



## Bericht

Verantwortliche Bereiche:  
5.691 - Lübeck Port Authority

Bearbeitung: Michael Siemensen (E-Mail: michael.siemensen@luebeck.de Telefon: 122-6928)

### Möglichkeit einer "Power-to-Gas"-Realisierung in einer LNG-Infrastruktur im Lübecker Hafen (5.691)

#### Beratungsfolge:

Datum	Gremium	Status	Zuständigkeit
05.03.2014	Senat	Nichtöffentlich	zur Senatsberatung
17.03.2014	Bauausschuss	Öffentlich	zur Kenntnisnahme
18.03.2014	Ausschuss für Umwelt, Sicherheit und Ordnung	Öffentlich	zur Kenntnisnahme
25.03.2014	Hauptausschuss	Öffentlich	zur Kenntnisnahme
27.03.2014	Bürgerschaft der Hansestadt Lübeck	Öffentlich	zur Kenntnisnahme

#### **Anlass:**

Im Zusammenhang mit der auf der Bürgerschaftssitzung am 26.09.2013 beschlossenen Vorlage VO/2013/00811 zur Schaffung einer LNG-Infrastruktur im Lübecker Hafen wurde auf gleicher Sitzung der Antrag der FDP (Vorlage VO/2013/00922) zur Berücksichtigung der Möglichkeiten einer "Power-to-Gas"-Realisierung in den Planungen einer LNG-Infrastruktur angenommen. Mit diesem Bericht wird die Realisierungsmöglichkeit einer "Power-to-Gas"-Komponente im direkten Zusammenhang mit der LNG-Schiffsbetankung nach heutigem Kenntnisstand dargestellt.

#### **Verfahren:**

Beteiligte Bereiche/Projektgruppen:  
Ergebnis:

Stadtwerke Lübeck GmbH (SWL)  
Anmerkungen wurden eingearbeitet

Beteiligung von Kindern und Jugendlichen gem. § 47 f GO ist erfolgt:  
Begründung:

Ja  
 Nein

Eine Beteiligung von Kindern und Jugendlichen gem. § 47f GO ist nicht erfolgt, weil deren Belange nicht berührt werden.

Die Maßnahme ist:

neu  
 freiwillig  
 vorgeschrieben durch:

Finanzielle Auswirkungen:

Ja (Anlage 1)

## Bericht:

Bei der Erzeugung von regenerativer Energie kommt es durch Wind- und Solarenergie zeitweise zu witterungsabhängigen Spitzenproduktionen, für die es keine Abnehmer gibt und für die daher eine sinnvolle Verwendungs- bzw. Speichermöglichkeit gefunden werden muss, da andere Energieerzeuger wie z. B. Kraftwerke nicht beliebig regulierbar sind und Netzkapazitäten zur Aufnahme und Verteilung fehlen. In diesem Zusammenhang sind mechanische Speicher (z. B. Pumpspeicherwerk), elektrische Speicher (z. B. Kondensatoren) oder elektrochemische Speicher (z. B. Batterien oder Wasserstoff und andere Gassysteme) zu nennen. Power-to-Gas ist ein Konzept für einen elektrochemischen Speicher (Details hierzu siehe Anlage 1). Es wird überschüssiger Strom dazu verwendet, per Wasserelektrolyse Wasserstoff zu produzieren und bei Bedarf in einem zweiten Schritt unter Verwendung von Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) weiter in synthetisches Methan umzuwandeln. Also wird aus Strom mittels zweier Verfahrensschritte synthetisches Methangas (synthetic natural gas = SNG) hergestellt. Beide Gase (Wasserstoff oder Methan) könnten ins Erdgasnetz eingespeist werden, um somit das Erdgasnetz als Speicher zu verwenden (siehe Abb. 1).

