

# SORPTIONSVERSTÄRKTE METHANISIERUNG

## NEUE ANLAGE IM MOBILITÄTSDEMONSTRATOR «MOVE» DER EMPA

Im Mobilitätsdemonstrator «move» der Empa wird eine neuartige, an der Empa entwickelte Methanisierungsanlage mit CO<sub>2</sub>-Versorgung aus der Luft aufgebaut. Die Methanisierung besteht aus einem sorptionsverstärkten katalytischen Grundprozess, der in ein Druckwechseladsorptionsverfahren integriert wird. Anhand von Wirtschaftlichkeitsabklärungen wird untersucht, welchen Einfluss das neue Verfahren auf die Gestehungskosten haben kann.

*Christian Bach\*; Florian Kiefer; Karin Schröter; Adrian Gonzalez; Panayotis Dimopoulos Eggenschwiler; Andreas Borgschulte  
Empa Dübendorf*

### RÉSUMÉ

#### LA MÉTHANISATION OPTIMISÉE PAR SORPTION: NOUVELLE INSTALLATION AU SEIN DE LA PLATEFORME DE DÉMONSTRATION POUR LA MOBILITÉ «MOVE» DE L'EMPA

La plateforme de démonstration pour la mobilité «move» de l'Empa montre comment les véhicules de demain pourront fonctionner sans énergie fossile. Dans ce cadre, les véhicules électriques, les véhicules à piles à combustion fonctionnant à l'hydrogène ainsi que les véhicules (hybrides) à combustion utilisant des carburants de synthèse sont étudiés sous différents aspects.

Une nouvelle installation de méthanisation va être construite dans le cadre du projet actuel «move-MEGA». Cette dernière se base sur un processus de base de catalyse optimisée par sorption au cours duquel l'eau de produit est absorbée en continu par une zéolite à porosité élevée. Dès que la zéolite est saturée en eau, elle doit être de nouveau séchée, ce qui se produit grâce à la diminution de la pression partielle de l'eau. Pour ce faire, le processus de méthanisation optimisée par sorption a été intégré dans un procédé d'adsorption modulée en pression. Le procédé de méthanisation choisi peut être exploité à une pression faible grâce à la séparation intégrée de l'eau de produit. Il permet d'obtenir un méthane d'une grande pureté, et ainsi de renoncer à un traitement supplémentaire du gaz de produit, tout en simplifiant le processus et en améliorant le rendement global. La conception du réacteur vient d'être achevée et va être évaluée

### EINLEITUNG

Der Mobilitätsdemonstrator «move» der Empa zeigt exemplarisch auf, wie die fossilfreie Mobilität der Zukunft gestaltet werden kann. Dabei werden mit erneuerbarem Strom betriebene Elektrofahrzeuge, mit erneuerbarem Wasserstoff betriebene Brennstoffzellenfahrzeuge und mit erneuerbaren synthetischen Treibstoffen betriebene verbrennungsmotorische (Hybrid-)Fahrzeuge vor dem Hintergrund eines sich stark verändernden Energiesystems hinsichtlich Treibhausgasemissionen, technischer und energetischer Aspekte sowie betrieblicher und wirtschaftlicher Fragestellungen untersucht.

Der «move» hat viele Schnittstellen zu Forschungsprojekten in den Labors der Empa, beispielsweise zur Batterieforschung, der Wasserstoffspeicherung, zur Katalyse, der Entwicklung neuer Gasmotorbrennverfahren, aber auch zum Gebäudedemonstrator NEST und zu Industriepartnern, die Prototypentechnologien für den Einsatz oder die Erprobung zur Verfügung stellen. In Verbindung mit dem grossflächigen Zubau von Photovoltaikanlagen konnte im «move» eine Ladestation für Elektrofahrzeuge aufgebaut werden, die mit einer Salzsäure-Pufferbatterie gekoppelt ist. Ebenfalls aufgebaut ist eine Elektrolyseanlage zur Erzeugung von Wasserstoff und eine Wasserstofftankstelle. Erneuerbarer Wasserstoff kann insbesondere im Sommerhalbjahr

\* Kontakt: christian.bach@empa.ch

**PARTNER DES MOVE-MEGA-PROJEKTS**

- ETH-Rat
- Kanton Zürich
- Glattwerk AG
- Migros
- Avenergy Suisse
- Lidl
- Armasuisse
- Swisspower
- Mahler AGS (D)

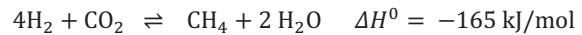
aus überschüssiger erneuerbarer Elektrizität oder aber – auch ganzjährig – aus erneuerbarem Methan erzeugt werden.

