

Grünes Methan für Verkehr und Energieversorgung

– Forschung und Industrie legen Zwischenergebnisse im Projekt MethQuest vor

Gasbasierte Energiesysteme haben im Kontext der Energiewende den Vorteil, dass das bislang genutzte fossile Erdgas Schritt für Schritt durch Gas aus erneuerbaren Quellen ersetzt werden kann. Im Rahmen der sogenannten Zwei-Energieträger-Welt können strom- und gasbasierte Technologien somit gemeinsam einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen leisten. Das Projekt „MethQuest“ hat es sich in diesem Kontext zum Ziel gesetzt, die bislang existierenden Verfahren, mit denen erneuerbare Gase erzeugt werden können, weiterzuentwickeln und zu verbessern. Der Beitrag stellt die dabei in den einzelnen Teilprojekten gewonnenen Zwischenergebnisse vor und gibt einen Ausblick auf die noch erforderlichen Schritte.

von: Dr. Frank Graf, Dr. Simon Verleger, Wolfgang Köppel & Johanna Gegenheimer (alle: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie)



Abb. 1: Innerhalb der Projektplattform MethQuest arbeiten sechs Verbundprojekte im engen Austausch zusammen.

Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Quellen spielen eine wichtige Rolle bei der Energiewende. Um die Sicherheit bei der Versorgung mit elektrischem Strom auf dem jetzigen Niveau zu erhalten, werden beispielsweise zunehmend flexible Gaskraftwerke benötigt, mit denen die volatile Bereitstellung der erneuerbaren Energien ausgeglichen werden kann. Darüber hinaus beginnt sich Gas in Form von LNG (Liquefied Natural Gas) als neuer Marine- und Lkw-Kraftstoff zu etablieren, und auch in der Industrie werden zukünftig chemische Energieträger für die stoffliche und energetische Nutzung benötigt. Gleiches gilt für die Gebäudeenergieversorgung.

Vor diesem Hintergrund arbeiten seit September 2018 insgesamt 29 Partner aus Forschung, Industrie und Energiewirtschaft im Leitprojekt MethQuest (www.methquest.de) zusammen. In dem Projekt werden Verfahren entwickelt, mit denen Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Quellen (e-Methan) erzeugt und in Verkehr und Energieversorgung klimaneutral eingesetzt werden können. MethQuest wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit einer Fördersumme von insgesamt 19 Mio. Euro gefördert und gliedert sich in sechs thematisch strukturierte Verbundprojekte (Abb. 1). Diese werden im Rahmen des Beitrags vorgestellt und erste Erkenntnisse diskutiert.

MethFuel befasst sich mit innovativen Power-to-Gas-Technologien

Im Verbund MethFuel erforschen die Beteiligten neue Verfahren zur strombasierten Herstellung von Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Quellen. Hierzu werden neuartige Verfahrenskonzepte und Technologien – von der Wasserelektrolyse über die CO₂-Abscheidung bis hin zur katalytischen Methanisierung – entwickelt und technoökonomisch bewertet.

Quelle: MethQuest



Quelle: Elogen

Unter der Leitung von Elogen wurde in Zusammenarbeit mit den Partnern Fraunhofer ISE und iGas energy ein neues PEM-Elektrolyse-System (Abb. 2) entwickelt, das in einer neunmonatigen Pilotphase im Industriepark Höchst (Frankfurt) getestet wird. Es hat eine nominelle Leistung von 1,3 Megawatt (MW). Um neben der Wasserstoff-erzeugung auch am Primärregelenergiemarkt teilnehmen zu können, kann es darüber hinaus mit bis zu 2,3 MW lastflexibel betrieben werden. Durch die Volatilität der erneuerbaren Energiequellen besteht die Herausforderung darin, dass der Elektrolyseur hochflexibel zeitweise sowohl mit doppelter Nennleistung als auch mit niedriger Teillast betreibbar sein muss, und zwar ohne vorzeitig zu altern oder gar Schaden zu nehmen.

Ein wenig weiter in die Zukunft blickt die TU Berlin: Um künftig große Mengen Wasserstoff in Offshore-Windparks erzeugen zu können, ist es von Vorteil, Meerwasser direkt für die Elektrolyse nutzen zu können. Die TU Berlin entwickelte und erprobte im Projekt erfolgreich ein effizientes Konzept ohne vorherige Meerwasserentsalzung.

