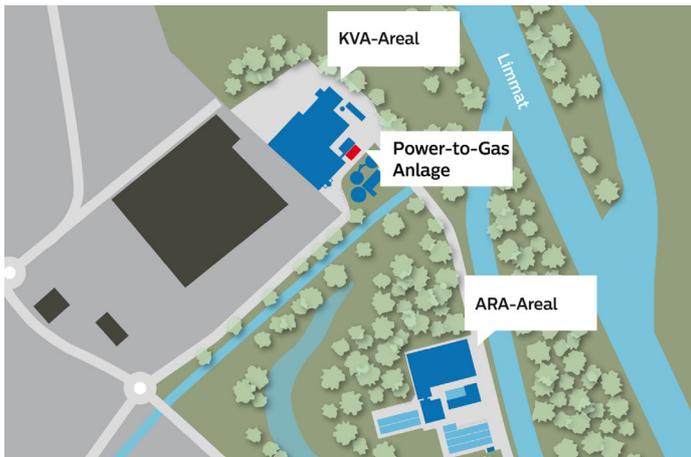


MIKROORGANISMEN MACHEN BIOMETHAN

Seit Frühjahr 2022 läuft in Dietikon (ZH) die erste industrielle Methanisierungsanlage der Schweiz und erprobt im Massstab 1 zu 1 die Produktion von umweltfreundlichem Gas. Der Schlüsselprozess – die biologische Methanisierung – funktioniert zuverlässig und robust. Eine Messkampagne hat überdies den Nachweis erbracht, dass die Power-to-Gas-Anlage künftig Regelleistung bereitstellen könnte.



Der Bioreaktor ist acht Meter hoch und hat drei Meter Durchmesser. Im Normalbetrieb ist er mit 30 m³ ausgefaultem Klärschlamm gefüllt, welcher die Mikroorganismen enthält, die das Kohlendioxid (CO₂) und den Wasserstoff (H₂) in Methan (CH₄) umwandeln. Hierzu ist der Reaktor mit einem speziellen Rührwerk ausgerüstet. Im Reaktor herrschen 65 °C bei 7 bar Druck. Foto: Limeco



Die PtG-Anlage in Dietikon bezieht Klärgas (Rohbiogas) aus der benachbarten ARA und Strom aus der KVA. Illustration: BFE-Schlussbericht

Das Limmattaler Regiowerk Limeco betreibt in Dietikon eine Kehrlichtverwertungsanlage (KVA) und eine Abwasserreinigungsanlage (ARA). Als Ergänzung von KVA und ARA ging im März 2022 die erste Power-to-Gas-Anlage (PtG-Anlage) im industriellen Massstab in Betrieb. «Industriell» bedeutet in dem Zusammenhang, dass die Anlage die ca. 160-200 Normkubikmeter (Nm³) Klärgas verwertet, die in der ARA stündlich anfallen. Früher wurde das Gas in Blockheizkraftwerke geleitet und zur Stromproduktion genutzt. Die neue Anlage verwandelt das Klärgas und KVA-Strom zu Biomethan, das ins lokale Gasnetz eingespeist wird (vgl. Textbox S. 3).

Bau und Betrieb der PtG-Anlage waren ein mutiger Schritt. Synthetisch produziertes Biomethan ist bei nachhaltig orien-

POWER-TO-GAS

Der Begriff Power-to-Gas (PtG) steht für die Umwandlung von Strom in Gas (z.B. Methan): Mit einem starken Ausbau von Photovoltaik und Windkraft kann der «überschüssige» Strom dank PtG im Sommer in Form von Methan oder Wasserstoff gespeichert und im Winter genutzt werden. Dies setzt voraus, dass die Schweiz zukünftig über grössere Gasspeicher verfügt. Die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen hängt primär vom Preis des eingesetzten Stroms und vom aktuellen Gaspreis ab.

tierten Gaskunden zwar ein begehrtes Gut, allerdings gab es von Beginn an keine Garantie für die Wirtschaftlichkeit des neuartigen Verfahrens. Initiiert durch Swisspower, spannte Limeco deshalb mit acht weiteren kommunalen Energieversorgungsunternehmen zusammen. Die Partner schulterten gemeinsam das wirtschaftliche Risiko der neuen Anlage.