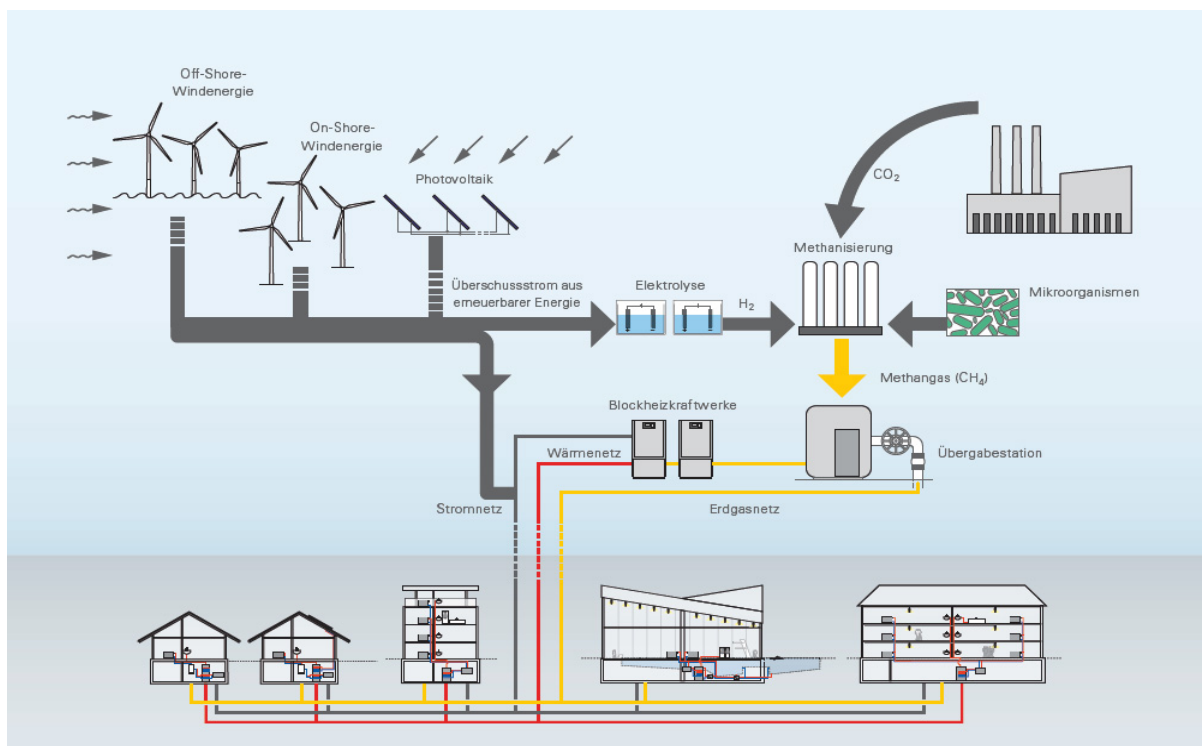


Abb. 1 - Schema Power-to-Gas (Quelle: Viessmann - climate of innovation)

Um aus dem gasförmigen SNG jedoch flüssiges LNG (liquefied natural gas) herstellen und den Schiffen als alternativen Treibstoff zum Diesel/Schweröl anbieten zu können, ist ein dritter Verfahrensschritt - die Verflüssigung des SNG - notwendig. Für diese Verflüssigung des SNG wird eine Gasverflüssigungsanlage benötigt, die das Erdgas auf etwa  $-160\text{ °C}$  herunterkühlt. In den Phasen der Verflüssigung müssen strikte Sicherheitsregeln eingehalten

und Schutzmaßnahmen ergriffen werden, da das Erdgas sehr vulnerabel (hochempfindlich) und leicht entflammbar ist. Jede Verflüssigungsanlage für LNG besteht aus einer Verdichtungsanlage, die Propan erzeugt, einer Anlage zur Kondensation für Methan und aus einer Anlage für Ethan. Die großindustriellen Anlagen kosten z. B. bei einem Jahresvolumen von 4,3 Millionen Tonnen LNG pro Jahr rd. 530 Millionen €. Die Anlagen sind nicht flexibel zu betreiben, das heißt, sie können nicht kurzfristig bei Bedarf eingeschaltet und anschließend wieder abgeschaltet werden. Eine kontinuierliche Nutzung und ein steter Methangasstrom zur Verflüssigung ist von Nöten. Die reinen Investitionskosten für eine kleinere Gasverflüssigungsanlage, für die derzeit nur wenige Pilotanlagen weltweit existieren, würden sich auf rd. 10 Millionen € belaufen und sind unter den zu berücksichtigenden sicherheitstechnischen und wirtschaftlichen Aspekten indiskutabel.

