



Zwischenbericht vom 23.12.2021

Hybridkraftwerk – Power-to-Gas zur Flexibilisierung einer KVA



Bildquelle: Limeco©



Datum: 23.12.21

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

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

Subventionsempfänger/innen:

Limeco
Reservatstrasse 5, 8953 Dietikon
www.limeco.ch

Swisspower AG
Schweizerhof-Passage 7, 3011 Bern
www.swisspower.ch

Rytec AG
Alte Bahnhofstrasse 5, 3110 Münsingen
www.rytec.ch

Autor/in:

Thomas Di Lorenzo, Limeco, thomas.dilorenzo@limeco.ch
Fabian Blaser, Rytec AG, fabian.blaser@rytec.ch
Thomas Peyer, Swisspower AG, thomas.peyer@swisspower.ch
Mauro Montella, Swisspower AG, mauro.montella@swisspower.ch

BFE-Projektbegleitung:

Men Wirz, men.wirz@bfe.admin.ch
Sandra Hermle, sandra.hermle@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502058-01

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



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis	4
Ausgangslage – Hintergrund – Ziele	5
Anlagenbeschrieb Hybridkraftwerk.....	6
Projektrückblick und Projektstand Ende 2021 der PtG-Anlage.....	8
Betriebsweise der PtG-Anlage	9
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen zur PtG-Anlage.....	10
Flexibilisierung der Gesamtanlage (Hybridkraftwerk).....	11
Analyse und Potenzial der flexiblen Leistung (Flex-Elemente).....	11
Betrachtung der flexiblen Betriebsweise der Gesamtanlage	12
Ausweitung der Flexibilitätsbewirtschaftung – Ausblick Phase B	13



Abkürzungsverzeichnis

A-WP	Absorptions-Wärmepumpe
ARA	Abwasserreinigungsanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
Flex-Elemente	Vorhandene oder im Projekt angedachte Anlagen oder Aggregate, dessen Regelung direkt Einfluss auf die Stromeinspeisung hat, die Flexibilität der Gesamtanlage entscheidend beeinflussen oder für die Flexibilität anderer Anlagen/Aggregate essenziell sind
IBN	Inbetriebnahme
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
ND	Niederdruck(-dampf)
PtG	Power-to-Gas; Umwandlung von Strom in Gas (Wasserstoff, Methan)
PtX	Umwandlung von Strom in flüssige oder gasförmige Energieträger
PEM	Proton Exchange Membran - Elektrolyse (Art der Elektrolyse)
PRL	Primärregelleistung
RGR	Rauchgasreinigung
RGR-WRG	Rauchgasreinigungs-Wärmerückgewinnung
RL	Regelleistung (RL+ / RL-)
SBG	Schmack Biogas Service GmbH
SDL	Systemdienstleistung (im Stromnetz)
SRL	Sekundärregelleistung (SRL+ = positive SRL; SRL- = negative SRL)
TG	Turbogruppe (Turbine und Generator)
TRL	Tertiärregelleistung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (z.B. Swissgrid)
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung (z.B. Blockheizkraftwerk)



Ausgangslage – Hintergrund – Ziele

Als regionales Unternehmen im Limmattal versorgt Limeco die Bevölkerung mit umweltfreundlicher Fernwärme und Strom. Die Energie gewinnt Limeco durch den Betrieb einer Kehrrechtverwertungsanlage (KVA) und einer Abwasserreinigungsanlage (ARA) in Dietikon. Gemeinsam mit acht Schweizer Energieversorgungsunternehmen realisierte Limeco eine Power-to-Gas (PtG) Anlage. Es handelt sich um die erste industrielle PtG-Anlage in der Schweiz, die ab Januar 2022 erneuerbares Gas ins Gasnetz einspeisen wird. Die Gesamtanlage wird im Weiteren auch als Hybridkraftwerk bezeichnet.

Die vom Bund festgelegten energiepolitischen Ziele – insbesondere der Zubau von Photovoltaikanlagen von bis zu 34 TWh und die sukzessive Stilllegung der Schweizer Kernkraft führen zu einem saisonalen Ungleichgewicht der Stromversorgung in der Schweiz. Im Sommer besteht ein Produktionsüberschuss und im Winter muss die Schweiz Strom importieren. Mit den vorhandenen Stromspeicherkapazitäten kann kein genügend grosser Ausgleich saisonal sichergestellt werden. Das fehlende Stromabkommen mit der EU beeinträchtigt die Versorgungssicherheit der Schweiz zusätzlich. Daraus ergeben sich neue Anforderungen für ein zukünftiges Energieversorgungssystem, das mit einer volatilen und dezentralen Energieerzeugung umgehen muss.

Die o.g. strukturellen Veränderungen wirken sich ausserdem auf die Stromnetzstabilität und die Bereitstellung von Regelenergie aus. Aktuell stellen in der Schweiz die Wasserkraftwerke einen grossen Anteil für die Vorhaltung von Regelleistung und Regelenergie sicher.

Eine Schlüsselfunktion bei der Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien werden PtG-Anlagen haben. Mit der Umwandlung von Überschussstrom zu Wasserstoff und der nachgeschalteten Methanisierung mit einer CO₂-Quelle, können klimaneutrale Brenn- und Treibstoffe erzeugt werden. Durch Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur können PtG-Anlagen sowohl bei der saisonalen Energiespeicherung als auch bei der Bereitstellung von Regelenergie einen wichtigen Beitrag leisten.

Der vorliegende Kurzbericht beschreibt den bisherigen Projektfortschritt der neu erstellten PtG-Anlage sowie die analytischen und konzeptionellen Ergebnisse betreffend die Nutzung der zusätzlichen Strom-Flexibilitäten beim künftig gemeinsamen Betrieb der PtG-Anlage mit der KVA und ARA.