Für die Umwandlung von Wasserstoff zu Methan wird CO_2 als Kohlenstoffträger benötigt. Neben Punktquellen (z. B. aus Biogasanlagen oder Industrieprozessen) wird gerade für abgelegene Produktionsstandorte die CO_2 -Bereit-

stellung aus Luft als Lösungsoption angesehen. Hierzu hat das Engler-Bunte-Institut ein neuartiges, auf ionischen Flüssigkeiten (engl.: ionic liquids, kurz: IL) basierendes Wäschekonzept entwickelt, welches schon erfolgreich für die Aufbereitung von Biogas und von Rauchgasen eingesetzt wird. Ionische Flüssigkeiten haben für Gaswäschen den Vorteil, dass sie aufgrund ihres sehr niedrigen Dampfdrucks auch bei Temperaturen um $100\text{ }^\circ\text{C}$ nur zu einem vernachlässigbaren Teil verdampfen und nicht als wässrige Lösungen vorliegen. Damit ergeben sich neue Möglichkeiten für die Regeneration der Waschmittel. Die Regeneration kann durch Druckabsenkung bis in den Vakuumbereich erfolgen, wodurch auf eine energieintensivere Temperaturerhöhung verzichtet werden kann. Die Druckabsenkung benötigt deutlich weniger Energie als das Erhitzen bei klassischen Waschflüssigkeiten wie Amininen, sodass die Betriebskosten signifikant gesenkt werden können.

Als letzter Prozessschritt wird die katalytische Methanisierung am Engler-Bunte-Institut (Bereich Chemische Energieträger – Brennstofftechnologie) am Beispiel der Drei-Phasen-Methanisierung untersucht. Hierbei werden in einer Pilotanlage am Energy Lab 2.0 (Campus Nord, KIT) pro Stunde rund 10 Kubikmeter synthetisches Erdgas produziert [1, 2]. Neben hohen Umsatzraten zeigt das Verfahren ein sehr gutes dynamisches Lastverhalten. Dies ist ent-

Abb. 2: Im Rahmen des Teilprojekts MethFuel entwickeltes PEM-Elektrolyse-System



Quelle: KIT

Abb. 3: Pilotanlage zur Erzeugung von erneuerbarem Methan mittels Drei-Phasen-Methanisierung

scheidend, um dem volatilen Angebot von Strom aus regenerativen Quellen zu folgen (Abb. 3).

Zur Erreichung einer optimalen Energieausnutzung bei Power-to-Gas-Prozessen (PtG-Prozessen) müssen die Wechselwirkungen und die Möglichkeiten zur Wärmeintegration zwischen den einzelnen Teilprozessen analysiert und optimierte Gesamtprozessketten entwickelt werden. Deshalb sind die Arbeiten zur technischen und ökonomischen Bewertung verschiedener PtG-Prozessketten im Verbund MethFuel essenziell. Als CO₂-Quellen für PtG-Prozesse kommen neben Biomasse auch industrielles Abgas und Umgebungsluft infrage. Um die verschiedenen Erzeugungsoptionen abzubilden, haben die Experten in MethFuel gemeinsam beispielhaft vier PtG-Prozessketten u. a. hinsichtlich Gesamtenergiebedarf und -kosten bewertet. Die repräsentativen PtG-Prozessketten bilden einen wichtigen Baustein für die systemanalytischen Modelle in den angrenzenden Verbänden MethGrid und MethSys.

Da Deutschland auch zukünftig nicht energieautark sein wird, wird im Teilprojekt MethFuel neben der heimi-

schen Produktion von erneuerbarem Methan auch dessen Import betrachtet. Aufgrund des hohen Potenzials an Sonnen- und Windenergie und der Nähe zu Europa sind Nordafrika und der Nahe Osten vielversprechende Exportregionen. Herausforderungen für einen PtG-Prozess in Wüstenregionen bestehen vor allem in der Verfügbarkeit der Ausgangsstoffe Süßwasser und CO₂. Deshalb wird vor der Elektrolyse eine Meerwasserentsalzung vorgesehen. Durch CO₂-Abtrennung aus der Luft (sogenanntes Direct Air Capturing (DAC)) kann eine quasi unlimitierte Kohlenstoffquelle erschlossen werden. Das bereitgestellte CO₂ und der Wasserstoff werden in einer katalytischen Methanisierung zu Methan umgewandelt und anschließend für den Transport verdichtet oder verflüssigt. In Zukunft kann auch das von der TU Berlin entwickelte Konzept für Offshore-Meerwasserelektrolyse eingesetzt werden; auf diese Art und Weise lässt sich die Anlagenkomplexität verringern.