Zweijähriges Monitoring

Wenige Monate nach dem Produktionsstart war die PtG-Anlage mit einer neuen Herausforderung konfrontiert: Im Herbst 2022 drohte nach dem russischen Überfall auf die Ukraine eine Strommangellage. Deshalb entschieden die Kooperationspartner, den KVA-Strom vollständig ins Netz einzuspeisen und die PtG-Anlage im Winterhalbjahr 2022/23 vorüberge-



In der PtG-Anlage spalten zwei Elektrolyseure des Typs Silyzer 200 mit je 1.25 MW elektrischer Leistung Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff auf. Der Prozess erfolgt in drei Stufen: Zuerst wird das Wasser enthärtet, entsalzt und die elektrische Leitfähigkeit reduziert. Dann erfolgt die eigentliche Elektrolyse mit einer Proton-Exchange-Membran (PEM-Verfahren). Schliesslich wird im DeOxDryer der Rest-Sauerstoff entfernt und der Wasserstoff getrocknet. Der Hersteller Siemens Energy hat den Elektrolyseur Silyzer 200 im Jahr der Inbetriebnahme der PtG-Anlage per 2032 abgekündigt. Foto: Limeco

50 % MEHR BIOMETHAN DANK POWER-TO-GAS

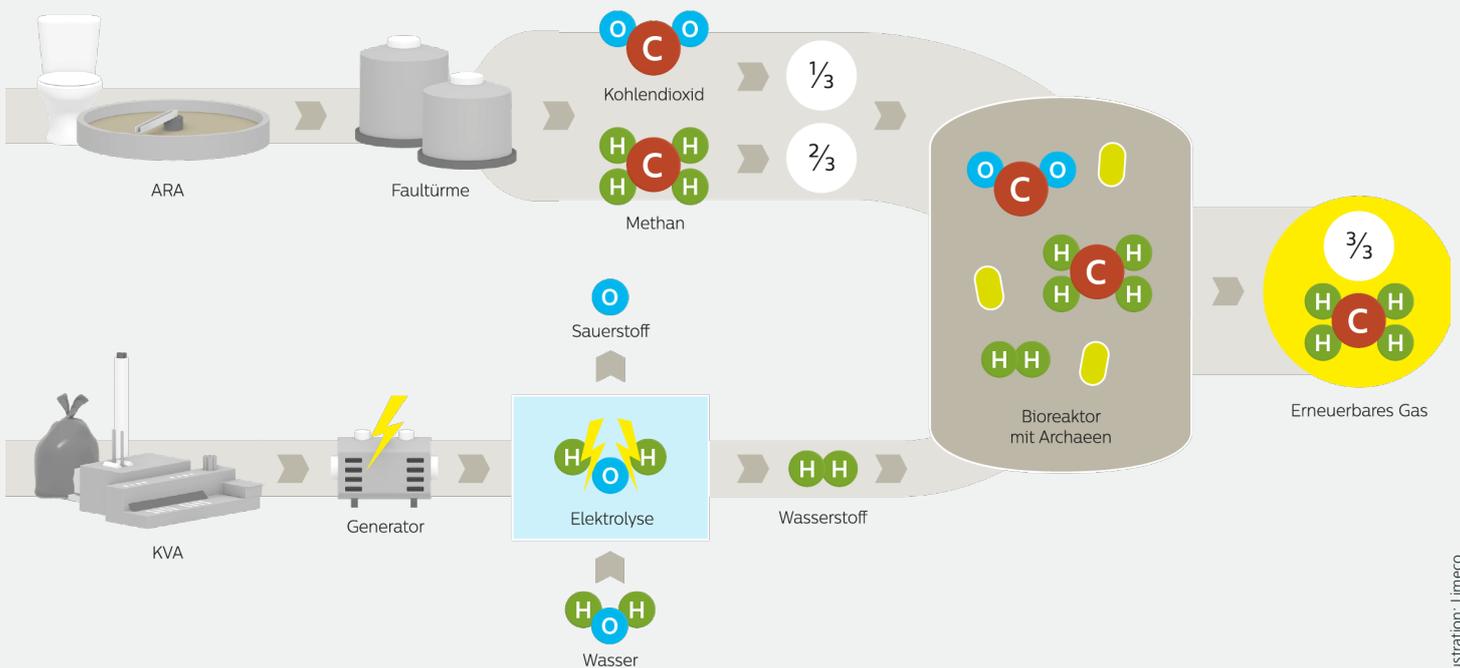


Illustration: Limeco

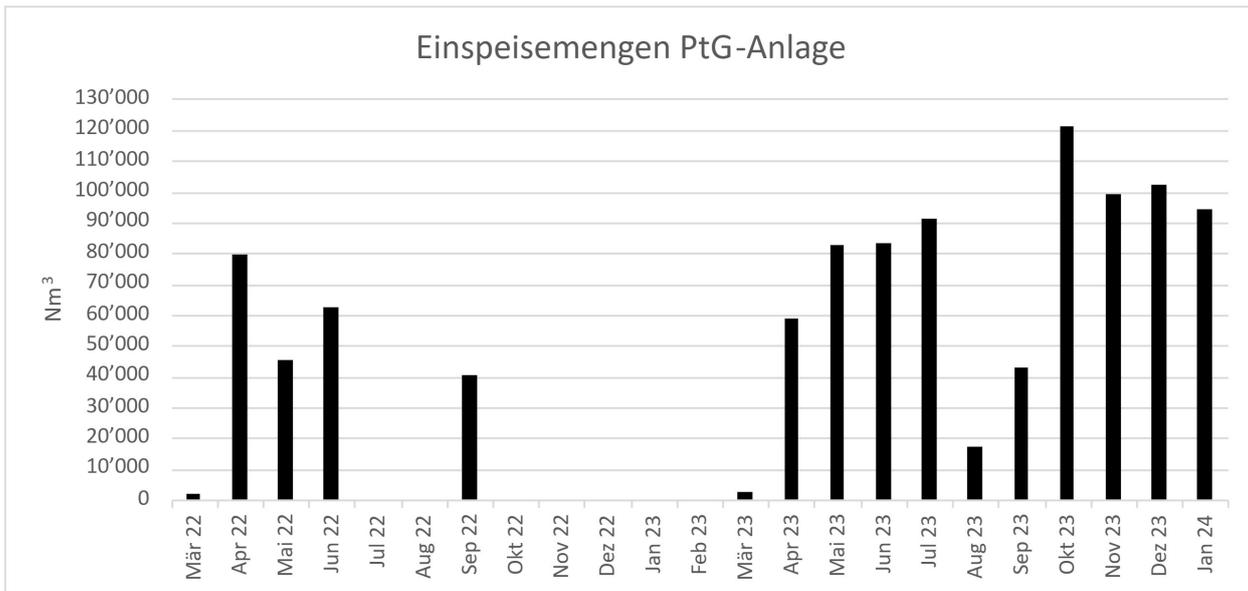
Seit langem wird in den Faultürmen von ARAs Klärschlamm vergärt und daraus der Energieträger Klärgas (Rohbiogas) hergestellt. Rohbiogas besteht ca. zu zwei Dritteln aus dem energetisch nutzbaren Methan. Der Rest ist hauptsächlich Kohlendioxid (CO_2), welches ursprünglich der