**MEGA – ME WIE METHAN, GA WIE GAS**

Als dritte Ausbaustufe wird nun im Rahmen des «move»-MEGA-Projektes (MEGA steht für MEGanGAs) eine Anlage für die Herstellung von synthetischem Methan ausgelegt und realisiert. Synthetisches Methan kann in biologischen oder katalytischen Verfahren aus Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) hergestellt werden. Das grosse Vorbild ist die Natur bzw. die Photosynthese. In einem ersten Schritt wird Wasser mithilfe von erneuerbarer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff aufgetrennt. Im «move» werden dazu Photovoltaikzellen und eine Elektrolyseanlage eingesetzt; in der Natur erfolgt dies durch das Chlorophyll (Blattgrün), das Sonnenlicht absorbiert, um Wasser aufzuspalten, das die Pflanze über die Wurzeln aufnimmt und in die Blätter transportiert. Der so gebildete Sauerstoff wird an die Atmosphäre abgegeben und der Wasserstoff wird mit CO<sub>2</sub> zu Kohlenhydraten (im Falle der Photosynthese) bzw. Kohlenwasserstoffen (im Falle von Power-to-X-Anlagen) umgewandelt. Pflanzen nehmen das dazu benötigte CO<sub>2</sub> über die Blätter aus der Luft auf. Im «move» wird das CO<sub>2</sub> über eine technische Anlage ebenfalls aus der Luft bezogen und in einem neuartigen, unten beschriebenen katalytischen Verfahren in Methan umgewandelt.

**DIE METHANISIERUNGSANLAGE IM MOVE****SORPTIONSVERSTÄRKTE METHANISIERUNG**

In Methanisierungsanlagen wird Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) in einem biologischen oder katalytischen Verfahren in Methan umgewandelt. Biologische Methanisierungsanlagen arbeiten bei Atmosphärendruck und Temperaturen im Bereich von 35 °C, während (konventionelle) katalytische Anlagen bei erhöhtem Druck (z. B. 15 bar oder mehr) und bei 250 bis 600 °C arbeiten. Die Methanisierungsreaktion ist in unten stehender Formel dargestellt:



Die Reaktionsgleichung zeigt auf der Eduktseite, dass die Reaktion pro Mol Methan (CH<sub>4</sub>) 4 Mol Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und 1 Mol Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) benötigt und dass auf der Produktseite pro Mol CH<sub>4</sub> auch 2 Mol Wasser (H<sub>2</sub>O) gebildet werden. Die Reaktionspfeile weisen darauf hin, dass die Reaktionen in beide Richtungen ablaufen können bzw. dass sich in Abhängigkeit von Temperatur und Druck ein Reaktionsgleichgewicht einstellt. Daraus ergibt sich dann der Grad der katalytischen Umwandlung. Während der Reaktion werden 5 Mol auf der Eduktseite (4 Mol H<sub>2</sub> und 1 Mol CO<sub>2</sub>) in 3 Mol auf der Produktseite (1 Mol CH<sub>4</sub> und 2 Mol H<sub>2</sub>O) umgewandelt, was zu einer Volumenreduktion bzw. im geschlossenen Volumen zu einer Druckabnahme führt. Diese Druckabnahme verschiebt das chemische Gleichgewicht in Richtung Edukte, was einer Minderung der Umwandlung entspricht. Diesem Effekt kann entgegengewirkt werden, wenn die Reaktion auf einem höheren Druckniveau (z. B. 15 bar oder höher) betrieben wird. Die Gleichung zeigt schliesslich noch, dass die Reaktion exotherm abläuft, indem pro Mol CH<sub>4</sub> 165 kJ Abwärme entstehen. Zum Vergleich: Verbrennt man 1 Mol CH<sub>4</sub> (16 g), entsteht eine Wärme von ca. 800 kJ (allerdings auf höherem Temperaturniveau).

