem Venting Behälter wird dann das KOH mittels den Demin Wasser Pumpen in den KOH Kreislauf gepumpt.

2.1.3.5. Gasanalyse

In einem Gasanalyse Panel wird dann der jeweilige Fremdtypeil der Gase gemessen. H₂ in O₂ und O₂ in H₂. Um eine ex-fähiges Gemisch auf jeden Fall zu vermeiden ist jeweils ein Anteil von max. 2% zugelassen.

Der aus der Gasreinigung (Reinigungs- und Trocknungsanlage) zurückkommende wird in der H₂ Analyse nochmals auf den Sauerstoffgehalt und die Restfeuchte geprüft, bevor dieser, bei erfüllten Qualitätskriterien über das Produktgasregelventil an den Kompressor übergeben wird.

Zur Messung und Steuerung der oben genannten Fluidkreisläufe sind in diesen Containern entsprechende Sensoren und Aktoren verbaut. Die entsprechende Ausrüstung und Verschaltung ist den jeweiligen Stücklisten und PIDs zu entnehmen. Die Betriebsanleitungen der Bauteile ist den jeweiligen Detailbaugruppen zu entnehmen.



Anlagen Layout

Nr.	Beschreibung
1.1	MS Container für Elektrolyse (Eigenverbrauchscontainer)
1.2	Container für alkalischen Druck-Elektrolyse
1.3	Container für Elektrolyse Prozess
1.4	Container für Auxiliaries
1.5	Demineralisiertes Wasser Unit
1.5	Wasseraufbereitung / Druckluftstation
5	Reinigungs- und Trocknungsanlage
6	NS Transformator (AC/DC-Container)
7	Container für Verdichtung
8	Lager & Werkstatt
9a	Befüllungsstation für H2 Anhänger
10	N2 -Gasflaschenbündel
11	Schutzwand
12	Notfalltankdusche
13	Feuerwand REI30 (isolierte Metallkonstruktion mit Sandwichpaneelen)
14	Zwischenspeicher H2
Wi	Schnittstelle Leitungswasser
Wa	Schnittstelle Abwasser
St	Schnittstelle Strom
Gs	Grid Signal
Bs	Brandschutzsystem Signal

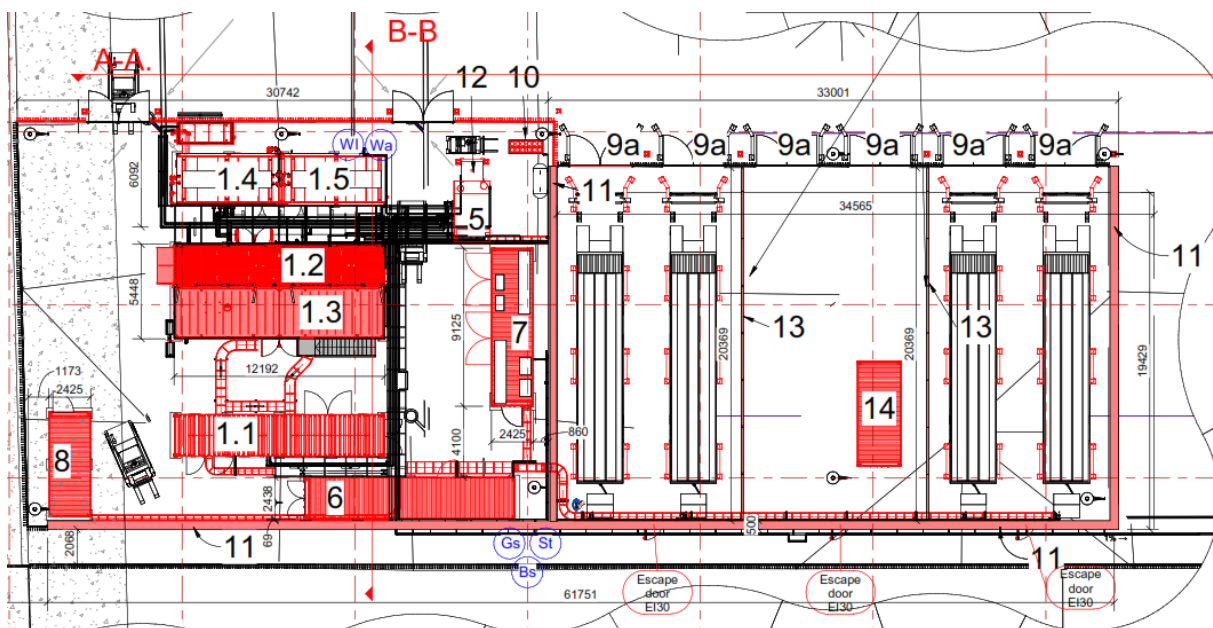


Abbildung 4 Layout der PtG-Anlage an der KVA Buchs der GEKAL



2.1.4 H2 Purification Unit

Der im Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff wird in der Reinigungs- und Trocknungsanlage (RTA, Purification unit) auf die Qualitätsstufe 99,999 % (cat. 5) gereinigt. Nach einem EingangsfILTER, Erhitzer, DeOxo Stufe und Gaskühler wird das entstandene Kondensat abgeschieden. Das Kondensat wird in den Prozesscontainer zurück in das Venting Vessel geleitet.

Der Wasserstoff wird anschliessend in zwei parallel wirkenden Adsorptionskolonnen abschliessend getrocknet. Die beiden Kolonnen werden wechselseitig im Druckwechselverfahren be- und entladen. Der gereinigte Wasserstoff wird anschliessend wieder über eine Rückleitung in den Prozesscontainer geleitet und dort nach der finalen Sauerstoff- und Feuchtemessung über das Druckregelventil an den Kompressor übergeben.

2.1.5 Stickstoffbündel

Das Stickstoffbündel stellt den benötigten Stickstoff zur Inertisierung der Anlage bereit. Die Qualität des Stickstoffs muss mindestens der Reinheit 5.0 ($\geq 99,999\%$) gemäss der DIN EN ISO 14175:N1 entsprechen.

Der Betriebsdruck in der Stickstoffleitung beträgt ca. 9 barg und ist mit einem Sicherheitsventil gesichert, das bei 10 barg öffnet. Zur Überwachung befindet sich ein Drucksensor in der Leitung, der bei Unterschreitung von 8 barg eine Alarmmeldung ausgibt, dass das Stickstoffbündel getauscht werden muss. Wird ein Druck von 7,5 barg unterschritten, darf die Anlage nicht mehr angefahren werden.

2.1.6 Wasseraufbereitung / Druckluftstation

Die Wasseraufbereitungsanlage besteht aus mehreren unabhängig voneinander arbeitenden Anlagenteilen. Dazu zählen eine Enthärtungsanlage, zwei Umkehrosmose-Anlagen (Unit A/B), ein Reinwassertank und eine Druckerhöhungsanlage. Die intelligente Steuerungseinheit der Umkehrosmose-Anlage sorgt für die automatische Umschaltung und Ansteuerung der Umkehrosmose-Module und den Datenaustausch zwischen den einzelnen Anlagen. Im Falle einer Störung in der Enthärtungsanlage wird die Freigabe der Umkehrosmose-Anlage deaktiviert. Die Enthärtungsanlage verfügt über ein manuelles Signal für die Regeneration START und STOP. Aus den Umkehrosmose-Anlagen wird das Wasser in den Reinstwassertank geleitet und von dort mittels Druckerhöhungspumpen in den Venting Vessel im Prozesscontainer gepumpt.

2.1.7 Kühlwassereinheit

Die Kühlwassereinheit besteht aus insgesamt 2 Wasser/Glykol Kühlkreisläufen und einem Kälteaggregat

1. Der Stack-Kühlkreislauf:

Durch die prozesstechnischen Verluste in den Elektrolyseuren wird die KOH Lauge an dieser Stelle stark erhitzt. Vor den Separatoren werden mittels der Lauge diese Temperaturen heruntergekühlt. Und nach den Separatoren vor den Laugepumpen wird die KOH Lauge mittels eines KOH Wärmetauschers weiters abgekühlt.