Atmosphäre entzogen wurde und deshalb klimaneutral ist. Dieses CO_2 wird im Rohbiogas den Blockheizkraftwerken zugeführt oder mittels einer CO_2 -Abscheidung vom Rohbiogas abgetrennt. In beiden Fällen wird das CO_2 wieder an die Umwelt abgegeben.

Anders die PtG-Anlage in Dietikon: Sie verwandelt («methanisiert») das im Rohbiogas enthaltene CO_2 in den Energieträger Methan. Dazu wird das komprimierte Rohbiogas zusammen mit Wasserstoff in einen mit Klärschlamm gefüllten Bioreaktor geleitet. Der Klärschlamm enthält anaerobe Mikroorganismen (Archaeen). Diese verwandeln das CO_2 zusammen mit dem Wasserstoff in Methan. Durch diesen Umwandlungsprozess («biologische Methanisierung») entsteht synthetisches Methan. Je nach CO_2 -Gehalt im Rohbiogas kann mit einer PtG-Anlage bis zu 50% mehr Biomethan produziert werden. Vor der Einspeisung ins Gasnetz muss das Methan von Ammoniak-, Schwefel- und Wasserstoffrückständen gereinigt werden, um die geforderte Gasqualität zu erreichen.

Der Wasserstoff, der in der PtG-Anlage in Dietikon eingesetzt wird, stammt aus einem Elektrolyse-Prozess, bei dem Wasser in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) aufgespalten wird. Dafür werden zwei Elektrolyseure mit je 1.25 MW elektrischer Leistung eingesetzt. Angetrieben werden sie mit Strom von der KVA, wo dieser aus der Verbrennungswärme der Abfallverbrennung mittels Dampfturbine und Generator erzeugt wird.