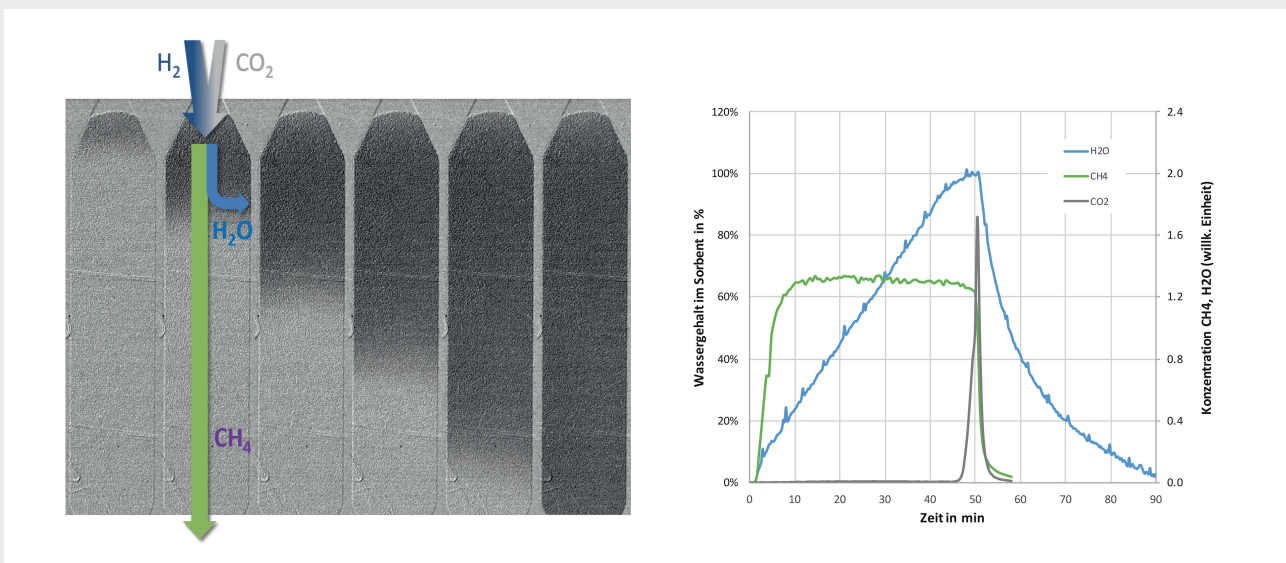


Fig. 1 Neutronenradiografiebilder eines Reaktorprototyps (Reaktorlänge 40 cm) mit zunehmender Sättigung des Zeolithmaterials mit Wasser (dunkle Verfärbung) von links nach rechts (linkes Bild). In der Grafik rechts wird der Zusammenhang zwischen Wassergehalt im Sorbent (blau) und der Gaszusammensetzung des Produktgases (CH<sub>4</sub> und CO<sub>2</sub>) gezeigt (blau und grau). Bis 50 min wird der Reaktor im Methanisierungsmodus betrieben und ab 50 min im Trocknungsmodus.

Im «move»-MEGA-Projekt werden das chemische Gleichgewicht der Reaktion, die  $\text{CO}_2$ -Versorgung und die Nutzung der Abwärme thematisiert. Das zentrale Element ist die an der Empa entwickelte, «sorptionsverstärkte» katalytische Methanisierung [1]. Dabei wird Nickel als Katalysator auf einem porösen Zeolithmaterial in Form von Kügelchen oder Pellets aufgebracht und in einen Reaktor gefüllt, der von den Edukten durchströmt wird. Die Edukte werden dann entsprechend der vorgenannten Reaktionsgleichung in Methan und Wasser umgewandelt. Die Porosität des Zeolithmaterials bewirkt, dass das in der Methanisierung gebildete Wasser kontinuierlich vom Zeolithmaterial aufgenommen und somit vom Methan getrennt wird. Diese Wasserabtrennung verschiebt das chemische Gleichgewicht der Methanisierungsreaktion auf die Produktseite – zu nahezu 100% Methan –, weil dort neben dem Methan kein Reaktionspartner mehr vorhanden ist. Damit kann auf eine Produktgasaufbereitung mit Rückführung von Restwasserstoff auf die Eduktseite verzichtet werden. Zudem werden lokale Hotspots, wie sie in konventionellen Anlagen auftreten können, durch dieses Verfahren unterbunden und die Methanausbeute ist bereits bei niedrigen Drücken sehr hoch, weshalb weniger Kompressionsenergie benötigt wird. Im Rahmen eines FOGA- und eines SNF-Projektes wurde der sorptionsverstärkte Methanisierungsprozess bis auf eine vorkommerzielle Technologiestufe entwickelt. In *Figur 1* sind Neutronenradiografiebilder eines Prototyps zu sehen. Die Schwärzung ist ein Mass für das im Zeolith gespeicherte Wasser [2]. Im Verlauf der Reaktion wird das Katalysatorbett

(hier von oben nach unten) mit Wasser gefüllt, der mittlere Wassergehalt steigt linear an. Während dieser Phase liegt am Auslass des Reaktors sehr reines Methan vor. Wenn die Reaktionsfront den Auslass erreicht, bricht Wasser und  $\text{CO}_2$  durch und das Produktgas würde entsprechend verdünnt. Deshalb muss kurz davor das Katalysatorbett getrocknet werden (zu sehen in der rechten Grafik ab Minute 50) bis die ursprüngliche Trockenheit wieder erreicht ist.

Einer der grössten Vorteile dieses Verfahrens ist, dass es bei niedrigen Drücken betrieben werden kann. *Figur 2* zeigt die theoretische Verdichtungsarbeit für die Edukte  $\text{H}_2$  und  $\text{CO}_2$  in Abhängigkeit vom Reaktionsdruckniveau. Je niedriger das Reaktionsdruckniveau, desto geringer die Arbeit, die für die Kompression der Edukte aufgebracht werden muss. Dies beeinflusst den Gesamtwirkungsgrad der Methanisierung [3], wie in der rechten Abbildung aufgezeigt. Da – wie links beschrieben – bei der sorptionsverstärkten Methanisierung keine zusätzlichen Massnahmen zur Verschiebung des chemischen Gleichgewichts erforderlich sind, kann die Anlage auf einem beispielsweise um 10 bar geringeren Druck betrieben werden, was den Gesamtwirkungsgrad der Methanisierung erhöht. Wie im Abschnitt «Wirtschaftlichkeitsanalysen» ausgeführt ist, weisen die Energiekosten bei PtG-Anlagen den höchsten Anteil an den Gesteungskosten auf, weshalb Effizienzgewinne für die Reduktion der Gesteungskosten sehr wichtig sind.