Zum Power-to-Gas-Konzept besteht auf dem Energiemarkt zurzeit keine Nachfrage, da die technischen und politischen Voraussetzungen und die wirtschaftlichen Aspekte eine Umsetzung verhindern (weiteres hierzu in der Anlage 1).

#### **Fazit:**

Die Realisierung einer "Power-to-Gas"-Komponente im direkten Zusammenhang mit der LNG-Schiffsbetankung ist nach heutigem Wissensstand nicht nur technisch fraglich sondern auch absolut unwirtschaftlich. Die resultierenden Produktions- und Einspeisekosten von 1 m<sup>3</sup> LNG wären gegenüber dem Marktpreis des frei verfügbaren LNG exorbitant höher einzustufen. Zudem sind die Voraussetzungen und Entwicklungen an die erforderliche Anlagentechnik im Hinblick auf Funktion und Zweckmäßigkeit nicht gegeben. Somit scheidet eine "Power-to-Gas"-Komponente im direkten Zusammenhang mit einer LNG-Schiffsbetankung aus. Potentielle Betreiber einer LNG-Schiffstankstelle haben kein Interesse, LNG aus Strom herzustellen Auch die Produzenten von Windenergie haben zurzeit kein Interesse an der Produktion von SNG bzw. von LNG.

#### **Anlagen :**

Artikel - Power to Gas: Welche Herausforderungen bestehen für eine Wasserstoff-Einspeisung ins Erdgasnetz? (energie/wasser-praxis - DVGW-Jahresrevue 12/2013)

Senator/in F. - P. Boden



Quelle: Visionist – Fotolia.com

## Power to Gas:

Welche Herausforderungen bestehen für die Wasserstoff-Einspeisung ins Erdgasnetz?

Eine gute Möglichkeit, um die großen **Schwankungen von Wind- und Solarstrom** auszugleichen, bietet die **Power-to-Gas-Technologie**. Grundsätzlich werden dabei die **Direkteinspeisung** und die **Methanisierung** unterschieden. Das vorhandene Erdgasnetz und die bestehenden Rohrleitungen ließen sich dafür ohne größere Probleme adaptieren. Vielmehr gilt es hier, auch die **Mess- und Regeltechnik** an die neuen Anforderungen anzupassen.

Die angestrebte Energiewende stellt Politik und Wirtschaft vor große Herausforderungen. Dabei geht es weniger um die absolute Menge an regenerativ erzeugtem Strom, sondern vor allem um die großen Schwankungen von Wind- und Solarstrom sowie um die derzeit nicht ausreichenden Kapazitäten der Stromnetze. Als Folge müssen Windkraftanlagen, Solaranlagen und auch Blockheizkraftwerke von Biogasanlagen bislang phasenweise abge-

schaltet werden, um einer Überlastung der Stromnetze vorzubeugen. Eine geeignete Alternative stellt in diesem Zusammenhang die Power-to-Gas-Technologie dar. Denn durch die vergleichsweise einfache Umwandlung von Strom zu Gas können die erheblichen Kapazitäten der bereits bestehenden Erdgasinfrastruktur zum Transport und zur Speicherung von regenerativen Energien herangezogen werden.

