

Power-to-Gas: Stromspeicher, Gasproduktion, Biomethan oder flexible Last?

Durch den Zubau dargebotsabhängiger Erzeugungskapazitäten (EE) erhöht sich die Volatilität des Stromangebots und es kommt absehbar zu einer Zunahme lokaler Stromüberschüsse aufgrund von Netzengpässen. Dadurch entsteht ein Bedarf an lastseitiger Flexibilität, insbesondere Stromspeichern. Da der Zubau konventioneller Stromspeicher in Deutschland begrenzt ist, werden neuartige Speichertechnologien erwogen. Das deutsche Erdgasnetz stellt dabei ein vergleichsweise großes und technisch ausgereiftes Speicherpotenzial dar. Die Power-to-Gas (P2G) Technologie erschließt das Erdgasnetz als „Stromspeicher“, indem sie unter Stromeinsatz Methan synthetisiert und als Erdgassubstitut in das Netz einspeist. Unter welchen Bedingungen bestehen hier wirtschaftliche Potenziale?

Technologiebeschreibung

Bei der P2G-Technologie handelt es sich um ein Verfahren, das unter Einsatz elektrischer Energie die Stoffe Wasser und CO₂ in das Hauptprodukt Methan umsetzt, das in das Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Der heutige Gesamtwirkungsgrad der P2G-Technologie bei der Wandlung von Strom zu Methan liegt im Intervall von 48% bis zu 64%, mit prognostizierten Verbesserungen auf über 75% bis 2020¹.

Der Wirkungsgrad der Anlage ist dabei umso besser, je höher die Konzentration des CO₂ im zugeführten

Gasgemisch ist. Zum heutigen Zeitpunkt bieten Biogasprozesse hier eine energetisch günstige CO₂-Quelle, zukünftig wäre auch eine Kombination mit CCS in Kraftwerksprozessen möglich. Die CO₂-Absorption aus der Umgebungsluft ist nur mit deutlichen Wirkungsgradeinbußen möglich.

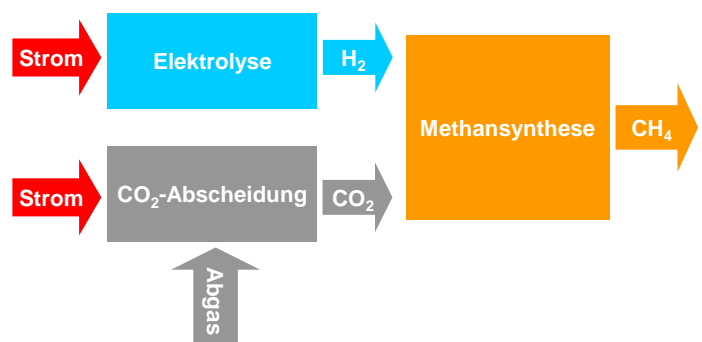


Abbildung 1: Teilprozesse der P2G-Technologie

Märkte

Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu volatileren Strompreisen und zu Stromüberschüssen. Letztere ergeben sich momentan durch lokale Netzengpässe. Zukünftig könnte die Einspeisung der Erneuerbaren über dem deutschen Gesamtverbrauch liegen. In einer aktuellen Untersuchung werden für 2020 in einzelnen Netzabschnitten bis zu 2000 Stunden pro Jahr mit potenziellen Netzengpässen² im Übertragungsnetz prognostiziert³.

² Ohne Berücksichtigung von Kraftwerks- Redispatch

³ dena: „dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025“; 2010

¹ Fraunhofer IWES: „Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems“; 2009

