

DAS STADTGAS DER ZUKUNFT

LIMECO-HYBRID-KRAFTWERK MIT DER ERSTEN INDUSTRIELLEN METHANISIERUNGSANLAGE

Die zukünftige Bereitstellung von Strom, Wärme und Mobilitätsdiensten erfordert einen Umbau des Energiesystems. Basierend auf der Energiestrategie 2050 beeinflussen die Dezentralisierung und der Zubau von erneuerbarer Energieproduktion – hauptsächlich Photovoltaik – das Schweizer Energiesystem am stärksten. Am Beispiel des Leuchtturmprojektes Limeco-Hybrid-Kraftwerk wird das Zusammenspiel von künftigen Infrastrukturen, Energiesystemen und -sektoren aufgezeigt. Eine der Schlüsseltechnologien spielt dabei die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff bzw. Methan – dem Stadtgas der Zukunft.

Thomas Peyer*; Jan Flückiger, Swisspower AG
Thomas Di Lorenzo; Niclas Gündel, Limeco

RÉSUMÉ

LE GAZ DE VILLE DU FUTUR – CENTRALE HYBRIDE DE LIMECO AVEC LA PREMIÈRE INSTALLATION DE MÉTHANISATION INDUSTRIELLE

À l'échelle mondiale et en Suisse, l'approvisionnement en énergie est en pleine mutation. Avec le oui à la stratégie énergétique 2050, la population suisse s'est exprimée en faveur de la sortie progressive de l'énergie nucléaire, de davantage d'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables. En octobre 2017, la Suisse a ratifié l'accord de Paris sur le climat et s'est donc engagée à diviser par deux ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport à 1990. Cela signifie que la Suisse doit, durant les 20 prochaines années, exploiter au moins 20 TWh de nouvelles sources d'énergie et réduire ses émissions de CO₂ d'environ 20 millions de tonnes. La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (dont une grande partie d'énergie photovoltaïque) doit atteindre 11,4 TWh d'ici 2035. Cela place le système énergétique face à d'importants défis. Avec une part d'énergie photovoltaïque future de 20% de la production brute actuelle d'électricité, la production d'énergie durant les heures de pointe devra être plus de deux fois supérieure à l'énergie consommée. Sans solutions de stockage appropriées, il faudra renforcer massivement le réseau d'électricité, en particulier dans les zones urbaines si des mesures supplémentaires ne sont pas mises en

AUSGANGSLAGE

ENERGIESTRATEGIE 2050 UND KLIMAZIELE

Die Energiesysteme sind weltweit im Umbruch. Die Energie- und vor allem Strompreise sind sehr tief und neue Technologien entwickeln sich rasant. In der Schweiz haben Bundesrat und Parlament die Energiestrategie 2050 (ES 2050) beschlossen. Diese wurde am 21. Mai 2017 von der Schweizer Bevölkerung angenommen und am 1. Januar 2018 in Kraft gesetzt.

Die Energiestrategie wird in mehreren Etappen umgesetzt. Parlament und Bundesrat haben dazu ein erstes Paket verabschiedet. Es enthält Massnahmen, um den Energieverbrauch zu senken, die Energieeffizienz zu erhöhen und erneuerbare Energien wie Wasser, Sonne, Wind, Geothermie und Biomasse zu fördern. Zudem sollen bestehende Grosswasserkraftwerke vorübergehend finanziell unterstützt werden, weil sie wegen der tiefen Marktpreise kaum mehr kostendeckend produzieren können. Der Bau neuer Kernkraftwerke wird verboten [1].

Dies führt zum schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie und sorgt dafür, dass die Schweiz den Energieverbrauch senken, die Abhängigkeit von fossilen Energien aus dem Ausland reduzieren und den Anteil einheimischer erneuerbarer Energien erhöhen

* Kontakt: thomas.peyer@swisspower.ch

muss. Wie der weitere Schritt zur Umsetzung der ES 2050 und ihrer ambitionierten Effizienz- und Ausbauziele aussehen soll, ist noch offen.

Im Pariser Klimaabkommen hat sich die Schweiz zudem verpflichtet, ihren CO₂-Ausstoss bis 2030 gegenüber heute um rund 20 Mio. Tonnen zu reduzieren. Davon soll gemäss aktueller Gesetzesvorlage mindestens 60 Prozent im Inland kompensiert werden [2].

CO₂-BILANZ VERSCHLECHTERT SICH DURCH STROMIMPORT

Für einen verursachergerechten und fairen ökologischen Vergleich von Primärenergieträgern ist eine CO₂-Bilanzierung über den gesamten Lebenszyklus (Energie für Material und Herstellung von Produktionsanlagen, Produktion, Transport, Gebrauch, Entsorgung, Recycling usw.) unabdingbar. Fehlt dieser Vergleich, werden falsche Schlüsse gezogen.