Diesem Vorteil auf der Seite des chemischen Gleichgewichts steht für die sorptionsverstärkte Methanisierung der

Nachteil gegenüber, dass das Zeolithmaterial nach Sättigung mit Wasser wieder getrocknet werden muss. Das bedeutet: Ein einzelner Reaktor mit sorptionsverstärkter Methanisierung kann nicht kontinuierlich betrieben werden. Im Rahmen des MEGA-Projektes wird der Grundprozess der Methanisierung deshalb in ein Druckwechseladsorptionsverfahren integriert. Die Methanisierung und die anschliessende Trocknung werden dabei diskontinuierlich bei unterschiedlichen Wasserpartialdrücken betrieben. Da die Trocknung des Zeolithmaterials ungefähr doppelt so lange dauert wie die Benetzung, werden insgesamt drei Reaktoren so verschaltet, dass immer ein Reaktor Methan produziert und das Zeolithmaterial mit Wasser beladen wird, während zwei Reaktoren getrocknet werden. Damit kann eine kontinuierliche Methanproduktion sichergestellt werden. Die Absenkung des Wasserpartialdrucks für die Trocknung geschieht mittels Spülung mit einem heissen Gas und durch Absenkung des Absolutdrucks.

Die Grundauslegung der Reaktoren wurde soeben abgeschlossen und liegt nun beim Industriepartner zur Evaluation. Als nächster Schritt ist vorgesehen, die Anlage fertigen zu lassen und im Sommer 2021 zu installieren und in Betrieb zu nehmen.

## DIE $\text{CO}_2$ -VERSORGUNG

Wie die Reaktionsgleichung S. 55 zeigt, benötigt die Methanisierung viel  $\text{CO}_2$ . Pro hergestelltes Kilogramm Methan müssen 2,75 kg  $\text{CO}_2$  bereitgestellt werden. Eine PtG-Anlage erzeugt pro MW installierter Elektrolysekapazität in 24 Stunden ungefähr 900 kg Methan. Dafür

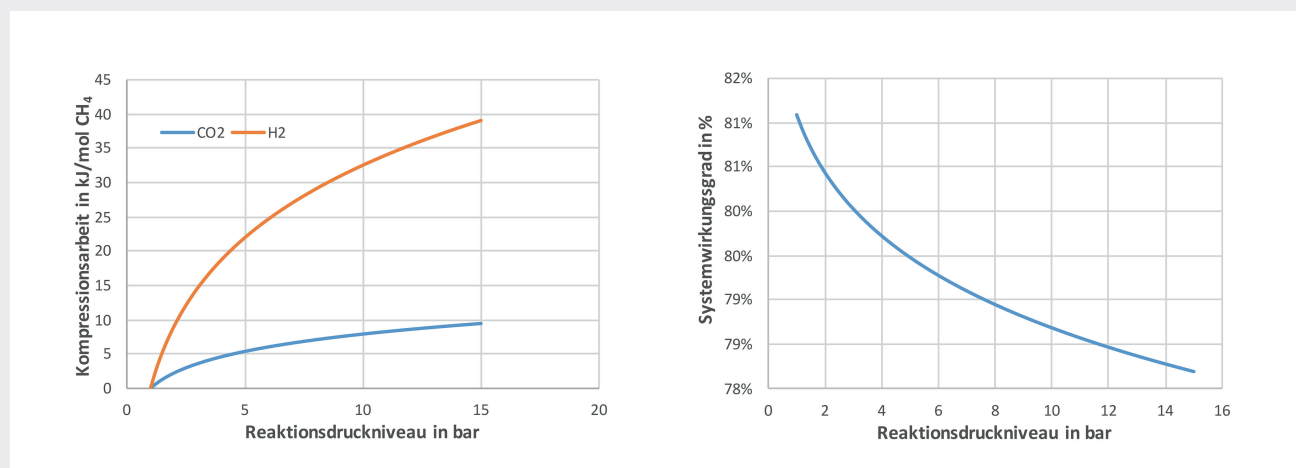


Fig. 2 Verdichtungsarbeit von Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) und Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) (links) bzw. Wirkungsgrad der Methanisierung in Abhängigkeit vom Reaktionsdruckniveau (rechts). (Annahme: dreistufige Kompression mit Zwischenkühlung auf 50 °C und isentropem Wirkungsgrad von 85%)

müssen dem Prozess gegen 2,5 t CO<sub>2</sub> zugeführt werden. Liegt dieses nicht am Ort der PtG-Anlage direkt vor, wie beispielsweise in Biogas-, Kehrlichtverbrennungs- oder Abwasserreinigungsanlagen, muss es entweder aus der Luft bezogen oder aus Quellen (z. B. Zementfabrik, Kaminen) abgetrennt, gereinigt, verflüssigt und – oftmals auf der Strasse – zur PtG-Anlage transportiert werden. Aufgrund der aktuellen Netznutzungsentgelt-Regulierungen müssen PtG-Anlagen aus Wirtschaftlichkeitsgründen auf Stromerzeugungsarealen stehen. Begrenzt man die CO<sub>2</sub>-Transporte auf einen Radius von 10 km um solche Standorte, kann die Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub> durchaus limitierend sein, wie eine Studie der Empa und des PSI im Auftrag des BAFU zeigte [4]. Die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> für PtG-Anlagen ist deshalb eine relevante Fragestellung – insbesondere für grössere Anlagen. Im «move»-MEGA-Projekt wird das CO<sub>2</sub> mittels einer Anlage von *Climeworks* aus der Luft gewonnen. Mit dieser Kopplung soll aufgezeigt werden, wie grössere Methanisierungsanlagen ohne entsprechende CO<sub>2</sub>-Quelle in der Nähe – zum Beispiel in Wüstenregionen oder bei Offshore-