Das P&D Projekt umfasst hauptsächlich die Integration der PtG-Anlage, deren Hauptkomponenten der Elektrolyseur mit einer Nennleistung von 2,5 MW und die biologische Methanisierung sind. Die PtG-Anlage ist vollständig in die bestehende Infrastruktur der KVA und ARA integriert. Konkret werden der aus der Abfallverbrennung erzeugte Strom und das aus der Abwasserbehandlung entstehende CO₂ im Klärgas über die PtG-Anlage in Biomethan umgewandelt und ins Gasnetz eingespeist. Im Zusammenschluss mit dem an der KVA angeschlossenen Fernwärmenetz bestehen zusätzliche Potenziale für Energiespeicher- und Regelfähigkeiten. Optional soll der Wasserstoff in mobile H₂-Container bzw. H₂-Trailer abgefüllt werden und weiteren Sektoren wie etwa für Mobilitätsanwendungen oder dezentrale Methanisierung bei CO₂-Quellen zur Verfügung gestellt werden.

Im Rahmen des P&D Projektes wurden in Abstimmung mit dem BFE folgende Projektziele definiert:

- **Bau, Inbetriebnahme, stabiler Betrieb der PtG-Anlage integriert in die Gesamtanlage von Limeco**
Es soll die verfahrenstechnische Funktionstüchtigkeit der Erzeugung von Wasserstoff und die direkte Methanisierung von Klärgas – biologische Umwandlung von Wasserstoff und CO₂ auf Basis von Mikroorganismen (Archaeen) – mit der Einspeisung ins Gasnetz nachgewiesen werden.
- **Betriebsoptimierung bzw. Flexibilisierung der Stromproduktion der KVA**
Der PEM-Elektrolyseur erlaubt es, dass auch das thermische System der KVA flexibilisiert wird und somit für Systemdienstleistungen im Regelenergiemarkt eingesetzt werden kann. Diese Flexibilität wird im Rahmen dieses P&D-Projektes getestet.
- **Aufbau eines zusätzlichen H₂-Absatzkanals**
Die Produktion von Wasserstoff für Anwendungen als Treibstoff bzw. die dezentrale Methanisierung bei vorhandenen CO₂-Quellen (Biogasanlagen, etc.) wird in einem weiteren Entwicklungsschritt angestrebt.
- Die Projekterfahrungen sollen zudem der Weiterentwicklung von Leitlinien bezüglich der sektorübergreifenden Bilanzierung von Herkunftsnachweisen bei PtG-Anlagen dienen.



Anlagenbeschreibung Hybridkraftwerk

Limeco betreibt sämtliche Infrastrukturen zur Abfallverwertung und Abwasserreinigung, Stromproduktion, Abwärmenutzung sowie Erzeugung und Einspeisung von Biomethan. Diese eigenständigen Anlagenbereiche werden in Zukunft energetisch gekoppelt sein, mit dem Ziel die Produktion von Strom, Gas und Wärme optimal zu nutzen. Insbesondere in der übergeordneten Steuerung des Hybridkraftwerks für die geplante Anlagenflexibilisierung und der Automatisierung der einzelnen Anlagen bzw. Aggregate stecken viel Innovation und Potenziale hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Optimierung. Der aufeinander abgestimmte Betrieb der einzelnen Werke von Limeco entwickelt sich so zusehends zu einem «Multi Energy Hub».

Jährlich fließen rund 14 Milliarden Liter Abwasser aus neun Gemeinden durch die **ARA** und werden dort behandelt. Die ARA ist mit Frachten von über 130'000 Einwohnerwerten belastet. Der aus dem Abwasser abgeschiedene Klärschlamm wird in drei Faultürmen vergärt. Das daraus entstehende Klärgas besteht zu ca. 60 % aus Methan und zu 40 % aus biogenem CO₂. Die Produktion von Klärgas liegt bei ca. 1.6 bis 1.9 Mio. Nm³/a. Die im Abwasser enthaltene Abwärme wird teilweise in ein Niedertemperaturnetz eingespeist, um damit ein Neubauquartier mit jährlich rund 6 GWh mit Wärme zu versorgen.

Die bestehende **KVA** verwertet rund 95'000 Tonnen Abfall pro Jahr, was einer Energiemenge von ca. 320 GWh/a entspricht. Die Erneuerung der KVA ist mit 160'000 Jahrestonnen ab ca. 2034 geplant. Das Kernelement der Energiegewinnung ist der Dampfkessel. Über einen klassischen Wasser-Dampf-Kreislauf (Rankine-Prozess) wird die zweistufige Dampfturbine mit Stromgenerator angetrieben. Im Normalbetrieb werden 42 t/h Frischdampf produziert. Aktuell produziert die KVA jährlich rund 60 GWh Strom, davon werden ca. 46 GWh in das Netz eingespeist.