Figur 1 zeigt auf Basis der ecoinvent-Datenbank den relativen Vergleich von verschiedenen Stromproduktionen auf Basis eines Life Cycle Assessments (LCA). Unter den fossilen Energieträgern ist Erdgas der Primärenergieträger mit den geringsten Belastungen. Durch Beimischung von erneuerbaren Gasen ins Erdgasnetz verbessert sich dessen Umweltbilanz weiter. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und den auslaufenden Bezugsverträgen mit Frankreich wird der Stromimport aus fossilen Quellen für die Schweiz ohne weitere Massnahmen zwangsläufig steigen. Im Winter besteht bereits heute ein Leistungsdefizit. Die Deckung des Winterdefizits durch Stromimporte im

AKTUELLE ENERGIEPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Im Vergleich zur Wasserkraft (Pumpspeicher) besteht für Power-to-Gas ein regulatorisches Ungleichgewicht. Der Bezug von Strom zum Füllen der Pumpspeicherkraftwerke ist vom Netzentgelt befreit. Aufgrund der aktuellen Marktpreisentwicklung in Europa ist der wirtschaftliche Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken bereits heute nicht mehr gewährleistet. Mit dem weiteren Zubau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen werden durch die volatile und saisonal unterschiedliche Stromproduktion neue Marktpreismechanismen entstehen. Künftig muss deshalb den Speichertechnologien, die zur Ökologisierung, Steigerung der Gesamtsystemeffizienz und höheren Versorgungsautonomie der Schweiz beitragen, eine hohe Bedeutung zukommen. Dabei gilt es insbesondere das Potenzial der Sektorkopplung zu berücksichtigen.

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen für Power-to-Gas-Anlagen sind noch nicht vorhanden. Viele grundsätzliche Fragen sind noch offen. Insbesondere fehlt eine technologieneutrale Definition von netz- und (gesamt-)systemdienlicher Energiespeicherung. Auch die Frage, wie die Netznutzung angemessen bepreist werden soll, wenn mehrere Energienetze involviert sind, ist offen. Ebenso bestehen offene Fragen zur Anerkennung des ökologischen Mehrwerts von synthetischem Gas aus erneuerbarem oder CO₂-neutralem Strom. Damit verbunden ist die Steuerbefreiung von synthetischen Treibstoffen. Der Bundesrat will die aktuelle Steuerbefreiung im Rahmen der Revision des CO₂-Gesetzes abschaffen. Die energiepolitischen Kommissionen des eidgenössischen Parlaments haben mit der Annahme der Pa.Iv. *Burkart* (17.405) allerdings bereits Gegensteuer gegeben [3]. Unbefriedigend ist auch die heute fehlende internationale Regelung zur Anerkennung des ökologischen Mehrwerts von importiertem biogenem oder synthetischem Gas (und damit verbunden die Befreiung von der CO₂-Abgabe). Ebenfalls bestehen derzeit keine Anreize für saisonale Speichersysteme.

Es gibt weder gesetzliche noch branchenspezifische Kostenwälzungsmechanismen bzw. Abgabenerleichterungen für Power-to-Gas-Anwendungen, um einem entsprechenden Technologieaufbau systematisch zum Durchbruch zu verhelfen. Aus den Leuchtturmprojekten von Power-to-Gas-Anlagen in Solothurn (Regio Energie Solothurn), Dietikon (Limeco) und allenfalls weiteren Projekten können die entsprechenden Kennwerte gesammelt und die nötigen Rahmenbedingungen abgeleitet werden.

Umfang von mehr als 20TWh/a¹ verschlechtert die CO₂-Bilanz der Schweiz aufgrund des europäischen Strommixes überproportional. In die heutige Systembetrachtung bei der Schweizer CO₂-Statistik fliessen die dem Stromimport vor-

gelagerten Emissionen jedoch nicht ein. Der erneuerbare Anteil in der europäi-

¹ ca. 12 TWh/a Kernenergie, zuzüglich Wegfall Import Frankreich (2,5 GW) und Zunahme durch Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätsbereich

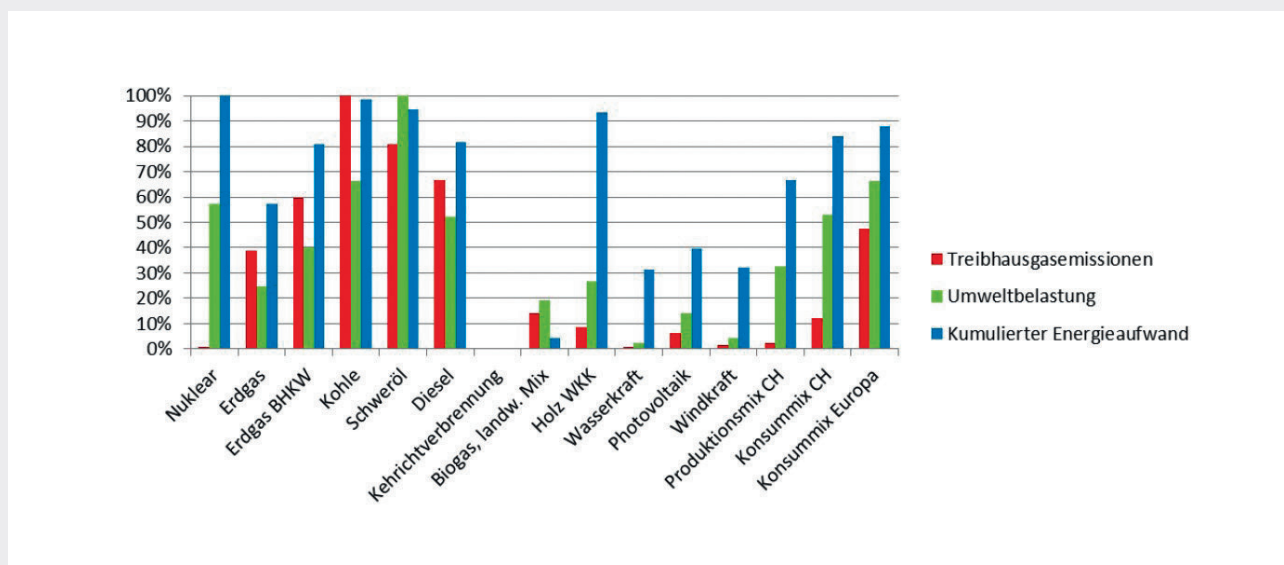


Fig. 1 Relativer Vergleich der Bewertung von Stromprodukten

(ESU-Services auf Basis von ecoinvent-Daten [4])

schen Stromproduktion liegt unter 20% und bis 2035 wird der Zubau erneuerbarer Quellen in der Schweiz nicht grösser als 2–3 TWh/a sein. Deshalb ist aus Sicht der Klimaschutzziele die ausländische Stromherkunft zu berücksichtigen.

Ein ökologischer Vergleich von Stromimport gegenüber Gasimport drängt sich auf. Auf Basis vorgängig erwähnter Bewertungen kann sowohl in der Mobilität als auch im Wärmemarkt mit Gas ein positiver CO₂-Effekt erzielt werden.

ANSTEHENDE HERAUSFORDERUNGEN

Mit dem Rückbau der Kernkraft (mit einer Leistung von ca. 3200 MW) sowie dem stetigen Ausbau von erneuerbarer Energien (vorwiegend Photovoltaik) auf ca. 11 000 MWp bis ins Jahr 2035² müssen unter anderem die zwei nachfolgenden Systemanforderungen beachtet werden:

- Bereitstellen von Netzkapazitäten für dezentrale Stromeinspeisung
- Saisonaler Energietransfer (Speicherung) vom Sommer in den Winter

In *Figur 2* ist die künftige Schweizer Produktionsleistung und der mutmassliche Stromverbrauch in Gigawatt aufgezeigt. Wenn die Photovoltaik im geplanten Ausmass zugebaut wird, «verdrängt» diese im Produktionspark Schweiz zumindest im Sommerhalbjahr die Wasserkraft zeitweise über die Verbrauchskurve, da der eingespeiste Strom aus Photovoltaik vom Netzbetreiber jederzeit abgenommen werden muss. Bei solchen kurzzeitigen und

volatilen Leistungsspitzen wird somit, bei gleichbleibendem Verbrauch, mehr als doppelt so viel Leistung produziert wie bezogen.

Bei einem schweizweiten Ausbau von Photovoltaik auf 20 Prozent der heutigen Bruttoerzeugung von Strom, wie das die Energiestrategie 2050 im Jahr 2035 vorsieht, ist im Sommer mit einem Stromüberschuss von rund 9 TWh/a und Leistungsspitzen von rund 10–12 GW, Tendenz weiter steigend, zu rechnen [6]. Dezentrale Speicherlösungen (wie etwa Batterien oder Ladestationen für Elektroautos) zur Optimierung des Eigenverbrauchs sowie *Demand Side Management* können diese Problematik allenfalls etwas abschwächen. Auf der anderen Seite werden Stromnachfrage und die Belastung der Netze durch die Elektromobilität noch mal massiv ansteigen (s. unten). Das Problem der saisonalen Speicherung bleibt jedoch bestehen.

BEDEUTUNG DER POWER-TO-GAS-ANLAGE IN DIETIKON

Diese Entwicklungen des Energiehaushaltes der Schweiz werden für die nächsten zehn bis zwanzig Jahren folgende Fragen aufwerfen:

- Wie kann der Stromüberschuss im Sommer system- und netzdienlich sowie möglichst klimaschonend genutzt werden?
- Welches Geschäftsmodell und welche wirtschaftlichen Anreize führen zu einer saisonalen Energiespeicherung?