Die PtG-Anlage hat einen Wirkungsgrad von ungefähr 50 %. Von dem erneuerbaren Strom, der für die Produktion von Wasserstoff eingesetzt wird, wird also rund die Hälfte in Methan umgesetzt, die andere Hälfte wird teilweise als Wärme genutzt oder geht als Umwandlungsverluste verloren.

➔ www.powertogas.ch



Biomethan-Produktion der PtG-Anlage in den ersten 23 Betriebsmonaten. Insgesamt wurden in der Zeit gut 1 Mio. Normkubikmeter (Nm³) Gas mit einem Methangehalt von über 99 % ins Gasnetz eingespeist. Ab Februar 2024 wurde die Anlage mit einer CO₂-Membran ausgerüstet, mit der sich das CO₂ aus dem Rohbiogas entfernen lässt. Diese CO₂-Membran ermöglicht eine kontinuierliche Einspeisung von Biogas auch in Situationen, wo kein Wasserstoff für die biologische Methanisierung zur Verfügung steht. Im Jahr 2024 wurden insgesamt über 7 GWh (642'742 Nm³) aufbereitetes Methan eingespeist, wovon 2.6 GWh durch den Bioreaktor und ca. 4.4 GWh durch die CO₂-Membran produziert wurden. Im Frühling 2025 soll der Bioreaktor wieder in Betrieb genommen werden. Grafik: BFE-Schlussbericht

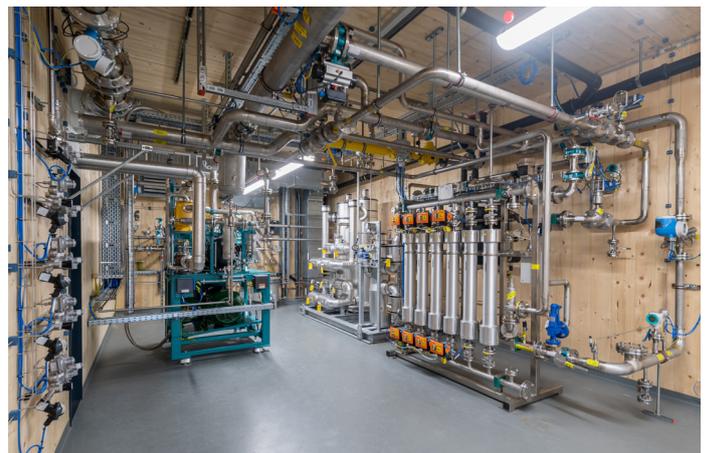
hend abzuschalten. Im März 2023 nahm sie den Betrieb wieder auf. Nach und nach konnte die Produktion hochgefahren werden, wobei immer wieder «Kinderkrankheiten» auftraten, wie sie für eine Demonstrationsanlage nicht untypisch sind.

Um die Erfahrungen mit der neuen Anlage auszuwerten, wurde während der ersten zwei Betriebsjahre ein Monitoring-Projekt realisiert. Dieses wurde von Limeco durchgeführt, von Swisspower und dem Ingenieurbüro Rytec begleitet. Das Bundesamt für Energie unterstützte das Projekt finanziell aus dem Pilot- und Demonstrationsprogramm. Ende 2024 wurde es mit zwei Schlussberichten abgeschlossen.

Schlüsselkomponente Bioreaktor

Die PtG-Anlage produziert im Vollbetrieb jährlich 1.8 Mio. Kubikmeter Biomethan; dies entspricht einer Energiemenge von 18 GWh bzw. dem Bedarf von 2'000 Haushalten. Durch die vorsorgliche Abschaltung im Winter 2022/23, technisch bedingten Stillstandzeiten und Umbauarbeiten ab Februar 2024 stammen die vom Monitoring erfassten Betriebserfahrungen hauptsächlich aus dem Zeitraum April 2023 bis Januar 2024. «Wir konnten mit der Anlage demonstrieren, dass die Produktion von Biomethan aus dem CO₂ der ARA sowie Strom der KVA im industriellen Massstab funktioniert», fasst Limeco-Projektleiter Thomas Di Lorenzo ein Hauptergebnis des Monitoringprojekts zusammen.