Grundsätzlich gibt es zwei verschiedene Methoden, um überschüssigen Strom in Gas umzuwandeln und ins Gasnetz einzuspeisen: die Direkteinspeisung und die Methanisierung. Bei der Direkteinspeisung wird der zur Verfügung stehende Strom dazu genutzt, um mit Hilfe einer Elektrolyse-Anlage aus Wasser (H<sub>2</sub>O) die beiden Gase Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Sauerstoff (O<sub>2</sub>) zu gewinnen. Dieser Wasserstoff kann dann als Energieträger direkt in die Erdgasleitungen eingespeist werden und vermischt sich dort mit dem vorhandenen Erdgas. Bei der Methanisierung wird der durch Elektrolyse gewonnene Wasserstoff dazu verwendet, um mit Hilfe von Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) synthetisches Methan (CH<sub>4</sub>) zu erzeugen, das dann ebenfalls in die Erdgasleitungen eingespeist wird.

### Direkteinspeisung versus Methanisierung

Die Direkteinspeisung bietet eine schnelle und vergleichsweise einfache Möglichkeit, den überschüssigen regenerativen Strom ins Gasnetz zu bringen. Dabei lässt sich auf die jahrzehntelangen Erfahrungen aus der Industrie zurückgreifen – zum Beispiel auf Anwendungen in der Stahlproduktion oder in der chemischen Industrie, wo Wasserstoff jeweils in großen Mengen anfällt und unter anderem zur Stahlveredelung oder als Brenngas benutzt wird. Bei der Einspeisung des Wasserstoffs in das bestehende Erdgasnetz muss allerdings beachtet werden, dass er sich möglichst schnell mit dem vorhandenen Erdgas durchmischt, um so seine Konzentration möglichst gering zu halten. Für ND- und MD-Leitungen (Niederdruck und Mitteldruck-Leitungen) in der Versorgungsebene ist die Direkteinspeisung oftmals ungeeignet, da hier die Erdgas-Volumenströme nicht ausreichen, um eine ausreichende Ver- bzw. Durchmischung mit dem Wasserstoff zu gewährleisten. Die Durchmischung muss jedoch sichergestellt werden, da die vorhandenen Endgeräte mehrheitlich nicht für größere Mengen an Wasserstoff ausgelegt sind. Ein weiterer Aspekt entsteht aus den unterschiedlichen Stoffeigenschaften und hier im Speziellen durch die unterschiedlichen Brennwerte von Methan, als Hauptbestandteil des Erdgases, und Wasserstoff. Die unterschiedlichen Brennwerte würden zu Problemen bei der Abrechnung mit den Gaskunden führen.

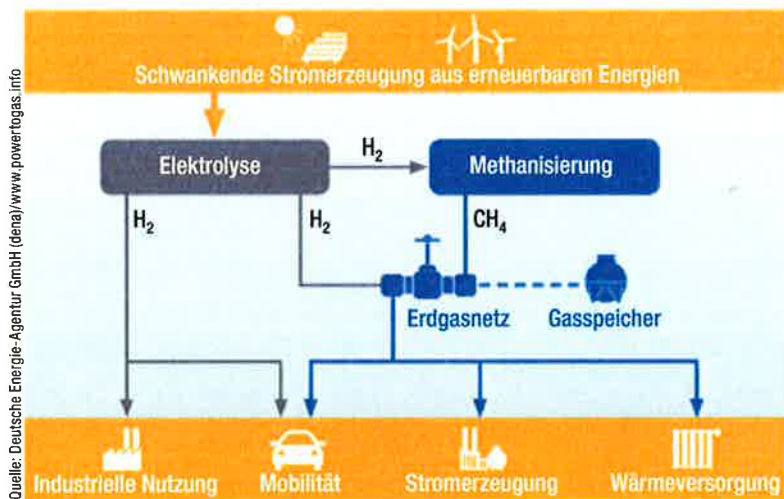
Die Methanisierung bietet den wesentlichen Vorteil, dass Methan die Hauptkomponente im Erdgas ist und daher quasi ohne Einschränkung in die bestehenden Leitungen eingespeist werden kann. Außerdem kann es gespeichert, transportiert und je nach Bedarf in Gas- und Dampfkraftwerken sowie Blockheizkraftwerken rückverstromt werden. Zudem lässt es sich als klimaneutraler Kraftstoff für Erdgasautos oder Schiffe nutzen. Allerdings ist die Technologie deutlich aufwendiger und teurer als die Direkteinspeisung. Denn neben dem Wasserstoff selbst muss auch Kohlenstoffdioxid in entsprechender Qualität und Quantität zur Verfügung stehen. Bei dem vor wenigen