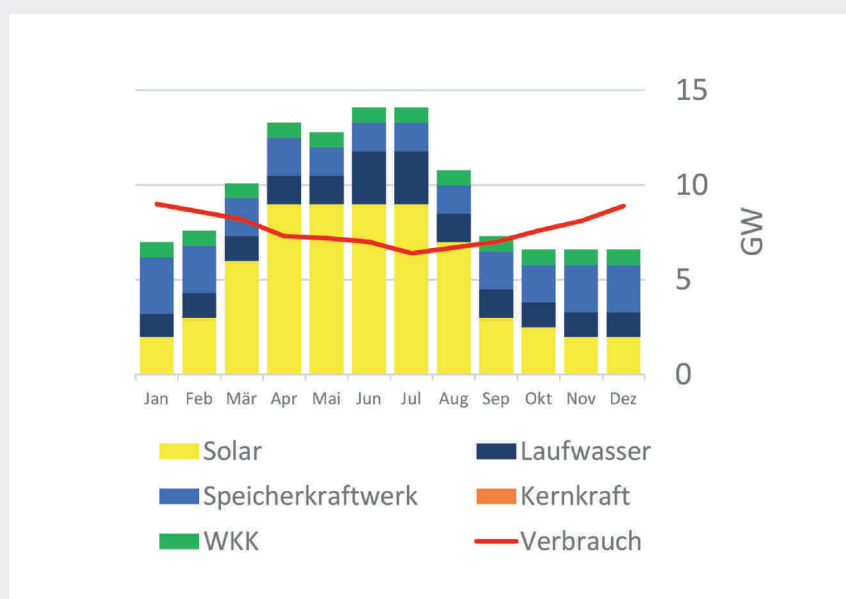


Fig. 2 Verfügbare Leistung im Jahr 2035 mit PV, ohne Kernkraft in GW

(Swissgrid [5], eigene Ergänzungen)

TRÄGERGEMEINDEN LIMECO

Dietikon, Geroldswil, Oberengstringen, Oetwil a.d.L., Schlieren, Unterengstringen, Urdorf, Weiningen

KOOPERIERENDE STADTWERKE

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

TECHNOLOGIEPARTNER

MicroEnergy GmbH
(Viessmann Group), Kontakt:
Thomas.Heller@microenergy.com

- Wie kann der Stromimport im Winter reduziert werden, trotz zunehmender Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität?

Diese Herausforderungen können durch das Sammeln von betrieblichen Erfahrungen der ersten industriellen Power-to-Gas-Anlage am Standort Dietikon überhaupt erst angegangen werden (*Fig. 3 und 4*).

Die idealen Voraussetzungen am Standort Dietikon bei der bestehenden KVA und ARA lassen es zu, die Funktionalitäten der Power-to-Gas-Technologie im Dauerbetrieb zu testen und deren Potenzial bezüglich der vorgenannten Fragestellungen abzuleiten. Entlang dieser Lernkurve soll die Anlage zunehmend auf die Anforderungen der künftigen system- und netzdienlichen Funktion adaptiert werden. Folglich wird in den ersten Betriebsjahren ein wirtschaftlicher Betrieb ohne Energiespeicherung erzielt. Sobald es die Rahmenbedingungen ermöglichen, wird das Betriebskonzept zunehmend auf die Verwertung des Überschussstromes, der Bereitstellung von Regelenergie usw. ausgerichtet. Je nach Entwicklung der Rahmenbedingungen sind am Standort Dietikon bei der Limeco alle Voraussetzungen vorhanden, um das Gesamtsystem mit der vorhandenen Kopplung an die Stromerzeugung der KVA und den Verbindungen zu den lokalen Strom-, Gas- und Wärmenetzen energieeffizient zu betreiben. Langfristig bietet die Power-to-Gas-Technologie bei den

² Basis ES 2050 (BFE 2018): Ziel Erneuerbarer Strom 11,4 TWh/a ergibt ca. 11 000 MWp PV

zu erwartenden niedrigen Strommarktpreisen im Sommer eine wirtschaftlich interessante Option, den Abfallstrom zu verwerten.

POWER-TO-GAS-ANLAGEN ALS NETZINTEGRATOREN

Die Power-to-Gas(PtG)-Technologie ist eine der vielversprechendsten Technolo-

gien, welche die Herausforderungen des künftigen Energiesystems adressieren. Sie stellt einen zentralen Bestandteil für die Sektorkopplung dar, in dem sie das Stromnetz an das Gasnetz koppelt.

