



Bild: Peter von Hincite

Silicon-Fire-Technologie wandelt Elektrolysewasserstoff und Kohlendioxid in Methanol um

# Chemische Energiespeicherung mittels Methanol

**ENERGIESPEICHER** | Durch den weiteren starken Zubau von Wind- und Solaranlagen stößt das elektrische Verbundsystem an seine Grenzen. Um dessen Funktionsfähigkeit zu erhalten, muss die erzeugte fluktuierende Energie zum Teil in möglichst dezentralen Anlagen in speicherbare Energieformen übergeführt werden. Diese können dann vor allem außerhalb des elektrischen Verbundsystems in anderen Energieverbrauchs-Sektoren wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll eingesetzt werden, zum Beispiel im Verkehr. Nach dem derzeitigen Stand der Technik kommt dafür – im notwendigen Umfang – ausschließlich die chemische Speicherung in Frage. Zur Speicherung elektrischer Energie und zur Nutzung von CO<sub>2</sub> wurde in den letzten Jahren die Silicon Fire-Methanol-Synthese aus Elektrolysewasserstoff und CO<sub>2</sub> aus konzentrierten Quellen entwickelt. Das Methanol kann zum Beispiel vorteilhaft als regenerativer Otto-Kraftstoff oder als Kraftstoff-Beimischung eingesetzt werden, vergleichbar mit Bio-Ethanol – aber ohne Nahrungsmittelkonkurrenz.

## Autor

Univ.-Prof. i. R. Dr.-Ing. **Roland Meyer-Pittroff**, Jahrgang 1942, Studium des Allgemeinen Maschinenbaus und Promotion in Technischer Thermodynamik. Nach Tätigkeiten bei MAN-Turbo GmbH, München, Kraftwerk Union AG, Erlangen, sowie als Lehrstuhlinhaber für Energie- und Umwelttechnik der TU München ist er seit der Pensionierung 2007 Wissenschaftlicher Mitarbeiter der TU München (Weihenstephan) und freier Mitarbeiter der TUM International GmbH für Forschungsprojekte zur chemischen Energiespeicherung mit Methanol und Silizium (Silicon-Fire-Technologien).

[roland.meyer-pittroff@wzw.tum.de](mailto:roland.meyer-pittroff@wzw.tum.de)

**D**ie deutsche Elektrizitätswirtschaft steht unter dem Einfluss der politischen Zielsetzungen der „Energiewende“ mit dem Atom-Moratorium vom April 2011 für acht Kernkraftwerke und mit dem Beschluss zur Stilllegung der weiteren neun deutschen Kernkraftwerke bis spätestens 2022. Zusammen mit der zusätzlichen Stilllegung konventioneller Kraftwerke ergibt sich ohne entsprechenden Kraftwerks-Neubau eine massive Abnahme „gesicherter“ Kraftwerkskapazität im deutschen Verbundnetz, zum Beispiel bis 2030 im mittleren zweistelligen GW-Bereich.

Die deutsche Jahreshöchstlast, die durch „gesicherte“ Kraftwerkskapazität

gedeckt sein muss, erreicht jeweils in den Abendstunden von November und Dezember knapp 80 GW [1]. Es herrscht bisher weithin Konsens in Deutschland, den verbliebenen Anteil der Kernenergie und möglichst große fossile Anteile an der Stromerzeugung, vor allem der Kohle, durch erneuerbare Energieträger, insbesondere durch Wind und Solar, zu ersetzen.

Dabei treten allerdings ganz erhebliche Probleme auf, die bisher nur beschränkt ins öffentliche Bewusstsein gedrungen sind und die daraus resultieren, dass im elektrischen Verbundnetz, jederzeit und an jedem Ort Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch bestehen muss. Die Situation

kann durch folgende Feststellungen beschrieben werden:

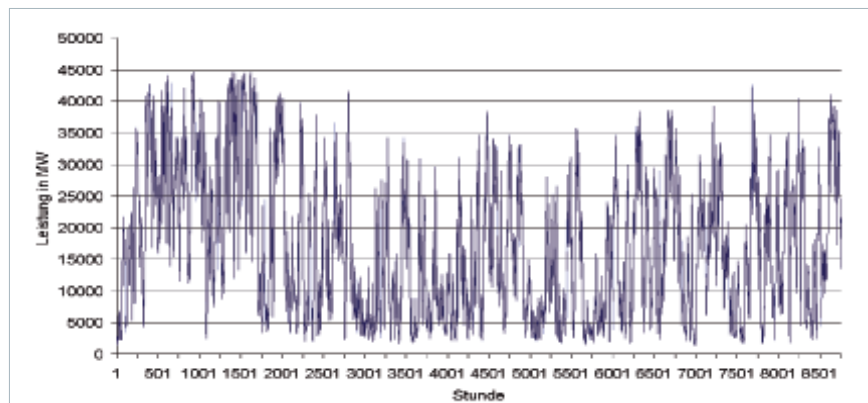
■ Wind und Solar treten stark fluktuierend auf und können deshalb kaum oder gar nicht „gesicherte“ Kraftwerkskapazität ersetzen. Bei Solar ist das offensichtlich, aber auch für die installierte Windkraftkapazität müssen 90 bis 95 % an gesicherter Reserveleistung bereit stehen [1]. **Bild 1** zeigt als Beispiel einen modellierten Jahresgang der Windenergie, sehr optimistisch gemittelt über jeweils eine Stunde und über ganz Deutschland sowie bei Annahme von zwei Dritteln Offshore-Erzeugung (2020) und noch dazu in einem „guten Windjahr“ [2].

■ Wind und Solar können kaum bis gar nicht zur Frequenzregelung und Leistungsreserve im Verbundnetz beitragen.

■ Das deutsche Verbundnetz ist bisher dezentral aus weitgehend autarken Einzelsystemen aufgebaut; die bestehenden Hochspannungstrassen und Kopelstellen zwischen den Systemen dienen bisher vorrangig der Netzstabilität und nicht dem Transport großer Energien, zum Beispiel von Windstrom von Nord nach Süd und von Solarstrom in umgekehrter Richtung.

■ Die bereits erreichte gewaltige Dimension der installierten elektrischen Leistungen von Wind- und Solaranlagen in Deutschland wird kaum zur Kenntnis genommen: Ende 2011 waren 29,1 GW bzw. 24,8 GW installiert [3], in Summe 53,9 GW oder rund 67 % der Jahreshöchstlast. Dass diese erneuerbaren Energien 2011 nur zu 7,6 bzw. zu 3,1 % zur deutschen Brutto-Stromerzeugung beigetragen haben [4], liegt an deren stark fluktuierendem Anfall. In Deutschland können über ein Jahr Onshore-Windkraftanlagen ihre installierte Nenn-Leistung zu maximal 21 % ausnutzen, Offshore-Anlagen bis zu rund 40 % und Photovoltaik-Anlagen höchstens zu 11 %.

■ Ein weiterer Zubau von Wind- und Solaranlagen im deutschen Verbundnetz trägt nicht mehr zur Stromversorgungssicherheit bei, führt aber wegen der über 20 Jahre garantierten hohen Einspeisevergütungen zu weiteren Zusatzkosten in Milliardenhöhe und be- bzw. verhindert außerdem den notwendigen Neubau von „gesicherten“ Kraftwerkskapazitäten. Diese werden immer mehr in die Nische von unwirtschaftlichen „Lückenfüllern“ gedrängt, so dass bei weiterem starkem Zubau von Wind- und Solaranlagen unter den bisherigen Rahmenbedingungen für das Verbundnetz massive Versorgungsstörungen zwangsläufig



**Bild 1**

**Jahresgang der Windenergie in Deutschland (Stundenmittelwerte); ISI-Windmodell für ein gutes Windjahr; Prognose 2020 für 43 GW installierte Windleistung; Erzeugung 2/3 offshore (4 181 Volllaststunden = 48 % Auslastung), 1/3 onshore (2 190 Volllaststunden = 25 % Auslastung) [2].**

werden.

■ Der elektritätswirtschaftlich in Deutschland eigentlich notwendige sofortige Stopp des weiteren Zubaus von Wind- und Solaranlagen kann allerdings wegen der politisch und gesellschaftlich fest verankerten Zielsetzung der Erhöhung des regenerativen Energieanteiles weder angestrebt noch realisiert werden.