Monaten eingeweihten Power-to-Gas-Projekt im niedersächsischen Werlte wird beispielsweise CO<sub>2</sub> aus einer Biogasaufbereitungsanlage genutzt.

Unabhängig von der gewählten Technologie bleibt jedoch festzuhalten, dass die Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz mit Energieverlusten verbunden ist. Dennoch ist es sinnvoller, die überschüssige Energie unter Verlusten ins Gasnetz zu führen, als sie gänzlich ungenutzt zu lassen. Schließlich verfügen die bestehenden Erdgasnetze über ausreichend große Kapazitäten, die sich für die neue Technologie nutzen lassen. Außerdem bietet Power to Gas durch seine hohe Flexibilität eine effektive Ergänzung zu sonstigen regenerativen Energieformen. Weiterhin ist denkbar, die Technologie auch im Bereich der konventionellen Regenergie einzusetzen.

### Bestehende Risiken bei der Direkteinspeisung von Wasserstoff

Wenn von der Nutzung von Wasserstoff die Rede ist, denken hierzulande viele als Erstes an die Katastrophe mit der „Hindenburg“ im Mai 1937. Hier gilt es jedoch, deutlich zu unterscheiden. Denn die damalige Technologie zum Betrieb von Luftschiffen lässt sich mit der aktuell disku- ▶



Anwendungsfelder bzw. Nutzungspfade der Wasserstoffeinspeisung

tierten Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz letztlich überhaupt nicht vergleichen. Außerdem wird dabei vollkommen vergessen, dass die Technologie nicht nur erfolgreich in der Industrie eingesetzt wird, sondern dass die bundesdeutschen Haushalte bis zur Umstellung auf Erdgas Mitte der 1960er-Jahre ganz selbstverständlich mit Stadtgas beliefert wurden. Dieses besaß sogar einen Wasserstoffanteil von rund 50 Prozent. In Ostdeutschland und in Berlin erfolgte die Umstellung oftmals sogar erst nach der Wende. Bei der Power-to-Gas-Methode hingegen geht es um Wasserstoffkonzentrationen im niedrigen einstelligen Prozentbereich und weniger.

Daher lässt sich sagen, dass bei Beachtung der allgemein anerkannten Regeln der Technik und der Auswahl geeigneter Werkstoffe sicherheitstechnisch grundsätzlich keine andere Bewertung als bei Erdgas zu erwarten ist. Dabei ist bereits berücksichtigt, dass Wasserstoff ein anderes Diffusionsverhalten als Erdgas hat. Insbesondere Hochdruckleitungen lassen sich problemlos für die Technologie nutzen, denn hier kann sich der Wasserstoff aufgrund des hohen Volumenstroms schnell und vollständig mit dem Erdgas vermischen.

### Sensible Bereiche innerhalb des bestehenden Netzes

Ein kritischer Bereich bei der Nutzung der bestehenden Erdgasnetze ist eigentlich nur der Netzkopplungspunkt, also der Punkt, an dem der reine Wasserstoff dem Netz zugeführt wird. In diesem Abschnitt ist es wichtig, eine

möglichst schnelle Durchmischung mit dem Erdgas und damit eine rasch sinkende Wasserstoffkonzentration sicherzustellen. Andernfalls kann es zum Beispiel an den Schnittkanten von Anbohrungen zu wasserstoffinduzierter Korrosion am Leitungssystem kommen. Langjährige Erfahrungen aus der Industrie zeigen aber auch, dass mit einer häufig angeführten Versprödung der Rohrleitungswerkstoffe nicht zu rechnen ist. Stattdessen müssen die verschiedenen Druck- und Strömungsverhältnisse sowie eventuell wechselnde Strömungsrichtungen innerhalb der Leitung beachtet werden, um die Entstehung von Wasserstoffblasen zu verhindern und die Einspeisung dann zu unterbrechen.