Saisonale Energiespeicherung

- Die bestehende Gasinfrastruktur kann zusammen mit der PtG-Technologie

überschüssige, erneuerbare Energie aus der Stromproduktion im Sommer aufnehmen, um diese im Winter zu verwerten.

- Gas eignet sich als energiedichtes, langfristiges speicherbares Medium.

Steigerung der Energieeffizienz:

- In städtischen bzw. energiedichten Versorgungsgebieten ist die PtG-Technologie das verbindende Element für netzkongergente Systeme, die durch Nutzung des synthetischen Gases und Abwärme eine echte Steigerung der Energieeffizienz im Gesamtsystem erzielt.

- Mit PtG-Anlagen können unflexible Stromerzeuger im Sommer weiterhin Bandlast produzieren, ohne Abregelung oder gar Abschaltung.

- An Orten mit vorhandenen CO₂-Quelle, Stromproduktion (bspw. kombinierter Standort von Kehrriechverbrennung und Abwasserreinigung) ist ein Energienutzungsgrad von über 70% möglich.

Beitrag zur Stromnetzstabilisierung

- PtG-Technologie stiftet zusätzlichen Nutzen bei der Stromnetzstabilisierung und der Vorhaltung von Regelernergie.



Fig. 3 Da am Standort der Limeco in Dietikon die idealen technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben sind, haben sich die acht Trägergemeinden der Limeco zusammen mit acht kooperierenden Stadtwerken (Box) entschlossen, eine Power-to-Gas-Anlage mit 2 Megawatt elektrischer Anschlussleistung zu bauen.

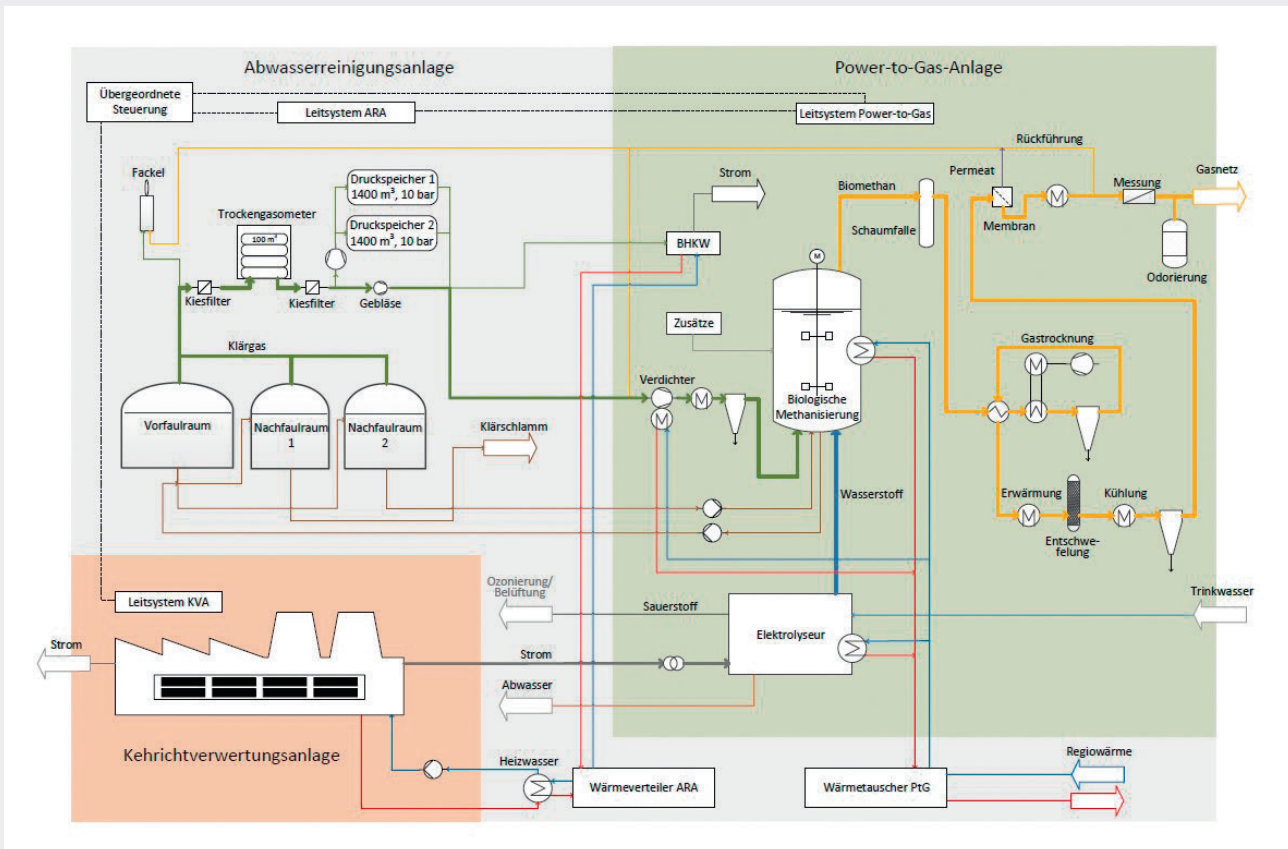


Fig. 4 Schematischer Aufbau des Hybrid-Kraftwerkes Limeco

(MicrobEnergy GmbH)