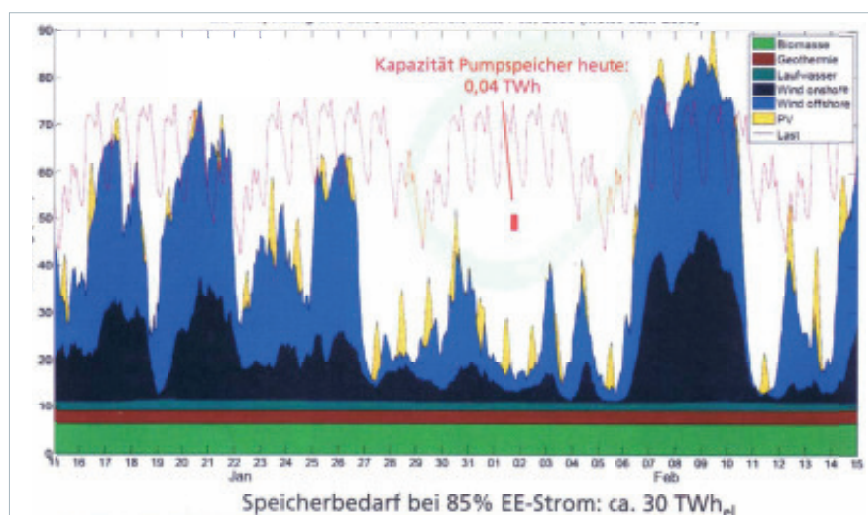
■ Konsequenzen aus dieser Situation müssen deshalb gravierende Änderungen der elektrizitäts- und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland sein. Die derzeitigen öffentlichen Diskussionsbeiträge dazu erschöpfen sich allerdings weitgehend auf den massiven Ausbau der elektrischen Übertragungstrassen, der technisch zwar durchaus möglich ist, aber neben erheblichen Akzeptanzproblemen wiederum Milliardenkosten verursacht und trotzdem nur für einen regionalen Einspeisungsausgleich sorgen kann, nicht für einen zeitlichen.

■ Meist Wunschenken folgend und losgelöst von naturwissenschaftlich-tech-

nischen Fakten wird über die Speicherung der fluktuierenden elektrischen Energien philosophiert. Als leistungsfähige Speicher für elektrische Energie im mindestens zweistelligen GWh-Bereich kommen bisher ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke in Frage, für deren Neu- und Ausbau in Europa allerdings aus Akzeptanz- und Kostengrün-

**Bild 2**

**Modellrechnung von elektrischem Leistungsbedarf und Leistungsdeckung durch 85 % erneuerbare Energien (Prognose Deutschland 2050) [5].**



den sehr enge Grenzen gesetzt sind. Alle derzeit in Deutschland bestehenden Pumpspeicherkraftwerke können die Jahreshöchstlast nur über eine halbe Stunde speichern oder liefern entsprechend 40 GWh. Notwendig wären aber zum Beispiel 30 TWh = 30 000 GWh, falls 85 % der deutschen Stromerzeugung aus regenerativen Quellen kommen sollen (**Bild 2**) [5]. Alle anderen bisher diskutierten Alternativen für die Speicherung elektrischer Energie in der notwendigen Größenordnung scheiden völlig aus – auch die Elektromobilität. Eine Million Elektrofahrzeuge hätten bei je 10 kWh Aufladung nur einen Energiebedarf von 10 GWh, der aber auch nicht ins Netz zurück geliefert werden könnte.

■ Als einzige Alternative bietet sich an, die durch den weiteren Zubau von Wind- und Solaranlagen erzeugte elektrische Energie nicht mehr in das Korsett des elektrischen Verbundnetzes zu pressen, wo sie zunehmend dessen Funktionsfähigkeit in Frage stellt. Diese Energie muss, dem fluktuierenden Anfall angepasst, in möglichst dezentralen Anlagen – dort wo sie anfällt ohne Mammut-Übertragungsstrassen – in speicherbare Energieformen übergeführt werden, die dann vor allem außerhalb des Verbundnetzes in anderen Energieverbrauchs-Sektoren wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll eingesetzt werden können. Für diese Speicherung kommt im notwendigen Umfang nach dem derzeitigen Stand der Technik ausschließlich die chemische Speicherung in Frage, mit der auch in der Natur im größten Umfang Energie gespeichert wurde und wird. Die Brennstoffe Kohle, Erdöl und Erdgas sind vor Jahrmillionen chemisch gespeicherte Sonnenenergie; alle Lebewesen speichern chemisch Energie vor allem in Form von Zucker, Stärke oder Fett.

■ Sofort – auch im größten technischen Maßstab realisierbar – ist die Nutzung elektrischer Energie zur chemischen Spaltung von Wasser durch Elektrolyse mit Herstellung von gasförmigem Wasserstoff.

Bereits diskutiert wird die Zumischung von entsprechendem Wasserstoff zu Erdgas oder die Umwandlung des Wasserstoffes über den Sabatier-Prozess zu Methan und dessen Beimischung wiederum zu Erdgas („Power to Gas“). Bei dieser Zumischung kommt allerdings zum Vorteil der Nutzbarkeit des vorhandenen Erdgasnetzes der ganz gravierende Nachteil, dass die hochwertige regenerative elektrische Energie mit teuren Elektrolyseanlagen und mindes-

tens 20 % Elektrolyseverlusten und ggf. mit dem ebenfalls teuren und Verlust behafteten Sabatier-Prozess auf das relativ sehr niedrige Preisniveau des Primärenergieträgers Erdgas herabgesetzt wird. Dies ist wiederum nur mit hohen Subventionen ad infinitum realisierbar.