Eine Schlüsselkomponente der Anlage ist der Bioreaktor. Er verwandelt das im Rohbiogas enthaltene CO₂ unter Zugabe von Wasserstoff in synthetisches Methan. Für diesen sogenannten Methanisierungsprozess gibt es unterschiedliche technische Lösungen. Limeco hat sich bei der Anlage in Dietikon für die biologische Methanisierung entschieden, bei dem



Hilfsaggregate der Power-to-Gas-Anlage: Ein Verdichter (blaugrünes Aggregat links) komprimiert das Klärgas von 20 bis 30 mbar auf die erforderlichen 7 bar, bevor es in den Bioreaktor geleitet wird. Nach dem Bioreaktor sorgen mehrere Aktivkohlekolonnen (Bildmitte, zudem aussenaufgestellte Kolonnen) für die Entschwefelung des Biomethans. Die Wasserstoff-Membrane (6 senkrechte Säulen) ist die letzte Reinigungsstufe vor der Einspeisung ins Gasnetz. Diese sind nötig, weil Biomethan nach bisheriger Regelung nicht mehr als 2 % Wasserstoff enthalten darf. Foto: Limeco

die Mikroorganismen das Kohlendioxid und den Wasserstoff zu Methan umwandeln. Dieses Verfahren hat den Vorteil, dass das Rohbiogas ohne Vorbehandlung in den Bioreaktor geleitet werden kann.

Methanisierung läuft robust

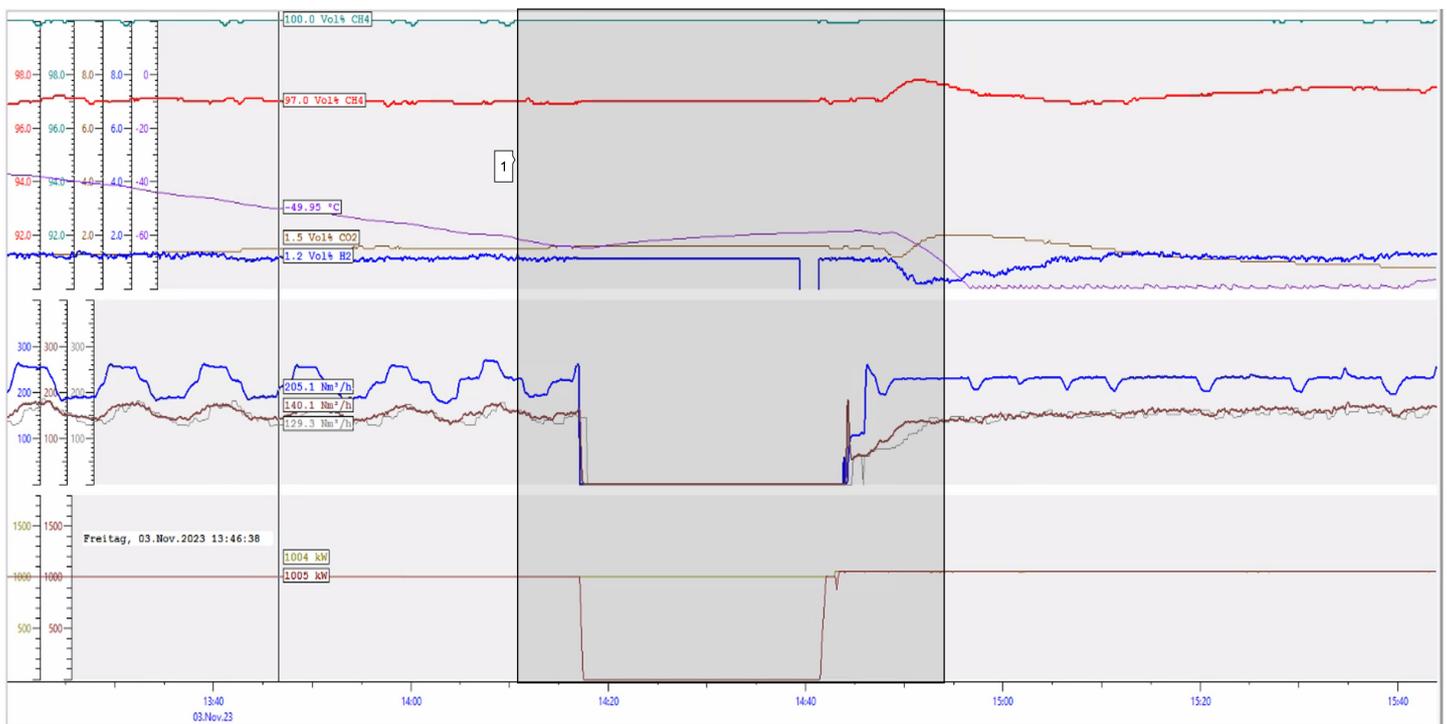
Die biologische Methanisierung wurde bis anhin erst in Pilotanlagen erprobt. In Dietikon kam sie erstmals im grossen Massstab zum Einsatz. Limeco entschied sich für das Methanisierungsverfahren BiON. Dieses war von microEnergy, damals einer Tochter des deutschen Heiztechnikonzerns Viessmann, entwickelt worden und wird unterdessen vom Cleantechunternehmen Kanadevia Inova Schrack vertrieben.