Vermeidung von Netzausbaukosten

- Mit Power-to-Gas-Anlagen können Kosten für den Netzausbau vermieden werden, da weniger überschüssiger Strom im Netz aufgenommen werden muss.
- Eine Kombination von CO₂-neutraler Mobilität aus Elektro- und Gasmobilität entlastet ebenfalls das Stromnetz.

CO₂-Reduktion durch Sektorkopplung

- Durch die Verwendung des synthetisierten Gases in WKK-Anlagen kann daraus sowohl CO₂-neutrale Wärme wie auch Winterstrom gewonnen werden. Dies verringert den Bedarf an fossilen Brennstoffen wie auch den Stromimport mit hoher CO₂-Belastung im Winter.
- Mit Power-to-Gas hergestelltes Gas kann auch in der Mobilität verwendet werden.
- Gas aus erneuerbarem Strom hat im Vergleich zu Stromimport unbekannter Herkunft (UCTE-Strommix) sowohl im Wärme- als auch im Mobilitätsbereich eine bessere CO₂-Bilanz.

GAS ALS SPEICHERMEDIUM

Strom lässt sich nur kurzzeitig in grossen Mengen speichern. Methan (CH₄) und Wasserstoff (H₂) hingegen sind aufgrund ihrer hohen Energiedichte effizient über weite Distanzen übertragbar und saisonal vom Sommer in den Winter speicherbar. Mit den bestehenden Speicherseen und Wasserkraftwerken ist eine saisonale Speicherung nur begrenzt möglich. Zudem müsste rund das 100-Fache an Speichervolumen vorhanden sein, um die gleichen Energiemengen wie mit Methangas zu speichern.³

Ein durch Power-to-Gas erzeugtes Gas – auch synthetisches Gas (SNG) genannt – reduziert bei Einspeisung ins Gasnetz die Entnahme von Erdgas am Bohrloch. Der Anteil an erneuerbaren Gasen im Erdgasnetz kann somit gesteigert werden [7]. Die ganze Erdgasinfrastruktur bildet so vom Bohrloch über das Transport- und Verteilnetz bis zum Endkunden ein bereits funktionierendes Energiespeichersystem. In Zukunft sind auch grössere unterirdische Speicher in der Schweiz denkbar bzw. ab einem gewissen Grad der Eigenproduktion von synthetischem Gas sogar nötig.

³ 1 GWh-Speicher entspricht 232 000 m³ Wasser (Grande Dixence) oder 2200 m³ Methan (bei 60 bar)

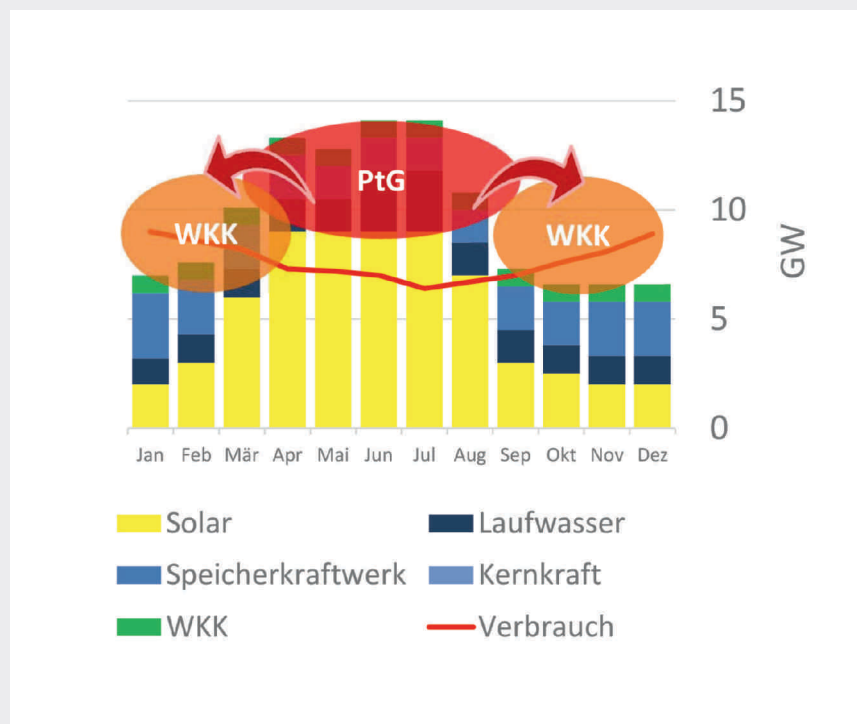


Fig. 5 Kombination Power-to-Gas und Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)