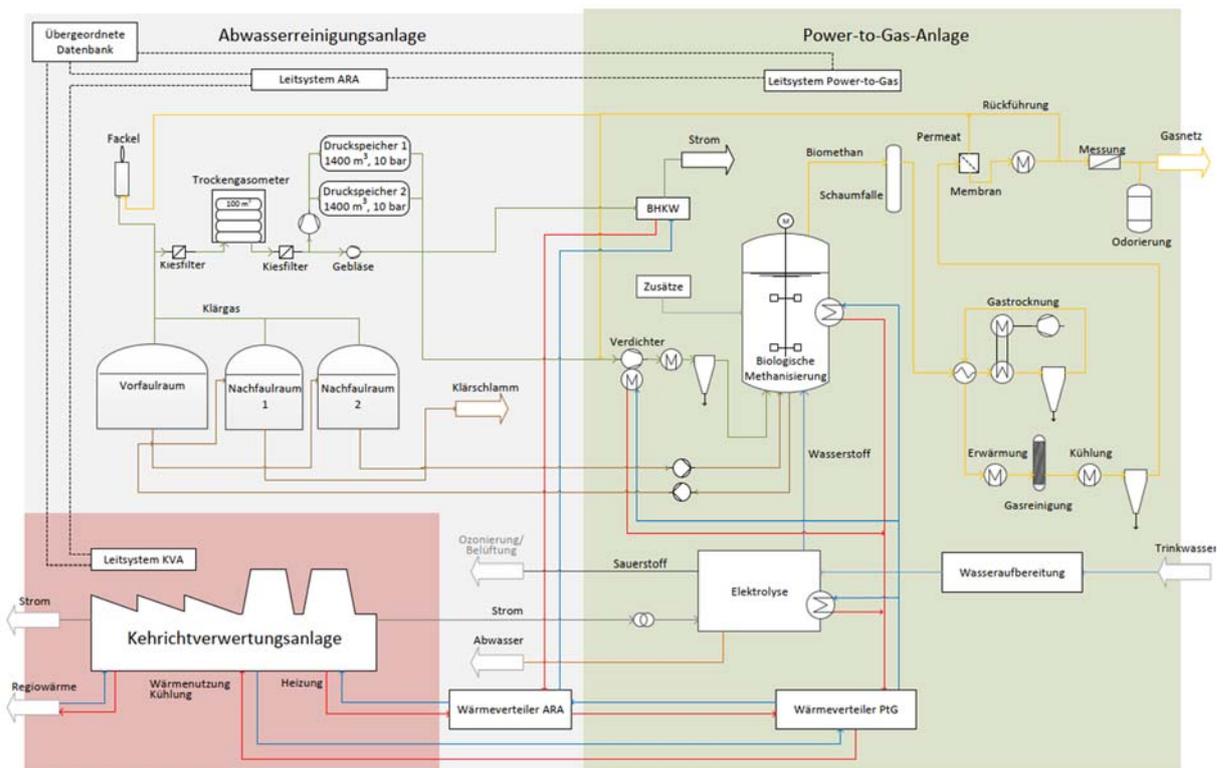


Abbildung 1 Gesamtsystem KVA, ARA und PtG [Limeco]

Die Abwärme aus dem o.g. Rankine-Prozess wird ausgekoppelt und in ein **Fernwärmenetz** mit einer Nennleistung von ca. 30 MW eingespeist. Limeco lieferte im Jahre 2020 in diversen Limmattaler Gemeinden rund 74 GWh/a Wärme, die mit einer Vorlauftemperatur zwischen 90 °C bis maximal 125 °C betrieben werden.



Eine Erweiterung der bestehenden Anlagen einerseits mit einem zweiten Heisswasserkessel mit ebenfalls 20 MW thermischer Leistung andererseits mit vier thermischen Speichern à je 200 m³ wird aktuell geplant. Die Speicher ermöglichen die Auskopplung von KVA-Wärme zwecks Spitzenlastabdeckung sowie eine konstante ND-Dampfentnahme.

Hauptkomponenten der **Power-to-Gas-Anlage** sind der Elektrolyseur, Bioreaktor und die Gasaufbereitungsanlage.

Der **Elektrolyseur** besteht aus Anode und Kathode, sowie einer protonendurchlässigen Membran (PEM; Proton Exchange Membrane). Zwischen den beiden mit Edelmetall beschichteten Elektroden wird eine Gleichspannung angelegt. Die beiden eingesetzten Elektrolyseaggregate von Siemens (Silyzer 200) verfügen über eine elektrische Leistungsaufnahme von je 1.25 MW. Den Strom für die Wasserstoffherstellung in der Elektrolyse liefert Dampfturbinengruppe der KVA.

Den Kernprozess zur direkten Umwandlung von H₂ und Klärgas zu einspeisefähigem Methan (CH₄) stellt die **biologische Methanisierung** dar. Diese beruht auf der Aktivität spezieller Mikroorganismen (Archaeen), welche Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu Methan und Wasser umwandeln. Dieser unter anaeroben Bedingungen ablaufende exotherme Stoffwechselprozess wird als Methanogenese bezeichnet. Das Klärgas wird, ohne Vorbehandlung, dem Bioreaktor zugeführt. Durch kontinuierliche Nachspeisung von Schlamm aus den Faultürmen der ARA, werden die Mikroorganismen mit Nährstoffen versorgt. Das Klärgas dient als CO₂-Quelle. Bevorzugt wird ein leicht saures bis alkalisches Milieu, eine Temperatur zwischen 55 bis 70°C und ein Druck von 5 bis 7 bar. Wasserstoff und Klärgas werden direkt dem Reaktor unter Druck kontinuierlich zugeführt.

Das Produktgas aus der Methanisierung enthält mehrere Begleitgase, die für die Einspeisung in das Erdgasnetz in **Gasaufbereitungsanlagen** entfernt werden müssen. Wesentliche Prozesse sind die Abtrennung vom Ammoniak mittels Waschkolonne, das Aufheizung des Produktgases und Entschwefelung in Aktivkohlesäulen und die Abtrennung des Restwasserstoffes mittels einer Membrane, um die Vorgaben des Gasnetzbetreibers bzw. die gültige SVGW-Richtlinie (G13) Einspeisegrenzwert für Wasserstoff von 2% einzuhalten. In Zukunft sollen bis 10 Vol.-% Wasserstoff zugelassen sein.