Bei der Methanisierung wird Reaktionswärme frei, welche genutzt werden kann, um den thermischen Energiebedarf der anderen Prozessschritte zu decken. Durch interne Wärmekopplung kann der Gesamtwirkungsgrad einer

PtG-Prozesskette damit deutlich erhöht werden. Für die Produktion von erneuerbarem Methan in Nordafrika aus Fotovoltaik und CO₂ aus der Umgebungsluft werden im Jahr 2050 Gesamtwirkungsgrade von 58 Prozent, bezogen auf den Brennwert, erwartet. Die Kostenentwicklung von Power-to-Gas ist von vielen Faktoren, wie z. B. dem Vorschreiten technologischer Entwicklungen und der zukünftigen Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom, abhängig. Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Kosten für erneuerbaren Strom und der hohen Betriebsstunden in Nordafrika werden für das Jahr 2050 Gesteckungskosten für erneuerbares Methan ab 110 Euro pro Megawattstunde (MWh) (Zinssatz: 7 Prozent, brennwertbezogen) erwartet.

Wasserstoff, Methanol und Methan im Motorentest

In den drei Teilprojekten MethCar (Co-Finanzierung des Partners KIT über den DVGW), MethPower und MethMare arbeiten die Partner an Motoren für Schiffe, Autos und zur Stromgewinnung, die in der Lage sind, erneuerbares Gas ohne schädliche Nebenprodukte hocheffizient zu verbrennen. Ein unter Führung von Ford gebauter optimierter Pkw-Motor wird derzeit auf dem Prüfstand getestet (Abb. 4). Im Vordergrund steht dabei, einen hohen Wirkungsgrad zu erreichen und Abgasnachbehandlungsstrategien für den Ottomotor zu entwickeln.

Die Partner des Teilprojekts MethPower wiederum untersuchen einen innovativen Otto-Großgasmotor mit Wasserstoff als Kraftstoff (Abb. 5), koordiniert durch Rolls-Royce Power Systems. Dieser Motor ist für die Energieversorgung konzipiert und soll die Leistungsdichte eines Erdgasmotors bei geringsten Emissionen erreichen. Die bisherigen Ergebnisse erfüllen die Vorgaben und zeigen niedrige Schadstoffemissionen und hohe Leistungsdichten. Damit besteht die Möglichkeit, dezentral auch bislang überschüssige erneuerbare Energie zu nutzen und das Stromnetz zu stabilisieren.

Das ebenfalls bei Rolls-Royce Power Systems angesiedelte Teilprojekt Meth-Mare zeigt, wie die maritime Energiewende mit Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien unterstützt werden kann. Ein Ergebnis der Untersuchungen ist, dass Methanemissionen durch Katalysatoren sowie innermotorisch durch eine hochkomplexe Hochdruck-Gaseinspritzung gegenüber herkömmlichen Gasmotoren in Schiffen um über 80 Prozent reduziert werden können. Die Systeme werden auf ihre Alterungsbeständigkeit geprüft und für die Katalysatoren Regenerationsmaßnahmen untersucht. Zusätzlich konnte der CO₂-Ausstoß durch verbesserte Kolben- und Düsengeometrien nochmals verringert werden.

Auch die Verbrennung von Methanol im schnell laufenden Großmotor zeigt am Forschungsaggregat niedrige Schadstoffemissionen (Stickoxid- und Partikelemissionen) und vermeidet Methanemissionen gänzlich.

