

**Olaf Lau**, Geschäftsführer SWIN GmbH, Partner Campus-EW

**Dr. Axel Roggatz**, Geschäftsführer CO3 Beratungsgesellschaft mbH, Senior Partner Campus-EW

**Clemens Dähne**, Partner Campus-EW

## THEMA DES MONATS 04/2018

### POWER-TO-GAS –

### ZUKUNFT ODER ILLUSION?

**Für die Umsetzung der Klimaziele von Paris** muss langfristig natürliches Erdgas als Energieträger abgelöst werden. Eine klimaneutrale CO<sub>2</sub>-Einlagerung ist nach der derzeitigen politischen Lage in Deutschland ausgeschlossen. Daher stellt sich die Frage, wie der Verzicht auf natürliches Erdgas gelingen kann. Ein Ansatz hierfür ist der massive Einsatz von Power-to-Gas – also der Umwandlung von Strom (elektrische Energie) in synthetisches Gas (chemische Energie). In der letzten Zeit wurden mehrere Studien zur Zukunft von Power-to-Gas vorgestellt. Die Erreichbarkeit der Klimaziele ist nach diesen Studien insbesondere bei den Szenarien mit der massiven Einbeziehung von Power-to-Gas am wirtschaftlichsten. Studien wurden beispielsweise von der dena, Enervis und dem EWI vorgestellt.

**Ansatzpunkte zur Erreichung der Klimaziele** liegen dabei im kombinierten Einsatz von Power-to-Gas und der Erhöhung der Effizienz. Der Fokus liegt dabei auf dem Wärmemarkt, wo mehr als 70 % des natürlichen Erdgases verbraucht werden. Alternativ zu Power-to-Gas wird das Szenario eines elektrifizierten Wärmemarktes untersucht. Im Ergebnis sehen die o.g. Studien den Ersatz durch synthetisches Gas als das präferierte Szenario, insbesondere da man hier auf die vorhandene (Erdgas-)Infrastruktur zurückgreifen kann. Dies würde die Umbaukosten hin zu einer dekarbonisierten Energieversorgung in erheblichem Maße senken. Im Szenario mit Power-to-Gas werden die Kosten gegenüber einer vollelektrifizierten Wärmeversorgung in den Studien meist deutlich niedriger prognostiziert. Unseres Erachtens gibt es hierbei jedoch Punkte, die meist nur unzureichend betrachtet werden und hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit zu einer anderen Bewertung führen können.

**Derzeit werden in Deutschland mehr als 700 TWh/a**

bzw. ca. 30 % an Endenergie für Raumwärme genutzt. Der Anteil von natürlichem Erdgas im Wärmemarkt beträgt ca. 45 %. Ein wesentlicher Faktor für die Bedarfsentwicklung in den genannten Fällen ist die Sanierungsrate von Gebäuden, die derzeit ca. 1 % beträgt und meist fortgeschrieben wird. Allein um die Gebäudesubstanz zu erhalten, müsste die Sanierungsrate ca. 2 % betragen. Energetisch gesehen sollte das Ziel von Gebäudesanierungen eine weitgehende Senkung des Energiebedarfs sein. Langfristig sollte der durchschnittliche Wärmebedarf auf 40 kWh/m<sup>2</sup> und weniger zurückgehen. Gebäude aus den Baujahren 1949-1978 haben gemäß den Zahlen des BMWi dagegen einen Wärmebedarf von über 200 kWh/m<sup>2</sup>. Allein die umfassende Sanierung von Gebäuden kann den Endenergiebedarf für Wärme um 70 % senken.

**Mit der Erhöhung der Gebäudeeffizienz** sollte die Elektrifizierung und damit die Nutzung von Erneuerbaren Energien für die Wärmeversorgung einhergehen. Durch die Elektrifizierung über Wärmepumpen wird ein erheblicher Anteil der benötigten Wärmeenergie der Umwelt entzogen und muss daher nicht als elektrische Energie bereitgestellt werden. Bei den heutigen bzw. in naher Zukunft verfügbaren Technologien ist davon auszugehen, dass dabei mehr als 60 % der benötigten Wärmeenergie aus der Umwelt entnommen wird. Allein durch den Einsatz von Wärmepumpen kann daher die Effizienz der Wärmeversorgung in Gebäuden um weitere 50 % gesteigert werden. Zusammen ergeben die Sanierung von Gebäuden verbunden mit der Umstellung auf Wärmepumpen ein Potenzial an Endenergieeinsparung von 75 % bei der Wärmeversorgung bzw. von mehr als 20 % des Endenergiebedarfs in Deutschland. Das Effizienzziel im Wärmemarkt hat die deutsche Politik mit 80 % in 2050 angegeben.