Windparks – betrieben werden können. Aufgrund der niedrigen CO<sub>2</sub>-Konzentration müssen grosse Mengen Luft durch ein poröses Material ventiliert werden, das CO<sub>2</sub> aus dem Luftstrom adsorbiert. Nach Sättigung des Materials wird das CO<sub>2</sub> durch die Zufuhr von Wärme im Bereich von 100 bis 120 °C desorbiert und in einem Puffermodul gespeichert. Die erforderliche Wärme für die Desorption des CO<sub>2</sub> – in unserer Anlage rund 40 kW bei 110 °C – kann zu einem grossen Teil durch die Abwärme der Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen abgedeckt werden, was im Rahmen des «move»-MEGA-Projektes umgesetzt und demonstriert werden soll. Dabei muss die Abwärme der Elektrolyseanlagen aufgrund des vergleichsweise niedrigen Temperaturniveaus mittels Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau gebracht werden und kann dann mit der Abwärme der Methanisierungsanlage zur CO<sub>2</sub>-Desorption genutzt werden. Die Trocknung des Zeolithmaterials in der Methanisierungsanlage sowie die Vorwärmung des Wasserstoffs und des CO<sub>2</sub> vor der Methanisierung müssen hierbei ebenfalls berücksichtigt werden (Fig. 3).

Diese Art der CO<sub>2</sub>-Versorgung ist zum aktuellen Zeitpunkt im Vergleich zur Versorgung aus anderen Quellen mit hoher CO<sub>2</sub>-Konzentration nicht wirtschaftlich; die Technologie hat aber ein grosses Kostensenkungspotenzial [5], weshalb die Kombination mit PtG-Anlagen für die Zukunft trotzdem vielversprechend ist.

## WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSEN

Die Wirtschaftlichkeit neuer Technologien muss heute bereits in einem frühen Entwicklungsstadium abgeschätzt werden können, um Industrie- und Umsetzungspartner zu überzeugen. Das gilt auch für die hier vorgestellte, sorptionsverstärkte Methanisierung. Solche Wirtschaftlichkeitsabschätzungen basieren in der Regel auf technoökonomischen Studien, deren Ergebnisse jedoch oft nicht direkt nutzbar sind, weil sich die Fragestellungen unterscheiden oder andere Annahmen zugrunde gelegt wurden. Im vorliegenden Projekt wurde deshalb ein eigenes Methangestehungskostenmodell entwickelt, das auf der Auswertung technoökonomischer Studien sowie eigenen Daten und Annahmen basiert, um den