Die entsprechende Kühlleistung wird von der Kühlwassereinheit in einem geschlossenen Glykol-Kreislauf bereitgestellt. Über die Laugekühler und den KOH Wärmetauscher wird hier durch die Kühlflüssigkeit die Wärmeenergie aus dem KOH Kreislauf entnommen.

Über die Glykolpumpen wird der Wärmestrom an die V Kühler geleitet und dort an die Umgebung abgegeben. Das abgekühlte Fluid wird dann anschliessend wieder in den die Wärmetauscher geleitet.

Bei sehr hohen Aussentemperaturen und erhöhtem Kühlbedarf kann zusätzlich die Leistung der V-Kühler durch adiabatische Verdampfung mittels eingespritztem Wasser erhöht werden.



Zusätzlich zur Kühlfunktion kann der Lauge-Kreislauf, bei Anlauf (ausschliesslich) aus dem komplett kalten Zustand mittels elektrischem Heizer auf die Betriebstemperatur aufgeheizt werden.

2. Der Prozess-Kühlkreislauf:

Mit diesem Kühlkreislauf wird den H₂/O₂ Gaskühlern, den Behältern der Purification Unit und den Gleichrichtern in der AC/DC Unit die Verlustwärme entzogen.

Die entsprechende Kühlleistung wird von der Kühlwassereinheit in einem geschlossenen Glykol-Kreislauf bereitgestellt. Über die entsprechenden Wärmetauscher wird hier durch die Kühlflüssigkeit die Wärmeenergie aus dem jeweiligen Kreisen entnommen.

Über die Glykolpumpen wird der Wärmestrom an die V Kühler geleitet und dort an die Umgebung abgegeben. Das abgekühlte Fluid wird dann anschliessend wieder in den Wärmetauscher geleitet.

2.1.8 Kälteaggregat

Mit diesem Kühlkreislauf wird den Wäschern, den Behältern der Purification Unit und den Schaltschrank im E-Raum die Verlustwärme entzogen.

Eine Verdampferpumpe fördert das erwärmte Medium aus einem Tank über den Verdampfer wieder zurück in den Tank. Hierbei wird das Medium im Verdampfer abgekühlt. Das Kältemittel nimmt im Verdampfer die „Prozess-Energie“ Q₁ auf. Diese wurde dem Medium vom Verbraucher zugeführt. Der Medium Kreislauf vom Tank über den Verbraucher wird durch die Betriebspumpe aufrechterhalten.

2.1.9 Notdusche

Die schwerkraftgespeiste 1500-Liter-Tank- Notdusche ist für den Einsatz in kalten Klimazonen geeignet und kann bei Temperaturen von bis zu -35 °C eingesetzt werden. Durch den geschlossenen Tank benötigt die Dusche keinen Wasseranschluss.

Die integrierte Tauchheizung und die Polyurethan-Isolierung halten die Temperatur des Wassers im Hochbehälter zwischen 15–38 °C. Bei diesen Wassertemperaturen kann der Nutzer für die empfohlene Dauer von 15 Minuten unter der Dusche verbleiben, um eine gründliche Dekontamination zu gewährleisten.

2.2 Prozess Beschreibung

Unter Eintrag von elektrischer Energie findet im Elektrolysestack die Spaltung von Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff statt. Dabei entstehen jeweils ein Wasserstoff/Lauge- und ein Sauerstoff/Laugegemisch. Das Wasserstoff/Laugegemisch strömt über den Stackkühler in den H₂-Abscheider, in dem Lauge über Gravitation abgeschieden wird. Das Sauerstoff/Laugegemisch strömt analog über den Stackkühler in den O₂-Abscheider, in dem ebenfalls Lauge über Gravitation abgeschieden wird.

In den Stackkühlern (Rohrbündelwärmetauscher) wird die Prozesswärme an das Kühlwassersystem übergeben. Die Austrittstemperatur der Gemische aus den Stackkühlern wird durch die Regelventile auf ca. 78 °C geregelt. Die Laugenumwälzpumpe zirkuliert die Lauge aus den Gasabscheidern über den Laugenkühler zurück in die Elektrolysestacks. Im Laugenkühler wird die Prozesswärme an das Kühlwassersystem übergeben. Die Lauge wird über die Durchflussregler entsprechend den gewählten Betriebsbedingungen auf die eingesetzten Elektrolysestacks verteilt. Die Stackaustrittstemperatur wird durch die Durchflussmenge eingeregelt.

Wasserstoff aus dem Gasabscheider verlässt diesen bei etwa 78 °C und wird in zwei Stufen bis auf 10°C abgekühlt. Zunächst wird das Gas gegen Kühlwasser im Wärmetauscher auf ca. 45 °C abgekühlt und anschliessend in den Gaswäscher eingebracht. In diesem Wäscher kühlt das Gas bis auf 10°C ab. Die Behandlung des Sauerstoffs erfolgt analog in Gaskühler und Wäscher.



Der kalte, gewaschene Sauerstoff wird an die Atmosphäre entlassen. Wasserstoff wird in die nachgeschaltete H₂-Reinigungs- und Trocknungsanlage geführt und dort von Restsauerstoff gereinigt und anschliessend getrocknet. Die Regelung der Wasserstoffseite der Elektrolyseanlage ist eine Füllstandsregelung. Die Druckregelung erfolgt über die Sauerstoffseite.

Die Gasreinigung und -trocknung reduziert die Restsauerstoffkonzentration im Wasserstoff und senkt den Taupunkt. Dazu reagiert der Sauerstoff auf einem Palladiumkatalysator mit Wasserstoff zu Wasser ab. Das erhitze Gasgemisch wird im Kühler gekühlt und ein Teil des entstandenen Wassers auskondensiert. Anschliessend wird der Wasserstoff über Adsorption an Aluminiumoxidgel getrocknet. Der gereinigte und getrocknete Wasserstoff wird mit einem Druck von 12-16 barg an den Abnehmer abgegeben.

Das über den Elektrolyseprozess verbrauchte Wasser wird über eine Pumpe aus der Wasseraufbereitung in den drucklosen Zweikammer-Venting Behälter nachgespeist. Aus diesem wird das Wasser durch die Vorlagepumpen in den Laugenkreislauf vor den Laugeumwälzpumpen eingespeist.

Beim Anfahren der Anlage wird diese zunächst mit Stickstoff im Druckwechselverfahren inertisiert. Der dafür notwendige Stickstoff wird über Stickstoffbündel zur Verfügung gestellt.

Im Falle einer Störung wird unmittelbar die Stromzufuhr des Elektrolysestacks unterbrochen, so dass die Gasproduktion stoppt. Die gesamte Anlage wird über Notentspannungsventile definiert drucklos entspannt.

Für die Kühlung der Anlage ist neben dem Prozesscontainer ein Luftkühler installiert. Dieser kühlt zwei geschlossene Kühlwassersysteme mittels Konvektion an die Atmosphäre ab. Aus Frostschutzgründen wird eine Kühlsole eingesetzt: Ethylenglykol (ca. 33%). Das Kühlwasser zirkuliert zu den jeweiligen Wärmetauschern mittels einer Umwälzpumpe. Das Temperaturniveau des Kühlwassers beträgt 32 – 42 °C bzw. 50 – 60 °C.

Als zweites Kühlmittel wird Kompressionskälte auf einem Temperaturniveau von 4 – 8 °C eingesetzt. Dieses geschlossene Kaltwassersystem wird ebenfalls mit Ethylenglykol betrieben und dient der Gaskühlung.

Zur Erhöhung der Anfahrsgeschwindigkeit und Teillastfähigkeit werden zusätzlich zwei in reihe geschaltete Durchlauferhitzer im Kühlwasserkreislauf eingesetzt, der bei Bedarf zur Erwärmung des Systems auf 60 °C eingesetzt werden kann.