## Die Silicon-Fire-Technologie

Mit der im Folgenden erläuterten Silicon-Fire-Technologie [6] wird der Elektrolysewasserstoff in die hochwertige Verbindung Methanol umgewandelt, das als Chemierohstoff und vor allem als regenerativer Kraftstoff verwendet werden kann. Für die Synthese wird außerdem Kohlendioxid aus konzentrierten industriellen Quellen genutzt, das sonst in die Atmosphäre emittiert wird. Als regenerativer Kraftstoff und als Kraftstoff-Beimischung konkurriert Silicon-Fire-Me-

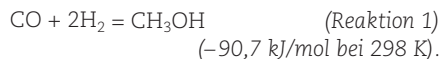


**Bild 3**

**Silicon-Fire-Demonstrationsanlage (Mobilstation SF1, Kapazität 50 l Methanol pro Tag), Außenansicht und Reaktorturm innen.**

thanol als einfachster Alkohol mit dem chemisch sehr ähnlichen Bio-Ethanol, dessen derzeitiger Wärmepreis in Deutschland fünf Mal höher ist als der von Erdgas.

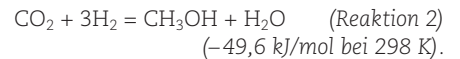
Die konventionelle Methanol-Synthese wurde erstmals 1923 industriell bei BASF in Leuna realisiert auf der Basis von Braunkohle-Synthesegas:



Heute werden weltweit rund 50 Mio. t/a fossiles Methanol produziert – mit Synthesegas aus Erdgas, Kohle und Raffinerierückständen – vor allem als Chemierohstoff (z. B. für Formaldehyd, Essigsäure, Propylen) und zunehmend auch als Kraftstoffzusatz, zurzeit vor allem in China.

Die Schweizer Silicon Fire AG hat zusammen unter anderem mit der TU München/TUM International GmbH in den letzten Jahren eine Technologie ent-

wickelt und erstmals zur industriellen Einsatzreife gebracht, direkt aus Wasserstoff und Kohlendioxid Methanol katalytisch zu synthetisieren:



Besondere Vorteile dieser Synthese sind:

■ Die Synthese verläuft bei moderaten Bedingungen (80 bar, 265 °C) und besonders selektiv mit einer sehr hohen Produktreinheit (> 99,99 Vol.-%).

■ Die Elektrolyse erlaubt die Nutzung und Speicherung fluktuierender regenerativer elektrischer Energie mit Beteiligung der Elektrolyseanlagen an Frequenzregelung und Reservehaltung für das Verbundnetz.

■ Mit der Synthese kann Kohlendioxid gespeichert werden, das sonst in die At-

mosphäre entweicht.

■ Bei Verwendung von regenerativer elektrischer Energie und biogenem Kohlendioxid (z. B. aus der Bio-Ethanol-Fermentation oder der Aufbereitung von Biogas zu Bio-Erdgas) ist das Silicon-Fire-Methanol zu 100 % klimaneutral.

■ Eine Demonstrationsanlage ist seit zwei Jahren erfolgreich in Betrieb (**Bild 3**).

## Regenerativer Silicon-Fire-Methanolkraftstoff

Der regenerative Silicon-Fire-Methanolkraftstoff ist ein hervorragender Otto-Kraftstoff. Methanol hat zwar nur den halben Heizwert von Benzin und benötigt deshalb das doppelte Tankvolumen, aber seine höhere Oktanzahl (RON 109 gegenüber 95 bei Superbenzin) und seine mehr als doppelte Verdampfungswärme gegenüber Benzin ermöglichen wesentlich höhere Wirkungsgrade und spezifische Leistungen von Otto-Motoren.



Das ist der Grund, dass zum Beispiel Hochleistungs-Modellmotoren seit jeher mit Methanol betrieben werden, in Zukunft sicher auch Downsizing-Range-Extender für Elektrofahrzeuge.