LNG-Hub- und Mikrogrid-Konzepte für Rheinhafen Karlsruhe

Die Partner im Teilprojekt MethGrid haben für den Rheinhafen Karlsruhe einen multifunktionalen LNG-Hub zur Verflüssigung, Speicherung und Verteilung von Biogas, als sofortige Defossilisierungsoption, und zukünftig von e-Methan konzipiert. Mit der Anlage lässt sich zum einen die LNG-Versorgung der Rheinschifffahrt gewährleisten. Zum anderen kann der Hub auch Tankstellen und Satellitenanlagen in der Region mit dem Energieträger versorgen. In Spitzenlastzeiten kann er zur Unterstützung des Gas-Hochdrucknetzes in Baden-Württemberg eingesetzt werden. In ersten Abschätzungen stellte sich heraus, dass es unter den heutigen Randbedingungen wirtschaftlich ist, Biogas als sofortige Option zur Defossilisierung von LNG im Hafen zu verflüssigen und insbesondere dem Schwerlastverkehr zur Verfügung zu stellen. Hierzu wird Biogas an den Biogasanlagen in das vorhandene Gasnetz eingespeist und die Zertifikate auf die Verflüssigungsanlage

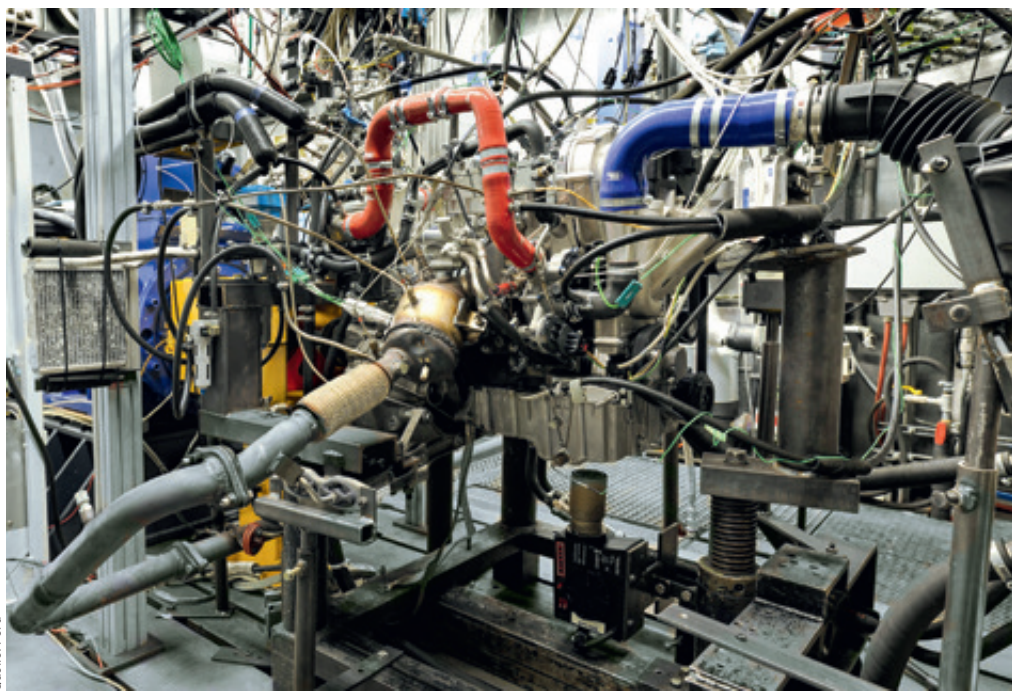


Abb. 4: Gasmotor von Ford auf dem Prüfstand

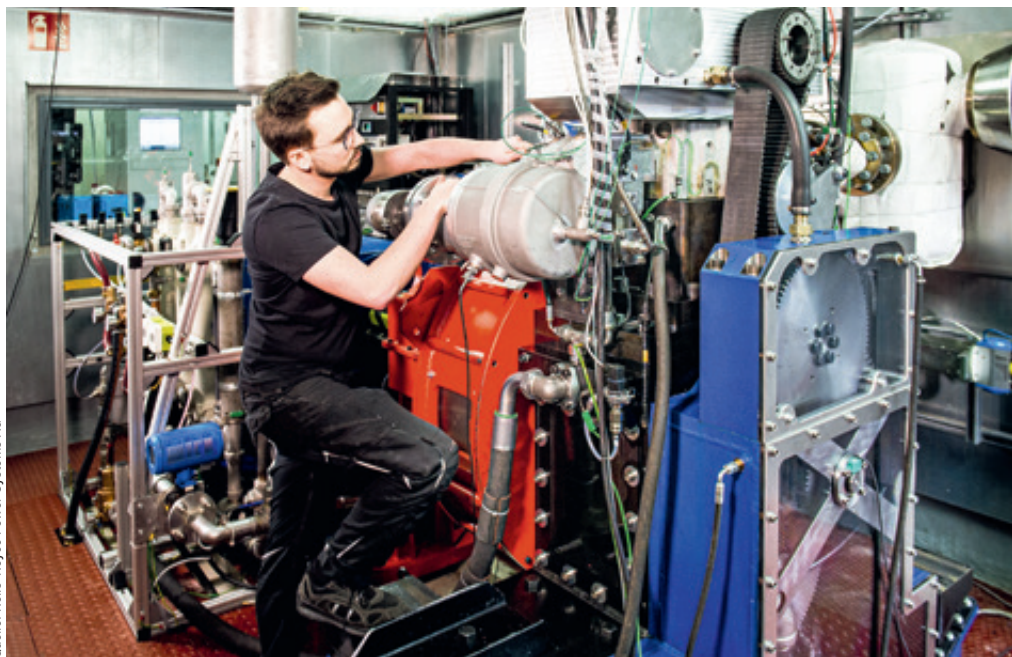


Abb. 5: Einzyklindriger Otto-Großgasmotor, konzipiert für den Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff

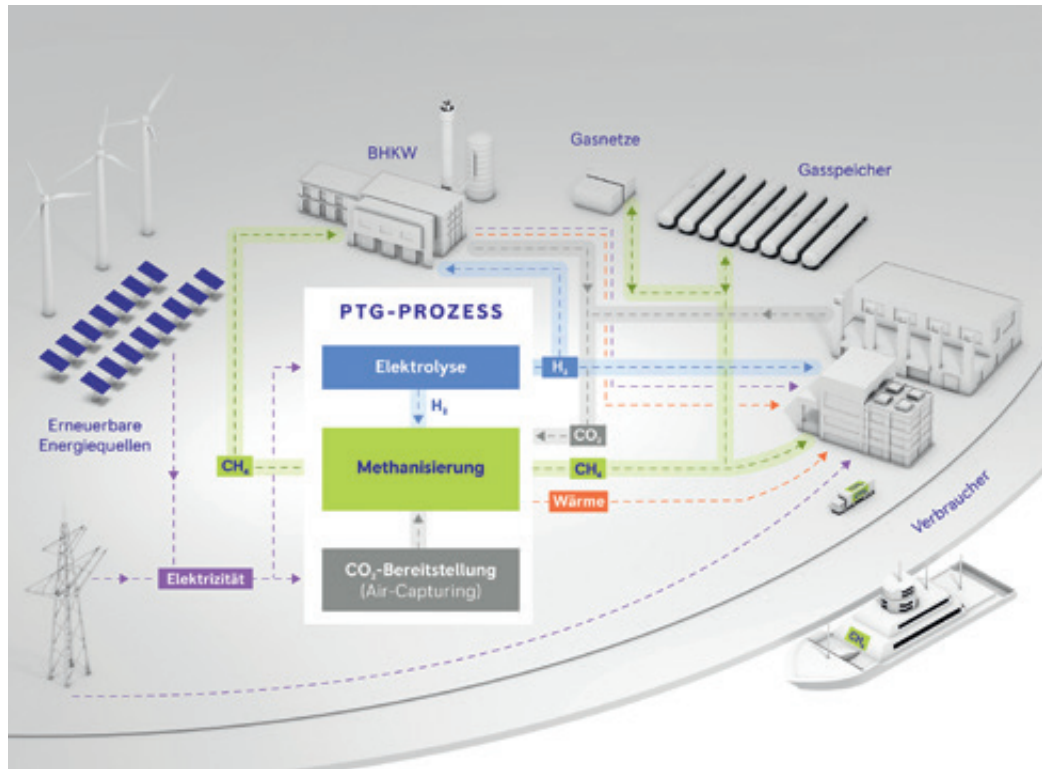
übertragen. Bei steigendem Bedarf an grünem LNG kann zusätzlich e-Methan verflüssigt werden.

Weiterhin entwickelte die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT gemeinsam mit den Partnern ein vollständiges, lokal gekoppeltes Energiesystem für die Energieversorgung im Rheinhafen Karlsruhe. Dieses Mikrogrid verbindet mit Strom, Gas, Wärme, Verkehr und Industrie alle vor-

handenen Sektoren miteinander, um die knappe verfügbare Energie optimal auszunutzen (Abb. 6).