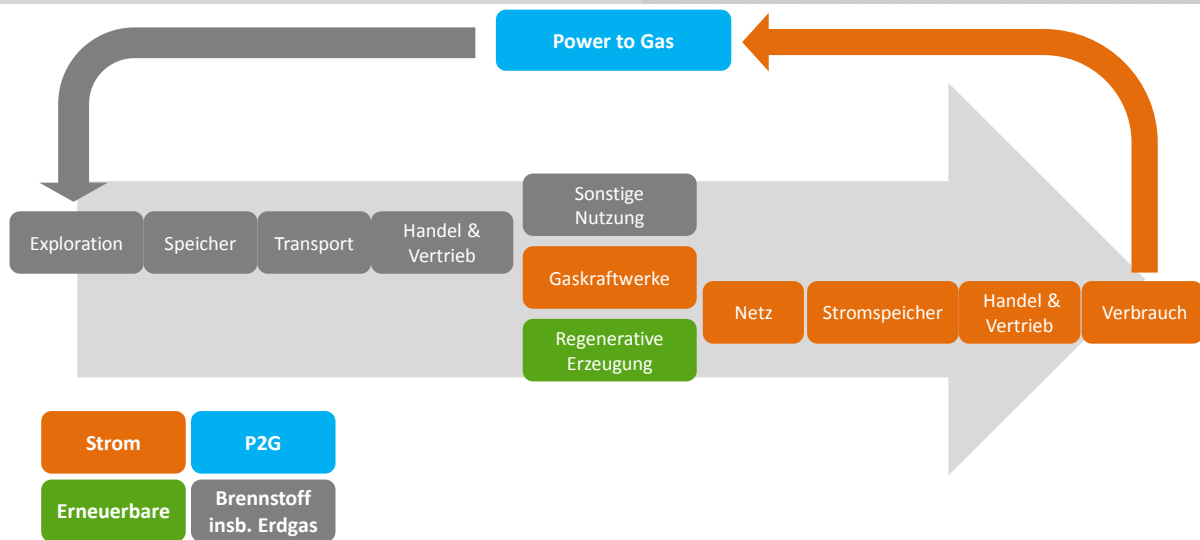


Abbildung 2: Wertschöpfungskette der Erdgas- und Stromwirtschaft

Im Fokus der öffentlichen Diskussion stehen dabei Stromspeichertechnologien. Da das Erdgasnetz mit einer Kapazität von 200 TWh⁴ ein sehr großes und technisch ausgereiftes Energiespeicherpotenzial zur Verfügung stellt, wird zunehmend auch eine Nutzung des Erdgasnetzes als Stromspeicher erwogen.

Die P2G-Technologie würde in Zeiten niedriger Strompreise oder lokaler Stromüberschüsse Erdgas in das Netz einspeichern. Die Erdgasverstromung in Kraftwerken erfolgt in Zeiten hoher Strompreise. Der Betrieb der Kraftwerke orientiert sich dabei an den Marktpreisen, er erfolgt also unabhängig vom Betrieb der P2G-Anlage. In der Gesamtbetrachtung würde das Erdgasnetz somit funktional als Stromspeicher erschlossen. Zu betonen ist, dass das Erdgasnetz als Stromspeicher fungiert, nicht die P2G-Anlage selbst. Diese agiert als Kuppelkapazität der Märkte für Strom- und Erdgas und weist eine andere ökonomische Logik auf, als ein Stromspeicher.

Die Rolle der P2G-Technologie in der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette lässt sich anhand von Abbildung 2 nachvollziehen. Aus der Perspektive des Gasmarktes heraus lässt sich P2G mit einer Gasproduktion mit stark variablen Gestehungskosten vergleichen. Betrachtet man die P2G-Technologie aus der Perspektive des Strommarkts, so stellt sie zusätzliche lastseitige Flexibilität zur Verfügung. Die P2G Technologie kehrt die bestehende Richtung der Wertschöpfung in der Gas- und Stromwirtschaft um

und stellt somit eine neuartige Rückkoppelung der Energieträgermärkte dar.

Aus der Existenz eines liquiden Erdgasmarktes, zu dem das durch P2G synthetisierte Erdgas in Preiswettbewerb steht, folgt, dass sich die Wirtschaftlichkeit der P2G-Technologie primär aus der Anlegbarkeit der Methanproduktion am Erdgaspreis ergeben muss.

Die P2G Anlage tritt somit als zusätzliches Angebot im Gasmarkt in Erscheinung, vergleichbar zu einer Gasproduktionsanlage.

Zum jetzigen Zeitpunkt, in Abwesenheit einer spezifischen Förderung, lassen sich die folgenden potenziellen Märkte identifizieren:

- Strombezug zu niedrigen/negativen Strompreisen am Spot- und Intradaymarkt. Gasverkauf am Erdgasmarkt.
- Bezug von im Netzabschnitt überschüssigem EEG-Strom, wenn die EEG-Einspeisung über der Übertragungskapazität des Netzes liegt. Gasverkauf am Erdgasmarkt.
- Bezug von im nationalen Netz überschüssigem EEG-Strom, wenn die EEG-Einspeisung über der Gesamtlast des Netzes liegt. Gasverkauf am Erdgasmarkt.
- Negative Regelenergie für das Stromnetz.

Zusätzlich existieren kleinere Gewinnpotenziale im Bereich der Abwärmenutzung, im Einsatz als Regel-

⁴ Wuppertal Institut: „Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter“; 2010

kapazität für das Gasnetz und eventuell am Markt für CO₂-Zertifikate.