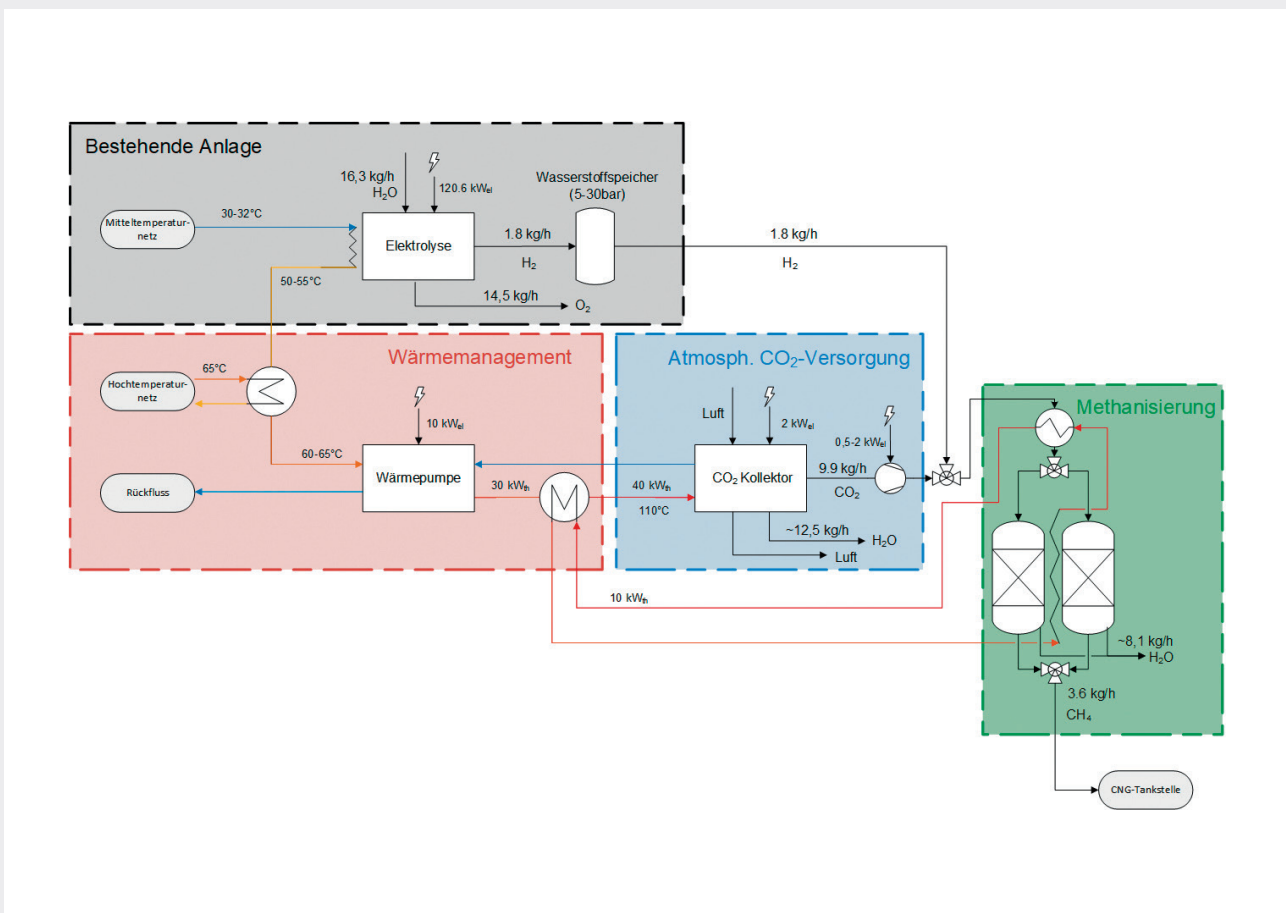


Fig. 3 Energie- und Wärmebilanzen der geplanten Gesamtanlage.

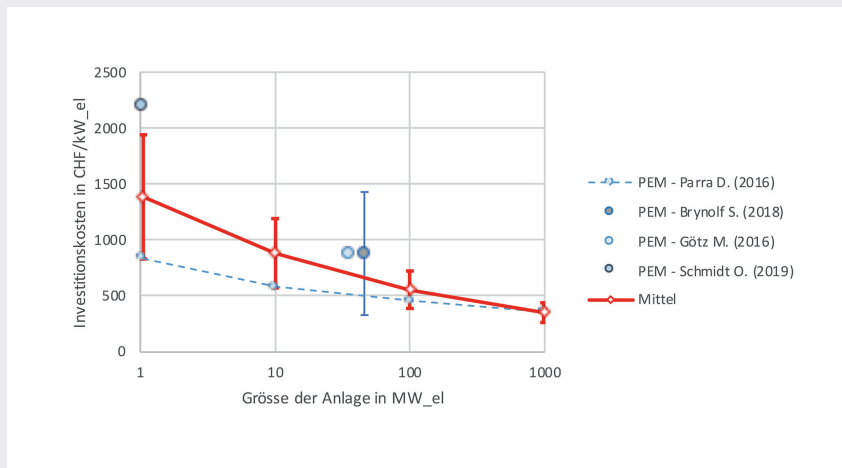


Fig. 4 Investitionskosten von PEM-Elektrolyseanlagen in Abhängigkeit der Anlagegrösse. (Quellen: s. Angaben im Diagramm)

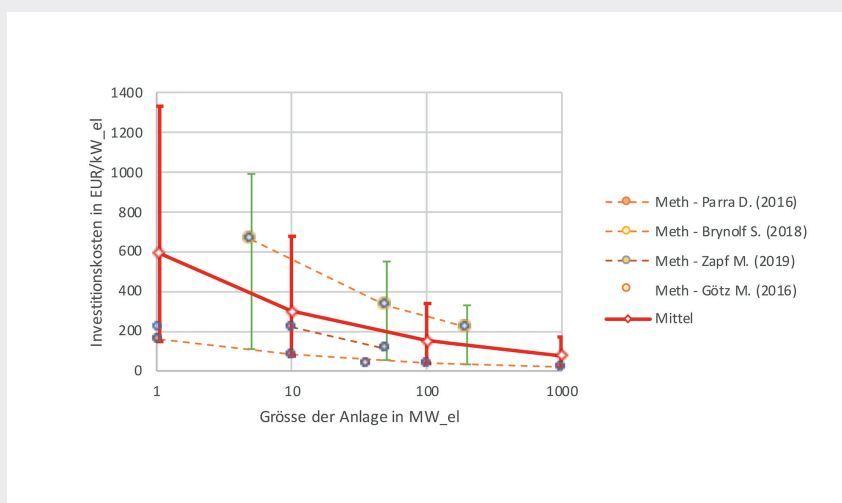


Fig. 5 Investitionskosten konventioneller Methanisierungsanlagen in Abhängigkeit der Anlagegrösse. (Quellen: s. Angaben im Diagramm)

Abschreibung und Verzinsung (CAPEX) sowie die Betriebskosten für z.B. Elektrizität, CO<sub>2</sub>-Versorgung, Wartung und Unterhalt, Personalkosten, Raumkosten (OPEX). Die spezifischen Investitionskosten hängen unter anderem auch von der Anlagengrösse ab, weshalb diese als Funktion der installierten Leistung in das Kostenmodell integriert wurde. Zudem sind einige dieser Daten und Annahmen sehr relevant, während andere einen eher geringen Einfluss auf die Gestehungskosten haben. Um diese Sensitivitäten zu ermitteln, wurden die Inputdaten mit Variationen versehen (z.B. ±30%). Einige der Kostenpositionen (z.B. Verzinsung, Standortkosten, Personalkosten) hängen stark von den lokalen Gegebenheiten und vom Marktumfeld ab; für diese sind in den folgenden Ausführungen mittlere Werte dargestellt.