Das realdatenbasierte Mikrogrid wird derzeit durch Simulationen getestet. Ziel ist ein praktikables Umsetzungskonzept für die klimaneutrale Bereitstellung von Energie. Erste Ergebnisse zeigen, dass durch Zubau von Windkraft und Fotovoltaik ohne Berücksichtigung von Energiespeichern

Abb. 6: Mikrogrid-Konzept für den Binnenhafen Karlsruhe

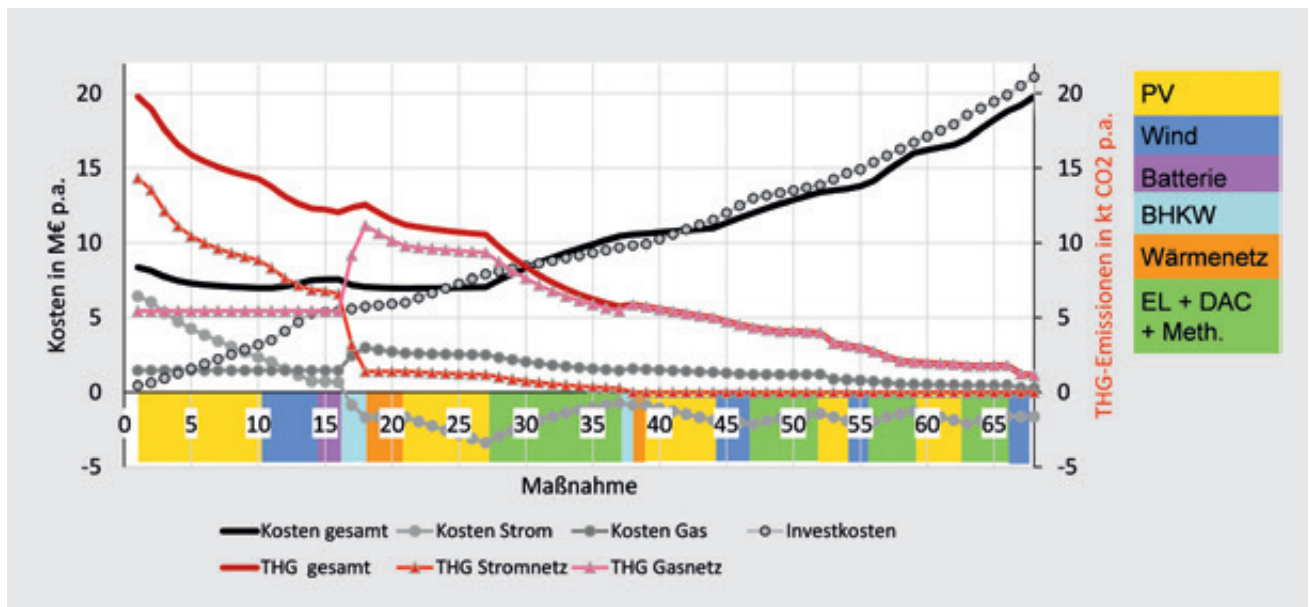


Quelle: MethQuest

ca. 60 Prozent des Strombedarfs im Hafengebiet durch erneuerbaren Strom gedeckt werden kann. Um nun den Energiebedarf (Strom und Wärme) vollständig durch erneuerbare Energien bedienen zu können, wird das bestehende Mikrogrid mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW), einer Elektrolyse mit Methanisierung, einer Direct-Air-Capture, elektrischen Batterien und einem Wärmenetz erweitert. Eine erste Abschätzung der Gesamtkosten des Falls eines energieautarken Quartiers zeigt bis 2050 eine noch moderate Kostensteigerung, um das Mikrogrid

klimaneutral und vor allem versorgungssicher mit Energie zu versorgen (Abb. 7). Für Quartiere, die in das Energiesystem einer Stadt bzw. Region eingebunden sind, werden niedrigere Kosten aufgrund der Synergien mit der Stadt bzw. Region erwartet und im weiteren Verlauf des Projekts berechnet. Die Kosten entstehen hauptsächlich durch Investitionen in neue Anlagen, können aber teilweise durch kostengünstigen erneuerbaren Strom ausgeglichen werden. Die optimale Dimensionierung der einzelnen Anlagen in energieautarken sowie in nichtautarken Quar-

Abb. 7: Wirkung der Transformation des Mikrogrids (erste Abschätzung)



Quelle: DVGW-EBI

tieren wird in der verbleibenden Projektlaufzeit untersucht.

Die Einführung von EE-Gasen systemisch verstehen: Umfassende Simulationen in MethSys

Das Verbundprojekt MethSys betrachtet das Gesamtsystem über alle Partnernverbände hinweg. Dabei untersuchen die Forscherinnen und Forscher, welche Auswirkungen die großflächige Einführung von strombasierten Kraftstoffen, insbesondere von EE-Methan, auf gesamtwirtschaftlicher Ebene haben würde.

Entscheidend für die Arbeiten in MethSys ist, dass bislang getrennte Modelle, die jeweils nur Teilbereiche des Energiesystems (wie Strom- oder Gasnetze) abgebildet haben, weiterentwickelt und gekoppelt werden. Die Partner erarbeiten so eine im Vergleich mit dem bisherigen Stand weit aus umfangreichere Modellkopplung, die in der Lage ist, mögliche Entwicklungen von EE-Methan im Energiesystem quantitativ umfassend abzubilden. Neben der Anwendung von EE-Methan für den Verkehrssektor wird die Versorgung weiterer Anwendungsfelder in Industrie, Wohngebäuden und Wärmenetzen berücksichtigt, um die gegenseitigen Wechselwirkungen abzubilden.

Erste Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass die Gasnachfrage im Ver-

kehrssektor vor allem aus dem Lkw-Bereich kommen wird. Unter günstigen Rahmenbedingungen kann man bereits im Jahr 2030 auf eine große Nachfrage schließen. Der Bedarf an Gasen in der Industrie wird ebenfalls als hoch eingeschätzt, insbesondere bei stofflichen Anwendungen wie der Wasserstoff-Direktreduktion von Eisenerz zur Stahlherstellung.

In der Akzeptanzforschung wird der Frage nachgegangen, welche Akteure im Thema EE-Methan aktiv sind und was diese Konstellation für eine zukünftige Marktentwicklung bedeutet. Dabei hat sich im Projektverlauf gezeigt, dass die Technologie gesamtgesellschaftlich bisher fast ausschließlich in Fachkreisen diskutiert wird. Im System „EE-Methan“ sind bisher vor allem Akteure aus dem bisherigen System rund um Energieversorgung und Verbrennungsmotoren aktiv. Innovationsspezifische Akteure, d. h. neue Akteure, die sich hauptsächlich mit synthetischen Kraftstoffen beschäftigen, sind hingegen noch wenig tätig. Damit EE-Methan sich stärker verbreiten kann, erscheinen in diesem Zusammenhang mehr Demonstrationsprojekte, finanzielle Anreize für die Nutzung und koordinierte Öffentlichkeitsarbeit notwendig. ■

Literatur

[1] Graf, F.; Sauershell, S.; Prabhakaran, P.; Bajohr, S.; Slama, J.; Stapf, D.; Kolb, T.: Sektorenkopplung mit Gas im Rahmen des BMBF-Vorhabens SEKO.

Teil 1 : Forschungsinfrastruktur EnergyLab 2.0, in: DVGW energie | wasser-praxis, Heft 9/2020, S. 26–29

[2] Graf, F.; Sauershell, S.; Prabhakaran, P.; Bajohr, S.; Slama, J.; Stapf, D.; Kolb, T.: Sektorenkopplung mit Gas im Rahmen des BMBF-Vorhabens SEKO – Teil 2: Gasfachliche Untersuchungen; in: energie | wasser-praxis 10/2020; S. 43–49

Die Autoren

Dr. Frank Graf leitet den Bereich Gastechnologie der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

Dr. Simon Verleger ist Gruppenleiter Organisation und Kommunikation an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

Wolfgang Köppel leitet die Gruppe „Systeme und Netze“ an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

Johanna Gegenheimer ist Projekt-ingenieurin an der DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT.

Kontakt:

Dr. Frank Graf
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie
Engler-Bunte-Ring 1–9
76131 Karlsruhe
Tel.: 0721 608-41221
E-Mail: graf@dvwg-ebi.de
Internet: www.dvbw-ebi.de

ENERGIEWENDE MIT H₂-TECHNOLOGIE
KLINGER®-Dichtungen sind dabei

KLINGER
Germany

KLINGER GmbH
Rich.-Klinger-Straße 37
D-65510 Idstein
T +49 61 26 4016 - 0
F +49 61 26 4016 - 11
mail@klinger.de

www.klinger.de