Ein weiterer Vorteil der P2G-Technologie besteht darin, ökologisch und ethisch einwandfreies „Biomethan“ produzieren zu können. Dies kann nur der Fall sein, wenn ökologisch bedenkenloser Strom zum Einsatz kommt. Herkömmliches Biomethan sieht sich regelmäßig dem Vorwurf ausgesetzt, Lebensmittelproduktion zu verdrängen und ökologisch zweifelhafte Effekte zu verursachen. Ziel muss es sein, diesen Mehrwert am Markt umzusetzen.

Realisierungsstand und Marktakteure

Das P2G-Verfahren wurde in einer Demonstrationsanlage mit einer elektrischen Leistung von 25kW realisiert. Dabei handelt es sich um eine Entwicklung des „Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg“ und des „Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik“. Die Anlage wurde containerintegriert durch die SolarFuel GmbH aufgebaut und arbeitet seit November 2009. Die im Betrieb erzielten Wirkungsgrade liegen bereits nahe an den technologiespezifischen Zielwerten. Seit März 2011 wird diese Anlage in Kombination mit einer Biogasanlage und einem Windpark der juwi-Gruppe betrieben. In diesem Zusammenhang hat sich die juwi Gruppe an der SolarFuel GmbH mit 5% beteiligt.

Mit einer weiteren Anlage ist für das Jahr 2012 der Übergang in eine Phase der industriellen Nutzung geplant. Hierfür ist eine erste Anlage im Multimegawatt-Bereich vorgesehen.

Ab 2014 sollen die ersten Anlagen mit einer elektrischen Anschlussleistung von 20 MW in Betrieb gehen und die kommerzielle Nutzung der Technologie eröffnen⁵.

Neuerdings treibt Greenpeace Energy e.G. die Einführung eines Gastarifs –Windgas – voran, der über einen Preisaufschlag die Installation von Methanisierungskapazitäten finanzieren soll⁶.

Auch die deutsche Erdgaswirtschaft zeigt Interesse an der Erschließung des Erdgasnetzes als Stromspeicher. So plant die E.ON Ruhrgas AG den Bau einer 1 MW Elektrolyseeinheit zur Wandlung über-

schüssigen Stroms in Wasserstoff zur anschließenden Einspeisung in das Erdgasnetz. Die Inbetriebnahme ist für den Zeitraum 2012-2013 geplant⁷.

Wirtschaftlichkeit

Grundsätzlich bestehen die Kosten des Strombezugs nicht nur aus den Großhandelsstrompreisen, sondern es werden zusätzlich noch gesetzlich vorgegebene Kostenbestandteile in Form von Netzentgelten, EEG / KWK-Umlagen und Konzessionsabgaben fällig. Dabei werden diese zusätzlichen Kosten des Strombezugs von den Netzentgelten dominiert. Hier wäre für die P2G-Anlage eine analoge Gesetzesregelung zu neu erbauten Pumpspeicherwerken anzustreben⁸, in diesem Fall würden die Netzentgelte erlassen.

Legt man einen Gaspreis zugrunde, lässt sich zurückrechnen, zu welchem Preis die P2G-Anlage gerade noch Strom beziehen könnte, um einen positiven Deckungsbeitrag zu erzielen („Grenzstrompreis“).

In Tabelle 1 ist für einen Gaspreiskorridor von 20 bis 40 €/MWh der Grenzstrompreis dargestellt. Dabei liegt ein optimistischer Wirkungsgrad von 64% zugrunde. Zu jedem Gaspreis wurde der Grenzstrompreis für zwei verschiedene Kostenszenarien ausgewiesen. Einmal unter Einbezug der für privilegierte Stromverbraucher reduzierten Sätze für Netzentgelte, EEG / KWK-Umlagen und Konzessionsabgaben und einmal unter Vernachlässigung dieser Kosten.

Erdgaspreis €/MWh Hu	Grenzstrompreis in €/MWh	
	Ohne NNE	Mit NNE ⁹
20	12,8	-1,2
40	25,6	11,6

Tabelle 1: Grenzstrompreise der P2G-Anlage

Es wird deutlich, dass aufgrund des strukturellen Preisgefälles zwischen Erdgas- und Strommarkt ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage in allen Kostenszenarien in einer überschaubaren Anzahl an Stunden des Jahres möglich wäre. Eine Amortisation der Fixkosten allein durch Anlagenbetrieb am Großhan-

⁷ Financial Times Deutschland: „Eon baut ersten Speicher für Windstrom“; www.ftd.de; Abgerufen im Mai 2011

⁸ Energiewirtschaftsgesetz 2005, Stand November 2010; §118

⁹ Abschätzung hin zu niedrigen arbeitsbezogenen Netzentgelten durch die Annahme von beispielhaften Netzentgelten der Höchstspannungsebene der Amprion GmbH (unter 2500 h/a) .