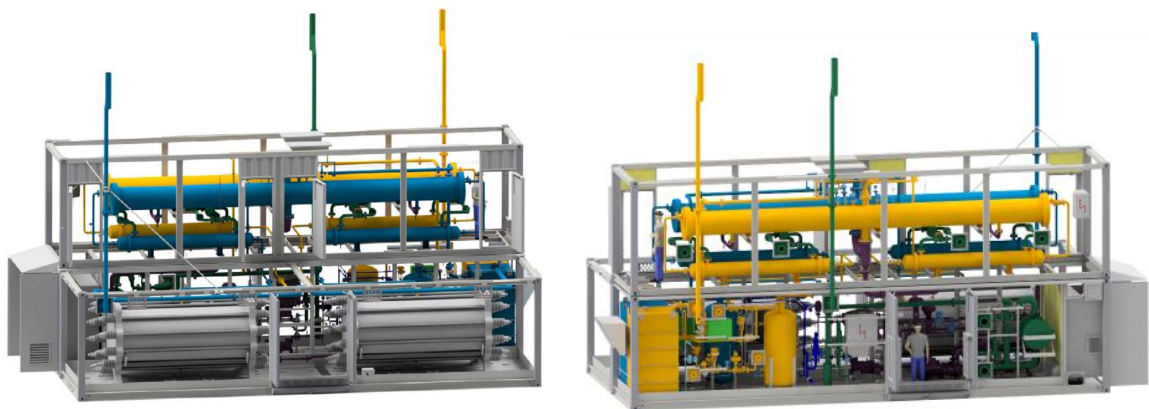


Abbildung 5 Rendering der PtG-Anlage, Stack und Systemtechnik von vorne und hinten.



2.3 Betriebsparameter

Im Folgenden werden die wichtigsten Betriebsparameter und Qualitäten für die einzelnen Gewerke aufgezeigt.

2.3.1 AC/DC Container

Eingangsspannung:	16 kV
AC Leistung:	ca. 3 MVA
DC Spannung:	ca. 400 – 470 V
DC Strom:	3.000 A

2.3.2 Stack Container

H2 Produktion:	ca. 110 – 550 Nm ³ /h
O2 Produktion:	ca. 55 – 275 Nm ³ /h
Betriebstemperatur:	ca. 85 °C
Betriebsdruck:	ca. 16 – 20 barg
Ex-Zone:	Zone 2; 3G IIC T1

2.3.3 Prozess Container

H2 Produktion:	ca. 110 – 550 Nm ³ /h
O2 Produktion:	ca. 55 – 275 Nm ³ /h
Betriebstemperatur:	ca. 20 – 80 °C
Betriebsdruck:	ca. 14 – 20 barg
Ex-Zone:	Zone 2; 3G IIC T1
Steuerluft:	ca. 6 bar

2.3.4 Wasseraufbereitung

Entmineralisiertes Wasser:	ca. 500 – 1.000 l/h
Wasserspeicher:	1.200 L
Qualität:	< 1 µS/cm

2.3.5 Instrumentenluftkompressor

Volumenstrom:	0,847 m ³ /min
Betriebsdruck:	max. 8 bar
Nennleistung:	5,5 kW
Druckluftspeicher:	270 L
Drucktaupunkt	-40 °C
Restölgehalt:	< 3 mg/m ³
Qualität:	ISO 8573-1:2010 Klasse 2

2.3.6 Kühlwasseranlage

Die Kühlwasseranlage ist in drei eigenständige Kreisläufe unterteilt.

2.3.6.1. Kreislauf 50°C



Kühlleistung:	950 kW
Ethylenglykol Gehalt:	ca. 33%
Vorlauftemperatur:	50 °C
Rücklauftemperatur:	60 °C
Lüfterantriebsleistung:	8 x 1,95 kW
Schalldruckpegel:	57 dB(A)
Heizleistung:	2 x 60 kW
Volumenstrom:	max. 90 m³/h
Förderhöhe:	40 m
Motorleistung:	18,5 kW

2.3.6.2. Kreislauf 32°C

Kühlleistung:	450 kW
Ethylenglykol Gehalt:	ca. 33%
Vorlauftemperatur:	32 °C
Rücklauftemperatur:	42 °C
Lüfterantriebsleistung:	8 x 1,45 kW
Wasserverbrauch HydroPad:	max. 1,09 m³/h
Schalldruckpegel:	53 dB(A)
Volumenstrom:	max. 42 m³/h
Förderhöhe:	40 m
Motorleistung:	11 kW

2.3.6.3. Kreislauf 4°C

Kühlleistung:	55 kW
Kältemittel:	R513A
Kältemittelmenge:	ca. 13.6 kg
Ethylenglykol Gehalt:	ca. 33%
Vorlauftemperatur:	4 °C
Rücklauftemperatur:	8 °C
Leistungsaufnahme:	40.7 kW
Schalldruckpegel:	57 dB(A)
Volumenstrom:	max. 22 m³/h
Förderhöhe:	52 m
Motorleistung:	4 kW

2.3.7 Gasaufbereitung

Wasserstoff Output:	Max. 550 Nm³/h
Wasserstoff Qualität:	Reinheit 5.0 (≥99,999%)
Betriebstemperatur:	ca. 10 – 80 °C
Betriebsdruck:	ca. 14 – 16 barg
Elektrische Energie:	27 kW
Ex-Zone:	Zone 2; 3G IIC T1
Steuerluft: :	ca. 6 bar
Steuerluftverbrauch:	max. 1 Nm³/h

2.3.8 Stickstoffbündel

Qualität:	Reinheit 5.0 (≥99,999%); DIN EN ISO 14175:N1
-----------	--



Abbildung 6 Die Elektrolyseuren-Stacks vor dem Einbauen



Abbildung 7 Stack und Systemtechnik in KVA Buchs installiert



Abbildung 8 Wasserstoff Kompressor in KVA Buchs installiert



Abbildung 9 Elektrolyse-Stack im Stack und Systemtechnik installiert



2.4 Betriebskonzept und Energy-Cockpit

Stand November 2023 wird das Energy-Cockpit erstellt und die PtG-Anlage in Betrieb genommen. Die Signalaustausche zwischen GEKAL und HZI sind in Echtzeit somit noch nicht erfolgt. Im Folgenden ist das Konzept erläutert.

Die Anlage wird im realen Marktumfeld mit SDL-Signalen und Spot- bzw. Intraday-Preisen optimiert betrieben. Der Sollwert wird durch den GEKAL bestimmt dank einem Optimierungs- und Steuerungstool (sog. Energy-Cockpit¹²) und der HZI -Steuerung im 15 Minuten-Takt übertragen, wie in der Abbildung 3 im Einführungskapitel dargestellt.

Es werden zwei Betriebssituationen unterscheiden:

- Bei SDL-Betrieb, d.h. bei einem Zuschlag für die SRL-Vorhaltung, negativ und positiv: die PtG Anlage muss dem Summensignal folgen. Dieses besteht aus dem Swissgrid Signal von der UCD Box plus dem Leistungssollwert (durch Cockpit berechnet). Während des Abrufs muss der Leistungssollwert „eingefroren“ werden. Der SRL-Zuschlag erfolgt jeweils wöchentlich am Dienstag für die nächste Woche (Mo bis So).
- Bei nicht-SDL Betrieb, d.h. strompreisoptimierter Fahrplanbetrieb, kommt das Signal nicht über die UCD-Box. Der Sollwert wird in dem Fall nur durch das Energy Cockpit bestimmt (Fahrplan und 15-Minuten Wert).