Power-to-Gas-Anlagen bestehen im Wesentlichen aus der Elektrolyse- und der Methanisierungsanlage. Die beiden Figuren 4 und 5 zeigen die Investitionskosten aus verschiedenen Studien für Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyseanlagen (PEM) bzw. für (konventionelle) Methanisierungsanlagen in verschiedenen Anlagegrössen sowie die daraus abgeleiteten mittleren spezifischen Investitionskosten. Diese Daten zeigen, dass sich die Investitionskosten mit steigender Anlagegrösse pro Grössenordnung fast halbieren. Aus wirtschaftlichen Gründen ist es deshalb interessant, möglichst grosse Anlagen zu bauen. Zu den Investitionskosten dazu kommen noch Wasserstoffpufferspeicher, die Verrohrung, eine Steuerung, die Einspeisung usw. Für die

Einfluss des «move»-MEGA-Ansatzes auf die Wirtschaftlichkeit abschätzen zu können.

Das Gestehungskostenmodell beinhaltet die spezifischen Investitionskosten für die wichtigsten Baugruppen bzw. deren

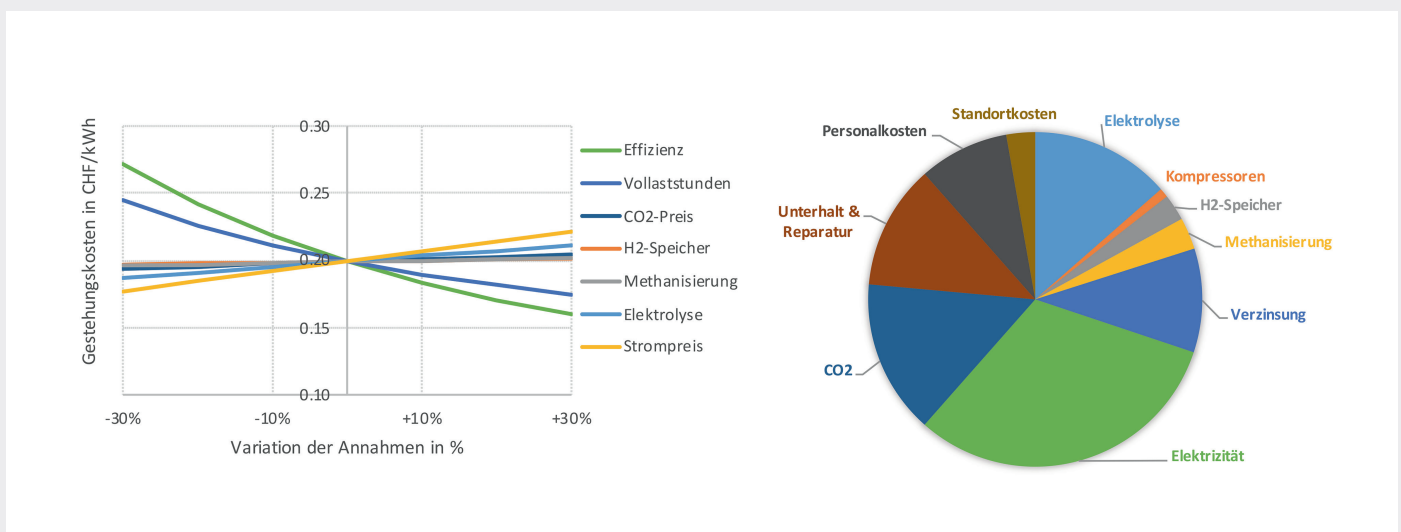


Fig. 6 Gestehungskosten einer 5-MW-PtG-Anlage mit Analyse der Sensitivitäten der einzelnen Kostenpositionen (l.) sowie der Kostenzusammensetzung (r.).

se Positionen wurden ebenfalls Kostenfunktionen definiert.

Figur 6 zeigt Methan-Gestehungskosten für eine 5-MW-PtG-Anlage von 0.20 Fr./kWh<sub>th</sub> (linkes Diagramm) sowie die Zusammensetzung der Gestehungskosten (rechtes Diagramm). Mit einem Anteil von 46% stellen die Elektrizitäts- und CO<sub>2</sub>-Kosten fast die Hälfte der Methan-Gestehungskosten. Die Sensitivitätsanalyse (linkes Diagramm) zeigt, dass der Wirkungsgrad der Anlage (grüne Kurve; Basiswert: 48% basierend auf dem Heizwert) und die Stromkosten (gelbe Kurve) den grössten Einfluss auf die Kosten aufweisen.

