



## Max-Planck-Institut für chemische Energiekonversion

Prof. Dr. Robert Schlögl  
Stiftstrasse 34-36  
45470 Mülheim an der Ruhr  
Germany

Phone: +49 (0)208 306 – 4  
Fax: +49 (0)208 306 – 3951  
E-Mail: [info @ solarify.de](mailto:info@solarify.de)  
Internet: <http://www.cec.mpg.de/>

## Ein Markteinführungsprogramm für Power-to-Gas

4. Dezember 2013, <http://www.solarify.eu>

### Bedeutung von Power-to-Gas für Deutschland

Die Ziele der Bundesregierung im Kontext des Energiekonzeptes (2010) und der Beschlüsse für eine beschleunigte Energiewende (2011) bedürfen innovative Systemlösungen. Power-to-Gas trägt als Systemlösung dazu bei, die energiepolitischen Zielstellungen für die Nutzungsbereiche Mobilität, Industrie, Wärmeversorgung und Stromerzeugung zu erreichen. Power-to-Gas bietet somit einen strategischen und intersektoralen Lösungsansatz zur Systemintegration regenerativer Energieerzeugung unter den Maßgaben des energiepolitischen Zieldreiecks (Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit). Power-to-Gas ist eine Basis für das Erreichen der Nachhaltigkeitsziele, insbesondere im Mobilitätssektor, und ermöglicht sowohl eine nachhaltige Kurz- als auch Langstreckenmobilität. Neben weiteren Effizienzmaßnahmen bei Fahrzeugen spielen hierbei moderne Kraftstoffe eine entscheidende Rolle. Diese können in den benötigten Größenordnungen nur durch Wasserstoff bzw. Methan aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt werden. Der zukünftige Stromspeicherbedarf liegt um ein Vielfaches höher, als heute bestehende Stromspeicherkapazitäten und verfügbare Technologien bereitstellen können. Nur eine chemische Speicherung dieser Energieressourcen kann nach heutigem Kenntnisstand die benötigten Speicherkapazitäten und die Notwendigkeit einer saisonalen Speicherung abdecken. Mit der heute vorhandenen Erdgasinfrastruktur stehen bereits signifikante Speicherkapazitäten zur Verfügung.

Vor dem Hintergrund langer Erkundungs-, Planungs-, Genehmigungs- und Realisierungszeiträume ist mit der Erschließung weiterer Speicherkapazitäten (insb. Untergrundspeicher) frühzeitig, d. h.

bereits heute, zu beginnen. Der Um- und Ausbau der Stromnetze kann durch Power-to-Gas nicht ersetzt werden. Jedoch können lokale Besonderheiten zu sinnvollen und ggf. temporären Entlastung der vorhandenen Netze führen. Die für die zunächst temporäre Netzentlastung errichteten Power to Gas-Anlagen sind außerdem für die spätere Speicherung und Verwendung von Strom im Bedarfsfall einsetzbar. Power to Gas kann also vor dem Hintergrund eines (lokal) verzögerten Netzausbaus auch dazu beitragen, die Systemintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu unterstützen.

### **Volkswirtschaftlicher Nutzen von *Power to Gas***

Die innovative Systemlösung Power-to-Gas ist geeignet, Deutschlands Vorreiterrolle bei regulatorischen Rahmenbedingungen und technologischem Vorsprung zu sichern. Exportchancen für Deutschland eröffnen sich für Anlagen sowie für Verfahren und Prozessführung gleichermaßen. Power-to-Gas nutzt vorhandene Infrastrukturen (Gasnetze sowie -speicher). Dies gilt für Methan und bis zu einzuhaltenden Konzentrationen auch für Wasserstoff. Darüber hinaus existieren auch heute bereits Wasserstoffinfrastrukturen, die weiter genutzt bzw. erweitert werden können. Der Betrieb von Anlagen zur EE-Wasserstoffproduktion aus erneuerbarem Strom reduziert den Bedarf an Stromnetzerweiterungen, erlaubt zeitliche Verschiebungen von Netzausbaumaßnahmen und leistet einen Beitrag zur Netzstabilität.

**Durch die Nutzung der Gasinfrastruktur wäre bereits unter den heutigen Gegebenheiten ein weiterer Ausbau der Windenergie bis zu 10.000 MW ohne einen größeren Ausbau der elektrischen Infrastruktur möglich.** Somit können trotz aktuell fehlender Netzkapazitäten durch die Systemintegration der Elektrolyseure weitere Windenergieanlagen, insbesondere Offshore, errichtet und in Betrieb genommen werden. Eine weitere Herausforderung ist die soziale Dimension einer Energiewende im Verkehr. Die Ausgaben für Mobilität hatten 2010 einen Anteil von 14 Prozent an den Konsumausgaben privater Haushalte (Stromsektor ca. 2%). Die Preise für Rohöl zeigen seit dem Jahrtausendwechsel einen deutlich steigenden Trend. In den vergangenen beiden Jahren bewegten sich die Rohölpreise auf historisch hohem Niveau.