Weiter werden im Energy-Cockpit die H2-Produktionsmessungen und die Füllstände der Speicher verarbeitet: Dazu sendet HZI dem Energy Cockpit die H2-Produktions- und Speichertemperatur und Druckwerte und deren Verfügbarkeit. Dies erlaubt eine H2-Produktionsplanung, stellt die Erreichung der Vertragswerte sicher, und ermöglicht ggf. eine Optimierung der H2-Hol- und Bring-Logistik der Trailer und ein Erreichen der Sollwerte der H2-Mengen.

Falls die PtG-Anlage nicht zur Verfügung steht (Störung oder Testbetrieb), muss HZI dies GEKAL (d.h. dem Energy Cockpit) mitteilen.

Die Anlage muss „fern“ (GEKAL Cockpit Signal+Swissgrid) und „lokal“ (Inbetriebnahme, Tests) betrieben werden können.

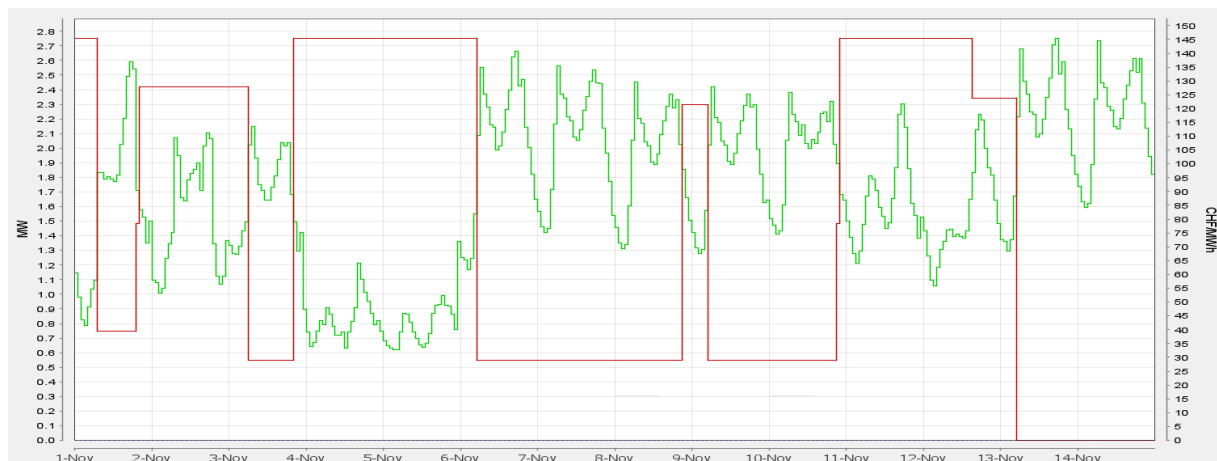


Abbildung 10 Beispiel einer optimierter strompreisgeführter geplanter H2-Produktion (rot). Der Strompreis ist in grün dargestellt. Die Daten werden alle 15 Min. aktualisiert.

¹² Wir verweisen für weitere Informationen zum Energy Cockpit auf unsere Website: https://rytec.ch/energy_cockpit_2023/



3 Vorgehen und Methode

3.1 Inbetriebnahme der Elektrolyse

Dieses Kapitel beschreibt die Inbetriebnahme der Kernanlage der Elektrolyse, d.h. den Inbetriebnahme des Laugenkreislaufes sowie der Gastrennung in einzelnen Schritten. Dies betrifft alle Komponenten und Systeme die sich im Stack-, Prozess- und Separatorcontainer befinden. Alle Messwerte von Sensoren sind im Laufe der warmen IBN auf Reaktion und Plausibilität zu überprüfen.

3.1.1 Erstbefüllung mit Demin-Wasser

In der Elektrolyseanlage befinden sich zwei Fluidsysteme. Im Nachspeisesystem wird das Wasser für die Nachspeisung in das Laugesystem vorgehalten und die Füllstände der zwei Gaswäscher (H₂ und O₂) werden hieraus geregelt. Das Laugesystem ist ein Kreislauf, der die Stacks mit Lauge versorgt und in dem die Trennung der erzeugten Gase (Separatoren) stattfindet.

3.1.1.1. Befüllung des Nachspeisesystems

Das Befüllen dieses System geschieht auf gleichem Wege, wie später im laufenden Prozess das Wasser nachgespeist wird. Das Demi- Wasser wird in das sogenannte Ventingvessel eingefüllt. Aus diesem werden über die Nachspeisepumpen die Wäscher befüllt und alle zu dem System gehörigen Rohrleitungen geflutet und entlüftet.

3.1.2 Befüllung des Laugesystems

Bei der Lauge handelt es sich um ein ätzendes Fluid. Aus diesem Grund muss hier äusserst vorsichtig gearbeitet werden und die Prämisse ist, dass keine Lauge verschüttet wird. Kontakt mit der Lauge ist zu vermeiden und entsprechende Vorkehrungen sind zu treffen. Für die Befüllung und Entleerung sind Anschlüsse vorgesehen (1MHF10AA706, 1MHF13AA702) diese sind Clean Break Kupplungen (female) ausgestattet um Spritzen bei Umkupplungsvorgängen zu vermeiden. Lauge wird mit einer Fasspumpe aus den IBCs in das System gefördert. Sobald ein IBC leer ist muss dieser ausgetauscht werden. Dazu muss die Fasspumpe in einen neuen vollen IBC transferiert werden.

Zur Entleerung des Schlauchs wird eine Kupplung mit angeschlossenem Kugelhahn benötigt. Diese wird mit geschlossenem Kugelhahn angeschlossen an das Schlauchende. Durch eine erhöhte Lage kann nach dem Öffnen des Kugelhahns die Lauge aus dem Schlauch über die Pumpe kontrolliert abgelassen werden.

3.1.3 Befüllung über das Nachspeisesystem

Beim Füllen mit Deminwasser bzw. Kalilauge soll die Funktion der Füllstandsensorik überprüft werden. Zuerst werden die Füllstände der Separatoren geprüft. Beim Befüllen mit Wasser zeigt sich zunächst der Füllstand an der Analogwertmessung. Kurze Zeit später kommt der Leerlaufschutz. Beim weiteren Füllvorgang steigt der Füllstand der Analogwerte bis der Überfüllschutz anspricht. Es ist jeweils der den binären Füllstandmessungen zugehörige Analogwert zu notieren.

3.1.4 Dichtigkeitsprüfung

Alle Komponenten der Anlage sind auf Festigkeit überprüft worden. Die Verbindungen sind noch auf Dichtigkeit zu überprüfen, z.B. könnten sich durch den Transport Verbindungen gelöst haben und sich so Leckagen gebildet haben. Um Undichtigkeiten auszuschliessen bzw. diese beheben zu können



muss eine Dichtigkeitsprüfung nach dem Aufbau erfolgen. Der Laugekreislauf und die Produktgasbehandlung sind Bereiche die mit einander verbunden sind. Allerdings sollte im Gasbereich keine Flüssigkeit und im Flüssigkeitsbereich kein Gas für die Prüfung eingesetzt werden. Deshalb ist eine Kombiprüfung durchzuführen.

3.1.4.1. Dichtigkeitsprüfung Kühlleitungen

Das Kühlsystem der Anlage besteht aus drei Kühlkreisen. Diese werden von der CWU bereitgestellt. Über die Nachspeiseleitung lassen sich alle drei Kühlkreise verbinden um einen Prüfbereich zu bilden. Die Kühlkreise bestehen aus Rohrleitungen von HZI-Z, HZI-B und der CWU. Eine Gesamtheitliche Dichtigkeitsprüfung ist erstrebenswert. Dies bedarf der Koordination dieser Tätigkeiten. Mit Pfeilen sind möglich Anschlusspunkte markiert für (Messeinrichtungen und Druckerhöhungseinrichtung). Aus Überlegungen der Praktikabilität ist eine pneumatische Probe mit Stickstoff erstrebenswert. Der zu wählende Prüfdruck sollte 4 barg betragen. Bei höheren Prüfdrücken (ab 5 barg) müssen die Sicherheitsventile aus dem Prüfbereich herausgenommen werden. Der Prüfdruck wird über mindestens über 30 min gehalten werden und bei Druckabfall ist die Leckage zu suchen (mit Leckagesuchspray) und zu beheben.