«In unserer Anlage funktioniert die Methanisierung zuverlässig und robust», sagt Di Lorenzo. Im Projektschlussbericht heisst es dazu: «Stimmen die Rahmenbedingungen (Temperatur, Druck, Rührleistung, stöchiometrisches Einbringen der Gase), kann der Prozess beinahe beliebig ohne Qualitätsverlust im Einspeisegas gestartet und gestoppt werden. Wurde

die biologische Methanisierung einmal über mehrere Stunden betrieben, ist ein «Standby» von bis zu 72 Stunden möglich. Steht der Methanisierungsprozess länger als 72 Stunden, muss der Schlamm bzw. die sich darin befindenden Archaeen auf unter 40° C abgekühlt werden, um sie zu inaktivieren. Bleibt der Bioreaktor für einige Tage gekühlt stehen, kann er wieder auf Temperatur gebracht und der Prozess wieder gestartet werden.»

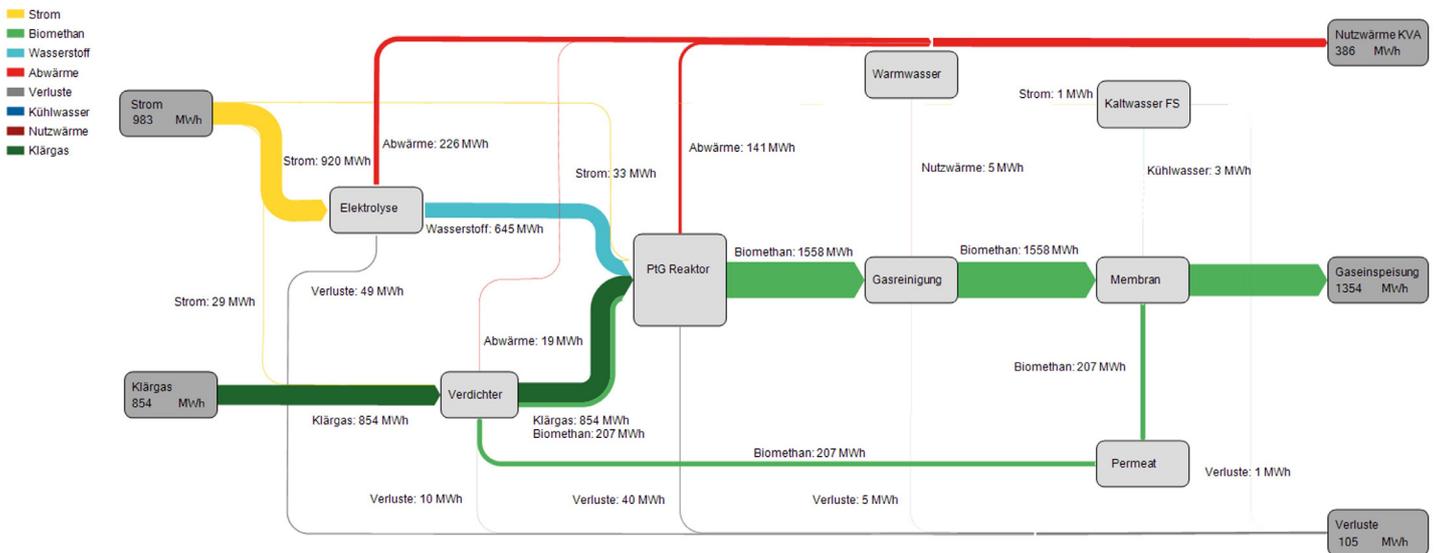
Schaumbildung unterbunden

Das einzige grössere Problem, das im Bioreaktor auftrat, war die Bildung von Schaum, der den nachgeschalteten Ammoniakwäscher zu verschmutzen drohte. Diese Gefahr wurde mit einer angepassten Druckregelung verringert. Dass es bei der Demonstrationsanlagen immer wieder zu Betriebsunterbrüchen kam, liegt nicht am Prozess der biologischen Methanisierung, sondern an anderen Anlagenkomponenten, wie der Schlussbericht festhält: «Insbesondere das Elektrolysesystem mit Wasseraufbereitung und DeOxoDryer (Wasserstoffreinigung) waren bisher die Hauptursache für längere Stillstände.»