CO₂-NEUTRALE WÄRME UND WINTERSTROM

Die Wärmeversorgung mit Gas wird in den nächsten Jahren weiterhin eine grosse Rolle spielen. Mit den Gasnetzen stehen wertvolle, bereits gebaute Infrastrukturen zur Verfügung. Doch nicht nur ökonomisch, auch ökologisch ist die Nutzung von Gas sinnvoll. Eine WKK-Anlage, die mit teilweise erneuerbarem Gas betrieben wird, ist ökologischer als eine Wärmepumpe, die mit Importstrom (EU-Produktionsmix) betrieben wird. Eine starke Elektrifizierung der Wärmeversorgung verschärft zudem die Problematik der Netzengpässe und des zusätzlich nötigen Stromimports im Winter [8].

Die Schweizer Gaswirtschaft hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 den Anteil erneuerbaren Gases im Wärmesektor auf 30% zu erhöhen [9]. Verschiedene Stadtwerke liefern bereits heute in ihren Standardwärmeprodukten 10–20% Biogas mit. Die Power-to-Gas-Technologie trägt dazu bei, die inländische Produktion von erneuerbarem Gas voranzutreiben.

Durch die saisonale Verlagerung von «Sommerstrom zu Wintergas» kann das Gas mit wärmegeführten WKK-Anlagen mit sehr hohen Wirkungsgraden (>90%) genutzt werden [10]. Die dadurch generierte Rückspeisung ins Stromnetz hat vor allem in den Wintermonaten einen hohen CO₂-reduzierenden Effekt, weil damit Stromimporte mit hohen CO₂-Belastungen substituiert werden können (Fig. 5).

WIRTSCHAFTLICHKEIT VON POWER-TO-GAS

Die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen wird aktuell an den Gesteungskosten für die Herstellung eines einspeisefähigen Produktgases bzw. an dessen Rückverstromung gemessen. Power-to-Gas hat jedoch weitere wirtschaftliche Potenziale [11], die sich heute noch nicht exakt und verlässlich quantifizieren lassen:

- Produktgas inkl. ökologischem Mehrwert (Premiumprodukt) als Ersatz von Erdgas
- Direkte Nutzung von heutigen Biogasquellen ohne vorgängige CO₂-Abscheidung möglich (Wegfall der Investition für Gasaufbereitungsanlagen)
- Abwärmenutzung in Wärmeverbundsystemen auf einem Temperaturniveau von bis zu 60 °C
- Sauerstoffnutzung aus der Elektrolyse von Wasser
- Stromnetzstabilisierung – netzdienliche Leistungen (Spannungs- und Frequenzhaltung, Glättung der Stromeinspeisung ins Netz)
- Vermeidung von Abschaltungen oder Abregulierung von unflexiblen Bandlastproduzenten bzw. unwirtschaftlicher Betrieb bei niedrigen Strommarktpreisen bei Stromspitzen im Sommer
- CO₂-Entnahme aus der Umwelt – 100-prozentige Nutzbarmachung des biogenen CO₂-Kreislaufs

- Flexible Energiespeicherung – von kurzfristig (Minuten) bis saisonal (Monate)
- Bereitstellung von Residuallast in Kombination mit gasbetriebenen WKK-Anlagen

Mitunter sind auch deshalb technologieoffene und diskriminierungsfreie Rahmenbedingungen für netzkonvergente Systeme dringend nötig.

Am Standort der Limeco in Dietikon ist ein wirtschaftlicher Betrieb in zweierlei Hinsicht gegeben. Einerseits wird durch die Umwandlung des Abfallstromes in Gas einen Mehrwert generiert. Andererseits ist die CO₂-Quelle im Klärgas vorhanden und eine technische CO₂-Abscheidung wird hinfällig, weil die eingesetzte Technologie zur Methanisierung⁴ das CO₂ zusammen mit dem vorhandenen Methan im direkten Verfahren verarbeiten kann [12].