Methanol ist mit Benzin mischbar (nicht mit Diesel-Kraftstoff); ein Anteil von 3 Vol.-% im Otto-Kraftstoff ist nach den gültigen Normen zulässig und war bis zur Zumischung von Ethanol zum Teil auch enthalten. Bezogen auf den EU-Otto-Kraftstoffverbrauch von 120 Mio. t/a entsprechen 3 Vol.-% 3,6 Mio. t/a Methanol und 5,4 Mio. t/a gespeichertes Kohlendioxid. Moderne Otto-Motoren (mit Gemischregelung) können ohne Anpassung mit Methanol- und Ethanolanteilen bis rund 20 Vol.-% betrieben werden.

Große Methanol-Einführungsprogramme in Deutschland und in USA haben (unter der Zielsetzung „weg vom Öl“) zwischen 1980 und 1995 mit Tausenden von Versuchsfahrzeugen die uneingeschränkte Eignung auch von Rein-Methanol (M100) als Otto-Kraftstoff bewiesen.

Besonders vorteilhaft ist der Einsatz von Methanol-Wassergemischen zur zusätzlichen Einspritzkühlung von Verbrennungs-Luft bzw. -Gemisch nach dem Turbolader von aufgeladenen Diesel- und Otto-Motoren. Dadurch werden Steigerungen der Leistung bis 40 % und des Wirkungsgrades bis 15 % ermöglicht. Erstmals wurde diese Art der Ladeluftkühlung ab 1941 bei dem Jagdflugzeug Messerschmidt Bf-109 mit einer Leistungssteigerung um 350 PS eingesetzt.

Bei entsprechender Verwendung des bei der Silicon-Fire-Synthese (Reaktion 2) entstehenden Methanol-Wasser-Gemisches (69 : 31 Vol.-%) als „Silicon-Fire-Coolfluid“ können ohne direkte Zumischung zum flüssigen Kraftstoff bis zu 22 % des Kraftstoff-Heizwertes bei Otto- und auch bei Diesel-Motoren durch regeneratives Silicon-Fire-Methanol ersetzt werden.

## Ausblick

Regenerativer Silicon-Fire-Methanolkraftstoff

- kann bei groß industrieller Einführung viele Millionen Tonnen Kohlendioxid pro Jahr zwischenspeichern,
- kann durch seine Erzeugung mit regenerativen fluktuierenden Stromüberschüssen entscheidend zur Stabilisierung des elektrischen Verbundnetzes beitragen,
- kann – insbesondere bei den sich immer deutlicher abzeichnenden Problemen der Biokraftstoffe – einen wesentlichen Anteil zur Zielsetzung der Europäi-

schen Union leisten, bis 2020 im Verkehrssektor 10 % der Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken,

- kann durch Substitution von Mineralöl-Kraftstoffen Versorgungssicherheit und Preisstabilität auf dem Kraftstoffmarkt erhöhen und

- eröffnet mit seiner einfachen Synthe-

se als Heizwert reiche und als problemlos zu speichernde und zu transportierende Flüssigkeit völlig neue und vor allem sehr wirtschaftliche Perspektiven für den Ferntransport von regenerativen Energien – aber durchaus auch von Erdgas – aus entlegenen Regionen zu weit entfernten Verbrauchsschwerpunkten.

## Literatur

- [1] Deutsche Energie-Agentur: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland (Aktualisierung), Berlin, Februar 2010. Online: [www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Presse/studien\\_umfragen/Kraftwerksstudie/Kurzanalyse\\_KraftwerksplanungDE\\_2020.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Kraftwerksstudie/Kurzanalyse_KraftwerksplanungDE_2020.pdf) (Zugang: 18.7.2012).
- [2] Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Wietschel, M.: Fluktuationen der Windenergie und deren Vorhersagbarkeit bei einem verstärkten Ausbau des Offshore-Anteils in Deutschland bis 2020. In: Proceedings der IEWT, Vienna 2003. Online: <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-196839.pdf> (Zugang: 18.7.2012).
- [3] BMU: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, 8.3.2012. Online: [www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee\\_zeitreihe.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_zeitreihe.pdf) (Zugang: 18.7.2012).
- [4] AG Energiebilanzen e.V.: Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2011 in Deutschland, 15.2.2012. Online: [www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65](http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65) (Zugang: 18.7.2012).
- [5] Sterner, M. et al.: Die Speicheroption Power-to-Gas – Ausgleichs- und Integrationsmaßnahmen für EE. VKU Bayern, München, 3.2.2011. Online: [www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/2011-014\\_Die\\_Speicheroption-VKU.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/2011-014_Die_Speicheroption-VKU.pdf) (Zugang: 18.7.2012).
- [6] Meyer-Pittroff, R.: Methanol und Silizium – Speerspitzen einer neuen regenerativen Energiewirtschaft. *Wasserkraft & Energie* (2012), Nr. 1, S. 2–6.