3.1.4.2. Dichtigkeitsprüfung Laugesystem

Die laugeführenden Leitungen und Behälter, dies sind die Separatoren und die Stacks, werden mit Wasser auf Dichtigkeit geprüft. Hierzu werden die Separatoren überfüllt. Die Trennung zu den Wäschern wird über die geschlossenen Hähne 1MHA10AA302 und 1MHB10AA302 sichergestellt. Der Anschluss der Druckerhöhungspumpe (Handpumpe: Rothenberg) kann z.B. über die markierten Punkte realisiert werden. Der Prüfdruck ist 18 barg. Für die Druckkontrolle können alle Druckmessungen im System verwendet werden z.B. die Sensorik in den Separatoren 1MHA10CP001 und 1MHB10CP001.

3.1.4.3. Kombinierte Dichtigkeitsprüfung Gassystem

Das Laugesystem sollte mit Demi- Wasser gefüllt sein. Um Gaseinsatz zu minimieren sollte ein hoher Füllstand in den Separatoren gewählt werden (80%), es sollte allerdings weiterhin ein klarer Gasraum in den Separatoren existieren. Der Grund dafür ist, dass in den Separatoren der Inertisierungszugang realisiert ist über den der Druckaufbau durch die N2- Station geschieht. Auf der H2 Seite existiert ausserdem noch die RTA und die Leitungen des trockenen H2. Die RTA kann in der Prüfung integriert werden und die feuchte H2 Leitung mit der trockenen H2 Leitung miteinander verbinden.

3.1.5 Erste Gas Produktion

Jetzt erfolgt die erste Gasproduktion über Dach hierbei werden getestet:

- Test An- Abfahren unter Betriebsbedingungen
- Einstellung und Optimierung der Regler
- Inbetriebsetzung der RTA
- Adsorptionstrocknung einfahren und trocknen
- Stabiler Betriebszustand zur Verifizierung der Performance
- On spec. Wasserstoffproduktion

3.1.6 Leistungstests während der Inbetriebnahme

Bei der Warm-Inbetriebnahme wurde das Elektrolysesystem an zwei verschiedenen Betriebspunkten getestet: 20 und 100 % Nennleistung. Die Tests ergaben keine Auffälligkeiten, die die Leistung oder Sicherheit der Anlage beeinträchtigen könnten. Die Screenshots der Steuerungssoftware zeigen alle kritischen Parameter in den folgenden Abbildung 11 und Abbildung 12.



Bisher sind nur diese ersten Tests abgeschlossen. Im nächsten Kapitel beschreiben wir das Testprogramm, das zur Qualifizierung der Anlage für den SRL-Betriebsmodus geplant ist.