Ein bidirektionaler Wärmefluss ist zwischen KVA und ARA einerseits und PtG-Anlage andererseits vorhanden. Einspeisung in die PtG-Anlage von **Prozesswärme** erfolgt über den Anschluss an die interne Wärmeversorgung der Schlammbehandlung und dient zu der Gasreinigung, den Anfahrprozess oder den Frostschutz. Die auf tiefem Exergie Niveau anfallende Abwärme der PtG-Anlage wird an die KVA abgegeben und mittels Wärmepumpe ins Fernwärmenetz eingespeist wird.

Der Wirkungsgrad über die PtG-Anlage betrachtet. Unter Berücksichtigung der chemisch gebundenen Energie im Biomethan und inkl. Abwärmenutzung wird bei Nominalbetrieb ein Wirkungsgrad von 80% erwartet.

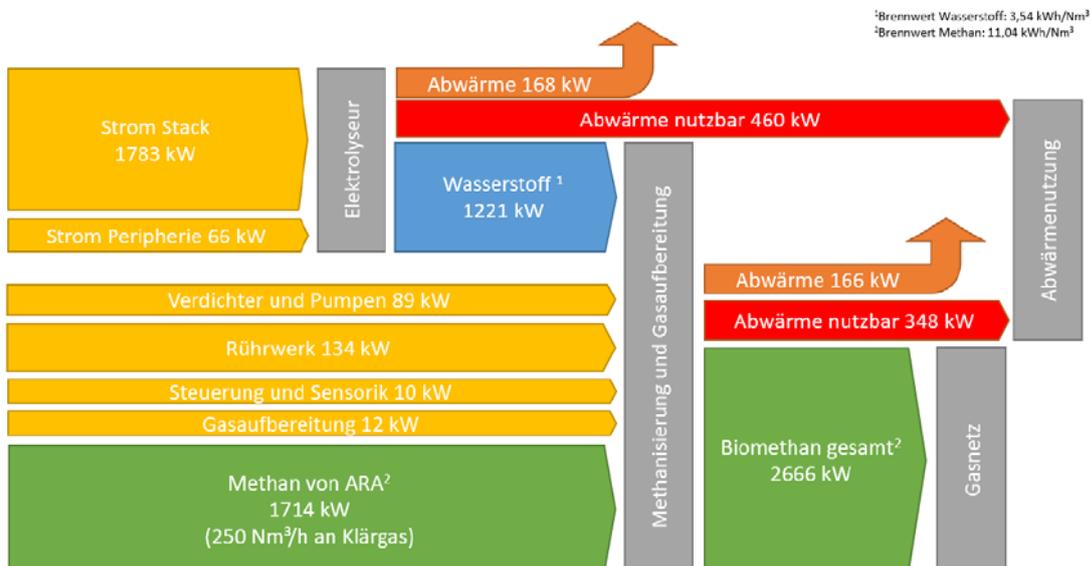


Abbildung 2: Energieflussdiagramm [Schmack, Limeco]



Bei Stillstand der PtG-Anlage wird momentan das anfallende Klärgas mittels den bestehenden **Blockheizkraftwerken (BHKW)** verwertet. Dabei fallen ca. 500 kW Abwärme bei einer Temperatur von bis zu 90°C an, die in die Wärmeverteilung des Schlammbehandlungsgebäudes eingespeist bzw. kann die Wärme der Blockheizkraftwerke ebenfalls zur Unterstützung der Fernwärme genutzt werden.

Projektrückblick und Projektstand Ende 2021 der PtG-Anlage

Das 2017 gestartete Kooperationsprojekt erfuhr 2018 Partnerwechsel im Bereich des Anlagenbauers und der Planer. Es folgte daraufhin eine technische Weiterentwicklung, mit stärkerer Ausrichtung auf standardisierte Anlagenkomponenten, seitens der Schmack Biogas GmbH (SBG). Der Platzbedarf für eine am Markt verfügbare Elektrolyse und vor allem für eine Gasaufbereitung zur Einhaltung des durch die Netzbetreiber geforderten H₂-Grenzwertes von 2% fiel folglich deutlich höher aus. Mit den erhöhten Platzanforderungen war das Projekt am ursprünglich vorgesehenen Standort, als Anbau zur bestehenden Schlammbehandlung, nicht mehr realisierbar. Es konnte in der Folge ein neuer Standort auf dem Areal der KVA gefunden werden.

Projektfortschritt

Zeitraum	Aktivität
2019	<ul style="list-style-type: none">Die für den Standortwechsel nötigen Vorstudien und Machbarkeitsabklärungen konnten bis Ende 3. Quartal 2019 abgeschlossen werden.Im vierten Quartal 2019 startete das Detailengineering durch SBG wie auch das Vor- und Bauprojekt durch die Fachplaner.
2020	<ul style="list-style-type: none">Die Einreichung des Baugesuchs erfolgte im ersten Quartal 2020.Das zweite Quartal 2020 war durch den Abschluss des Detailengineerings von SBG geprägt. Der verfahrenstechnische Prozess der neuen Anlage wurde durch SBG definitiv ausgelegt. Parallel lief die Planung der weiteren Gewerke wie Bau, Gebäudetechnik und Elektrotechnik. Die Ausführungsplanung konnte begonnen werden. Auch die Submissionen für den Bau wurden gestartet und der Ablauf für die Erstellung des Gebäudes festgelegt.Die Baufreigabe wurde am 1. September erteilt und am 4. September 2020 fand der Spatenstich statt.Im vierten Quartal 2020 konnte die Ausführungsplanung für beinahe alle Gewerke abgeschlossen und auf der Baustelle konnten die Beton-Arbeiten plangemäss beendet werden.
2021	<ul style="list-style-type: none">Im ersten Quartal 2021 wurde das Gebäude auf Basis einer Holzkonstruktion weitgehend fertiggestellt. Die COVID-Pandemie hatte spürbare Auswirkungen hinsichtlich der Personalplanung und Materiallieferungen.Im zweiten Quartal 2021 konnten alle restlichen Bauleistungen beschafft werden und die Arbeiten am Gebäude wurden abgeschlossen. Die Montage und Installation der Gebäudetechnik und der Betriebseinrichtungen starteten. Der Lieferant der Verfahrenstechnik SBG hatte bis auf wenige Ausnahmen alle Subunternehmer direkt beauftragt. Dabei wurden, nicht zuletzt aufgrund der aktuellen Pandemie-Situation, diverse lokale Unternehmen berücksichtigt. Ein Teil der Grosskomponenten wurden im zweiten Quartal auf die Baustelle geliefert. Dies betraf insbesondere folgende Komponenten:<ul style="list-style-type: none">Methanisierungs-Reaktor inkl. RührwerkTransformatoren und Gleichrichter für die ElektrolyseKlärschlammkühlerDie Lieferung des Elektrolyseurs wurde durch den Lieferanten um rund 2 Monate in das 3. Quartal 2021 verschoben.Auf der Baustelle wechselte im Verlauf des zweiten Quartals der Projektphase entsprechend von der Bau- zur Montageleitung. Parallel zu den Montage-Tätigkeiten wurde die Inbetriebnahme der Anlage durch alle Beteiligten vorbereitet.



Zeitraum	Aktivität
2021	<ul style="list-style-type: none">Am 18. Mai 2021 beehrte Bundesrätin Simonetta Sommaruga Limeco. Als Vorsteherin des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) besichtigte sie die erste industrielle Power-to-Gas-Anlage in der Schweiz.



Foto: Kurt Reichenbach/Schweizer Illustrierte

- Das dritte Quartal 2021 stand im Zeichen der Montage. Die Komponenten, die Verrohrung sowie die Verkabelung wurde bis Quartalsende weitgehend montiert und installiert. Erste Arbeiten der Kalt-Inbetriebnahme konnten ebenfalls bereits erfolgen. Die Terminalsituation hatte sich aufgrund von Lieferengpässen weiter zugespitzt. So verlängert sich die Lieferzeit des elektrischen Netzfilters auf rund vier fünf Monate. Die Verzögerung bedeutet, dass diese Komponente erst im neuen Jahr zur Verfügung stehen wird. Die Arbeiten der Inbetriebnahme konnten in der Zwischenzeit fortgeführt werden.
- So erfolgte im vierten Quartal die Warm-Inbetriebnahme der beiden Elektrolyseure erfolgreich und ebenfalls die erste Warm-Inbetriebnahme des Bioreaktors. Dieser wurde mit ausgefaultem Schlamm gefüllt, temperiert und die Vermehrung der Mikroorganismen wurde erstmalig durch Klärgas- und Wasserstoff-Zufuhr angeregt.
- Die Lieferung, Installation und Inbetriebnahme des elektrischen Netzfilters sowie der Probetrieb ist auf Januar/Februar 2022 vorgesehen.
- Inzwischen wechselte die Führung der Vor-Ort-Tätigkeiten zur Inbetriebnahme-Crew mit Niclas Gündel von Limeco, als zentralen Dreh- und Angelpunkt zwischen dem laufenden Betrieb und den Projektarbeiten.

Betriebsweise der PtG-Anlage

In Bezug auf das erste Projektziel wird ein stabiler Betrieb der PtG-Anlage im Gesamtsystem der KVA und ARA Limeco angestrebt. Es soll die verfahrenstechnische Funktionstüchtigkeit aller einzelnen Anlagenbereiche und als Gesamtsystem nachgewiesen werden.

Hierzu gehören die sichere und kontinuierliche Verwertung des Klärgases und Einspeisung des Produktgases ins Gasnetz. Die Elektrolyse wird somit in Bezug auf die Klärgasmenge und CO₂-Fluss leistungsseitig



geregelt. Die Wasserstoffproduktion und die Last des Elektrolyseurs ergeben sich aus dem stöchiometrischen CO_2/H_2 -Verhältnis im Bioreaktor. Im Hinblick auf eine stromgeführte Betriebsweise der PtG-Anlage ist auch der Betriebsmodus «Leistungsbetrieb der Elektrolyse» bezogen auf einen vorgegebenen Leistungswert der Elektrolyse zu realisieren.

Die geplante Verfügbarkeit der PtG-Anlage liegt in den ersten Betriebsjahren bei 7'800 Betriebsvolllaststunden (ca. 90%). Die vollständige Verwertung des Klärgases wird über die BHKWs sichergestellt.

Mit der Betriebsaufnahme müssen im Hinblick auf die Flexibilisierung der Systeme, erste Erkenntnisse bezüglich

- An-/Abfahrverhalten der Elektrolyse, Methanisierung und Gasreinigung
- Klärgasseitige oder stromseitige Leistungsgradienten (Teillastbereich, untere und ober Leistungsgrenze)
- Adaptionsgrad der chemischen Bindung von H_2 - und CO_2 im Bioreaktor bei entsprechenden Leistungsgradienten
- Einhaltung der Einspeisequalität und Wirkungsweise der H_2 -Membrane zur Sicherstellung der H_2 -Grenzwerte im Gasnetz

erfasst werden. Auf Basis dieser technischen Grundlagen kann die nachfolgende Konzeption zur Flexibilisierung der Gesamtanlage verifiziert und mögliche zusätzliche Betriebsweisen entwickelt bzw. getestet werden.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen zur PtG-Anlage

Die ursprüngliche Planung der PtG-Anlage basierte auf dem Geschäftsmodell, den KVA-Strom als Eigenverbrauch für die Elektrolyse zu verwerten, um damit das Klärgas vollständig zu Methanisieren. Das Produktgas wird dann als grünes Gas ins Gasnetz eingespeist. Die Entschädigung für das physische Gas wird durch den lokalen Gasnetzbetreiber übernommen. Die grünen Eigenschaften hingegen werden über ein Zertifikat an die beteiligten Stadtwerke und Gasversorgungsunternehmen verkauft.

Die Wirtschaftlichkeit wird am Gestehungspreis für das Zertifikat gemessen. Der Gestehungspreis beinhaltet sämtliche Kapital-, Betriebs- und Energiekosten. Weil die bestehende KVA an ihr Lebensende kommt, mussten die PtG-Anlagen auf 15 Jahre abgeschrieben werden. Diese Kostenrechnung wird von Limeco als Bauherrin und Betreiberin der Anlage vorgenommen, wobei gegenüber der KVA und ARA klare Abgrenzungen und Schnittstellen definiert wurden.

Der Marktpreis für Biogas-Zertifikate in der Schweiz liegt derzeit zwischen 8-13 Rp/kWh, je nach Herkunft. Der Gestehungspreis für das grüne Gas der PtG-Anlage Limeco wird durchschnittlich über den Zeitraum von 15 Jahren um 12 Rp/kWh erwartet.

Sowohl der eingesetzte Preis für den KVA-Strom als auch Gaspreis für das physische Gas folgen den Marktpreisen. Somit handelt es sich um ein dynamischen Gestehungskostenmodell.

Die grössten Sensitivitätsfaktoren bezogen auf den Zertifikatspreis sind:

- Strompreis ab KVA (ohne Netzentgelt) für Betrieb Elektrolyse und Nebenanlagen
- Betriebsstunden PtG-Anlagen bzw. Fixkosten bei Stillstand
- Gaspreis (Gaugas) für physisches Gas (inkl. CO_2 -Abgabe)
- Effizienz bei der Umwandlung Strom zu Wasserstoff ($\text{kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3 \text{H}_2$)

Aufgrund der aktuellen Energiepreisentwicklung sowohl beim Strom als auch beim Gas, mit früher als erwarteten, deutlich saisonalen Ausprägungen, erfordert eine Überprüfung des Gestehungskostenmodells. Dabei sollen aber auch die Möglichkeiten hinsichtlich einer Flexibilisierung des Gesamtsystems in der Form von Leistungsvorhaltung und auch die saisonalen Strommarktpreise mit einbezogen werden. Bisherige Analysen der Flexibilisierung des Hybridkraftwerks gingen von einem ganzjährigen Betrieb der PtG-Anlage aus.



Flexibilisierung der Gesamtanlage (Hybridkraftwerk)

Bei der PtG-Anlage stand die kontinuierliche und ganzjährige Verwertung des CO₂ aus dem Klärgas und die Einspeisung ins Erdgasnetz als primäres Geschäftsmodell im Vordergrund. In den ersten drei Betriebsjahren ist mit einem Klärgasanfall von durchschnittlich rund 185 Nm³/h Klärgas zu rechnen, was für den Elektrolyseur einen Betrieb bei rund 65% Last bzw. 1.3625 MW_{el} vorgibt.

Folgend werden das Vorgehen und die Methodik zum Projektziel «Betriebsoptimierung bzw. Flexibilisierung der Stromproduktion der KVA» erläutert. Die Arbeit ist in zwei Phasen unterteilt:

- **Phase A: Analyse, Konzept und Planung (2021)**
Identifizierung der Anlagenkomponenten im Hybridkraftwerk, die direkt oder indirekt zur Flexibilität der Stromproduktion beitragen und wie diese Anlagenteile für maximale Flexibilität optimal kombiniert und gesteuert werden können.
- **Phase B: Umsetzung und Kampagne (2022/2023)**
In der Umsetzungsphase soll eine möglichst grosse Leistung präqualifiziert und in den Schweizer Regelenergiemarkt eingebracht werden. Die Phase B beinhaltet folgende 2 Schritte:
 - Schritt 1: Präqualifikation der PtG-Anlage & Teilnahme am Regelenergiemarkt (möglich nach IBN PtG-Anlage ab Feb 2022)
 - Schritt 2: Präqualifikation des gesamten Hybridkraftwerkes (PtG & KVA) & Teilnahme am Regelenergiemarkt (möglich nach IBN der thermischen Speicher Ende 2022)

Analyse und Potenzial der flexiblen Leistung (Flex-Elemente)

Im ersten Schritt (Phase A) wird das Potential der Anlagenkomponenten im Sinne des Angebotes an flexible Leistung identifiziert. Als Grundlage für eine Abschätzung der Vorhaltung an Sekundärregelleistung (SRL- bzw. SRL+) wurde ein Simulator im MS Excel erstellt, welcher die Energieflüsse und deren Abhängigkeiten untereinander im Wochenverlauf in 0.25h-Auflösung abbildet.

Die **Flexibilität der KVA-Anlagen** ist im Wesentlichen vom Betrieb der Kondensations-Entnahme-Turbine abhängig. Im wärmegeführten Betrieb wird die Stromproduktion der Turbine dabei vom saisonalen und täglichen Verlauf der Fernwärmebelieferung beeinflusst. Je mehr Wärme geliefert werden muss, desto mehr ND-Dampf wird der Turbine entnommen, desto geringer ist die Stromproduktion.