An der PtG-Anlage wurde im Herbst 2023 eine Messkampagne durchgeführt, um unter anderem die Flexibilisierung des Betriebs – d.h. Bereitstellung von Regelleistung an Swissgrid – zu testen. Die Grafik zeigt einen Test, bei dem die Anlage für gut 20 Minuten (kurz vor 14:20 bis kurz nach 14:40 Uhr) auf Stand-by gesetzt wurde. Die Leistungsaufnahme der Elektrolyseure (braune Kurve unten) sinkt auf null, ebenso der Wasserstoffdurchfluss (blau Mitte), der Klärgasbezug (braun Mitte) und die Einspeisemenge (grau Mitte). Nach 20 Minuten kann der Methanisierungsprozess ohne Qualitätseinbußen wieder gestartet werden. Die Gasqualitätskurven (türkis & rot im oberen Bildteil) bleiben während dem Stand-by beim letzten Messwert/Durchfluss stehen und weisen nach der Einschaltung die geforderten Werte aus. Grafik: BFE-Schlussbericht

PtG-Anlage Dietikon



Das Sankeydiagramm zeigt die Energieflüsse der PtG-Anlage für Oktober 2023. Aus den 854 MWh Klärgas entstanden dank 500 MWh Gasproduktion im Bioreaktor insgesamt 1'354 MWh Methan, die ins Gasnetz eingespeist wurden. Setzt man die zusätzlichen 500 MWh Gas in Bezug zum eingesetzten KVA-Strom (983 MWh), sieht man, dass der Strom mit einem Wirkungsgrad von 50 % in synthetisches Methan umgesetzt wurde. Insgesamt ist mit Nutzung der Abwärme ein Wirkungsgrad von bis zu 76% möglich. Grafik: BFE-Schlussbericht

Die technischen Mängel sind mit ein Grund, dass die Anlage in den ersten Betriebsjahren weniger wirtschaftlich lief als geplant. So sollte die Anlage nach ursprünglicher Planung kostendeckend arbeiten, indem die acht beteiligten Stadtwerke das Biomethan zu einem Preis von durchschnittlich knapp 12 Rp./kWh abnehmen (um es als nachhaltiges Biogas zu einem etwas höheren Preis an ihre Kunden verkaufen zu können).

Hohe Strommarktpreise, Wartungskosten (insbesondere für die Elektrolyseure), Stillstandzeiten und weitere Faktoren haben die Produktionskosten verteuert. Die am Projekt beteiligten Energieversorger haben sich jedoch dazu bereit erklärt, das Biomethan zu einem höheren Preis abzunehmen, damit die Kosten der Power-to-Gas-Anlage vollständig gedeckt sind.

BIOMETHAN AUS DER POWER-TO-GAS-ANLAGE

Wenn Haushalte von ihrem Gasversorger «Biogas» beziehen, handelt es sich in der Regel um Gas aus der Vergärung organischer Abfälle. Das Gas ist somit biogenen Ursprungs. «Erdgas» dagegen stammt aus fossilen Quellen. Chemisch betrachtet sind Biogas und Erdgas nahezu identisch; beide bestehen überwiegend aus der Kohlenstoff-Wasserstoff-Verbindung Methan (CH_4). Bei der Verbrennung von Erdgas wird die Atmosphäre mit klimaschädlichem Kohlendioxid belastet. Bei der Verbrennung von Biogas entsteht ebenfalls Kohlendioxid, dieses belastet die Atmosphäre aber nicht zusätzlich mit Kohlendioxid, weil der Kohlenstoff zuvor aus der Atmosphäre in den biogenen Stoffen gebunden wurde. In diesem Sinne ist Biogas «klimaneutral».

Das Gas, das mit der PtG-Anlage in Dietikon eingespeist wird, besteht genau betrachtet aus zwei Quellen: Zu zwei Dritteln handelt es sich um Biomethan, das bei der Vergärung von Klärschlamm entsteht. Das verbleibende Drittel wird aus biogenem CO_2 und Wasserstoff hergestellt. Der mit KVA-Strom hergestellte Wasserstoff wird als erneuerbar eingestuft. Vor diesem Hintergrund kann man das Endprodukt der PtG-Anlage in Dietikon als «Biogas» oder als «erneuerbares Gas» bzw. als «grünes Gas» bezeichnen. Will man betonen, dass dieses Gas aus dem Energieträger Methan besteht, ist auch die Bezeichnung «Biomethan» geläufig, so wie sie in diesem Artikel verwendet wird. Wo das Endprodukt des Methanisierungsprozesses gemeint ist, wird der Zusatz «synthetisch» verwendet, um es von dem im Rohbiogas enthaltenen Biomethan abzugrenzen.

Saisonaler Betrieb und Regelleistung

Vor diesem Hintergrund suchen Limeco und ihre Partner nach neuen Ansätzen, um die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage zu verbessern. Eine Idee geht dahin, die Methanisierungsanlage hauptsächlich in den Sommermonaten zu betreiben, weil mit dem geplanten massiven Zubau von Solarstrom tiefe Strommarktpreise für den Betrieb der Elektrolyseure erwartet werden. Im Winterhalbjahr hingegen wird bei hohen Stromkosten auf die Methanisierung verzichtet und "nur" das im Rohbiogas enthaltene Biomethan genutzt. Zu dem Zweck wurde im Frühjahr 2024 die PtG-Anlage mit einer Membran erweitert, die das CO₂ aus dem Rohbiogas abscheidet. Seither wird auf die Methanisierung verzichtet, wenn der Strompreis für die Wasserstoffherstellung zu hoch ist. Mit diesem saisonalen Betriebsmodus soll künftig ein durchschnittlicher kostendeckender Preis von unter 15 Rp/kWh möglich werden, wie der Projektschlussbericht festhält.

Im Rahmen des BFE-Projekts wurde ferner die Nutzung der PtG-Anlage zur Bereitstellung von Regelleistung untersucht. Regelleistung wird von der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid benötigt, um das landesweite Stromnetz zu stabilisieren, wenn vorübergehend zu viel bzw. zu wenig Strom produziert wird. Eine im Herbst 2023 durchgeführte Messkampagne hat bestätigt, dass die in Dietikon installierte PtG-Anlage Regelleistung im Umfang von rund 1 MW bereitstellen könnte. Das im Verbund mit der KVA berechnete Regelleistungspotenzial wurde von den Projektträgern auf 4.5 MW beziffert. Hierzu würde die Produktion der PtG-Anlage immer dann kurzzeitig zurückgefahren, wenn Swissgrid zusätzlichen Strom benötigt. Da Swissgrid die Vorhaltung von Regelleistung finanziell entschädigt, besteht hier eine zusätzliche Einnahmequelle. «Das ist für uns eine interessante Option, die wir allerdings erst wahrnehmen können, wenn die Anlage stabil läuft und mit einem Zwischenspeicher für Wasserstoff ausgerüstet ist», sagt Di Lorenzo.

KOOPERATIONSPARTNER

Bauherrin und Betreiberin: Limeco – Regiowerk im Limmattal

Kooperierende Stadtwerke: Energie Wasser Bern, Energie Zürichsee Linth AG, Eniwa AG, Industrielle Betriebe Interlaken, Gasversorgung Dietikon, Gasversorgung Schlieren, St. Galler Stadtwerke, SWL Energie AG

Projektinitiantin: Swisspower AG – Schweizer Stadtwerke-Allianz

BFE-Projektleitung: Thomas Peyer, Swisspower AG, Fabian Blaser und Rafael Osswald, Ryttec AG sowie Thomas Di Lorenzo und Niclas Gündel, Limeco

- Der zweiteilige **Schlussbericht** zum Projekt «Hybridkraftwerk – Power-to-Gas zur Flexibilisierung einer KVA» ist abrufbar unter <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=47372>
- **Auskünfte** zum Thema erteilt Men Wirz (men.wirz@bfe.admin.ch), verantwortlich für das Pilot- und Demonstrationsprogramm des BFE.
- Weitere **Fachbeiträge** über Forschungs-, Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte im Bereich Bioenergie finden Sie unter www.bfe.admin.ch/ec-bioenergie.