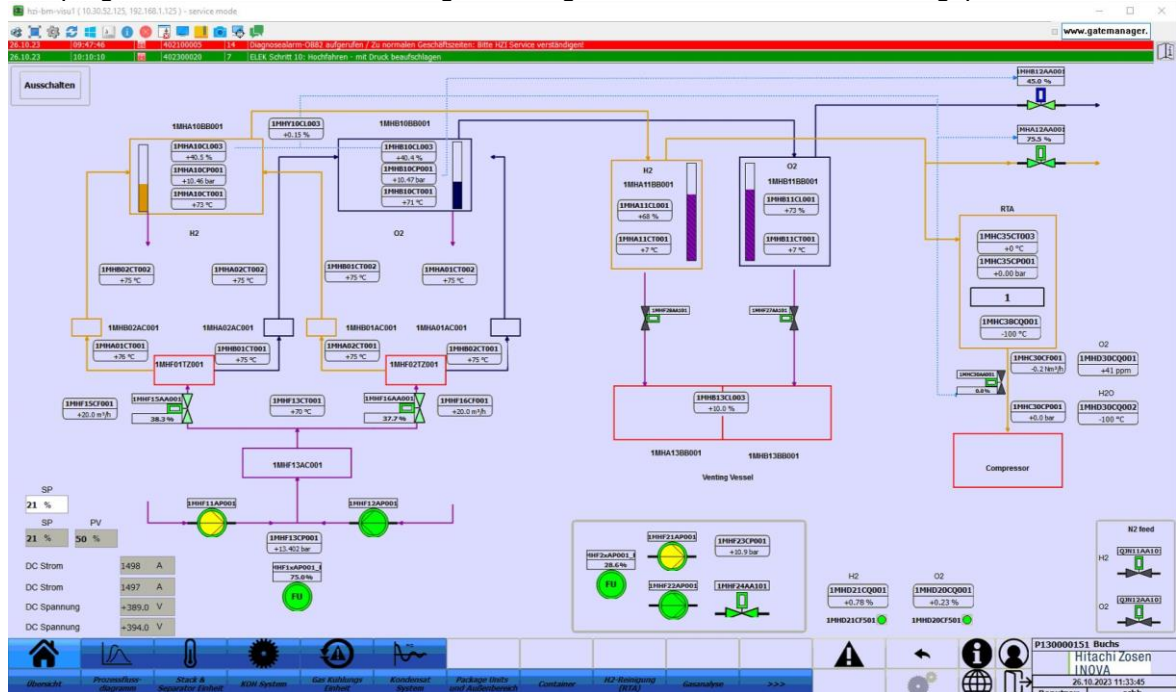


Abbildung 11 Inbetriebnahme – Elektrolyse bei 100% Nennleistung

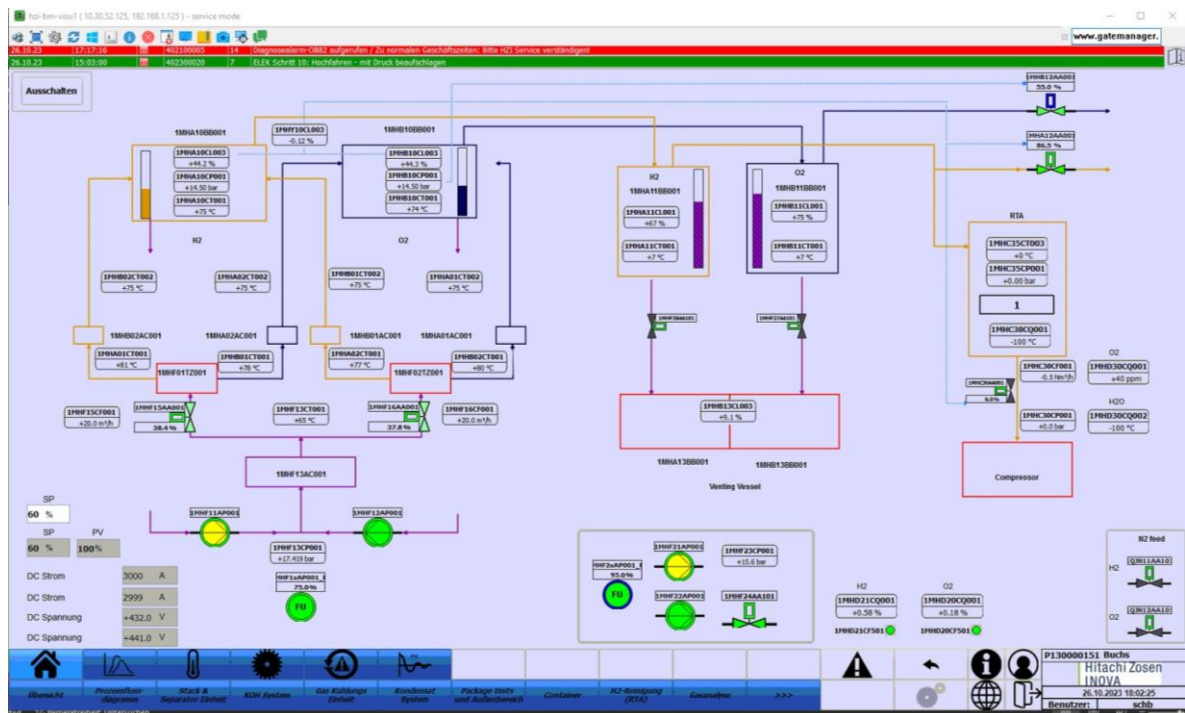


Abbildung 12 Inbetriebnahme – Elektrolyse bei 100% Nennleistung



3.2 Testprogramm: SRL-Betrieb Qualifikation und weitere Betriebstests

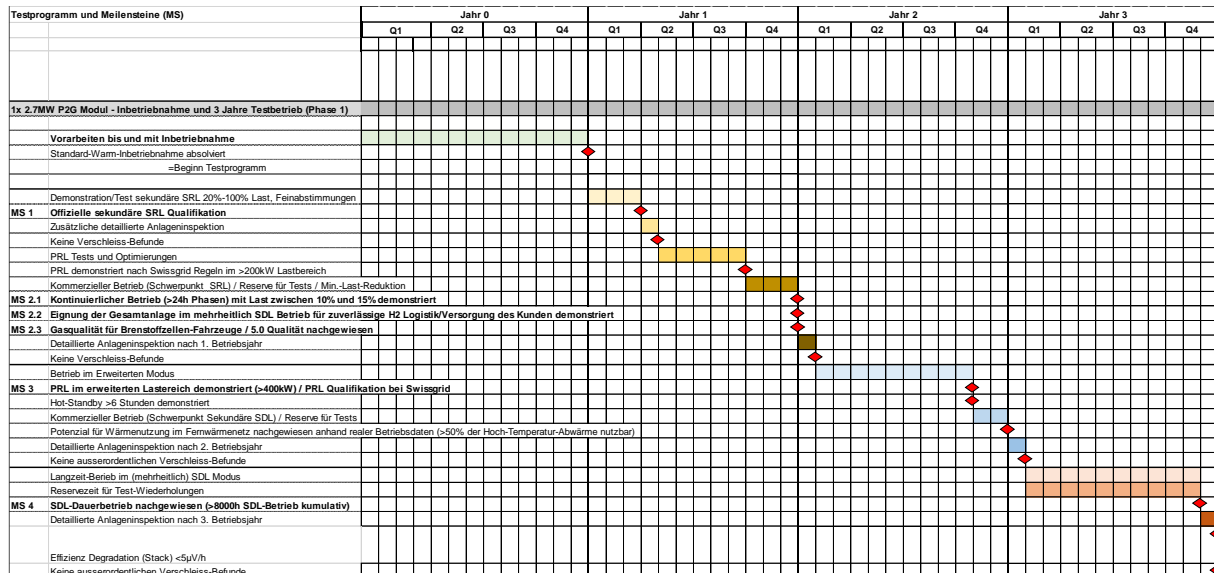


Abbildung 13 Testprogramm – Inbetriebnahme, SRL-Betrieb Qualifikation und weitere Betriebstests

	SRL Fähigkeit vorhanden	SRL Qualifikation absolviert	Minimallast der Anlage	SRL- Leistung verfügbar	Minimallast/G rundlast PIG	Last während Tests (nicht SDL-Betrieb)	Grobe Versuchsbeschreibung
	ja/nein	ja/nein	% Last	MW	MW		
	ja	nein	20%	2.20	0.55	40%	Vorarbeiten bis und mit Inbetriebnahme
	ja	nein	20%	2.20	0.55	40%	überwiegend Versuchsbetrieb, keine/wenig kommerzieller SDL-Betrieb
	ja	ja	20%	2.20	0.55	40%	Inspektion
	ja	ja	20%	2.20	0.55	40%	50% Std. Versuchsbetrieb PRL, 50% Std SDL-SRL kommerziell
	ja	ja	20%	2.20	0.55	40%	50% Std Versuchsbetrieb zur Reduktion der Minimallast, 50% Std SDL-SRL kommerziell
	ja	ja	15%	2.34	0.4125	40%	Status nach voriger Versuchsphase (Ziel 10% Min-Last, Annahme 15%)
	ja	ja	15%	2.34	0.4125	40%	Inspektion
	ja	ja	15%	2.34	0.4125	40%	Betrieb (unter detaillierter Beobachtung durch HZ) mit überwiegend (2/3 Std.) SRL--Betrieb , ggf. Anteile von PRL
	ja	ja	15%	2.34	0.4125	40%	Kommerzieller Betrieb (Schwerpunkt Sekundäre SDL) / Reserve für Tests
	ja	ja	15%	2.34	0.4125	40%	Inspektion
	ja	ja	10%	2.48	0.275	40%	Kommerzieller Betrieb (Schwerpunkt Sekundäre SDL) / Reserve für Tests
	ja	ja	10%	2.48	0.275	40%	Kommerzieller Betrieb (Schwerpunkt Sekundäre SDL) / Reserve für Tests
	ja	ja	10%	2.48	0.275	40%	Inspektion

Abbildung 14 Testprogramm – Versuchsbeschreibung nach Phase

3.3 Ziele des Demonstrationsbetriebs

- Demonstration der Eignung aller Systemkomponenten für den stark schwankenden Betriebsmodus (SDL)
 - Lebensdauer-Auswirkungen auf verschiedene Komponenten (z. B. Stacks, Gasreinigung, Kompressoren, Pumpen)
 - Verfügbarkeit für kontinuierliche sekundäre SDL-Angebote



- Ausdehnung (soweit wie möglich) des Betriebsfensters in Richtung:
 - Höhere Lastgradienten (primärer SDL)
 - Niedrigere Mindestlasten
 - Höchstdauer des Warmbereitschaftsmodus
- Quantifizierung des Optimierungspotenzials für zukünftige Anlagen
 - Optimierung des zukünftigen Anlagenentwurfs basierend auf:
 - Nutzungsanalysen der Ausrüstung (d. h. H2-Speichernutzung)
 - Thermische Integrationsanalysen basierend auf realen Betriebsdaten (Seite KVA und PtH-Anlagenseite)
 - Bewertung des verbesserten Betriebsverhaltens (d. h. niedrigere Teillast, steilere Gradienten, erweiterter Warmbereitschaftsmodus)

3.3.1 Testplan

- 1. Jahr, ~1. Quartal
 - Inbetriebnahme der Anlage
 - Aktivierung aller Standardfunktionen
 - einschliesslich SDL-Sekundär (offizielle SDL-Sekundärqualifikation mit Swissgrid: noch festzulegen)
 - Ausführung des SDL-Sekundärtestprogramms – Ergebnisse an Swissgrid liefern
 - Mittlere Betriebsdauer mit diesen Funktionen
 - Einige kontinuierliche/stabile Betriebsphasen bei verschiedenen Belastungen
 - Einige SDL-Betriebsphasen (simuliert oder real)
 - Bereitstellung allgemeiner Erfahrungen und Daten für die detaillierte Einrichtung erweiterter Funktionen
 - Bestimmung der Fähigkeiten zur Bereithaltung im Warmbereitschaftsmodus
 - Inspektionen: Minimale Standortüberprüfung am Ende dieses Zeitraums (keine oder minimale Anlagenstillstandszeiten)
- 1. Jahr, ~ 2., 3. und 4. Quartal
 - Aktivierung erweiterter Funktionen, soweit erreichbar. Die Inbetriebnahme erfordert eine Phase mit reduzierter Anlagenverfügbarkeit
 - Niedrigere Teillast (Stack-Niveau oder Stackwechsel)
 - SDL-Primär (bei begrenzter Laststufe)
 - Betrieb
 - SDL-Sekundärqualifikation bei Swissgrid
 - Betriebsmodus mit Phasen von:
 - SDL-Sekundär im erweiterten Lastbereich (soweit wie möglich erweitert)
 - Kontinuierlicher Betrieb
 - Einige SDL-Primärphasen – Lastbereich und Nutzungsdauer noch festzulegen.
 - Optimierung des Gesamtbetriebs der Anlage (z. B. Elektrolyseur, Gasreinigung, Kompressoren, Speicher: Betriebszeitplan, Nutzungsoptimierung; Ziele: z. B. Minimierung von Kaltbetriebsphasen, Reduzierung von Dauerlastwechseln, Betrieb mit reduziertem Verschleiss)