BIBLIOGRAPHIE

- [1] BFE (2018): *Energiestrategie 2050*. Link: <http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06445/index.html?lang=de> (abgerufen am 5.7.2018)
- [2] BAFU (2017): *Totalrevision CO₂-Gesetz*. Link: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/recht/totalrevision-co2-gesetz.html> (abgerufen am 5.7.2018)
- [3] Curia Vista des Schweizerischen Parlaments (2018): *Pa.lv. Burkart 17.407*. Link: <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaeft?AffairId=20170405> (abgerufen am 5.7.2018)
- [4] ESU-Services (2013): *Primärenergiefaktoren von Energiesystemen: Herleitung, Verwendung, Diskussion. Präsentation für Swisspower*. Link: <http://www.esu-services.ch/fileadmin/download/jungbluth-2013-Primaereenergiefaktoren-Swisspower.pdf> (abgerufen am 5.7.2018)
- [5] Swissgrid (2015): *Strategic Grid 2025*. Link: <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/projects/strategic-grid/sg2025-technical-report-de.pdf> (abgerufen am 5.7.2018)
- [6] Prognos (2012): *Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie*
- [7] Specht et al. (2009): *Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. In: FVEE – AEE Themenheft 2009*. Link: <http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenheft>

⁴ Die biologische Methanisierung wurde von der Firma MicrobEnergy GmbH, einer Tochtergesellschaft des deutschen Firmenkonzerns Viessmann, entwickelt.

- te/th2009/th2009_05_06.pdf (abgerufen am 5.7.2018)
- [8] ElCom (2017): *Newsletter 3/2017*. Link: https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/newsletter_2017/Newsletter%2003-2017.pdf.download.pdf/Newsletter_03-2017_D.pdf (abgerufen am 5.7.2018)
- [9] VSG (2017): *Energieversorgung der Zukunft*. Link: https://www.erdgas.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/Positionspapier/Positionspapier_d.pdf (abgerufen am 5.7.2018)
- [10] VSG (2018): *Mit Wärme-Kraft-Kopplung*

- (WKK) die Versorgungssicherheit erhöhen. Link: https://www.erdgas.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/WKK_Mappe/WKK_Mappe_komplett_d.pdf (5.7.2018)
- [11] Parra et al. (2017): *An integrated techno-economic and life cycle environmental assessment of power-to-gas systems*. In: *Applied Energy*, 2017, vol. 193, p. 440–454
- [12] Limeco (2018): *Medienmitteilung vom 31.5.2018*. Link: http://www.limeco.ch/de/aktuell/pressemitteilungen/leuchtturmprojekt_power-to-gas-anlage (abgerufen am 5.7.2018)

> SUITE DU RÉSUMÉ

œuvre. Même dans ce cas, durant les heures de pointe, les installations de production d'électricité devront toujours être régulées. Cependant, les centrales hydroélectriques et les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) sont conçues pour une exploitation à charge marginale et sont donc peu adaptées à une exploitation régulière. En outre, l'abandon de l'énergie nucléaire va entraîner en hiver un renforcement croissant des excédents d'importation. Afin de réduire notre dépendance de l'étranger en hiver, des réservoirs d'énergie saisonniers disposant de suffisamment de capacité de stockage seront donc nécessaires. Outre les centrales à accumulation par pompage, l'infrastructure de gaz actuelle, combinée à la technologie Power-to-Gas, convient parfaitement au stockage saisonnier de grandes quantités d'énergie.

La technologie Power-to-Gas n'est pas seulement idéale pour produire en été de l'énergie qui sera consommée en hiver, mais elle constitue également un pilier central pour l'interconnexion de secteurs et la décarbonisation de l'approvisionnement en chaleur et de la mobilité. Le gaz produit à partir d'électricité renouvelable excédentaire peut être utilisé pour la reconversion directe en courant mais aussi comme combustible ou carburant neutre en CO₂. Lorsque le gaz est utilisé dans des installations de couplage chaleur-force (CCF), il permet de produire de la chaleur et de l'électricité écologique. Cela permet de réduire sensiblement les importations d'électricité fortement chargée en CO₂ durant l'hiver. De plus, les installations CCF peuvent contribuer dans une très large mesure à la sécurité de l'approvisionnement. Les installations Power-to-Gas peuvent, dans certaines conditions particulières, déjà être exploitées aujourd'hui de manière économique – par exemple, lorsque la source de CO₂ et la production d'électricité se trouvent au même endroit, car ainsi aucune taxe d'utilisation de réseau n'est encourue pour l'approvisionnement en électricité. La rentabilité de la technologie – et la question de savoir si son potentiel est pleinement exploité – dépendront dans une large mesure du futur contexte politique.

À l'avenir, la technologie Power-to-Gas et l'infrastructure de gaz actuelle pourront réellement permettre d'intégrer de nouvelles sources d'énergie renouvelables dans le réseau. Les installations Power-to-Gas combinées à des installations CCF peuvent contribuer de manière déterminante à la restructuration du système énergétique et à l'optimisation de la création de valeur en Suisse. Dans la perspective de ces développements et pour réunir les conditions techniques et économiques appropriées sur le site de Limeco à Dietikon, les huit communes responsables de Limeco, en coopération avec les huit services industriels impliqués, ont décidé de construire une installation Power-to-Gas dotée d'une puissance de raccordement électrique de 2 mégawatts. Pour ce faire, ils ont opté pour l'installation de biométhanisation *BiON*[®] de l'entreprise allemande *Viessmann*.