Die **thermischen Speicher**, deren Inbetriebnahme auf Ende 2022 geplant ist, ermöglichen die Schwankungen der Fernwärme auszugleichen und somit die ND-Dampfentnahme und die Stromproduktion in einem konstanten Betriebspunkt zu betreiben. Sie sind somit das zentrale Flex-Element auf Seite KVA für die Erschliessung einer **flexiblen Leistung von 3.6 MW**, die gesamthaft für SRL-Vorhaltung (SRL- bzw. SRL+) zur Verfügung stehen.

Der **Elektrolyseur** kann rasche Laständerungen fahren und erfüllt voraussichtlich die Anforderungen der Swissgrid für SRL. Zwischen der Mindestlast von 40% pro Stack und der Nulllast kann die Laständerung bzw. die Rampe aber nicht kontrolliert gefahren werden. Es wird davon ausgegangen, dass für die gesamte Elektrolyse (2 Stacks à 1.25 MW) rund 2 MW flexible Leistung zwischen der Mindestlast bei 0.5 MW bis zur Vollast bei 2.5 MW vermarktet werden kann. Bei einer konstanten Stack-Leistung von ca. 1.35 MW im Normalbetrieb (bedingt durch die Klärgasproduktion) sollten ca. 0.8 MW SRL+ und 1.1 MW SRL- vorgehalten bzw. erbracht werden.

Ein **Wasserstoff-Zwischenspeicher** zwischen Elektrolyseur und Bioreaktor kann die Flexibilisierung des Elektrolyseurs steigern. Dadurch könnten einerseits im Bereich des Bioreaktors die gemäss Herstellerangaben vorhandenen Hürden beim Verdichter (vor dem Bioreaktor), bei der Produktgasqualität (Regelung der Eduktgase) und bei der Temperatur- und Druckregelung der Anlage, infolge der zu erwartenden Laständerungen gelöst werden. Andererseits könnte die gesamte SRL- des Elektrolyseurs angeboten werden, was aktuell aufgrund der begrenzten maximalen Verarbeitungskapazität des Bioreaktors von 90 Nm³/h CO₂ bzw. 360 Nm³/h H₂ nicht möglich ist. Der Zwischenspeicher würde die bestehenden Druckunterschiede zwischen Elektrolyseur (ca. 30-35 bar) und Bioreaktor (ca. 10 bar) nutzen. Das Volumen wird auf ca. 50 m³ geschätzt. Momentan laufen die technischen Abklärungen, um diesen Zwischenspeicher im Laufe des 1. Betriebsjahres nachzurüsten.



Folgende Massnahmen können zusätzlich zur Flexibilität bei der Stromnetzeinspeisung beitragen:

- Erhöhung der Wärmeauskopplung ab KVA durch **Absorptions-Wärmepumpe (A-WP)**. Der ND-Dampfverbrauch der A-WP reduziert den Spielraum der ND-Dampfentnahme und somit die flexible Leistung der KVA-Turbine um rund ein Drittel. Gemäss dem Wärmepumpen-Lieferanten könnte sich die A-WP bis zur Mindestlast von 2 t/h ND-Dampf flexibel betreiben lassen, so dass durch die thermischen Speicher fast der gesamte Spielraum der ND-Dampfentnahme flexibilisiert werden kann.
- **Reduktion der Frischdampfproduktion** durch verminderten Abfallinput in den Verbrennungsprozess. Bei Drosselung des Abfallinputs bis zur Kessel-Mindestlast von 70% würde die Stromproduktion um rund 1.8 MW reduziert. Dies könnte künftig für Tertiärregelleistungs-Abrufe (TRL) interessant sein, sofern die Regelarbeit-Einnahmen die entgangenen Entsorgungsgebühren übersteigen.
- Ausbau von SRL-fähigen **WKK-Anlagen**, die zum Teil die Heisswasserkessel für die Bereitstellung der Wärme-Spitzenlasten im Fernwärmesystem substituieren. Es wird mit rund 1'000 bis 2'000 Betriebsstunden (analog «Versicherungsmodell» von Powerloop) gerechnet. In der restlichen Zeit des Jahres können diese Anlagen konstant SRL+ vorhalten. Ausserdem würden die WKK-Anlagen Backup-Leistung für Strommangellagen im Frühjahr bieten.
- Der Ersatz von bestehenden Notstromdiesel-BHKW der ARA und der KVA durch eine neue SRL-fähige **Notstrom-WKK-Anlage, mit einer Leistung von 2.2 MW_{el}**, würde eine Erhöhung der positiven SRL des Hybridkraftwerkes ermöglichen.

Betrachtung der flexiblen Betriebsweise der Gesamtanlage

Ziel des vorliegenden Konzeptes ist die Maximierung der Sekundärregel-Vorhalteleistung der KVA durch die anlagenübergreifende Betrachtung. Das grösste Potenzial liegt in der Nutzung der Synergie zwischen dem thermischen System der KVA, das grundsätzlich eine hohe, jedoch eher «träge» flexible Leistung zur Verfügung stellen kann und dem Elektrolyseur, welcher hinsichtlich Laständerungen hochflexibel ist. **Der Elektrolyseur aktiviert die flexible Leistung der KVA für den Sekundärregelenergiemarkt, sodass die Vorhalteleistung insgesamt fast verdoppelt werden kann (von 2 auf 4.5 MW).**