- Überprüfung durch Dritte
 - SDL-Dienstleistungsfähigkeiten (Swissgrid) - Beginn dieser Phase
 - Produktgasqualität
 - Detaillierte Datenerfassung für spätere Analysen
 - Inspektion
 - Vollständige (vom Elektrolyseur bis zu den Auslieferungspunkten des Produktgases) Standortüberprüfung am Ende dieses Zeitraums
 - Ziel: unerwartete Verschleissniveaus an einzelnen Komponenten identifizieren
 - Normale jährliche Wartung durchführen
 - Inspektion eines Stacks (Demontage, Wiederausammenbau) - bei unerwartetem Abbau und/oder geplanter Stilllegung des Stacks zu diesem Zeitpunkt
- 2. Jahr
 - Wiederinbetriebnahme und Anpassungen an die Eigenschaften der neuen Stacks
 - Details des Steuersystems (z.B. in Bezug auf 2 gegenüber 4 Stacks)
 - Lastgrenzen und Gradienten
 - Betrieb im SDL-Sekundärmodus zur Gewinnung langfristiger Erfahrungen
 - Detaillierte Datenerfassung für spätere Analysen
 - Datenanalysen
 - Potenzialanalyse für thermische Integration (Details siehe unten)
 - Analyse der Machbarkeit und der Vorteile des Betriebs der Anlage bei untragbar niedrigen Lasten im SDL-Modus
 - Inspektion
 - Vollständige (vom Elektrolyseur bis zu den Auslieferungspunkten des Produktgases) Standortüberprüfung am Ende dieses Zeitraums
 - Ziel: unerwartete Verschleissniveaus an einzelnen Komponenten identifizieren
 - Umfang entsprechend den Ergebnissen anpassen
 - Normale jährliche Wartung durchführen
 - Inspektion eines Stacks (Demontage, Wiederausammenbau) - bei unerwartetem Abbau und/oder geplanter Stilllegung des Stacks zu diesem Zeitpunkt
 - 3. Jahr
 - Aktivitäten im Wesentlichen analog zum 2. Jahr
 - Abschluss der Datenanalysen
 - Wiederholung der Verifizierungen durch Dritte gegen Ende des 3. Jahres
 - Endgültige Produktgasqualität
 - Schlussfolgerungen
 - Betriebsmodi und deren Optimierungspotenzial für zukünftige Anlagen
 - Verschleiss und Abbau durch intermittierenden (SDL) Betrieb verursacht
 - Wirtschaftliche Aspekte der SDL-Marktteilnahme

3.3.2 Detailliertes Testprogramm

Das folgende detaillierte Testprogramm wurde entwickelt, um sicherzustellen, dass die Anlage gründlich getestet wird, um ihr Betriebsfenster zu definieren und ihre Fähigkeit zu bestätigen, flexibel betrieben zu werden. Am wichtigsten ist, dass das Programm darauf ausgelegt ist, seine Fähigkeit zur effizienten und sicheren Bereitstellung von ergänzenden Netzwerkdiensten zu demonstrieren.



Durability test / Demonstration Test Program for GEKAL 2.75MW PtH Plant			
	Week	Plant commissioning -> PAC	
Year 1	2	Operation - Standard features	Operation at various constant loads
	4	Operation - Standard features	Demonstration of SDL secondary, finetuning
	6	Operation - Standard features	SDL secondary Qualification run
	9	Operation - Standard features	Hot standby testing
	11	Operation - Standard features	Implementation of lesson learned logic changes
	12	Inspection & Maintenance	site review - small
	16	Operation - Extended features	lower part load
	18	Operation - Extended features	lower part load
	20	Operation - Extended features	SDL primary
	22	Operation - Extended features	SDL primary
	23	Operation - Extended features	SDL primary
	25	Operation - Extended features	SDL primary
	29	Operation - Extended features	Optimization of complete plant operation
	30	Operation - Extended features	Reserve time
	31	Operation - Extended features	Reserve time
	32	Inspection & Maintenance	normal annual maintenance
	33	Inspection & Maintenance	site review - full
	40	Operation - Extended features	re-do
	46	Operation - Extended features	re-do
	48	Operation - Extended features	re-do
	52	Operation - Extended features	Operation - Extended features
Year 2	58	Operation - Extended features	reserve time
	94	Long term operation	SDL secondary
	98	Long term operation	reserve time
	99	Inspection & Maintenance	normal annual maintenance
	100	Inspection & Maintenance	site review - full
	100	Inspection & Maintenance	stack replacement (likely not required)
	101	Recommissioning with new stacks	actual commissioning (likely not required)
	103	Recommissioning with new stacks	optimizations related to new stacks (likely not required)
Year 3	123	Long term operation	SDL secondary
	126	Long term operation	reserve time
	129	Testing	t.b.d
	149	Long term operation	SDL secondary
	151	Long term operation	reserve time
	152	Inspection & Maintenance	normal annual maintenance
	154	Inspection & Maintenance	site review - full



4 Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse

4.1 Bauarbeiten

Zur Versorgung der H2-Anlage musste die bestehende MS-Schaltanlage erweitert werden. Aufgrund des hohen Alters der Anlage, wurde diese komplett ersetzt. Die H2-Anlage benötigt einen MS-Schalter für die Versorgung des Eigenverbrauchstrafo und einen Schalter für Elektrolysetrafo. Sollte die Anlage erweitert werden, stehen zwei weitere MS-Schalter zur Verfügung.

Für die Stromversorgung und die Kommunikation wurde ein ca. 160m langer Kabelblock im Erdreich verlegt. Die komplette Kommunikation erfolgt über ein LWL Kabel. Für die Wasserzuführung wurde eine Oberirdische Leitung installiert. Das anfallende Abwasser wird direkt beim entsprechenden Container in die vorhandene Entwässerung geleitet und gelangt über das Rückhaltebecken in die öffentliche Kanalisation.

Da der vorhandene Platz für die Flächenentwässerung unterschiedliche Gefälle aufweist mussten Massnahmen getroffen werden. Daher wurde für die Container wie auch für die Brandschutzwände etliche Streifenfundamente gebaut. Somit konnte eine einheitliche Höhenkote garantiert werden und die Installationen sollten sich nicht senken.

Die Brandschutzmauern wurden mit Betonelementen von Swissblock ausgeführt. Diese erfüllen die notwendigen Vorgaben. Sollte die Anlage wieder einmal zurückgebaut werden, können diese Elemente leicht zurückgebaut und weiterverwendet werden.

4.2 Montagearbeiten

Die Gesamtanlage ist als Containerbauweise ausgeführt. Alle Container wurden in den Werkstatt von Lieferanten gefertigt. Vor Ort wurden nur die Electrolysen Stacks in den vorgefertigten Container reingebracht, verkabelt und verrohrt. Die Container wurden an vorgefertigten Fundamenten entsprechend positioniert. Die Verkabelung und Verrohrung zwischen den Containern erfolgte vor Ort. Zusätzlich wurden noch die Sicherheitskomponenten (LKW-Führungen, Stoppers, Brandschutzwände...) vor Ort montiert. Ein Teil der Montagearbeiten sind Dichtheits- und Druckprüfungen der Rohrleitungen inkl. Spülung der Rohrleitungen. Das Elektrosystem wurde inspiziert und freigegeben. Ein mechanisches und elektrisches Fertigstellungszertifikat wurde erstellt.