**Unseres Erachtens sollten daher in den Studien** ambitioniertere Effizienzziele für den Wärmeverbrauch zu Grunde gelegt werden. Stattdessen wird hier meist eine Senkung des Wärmeenergiebedarfs von ca. 30 % in 2050 angesetzt und damit vor allem der massive

Einsatz von Power-to-Gas zur Erreichung der Klimaziele notwendig. Der jährliche Primärenergiebedarf an synthetischem Gas aus Power-to-Gas soll den Studien zufolge auf 150-200 TWh<sub>p2G</sub> sinken, wobei auch Szenarien existieren, die Jahresbedarfe von bis zu 700 TWh<sub>p2G</sub> prognostizieren.

**Die Herstellung von 200 TWh<sub>p2G</sub> synthetischen Gases** benötigt inkl. Methanisierung ca. 400 TWh<sub>el</sub> elektrische Energie (Wirkungsgrad ca. 50 %). Meist wird darauf verwiesen, dass dafür „Überschussstrom“ aus Erneuerbaren Energiequellen eingesetzt werden kann. Doch hier gibt es unseres Erachtens eine gewaltige Argumentationslücke. Wenn lediglich Überschussstrom eingesetzt werden soll, müssen die Power-to-Gas-Anlagen zur Elektrolyse und Methanisierung ein erhebliches Leistungspotenzial aufweisen, das sich am Leistungspotenzial der Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien orientiert und damit deutlich über 100 GW<sub>el</sub> liegen würde. Neben den Investitionskosten von mindestens 500.000 €/MW<sub>el</sub> allein für die Anlagen wäre auch zu klären, wie hoch die Kosten für die einzusetzenden, sauberen Chemikalien – Wasser und Kohlendioxid – wären und welche Verfahren zu deren Herstellung eingesetzt werden können.

**Die Gesamterzeugung von Elektrizität** beträgt derzeit ca. 650 TWh<sub>el</sub> in Deutschland. Demzufolge würde die Produktion synthetischen Gases mittels Power-to-Gas eine signifikante Erhöhung der Stromerzeugung bedingen. Um jene geschätzten 400 TWh<sub>el</sub> elektrischer Energie zur Produktion 200 TWh<sub>p2G</sub> synthetischen Gases zu erzeugen, würde das gesamte realistische Potenzial an Onshore-Windenergie in Deutschland – eine der wirtschaftlichsten erneuerbaren Energien – benötigt. Dies würde die Installation von 50.000 Windkraftanlagen mit je 5 MW<sub>el</sub> Leistung und einem geschätzten Investitionsvolumen allein in die Windenergieanlagen von ca. 250 Mrd. € bedeuten – zusätzlich zu den Investitionen in Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen. Zum Vergleich: Derzeit werden weniger als 30.000 Windenergieanlagen auf dem Land

in Deutschland mit einer Durchschnittsleistung von weniger als 2 MW<sub>el</sub> betrieben. Wenn man die Verzinsung des Kapitals der Windkraftanlagen mit 5 % und damit niedriger als jene im „risikofreien“ Netz annimmt, erhält man (Kapital-)Kosten von 6,25 ct/kWh<sub>p2G</sub>. Hinzuzurechnen sind noch die Kosten der Synthesegasproduktion und der damit verbundenen Infrastruktur, so dass die Kosten für synthetisches Gas deutlich über 10 ct/kWh<sub>p2G</sub> und damit weit über denen des natürlichen Erdgases liegen würden. Die Durch die Verwendung von marktfähigem Strom für Power-to-Gas ist es als Energieträger preislich im Wärmemarkt nicht wettbewerbsfähig. Verwendung von Überschussstrom ist lediglich eine mögliche Optimierung.

**Eine Alternative wäre die Verlagerung der Produktion von synthetischem Gas in andere Länder.** Dies wirft wiederum Fragen der Versorgungssicherheit und Preisstabilität auf. Jene Länder, die grundsätzlich zum Export von synthetischem Gas bereit wären, werden auch andere Nachfrager bedienen und damit die Preise eher hochhalten, da (fast) alle Länder der Umsetzung der Klimaziele von Paris zugestimmt haben und damit auch die Nachfrage weltweit entsprechend hoch sein wird. Zudem ist die Anzahl der Länder mit ausreichendem Potenzial zur Produktion von synthetischem Gas für den Export überschaubar. Für Island wird das Potenzial in einer Studie der Agora mit 85 TWh geschätzt.