Die künftige Entwicklung der Preise für Mineralölprodukte und andere Energieträger, aber auch die für neue Antriebstechnologien können nicht seriös vorhergesagt werden. Power-to-Gas stärkt die Unabhängigkeit von Öl- und Gasimporten durch die Energieproduktion aus heimischen Ressourcen. Der Importanteil zur Deckung des gesamten Primärenergieverbrauchs von Deutschland beträgt rund 60%, bei Mineralöl ca. 97% und bei Erdgas ca. 86% (EU 84% Ölimporte bzw. 370 Mrd. EUR). Die Systemlösung Power-to-Gas stellt einen inländisch erzeugten, CO<sub>2</sub>-neutralen Energieträger bereit, der für ein breites Einsatzgebiet zur Verfügung steht und hierbei zur Erreichung der energiepolitischen Ziele beiträgt. Des Weiteren wird durch ein verlässliches Markteinführungsprogramm die inländische Wertschöpfung im Bereich der Elektrolyseentwicklung- und -produktion sowie durch die Minderung der Energieimporte gestärkt.

Positiv wirkt sich darüber hinaus aus, dass Wasserstoff die Auswirkungen der indirekten Landnutzungsänderungen auf die Treibhausgasemissionen (ILUC Problematik) reduziert.

Ein weiterer positiver Nebeneffekt wäre eine Kostenentlastung der EEG-Umlage aufgrund der Direktvermarktung gemäß EEG § 33b Ziff. 3, um die Strommengen, welche zur nachhaltigen Wasserstoffproduktion benötigt wird.

### **Aktueller Rechtsrahmen untauglich**

Der aktuelle Rechtsrahmen erlaubt unabhängig vom Verwendungspfad keinen wirtschaftlichen Betrieb von Power-to-Gas Systemen. Bei Beibehaltung des gegenwärtigen Rechtsrahmens werden

die erheblichen Chancen, die durch eine breite Markteinführung in relevanten Größenordnungen erzielbar wären, zur Senkung der Kosten für die Energiewende aber auch für die industrielle Marktentwicklung nicht genutzt werden können.

### **Vor allem in den nachfolgenden bestehenden Regelungen besteht unbedingter Handlungsbedarf**

- Die derzeitige Befreiung von Letztverbraucherabgaben ausschließlich für den Nutzungspfad „Rückverstromung“ steht der generellen Integration von Power-to-Gas in das Energiesystem und die Erschließung weiterer Nutzungspfade wie Mobilität, Industrie und Wärmeversorgung entgegen. Wobei gerade die Nutzbarmachung der systemübergreifenden Lösung Power-to-Gas die Vorteile dieser Technologie erst zur Geltung kommen lässt. **Die Einstufung von Power-to-Gas als „Letztverbraucher“ und damit die Belastung des Strombezuges mit den entsprechenden Abgaben und Umlagen verhindert einen kostendeckenden laufenden Betrieb und damit die praxisnahe Erprobung und Markteinführung dieser innovativen Technologie.**
- Die derzeitige EEG-Systematik (§12 EEG, „Härtefallregelung“) gibt keine Anreize, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Quellen zu speichern. Dieser Ansatz ist volkswirtschaftlich nicht vertretbar und bedarf daher dringend einer Änderung. Power-to-Gas Anlagen können eine für die erneuerbaren Einspeiser wirtschaftlich zumutbare Lösung darstellen, um die Härtefallregelung in den nächsten Jahren schrittweise abzuschaffen.

Die nachfolgenden Vorschläge zur Ausgestaltung des Regulierungsrahmens, welche sich mit den meisten Konzepten der DENA decken, sollen gewährleisten, dass durch die Markteinführung von Power-to-Gas die Energiewende, unter Berücksichtigung des energiepolitische Zieldreiecks (Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit), erfolgreich umgesetzt werden kann.

### **Vorschläge zur Ausgestaltung des Regulierungsrahmens:**

1. Es sind an den technologischen Entwicklungsstand gekoppelte, zeitlich und im Volumen begrenzte Markteinführungsinstrumente im Sinne der Punkte 2 bis 7 zu schaffen, um einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb für Power to Gas Anlagen während der Erprobungs- und Markteinführungsphase zu ermöglichen (Deckelung des Marktanreizprogramms). Hierbei ist das Ziel Power-to-Gas Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.000 MW bis 2022 zu installieren. Langfristig ist eine erfolgreiche Marktintegration von Power-to-Gas mit einer bedarfsorientierten Anlagenkapazität zu verfolgen.
2. Power-to-Gas ist zum einen in bestehende technische Regelungen für die Erdgasinfrastruktur zu integrieren – zusätzlich zu den Anpassungen, welche durch den Dachverband Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) erbracht werden. Dabei ist insbesondere auf eine Harmonisierung mit den jeweils aktuell geltenden Regelungen, unter Beachtung des technisch Machbaren für die Beimischung von Wasserstoff, zu achten.
3. Wasserstoff bzw. Methan, der auf Basis erneuerbaren Stroms erzeugt wurde, ist auf die Biokraftstoffquote und ab 2015 auf die Treibhausgasminderungsquote anzurechnen. Hierfür ist in die vom EU-Parlament am 11.09.2013 in erster Lesung bestätigte Neuregelung der EU-Richtlinie 2009/28/EG vorgesehene Maßnahme, bei der Berechnung der Biokraftstoffquote den Beitrag von erneuerbaren flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen nicht biologischer Herkunft mit dem Vierfachen ihres Energiegehalts anzusetzen, in deutsches Recht umzusetzen. Dieses so genannte 4fach-Counting sollte durch geeignete nationale Gesetze sowohl den Einsatz erneuerbaren Methans als auch erneuerbaren Wasserstoffs ermöglichen. Dadurch wird die Marktverbreitung von erneuerbarem Gas sowohl in einem reinen Wasserstoffpfad, als Beimischung zu Erdgaskraftstoffen sowie der Einsatz im Raffinerieprozess für konventionelle Kraftstoffe ermöglicht. Insbesondere ist in diesem