Eine weitere Herausforderung bei der Wasserstoffeinspeisung sind die bislang eingesetzten Prozessgas-Chromatografen, die nicht ohne Weiteres in der Lage sind, den Anteil an Wasserstoff im Erdgas gesondert zu messen. Die technische Richtlinie G14 der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) gibt für diesen Fall einen niedrigen Grenzwert von 0,2 Prozent für den Wasserstoffgehalt an. Bei den Mengen an reinem Wasserstoff, die beispielsweise durch die Umsetzung des Stromes in einem Windpark gewonnen werden und dann in Transportnetze eingespeist werden könnten, würde dieser Wert in der Regel eingehalten werden. Im Zuge der Biomethan-Nutzung sind mittlerweile neue Prozessgas-Chromatografen am Markt verfügbar, die neben Standard-Erdgas auch die Komponenten Wasserstoff und Sauerstoff eichrechtlich erfassen. Wichtig ist aber, dass die bereits vorhandene Konzentration an Wasserstoff in einer Leitung bekannt ist, um so den Grenzwert an zusätzlichem Wasserstoff exakt bestimmen zu können.

### Perspektiven der Wasserstoffeinspeisung

Das flächendeckend vorhandene Erdgasleitungsnetz und die bestehenden Rohrleitungen ließen sich wie beschrieben für die Power-to-Gas-Technologie adaptieren. So könnten die zeitlichen Differenzen zwischen dem Strombedarf und der Stromerzeugung aus Windkraft- oder Fotovoltaikanlagen ausgeglichen werden. Wichtig ist jedoch, dass die Einspeisung des Wasserstoffs an geeigneten Stellen erfolgt: Bei der Direkteinspeisung sollten wie beschrieben vor allem die Transportleitungen

gewählt werden, bei der Methanisierung sind Standorte in direkter Nähe zu einer regenerativen Kohlenstoffdioxid-Quelle zu bevorzugen, um eine kostengünstige Umwandlung sicherzustellen.

## Fazit

Trotz dieser großen Vorteile lässt sich die weitere Entwicklung der Power-to-Gas-Technologie gegenwärtig noch nicht absehen. Denn bislang konnten noch keine effizienten Geschäftsmodelle entwickelt werden, die sich wirtschaftlich rechnen würden. Stattdessen existieren nur einige wenige Laboranwendungen oder Pilotanlagen wie die Anlagen in Werlte oder im brandenburgischen Falkenhagen. Die derzeitige Praxis, überschüssigen Strom ins Ausland – gegebenenfalls sogar ohne Bezahlung – zu transferieren, um ihn dort in Pumpspeicherkraftwerken zwischenzuspeichern und bei Bedarf teuer zurückzukaufen, kann jedoch auf Dauer nicht zielführend sein. Der hierzulande bestehende technologische Vorsprung und die seit 2006 ge-

sammelte Erfahrung in der Einspeisung von Zusatz- oder Austauschgasen, wie beispielsweise Biomethan, muss nun dringend dafür genutzt werden, vorhandene Überschussenergie aus regenerativen Quellen sinnvoll zu speichern. ■

## Der Autor

**Dipl.-Ing. Frank P. Matthes** ist Geschäftsführer der in Bremen ansässigen Projekthaus GmbH, die er bereits 1997 gründete.

Kontakt:  
Projekthaus GmbH  
Tiefer 4  
28195 Bremen  
Tel.: 0421 330278-0  
E-Mail: [mail@projekthaus.com](mailto:mail@projekthaus.com)  
Internet: [www.projekthaus.com](http://www.projekthaus.com)