**Auch die mit Power-to-Gas einhergehende erhöhte Flexibilität** bei Stromverbrauch und -erzeugung könnte zukünftig anders erbracht werden. Wenn auch das Ausbaupotenzial an Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland nahezu null ist, wird gerade den nächsten Stromspeichertechnologien berechtigterweise eine große Zukunft versprochen. Dass wiederaufladbare Lithium-Ionen-Batterien hierbei keine langfristige Lösung sein können, ist wohl unbestritten. Vor allem die noch relativ junge Forschung in Redox-Flow-Technologien und in SuperCaps lässt erwarten, dass wir im nächsten Jahrzehnt zuverlässige (Langzeit-)Speicher zu akzeptablen Kosten mit höheren Wirkungsgraden

(> 90 %) als Power-to-Gas serienreif produzieren werden. Dies wiederum führt in letzter Konsequenz dazu, dass wesentlich weniger Überschussstrom als in den Szenarien für Power-to-Gas zur Verfügung stehen wird und letztlich die propagierte Flexibilität durch Power-to-Gas hinfällig werden würde.

**Die Energiewende wird vielfach durch Privatkonsumenten vorangetrieben**, welche die Entwicklung vom reinen Verbraucher hin zum Erzeuger und Speicherbetreiber vollziehen. Daher ist der Bedarf an Flexibilität in diesem Segment generell schwer prognostizierbar. So könnte die Autarkie bei der Stromversorgung von Haushalten zukünftig attraktiver werden und vor allem im ländlichen Raum Kunden sowohl auf der Last- als auch der Erzeugungsseite komplett aus dem Markt und Verteilnetz ausscheiden lassen. Ähnliche Entwicklungen sind auch auf dem Wärmemarkt absehbar, wo zukünftig lokale Wärmenetze mit integrierten Wärmespeichern lokale Bereiche mit Wärme versorgen können. Im Rahmen einer konsequent gedachten Sektorenkopplung werden diese heutigen Marktteilnehmer wirtschaftliche Insel-Lösungen etablieren und ihre Wärme- und Stromversorgung eventuell inklusive Elektromobilität komplett neu und autark gestalten.

**Unseres Erachtens** sollte daher auf den massiven Einsatz von Power-to-Gas zur Dekarbonisierung der Energiewirtschaft verzichtet werden. Synthetisches Gas sollte nicht bzw. nur in Ausnahmefällen zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Die Investitionskosten für die umfangreiche Errichtung der Stromerzeugungsanlagen, der Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen sowie der jeweils zugehörigen Netz- und Speicherinfrastrukturen ist unseres Erachtens wirtschaftlich nicht zu vertreten. Stattdessen sollte insbesondere die Effizienz hinsichtlich des Wärmeverbrauchs erheblich gesteigert werden. Hier muss die Politik entsprechende Anreize schaffen bzw. konsequenterweise auch über die Pönalisierung energetisch mangelhafter Gebäude nachdenken.

**In letzter Konsequenz lassen diese Überlegungen** die Wirtschaftlichkeit von Gasverteilnetzen in Zukunft zweifelhaft erscheinen. Bei einem sinkenden Absatz von Gas auf Grund von Effizienzsteigerungen oder Einsatz anderer Technologien müssen die Kosten zum Betrieb der Gasverteilnetze auf immer weniger Energiemenge und Kunden umgelegt werden, so dass mit steigenden Netznutzungsentgelten und Energiekosten die Attraktivität von Gas deutlich sinken wird. Die in den Studien prognostizierten Mengen an Power-to-Gas bedeuten letztendlich eine Vervierfachung der Netzentgelte, wenn die Infrastruktur bestehen bleibt. Dies trifft vor allem die Kunden in den Verteilnetzen, so dass Alternativen mit zunehmender Effizienzsteigerung kontinuierlich wirtschaftlich attraktiver werden. Power-to-Gas kann dennoch eine Rolle in einer dekarbonisierten Energiewirtschaft spielen. So kann es sinnvoll zur Produktion einer (Not-)Reserve an synthetischem Gas für die Stromerzeugung eingesetzt werden. Davon würden im regulierten Bereich aber lediglich Fernleitungsnetz- und Speicherbetreiber profitieren. Die Stromwirtschaft und damit alle Endkunden gewinnen dadurch eine erhöhte und verlässliche Erzeugungreserve.

**Im internationalen Umfeld ist zu beobachten**, wie andere Länder (die traditionell keine gut ausgebaute Gasinfrastruktur haben) die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft umsetzen und welche Technologien letztendlich die wirtschaftlichste Lösung darstellen. Power-to-Gas darf kein deutscher Sonderweg werden. Vielmehr muss sie als kleines aber wichtiges Element in einem umfänglichen Energiekonzept eingebettet werden, dessen Priorität auf Energieeffizienz insbesondere bei Gebäuden liegt. Die Sanierungsrate von Gebäuden (oder Abriss und Neubau) zur Senkung des Wärmeenergiebedarfes muss mindestens verdoppelt werden.