4.3 Inbetriebnahme

Jeder Container (Anlagenteil) wurde zuerst kalt in Betrieb genommen, d.h. ohne Wasserstoff. Die Anlage wurde mit Betriebsmitteln befüllt. Alle Pumpen und Ventilatoren wurden getestet und den Signalaustausch zwischen den Komponenten und dem Hauptsteuersystem geprüft. Ein Kaltinbetriebnahme Zertifikat wurde erstellt. Bei der Warminbetriebnahme wurden die Gleichrichter zum ersten Mal unter Spannung gesetzt und die Stacks mit dem Gleichstrom beaufschlagt. Die Anlagenteile wurden mit dem Wasserstoff Schritt für Schritt befüllt. Nach abgeschlossener Warminbetriebnahme wird ein Zertifikat erstellt.

4.4 Sicherheitsmassnahmen

Mehrere relativ aufwändige Sicherheitsmassnahmen mussten umgesetzt werden. Insbesondere zu erwähnen sind:

- Umzäunung des gesamten Areals. Dies ist nicht Vorschrift, aber wurde hier gefordert wegen dem Mischverkehr und weil sich Drittpersonen auf dem Areal der KVA befinden. Die



Elektrolyseanlage ist somit von einem 3m hohen Zaun umgeben. Der Zugang erfolgt über 2m hohen abschliessbare Tore, deren Schlüssel nur das befugte Anlagenpersonal hat.

- Die Elektrolyseanlage und die 6 Befüllstationen sind auf 2 Seiten von 4 m hohen Betonwände umgeben (Seite Nachbarsparzelle und Seite Anfahrsareal). Diese Wand benötigt hinter den Trailern Brandschutztüren und Fluchtwege. Die 4 m hohe Betonwände wurden ebenfalls zwischen den Trailerbefüllstationen gebaut. Die Anzahl Wände zwischen den Trailer konnte auf 2 reduziert werden (eine Zwischenwand alle 2 Befüllstation), so dass je 2 Trailer in einem Brandschutzabschnitt liegen.
- Die Betonwand gegen die Nachbarparzelle ist gleichzeitig die **Lärmschutzwand**. Es wurden SwissBlock Systemsteine gewählt.
- Brandschutzwände Elektrolyseanlage:
 - Der AC-DC-Container und Eigenverbrauchscontainer wurden versetzt aufgestellt, so dass die Mittelspannungsteile in den zwei Containern vis-a-vis liegen und nur eine relativ kurze Brandschutzwand dazwischen nötig ist. (s.
 - Innerhalb der Container ist ebenfalls eine Brandschutzwand, welche den Mittelspannungsteil und der Rest trennt.
- Jeder Raum höher als 20 cm (d.h. ebenfalls Zwischenböden mit Rohrleitungen) musste mit einem Rauchmelder ausgestattet werden.
- Brandlöscher müssen vorhanden sein, aber keine Sprinkleranlage
- Branddetektoren (Brandsensor) wurden im Kompressor Container und an jeder Wasserstoff Befüllungsstation montiert.
- Die BMA (Brandmeldeanlage) der Anlage musste an die BMA der KVA integriert werden.
- Ebenfalls mussten Wasserstoffdetektoren in allen Container mit Wasserstoff montiert werden.
- Der Mindestabstand zwischen den Prozesscontainer (ATEX-Zone) und dem AC/DC-container ist 4 m.
- Blitzschutz : 10 ca. 13 -16 m hohe Stangen schützen die gesamte Anlage gegen Blitzeinschlag, inkl. entsprechende Betonsockel. Alle ATEX-Zonen müssen mit einer Blitzschutzanlage abgedeckt werden. Dies ist eine spezifische Schweizer Vorschrift.
- Anfahrschutz: Führungshilfen für Rückwärtsfahren der Trailer-Lastwagen in den H2-Trailerbefüllstationen (Leitplanken)
- Zugänglichkeit von jedem Container gemäss SUVA-Vorschriften (Treppen zum Ein- und Ausstieg der Container)
- Alle Container ab 2.5 m Höhe müssen standardmässig oben begehbar sein und brauchen Anhaltspunkte für die Sicherung oder ein Gelände.
- Notduschen (Körper- und Augendusche) ist Vorschrift (Kalilauge)
- Erste Hilfe Paket vor Ort
- Schlüsselkonzept: Die Feuerwehr muss Zugriff zu allen Anlageteile und Tore haben. Deswegen musste ein Schlüsselkonzept erstellt und alle Schlosser ausgewechselt werde, da die Container mit anderen und verschiedenen Schlosser geliefert werden.
- Die Elektroinstallationen (Kabel, Anschlüsse, ...) sind spezifisch für ATEX-Zonen gefertigt und mussten von Electrosuisse abgenommen werden (Electrosuisse ist zertifiziert für Sicherheitsnachweise im ATEX-Bereich). Gewisse Elektroinstallationen mussten auch spezifisch für H2 zertifiziert werden.



- Nur spezifisch auf dieses Areal geschulte LKW-Fahrer dürfen die H2-Trailer anbringen, anschliessen und abholen. Sie erhalten auch separat einen Schlüssel für die Befüllungsstation.

4.5 Kosten Sicherheitsmassnahmen

Die Investitionskosten der Sicherheitsmassnahmen sind hier aufgeführt:
(Die Planungsaufwände nicht inbegriffen)

Massnahme	Kostenträger		Kosten in CHF (exkl. MWSt.)
Betonwand um die Anlage und zwischen den Trailer (SwissBlock)	GEKAL		180'000
Brandschutztüren in der Wand (Flucht)	GEKAL		26'000
Fundamente für Blitzschutz	GEKAL		40'000
Brandmeldeanlage inkl. Rauchmelder, Wasserstoffdetektion, Brandsensoren	HZI		90'000
Integration der Brandmeldeanlage in einen existierenden BMA System von GEKAL	HZI		10'000
Blitzschutz	HZI		137'000
Anfahrtsschutz, Brandschutzwand	HZI		69'000
Sicherheitsbeauftragter SiBe	HZI		58'000
Bodenmarkierungen	HZI		5'000
Leitplanken und Tore, Zaun	HZI		62'000
Zertifikation (TÜV, SVGW)	HZI		40'000
Anhaltspunkten und Geländer am Container	HZI		9'000
Notduschen (Körper- und Augendusche)	HZI		13'000
Erste Hilfe Paket	HZI		7'000
Schlüsselkonzept	HZI		8'000
Brandlöscher	HZI		1'000
Zugänglichkeit und Fluchtwege sowie Treppen zum Ein und Ausstieg aus den Containern	HZI		8'000
ATEX und H2 konforme Elektroinstallation, inkl. Abnahme	HZI		80'000
Schulung der LKW-Fahrer vor Ort	HZI		3'000
Total			846'000



5 Weiteres Vorgehen

Stand 8. November 2023

- Inbetriebnahme: Dezember 2023
- Präqualifikation SRL: Mitte Dezember 2023
- Test gemäss Testprogramm (s. Kapitel oben)

Für die wirtschaftliche Analyse werden die Betriebsdaten analysiert und mit den Erwartungswerte verglichen.

Es sind folgende Werte und Erfahrungen (qualitativ) wichtig :

- Zuverlässigkeit der Anlage, auch betr. Sollwert
- Verfügbarkeit der Anlage für den SDL Betrieb (gemessen in Wochen)
- Anzahl Wochen mit SDL Zuschlag
- Gesamteffizienz: Stromverbrauch pro produzierte H2 in kWh / kg H2
- Einfluss der H2-Logistik auf den KVA-Betrieb
- Planbarkeit und Logistik der H2-Abnahme
- Alterung der Stacks
- Unterhaltskosten und Verschleissteile
- Ausserordentliche Einsätze vom Serviceteam