Neben den Elektrizitäts- und CO<sub>2</sub>-Kosten hat die Anzahl der Volllaststunden (Basiswert: 4500 h) einen signifikanten Einfluss; diese ist relevant für die Frage, wie viel Methan produziert wird bzw. auf wie viel Methan die CAPEX umgelegt werden können. Sie hat aber auch einen Einfluss auf die Elektrizitätskosten. Figur 7 zeigt die geordneten Spotmarkt-Strompreise 2015 der Schweiz (gelb gestrichelte Kurve) mit einigen Stunden bei sehr niedrigen Strompreisen (<0.02 Fr./kWh) und einigen Stunden mit hohen Strompreisen (>0.08 Fr./kWh). Aufgrund des Zubaus von erneuerbarer Elektrizität mit niedrigen Grenzkosten und sinkenden Gesamtkosten (primär im Sommerhalbjahr) sowie steigenden Kosten für fossile Elektrizität aufgrund von CO<sub>2</sub>-Abgaben (primär im Winterhalbjahr) kann erwartet werden, dass sich dieses Stromkostenprofil in Zukunft akzentuiert. Das bedeutet, dass die Stunden mit sehr niedrigen wie auch diejenigen mit hohen Strompreisen zunehmen werden, während die mittleren Kosten möglicherweise stabil bleiben. Berechnet man aus solchen Stromkostenprofilen die mittleren Stromkosten (gelbe ausgezogene Kurve), steigen diese mit zunehmenden Volllast-Stunden an. Die Methan-Gestehungskosten (blaue ausgezogene Kurve) nehmen aufgrund der sinkenden Kapitalkosten (blau gestrichelte Kurve) bis zu ca. 4000 Volllaststunden massiv ab, bleiben aber ab 5000 Volllaststunden annähernd konstant. Ab dann kompensieren sich höhere OPEX aufgrund des steigenden mittleren Strompreises und sinkende CAPEX. Basierend

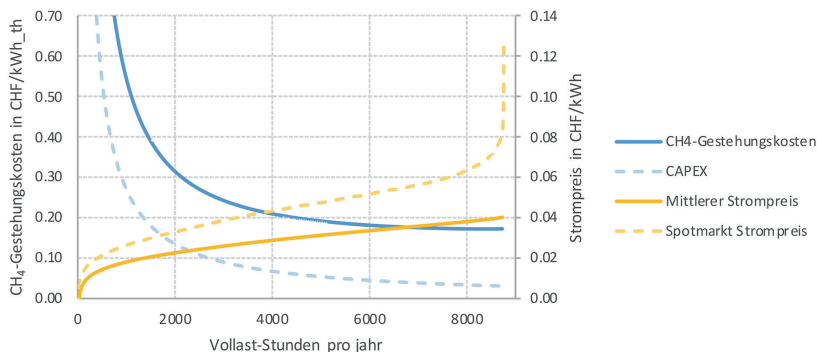


Fig. 7 Geordnete Spotmarkt-Strompreise 2015 (gestrichelte gelbe Kurve) sowie mittlere Strompreiskurve (ausgezogene gelbe Kurve) über der Anzahl Volllaststunden pro Jahr sowie resultierender Methan-Gestehungskosten (ausgezogene blaue Kurve) bzw. Kapitalkosten (gestrichelte blaue Kurve).

auf einem solchen Strompreisprofil sollten PtG-Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen jährlich zwischen 4000 und 5000 Volllaststunden in Betrieb sein.

## AUSBLICK

Die PtG-Technologie ist im industriellen Massstab noch relativ jung. Deshalb sind weitere Kostensenkungen aufgrund technologischer Weiterentwicklungen – wie oben beschrieben – sowie aufgrund von systemischen und betrieblichen Optimierungen absehbar. Der niedrige Wirkungsgrad als Grundproblem von PtG-Anlagen wird bleiben; man kann aber von einer Erhöhung auf mindestens 55% ausgehen (basierend auf dem Heizwert). Der Grundvorteil aber, die einfache und kostengünstige Transportierbarkeit von Methan, wird als wichtiges Argument ebenfalls bleiben. Diese bedeutet, dass PtG-Anlagen dort aufgestellt werden können, wo bisher ungenutzte energetische Ressourcen erschlossen werden können (beispielsweise in Wüstenregionen oder bei Offshore-Windparks).

Eine Studie des europäischen Store&Go-Projekts zeigt bis 2050 eine Halbierung der Investitionskosten [6]. In Verbindung mit Wirkungsgradsteigerung sind damit in Zukunft Methan-Gestehungskosten im Bereich von 0.12–0.14 Fr./kWh<sub>th</sub> durchaus realistisch. Dies entspricht in etwa den heutigen Gestehungskosten von Biogas.

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] Borgschulte, A. et al. (2013): Sorption enhanced CO<sub>2</sub> methanation; *Phys. Chem. Chem. Phys.*
- [2] Borgschulte, A. et al. (2016): Water distribution in a sorption enhanced methanation reactor by time resolved neutron imaging; *Phys. Chem. Chem. Phys.*
- [3] Walspurger, S. et al. (2014): Sorption enhanced methanation for substitute natural gas production: Experimental results and thermodynamic considerations; *Chemical Engineering Journal*
- [4] Teske, S. et al. (2019): Potenzialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz – Betrachtungen zu Technologien, CO<sub>2</sub> Standorten, Elektrizität, Wirtschaftlichkeit und Einsatz in der Mobilität (Empa/PSI-Bericht 2019)
- [5] Lawrence Livermore National Laboratory (2019): *Getting to Neutral*
- [6] Böhm H. et al. (2020): Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects; *Applied Energy*

## > SUITE DU RÉSUMÉ

par le partenaire industriel. L'installation doit être construite à l'Empa durant l'été 2021 pour être mise en service dans la foulée. Les analyses de rentabilité permettront d'étudier les répercussions du nouveau procédé sur le prix de revient du méthane de synthèse.