Zusammenhang die Anrechnung des Wasserstoffs bzw. des Methans in §37a BImSchG mit zu berücksichtigen.

4. Für die erfolgreiche Markteinführung und damit auch Investitionen in diese innovative Systemlösung, ist eine rechtliche Klarstellung der Eigenschaft von Power-to-Gas als Nicht-Letzterverbraucher bzw. ausschließliche Stromspeicher zwingend notwendig. **Power-to-Gas Anlagen selbst sind keine Letztverbraucher, sondern nehmen die nicht in das Stromsystem integrierbare Strommengen auf und wandeln diese in einen speicherbaren chemischen Energieträger um, der dann über eine Rückverstromung oder über den Einsatz in anderen Verbrauchsbereichen einem Letztverbrauch zugeführt wird. Aus dieser Eigenschaft als Nicht-Letzterverbraucher lässt sich eine Befreiung von der EEG-Umlage, den Netznutzungsentgelten, der Stromsteuer, den Konzessionsabgaben, der §19-Umlage und Offshore-Umlage sowie der KWK-Umlage ableiten. Eine Befreiung von den Netznutzungsentgelten und EEG-Umlagen sollte gewährt werden, wenn der eingespeiste erneuerbare Strom im gleichen Bilanzkreis wieder aus dem Netz genommen wird und der Elektrolyseanlage zugeführt wird.**
5. Betreiber einer Anlage zur Erzeugung erneuerbarer flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe, die stofflich (Verkehr, Chemie etc.) zum Einsatz kommen und ausschließlich aus nicht biologischen jedoch erneuerbaren Quellen stammen und den Strom gemäß EEG (Abschaltung) direkt vom Erzeuger erwerben und sich dem Systemintegrationsregime unterwerfen erhalten für diesen Zeitraum einen Systemintegrationsbonus in Höhe von 50% der sich gemäß EEG (Marktprämie gemäß EEG § 33g) ergebenden Marktprämie für Anlagen, welche vor dem 31.12.2016 in Betrieb genommen worden sind. Anlagenbetreiber erfüllen das Systemintegrationsregime, wenn sie
  - einen Nachweis des Bezuges von erneuerbarer Energie, die keine Entgeltvergütung gemäß EEG erhalten hat vorlegen;
  - die Erzeugungsanlage auf Anforderung des Netzbetreibers entsprechend regeln, wobei der Netzbetreiber nur Anforderungen in einem Umfang verlangen kann, die es dem Anlagenbetreiber ermöglicht mind. 2.500 Volllaststunden im Jahr seine Anlage zu betreiben
  - die Wasserstoffherstellungsanlage muss Systemdienstleistungen zur Minderung der volkswirtschaftlichen Kosten aufgrund der Abschaltungen von erneuerbaren Energieanlagen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität erbringen und
  - die jährlichen Volllaststunden des Elektrolyseurs sollten zur Wahrung der Systemintegration begrenzt werden.
6. Für die Markteinführungsphase wäre zudem eine technologieorientierte Anschubfinanzierung in Betracht zu ziehen. Diese sollte zeitlich und im Volumen begrenzt sein und als anteiliger, degressiv ausgestalteter Investitionskostenzuschuss z.B. im Rahmen der Weiterentwicklung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) in Höhe von ca. 30 Prozent gewährt werden. Im Hinblick auf die degressive Ausgestaltung sollten bei Programmimplementierung geeignete volkswirtschaftliche Indikatoren definiert werden. Durch die Schaffung von Investitionssicherheit können strategisch Anlagen geplant und realisiert werden. Nur so können die notwendigen Lern- und Skaleneffekte zur Kostensenkung generiert und ein Übergang zur Marktfähigkeit erreicht werden.
7. Aufnahme der Wasserstoffanlagen in ein KfW Sonderkreditprogramm mit vergünstigten Fremdkapitalzinsen und entsprechenden Laufzeiten von mind. 15 Jahren, um entsprechende Hemmnisse auf der Kapitalmarktseite für Power-to-Gas Projekte abzubauen.