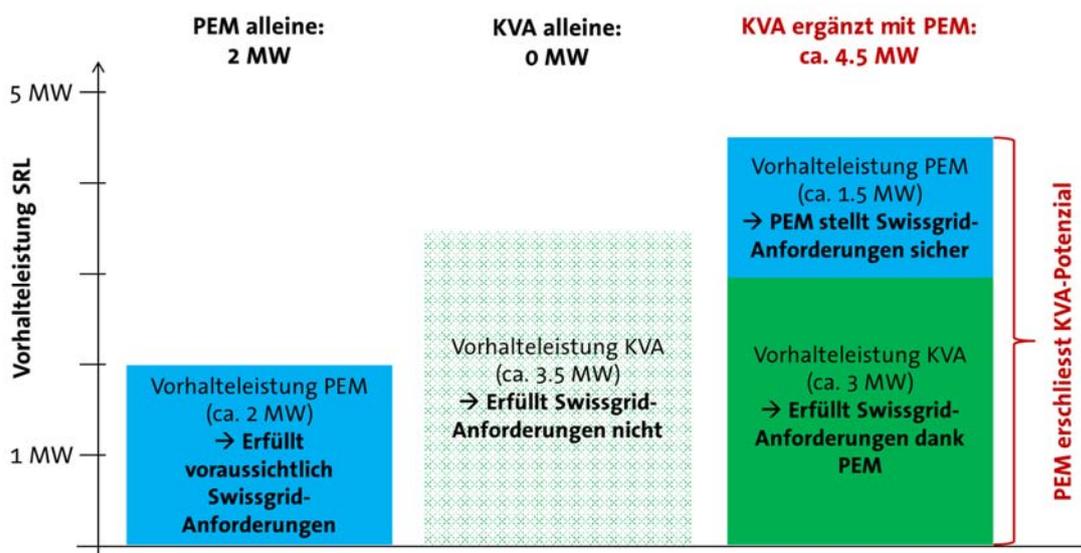


Abbildung 3. Synergiepotenzial zwischen PtG-Anlage und KVA: Der PEM-Elektrolyseur kann die Leistung innerhalb von 2 MW flexibel variieren – voraussichtlich gemäss Swissgrid-Anforderungen (links). Die KVA, die die Stromproduktion in einem Bereich von 3.5 MW flexibel variieren kann, erfüllt diese Anforderungen nicht. Wird nun der PEM-Elektrolyseur dazu eingesetzt, die Abweichungen der KVA auszugleichen, kann die Vorhalteleistung insgesamt verdoppelt werden. Sowohl für den Elektrolyseur als auch bei der KVA wird aufgrund der koordinierten Fahrweise mit einem gewissen Abschlag bei der flexiblen Leistung gerechnet

Die nachfolgenden Betriebszustände («Flex Betrieb») werden nach erfolgreicher Inbetriebsetzung im Rahmen einer Kampagne und im Sinne einer Demonstration in einem realen Umfeld praktisch umgesetzt.



Der **Betrieb Sekundärregelleistung positiv** «SRL+» ist ganzjährig möglich. Die PtG-Anlage ist in Betrieb und kann durch gezieltes Ausschalten den Eigenverbrauch des KVA-Stromes reduzieren. Das heisst, dass die Elektrolyse bei Abruf (durch Swissgrid) kurzzeitig abgeschaltet oder in Teillast betrieben wird; dadurch steigt die Stromeinspeisung ins Netz. In dieser Zeit wird das Klärgas gespeichert oder anderweitig verwertet.

Der **Betrieb Sekundärregelleistung negativ** «SRL-» erfordert, dass die PtG-Anlage aus dem Stillstandbetrieb angefahren wird. Derzeit liegt dem Betriebskonzept ein möglichst kontinuierlicher Betrieb der PtG-Anlage zu Grunde. Es wird jedoch erwartet, dass sich bei entsprechend veränderten Strompreisentwicklungen, die Betriebsdauer der PtG-Anlage mehrheitlich auf die Sommermonate beschränken wird und im Winter die Stromeinspeisung maximiert wird. In diesem Modus kann die Gesamtanlage negative Sekundärleistung vorhalten. Diese Betriebsweise ist im Rahmen dieses P&D-Projektes momentan nur als Kampagne (2 Wochen) vorgesehen. Die PtG-Anlage wird im Standby gehalten. Bei einem Signalabruf SRL- wird die PtG-Anlage bis auf Vollast betrieben. In der Folge sinkt die Stromeinspeisung der KVA ins Netz.

Ausweitung der Flexibilitätsbewirtschaftung – Ausblick Phase B

Als Gesamtsystem können KVA-, ARA-, PtG-Anlagen sämtliche vorhandenen und geplanten Speicher (Wärme, Klärgas, H₂) als auch elektrische Lasten und Erzeuger ins Flex-Regime integriert werden, um die Betriebsweise weiter zu optimieren. Damit ist die Anbindung vorbehaltlich der Erfüllung von durch Swissgrid definierten Präqualifikationsvoraussetzungen an den Regelenergiemarkt gegeben.

Auf Basis des vorgenannten Konzepts werden bei der Umsetzung (Phase B) die entsprechenden Analysen durchgeführt:

- Technische Funktionstüchtigkeit (Anfahrrampe etc., allfällige Regelloptimierungen etc.)
- Betriebliche und organisatorische Aspekte (Automatisierungsgrad, Zuständigkeiten/Kompetenzen und Systemkopplungen etc.)
- Wirtschaftliche Auswirkungen auf KVA/PtG-Betrieb und Risikobetrachtungen
- zudem werden die Potenziale für einen netzdienlichen Betrieb in Bezug auf andere KVA bzw. Wasserkraftwerke ermittelt