⁵ SolarFuel: „SolarFuel GmbH – Überblick“; 2010

⁶ Greenpeace Energy e.G.: www.greenpeace-energy.de; Abgerufen im Mai 2011

delsstrommarkt erscheint im heutigen Marktumfeld als unrealistisch. Hierfür wäre ein Anlagenbetrieb zumindest in Mittellast notwendig.

Fazit und Ausblick

Der Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten erzeugt Bedarf an lastseitiger Flexibilität, insbesondere Stromspeichern. Das Erdgasnetz stellt ein großes und technisch ausgereiftes Speicherpotenzial dar. Die P2G-Technologie stellt eine neuartige Kuppelkapazität zwischen den Märkten für Strom und Erdgas dar, die das Erdgasnetz als Stromspeicher erschließt. Die Wirtschaftlichkeit der P2G-Technologie bemisst sich aber nicht, wie häufig in den Medien berichtet, an einem intertemporalen Betrieb als Stromspeicher, sondern aus einem Arbitragebetrieb zwischen den Energieträgermärkten für Strom und Erdgas.

Die Wirtschaftlichkeit der P2G Technologie im Arbitragebetrieb zwischen den Großhandelsmärkten kann sich **marktseitig** als auch durch entsprechend gesetzte **Rahmenbedingungen** verbessern.

Marktseitige Verbesserungen ergeben sich

- mit einer Befreiung insbesondere von Netzentgelten (und ggf. weiterer Abgaben)
- durch einen Anstieg der Gaspreise und damit ein Anstieg der Häufigkeit der Unterschreitung des Grenzstrompreises
- durch den Ausbau der EE und daraus folgend einer häufigeren Unterschreitung des Grenzstrompreises und der dadurch verbesserten Deckungsbeiträge

Weiterhin ist absehbar, dass der Zubau erneuerbarer Stromerzeugung zu einer Zunahme lokaler Netzengpässe führt. Die P2G-Technologie kann zu einer Entschärfung solcher Situationen beitragen. Der weitgehend kostenfreie Bezug lokal überschüssiger Strommengen würde die wirtschaftliche Situation der Anlage deutlich verbessern. In diesen Situationen wird anteilig die Abregelung von EEG-Anlagen verhindert, so dass die zeitgleiche Methanproduktion in erster Näherung als grün betrachtet werden kann.

Verbesserte Rahmenbedingungen

Der Erdgaspreis wird von geringer(er) Bedeutung sein, wenn verbesserte Rahmenbedingungen oder

gar Förderanreize gesetzt werden. Beide Punkte sind in Anbetracht physischer elektrischer Speicherprobleme, die durch das Erdgasnetz als Speicher obsolet werden würden, in der politischen Diskussion (beispielsweise im aktuellen EEG-Erfahrungsbericht).

Wie könnten diese Anreize aussehen? Folgende Punkte sind denkbar:

- Einbeziehung des eingespeisten Methans in die Regelungen des EEGs für Biomethan. Benchmark wäre dann der Biomethanpreis. In diesem Fall wäre ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb bereits heute darstellbar.
- Wirkungsähnlich wäre ein konstanter Fördersatz für die Methaneinspeisung in der Größenordnung von 7 bis 9 ct /kWh Methan.

Zu klären wäre in diesem Zusammenhang, ob der für die Biomethanproduktion zugehörige Strombezug tatsächlich aus EE-Anlagen stammt. Regelungen ließen sich hier aber definieren. Der Vorteil der P2G-Technologie besteht hier insbesondere darin, dass solches „Biomethan“ nicht in Konkurrenz zu Nahrungsmitteln produziert wird. Eine hierauf basierende Vertriebsstrategie kann eventuell schon heute Werte realisieren.

Insgesamt macht die Nutzung des Erdgasnetzes als Puffer für überflüssigen Windstrom die P2G-Technologie für Gasnetzbetreiber und die Erneuerbaren Branche zu einem strategisch relevanten Thema.

Hier gilt es, die weiteren marktseitigen Entwicklungen und Veränderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen zu beobachten und zu analysieren.

Zur Klärung weiterer Fragen bezüglich des wirtschaftlichen Potenzials der P2G-Technologie können Sie uns gerne ansprechen.

Ansprechpartner bei enervis

Herr Eckhard Kuhnhenne	Eckhard.Kuhnhenne@enervis.de Tel. 030 695 175 16
Herr Julius Ecke	Julius.Ecke@enervis.de Tel. 030 695 175 17

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH.