

Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur

Rohrnetz, Speicherung, ISNG, chemische Energieträger, Erdgasinfrastruktur

Siegfried Bajohr, Manuel Götz, Frank Graf und Felix Ortloff

Um die unbestritten notwendige Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu ermöglichen, ist ein massiver Ausbau der Speicher für elektrische Energie unabdingbar. Als geeignete Technologien für die benötigten Größenordnungen sind lediglich Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und chemische Energieträger einsetzbar. Aus Wirkungsgradgründen wären Pumpspeicherkraftwerke (PSW) zu bevorzugen, allerdings ist bei einer angenommenen benötigten Speicherkapazität von 17–25 TWh für 2050 das Potential der PSW in Deutschland mit 0,04–0,06 TWh nicht ausreichend. Die Nutzung von chemischen Energieträgern, speziell von Wasserstoff und Methan, bietet hingegen ausreichende Kapazitäten. In der Erdgasinfrastruktur lassen sich in naher Zukunft theoretisch 400 TWh an chemischer Energie in Form von Methan speichern. Um die gut ausgebaute Erdgasinfrastruktur für den Transport und die Speicherung zu nutzen, könnte Wasserstoff per Elektrolyse aus den Überschussströmen produziert und nachfolgend über die Methanisierung SNG synthetisiert werden. Zudem können nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 262 bis zu 5 % Wasserstoff direkt ins Erdgasnetz eingespeist werden.

Storage of renewable electric energy in the natural gas infrastructure

Due to the aspired increase in the share of renewables in power generation, a massive expansion of power storage capacity is needed. At the moment, pumped storage plants, compressed air energy storages and chemical energy carriers are the only feasible technologies with regards to storage capacity and performance. Pumped storage plants are highly efficient, but do not offer sufficient potential to cover the expected 17–25 TWh of storage capacity in Germany needed in the year 2050 (estimated capacity of pumped storage plants: 0.04–0.06 TWh). Chemical energy carriers, especially hydrogen and methane, are able to store these amounts of energy. A theoretical value of approximately 400 TWh of energy can be stored as methane in the natural gas pipelines and underground storages at hand in Germany in the near future. A possible process to make this capacity available for storage and transportation purposes is the production of hydrogen via electrolysis, followed by the methanation of hydrogen to produce SNG. Additionally, according to DVGW-guideline G 262, a fraction of up to five percent of pure hydrogen can be injected directly into the natural gas grid.

1. Einleitung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist ein wesentlicher Grundstein zum Erreichen der ehrgeizigen Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland, bei denen u.a. die CO₂-Emissionen auf Basis des Jahres 1990 bis 2020 um 40% und bis 2050 sogar um 80% gesenkt werden sollen. Eng verbunden mit den angestrebten CO₂-Einsparungen ist der Wunsch nach einer Deckung des Strombedarfs bis zum Jahr 2020 zu 30% und bis 2050 zu 80% durch Erneuerbare Energien [1, 2].

In Deutschland weisen Wind- und Sonnenenergie die mit Abstand größten Potentiale auf. 2010 wurden bereits 6% (37,5 TWh) der Elektrizität durch Windenergie und 1,9% (12 TWh) durch Photovoltaik erzeugt [3].

Für 2020 werden durch Wind- und Sonnenenergie in Summe 103 TWh erwartet (15,5 TWh Photovoltaik, 53,5 TWh Windenergie onshore, 33,7 TWh Windenergie offshore) [4].

Die Erzeugung von elektrischer Energie durch Windkraft und Sonneneinstrahlung unterliegt jedoch starken zeitlichen Schwankungen. Die Schwankungsbreite kann im Bereich mehrerer Monate (durch den natürlichen Jahreszeitenwechsel) oder lokal im Bereich von Stunden bis hin zu Sekunden (z. B. durch vorbeiziehende Wolken, lokale Wetterlagen oder plötzliche Windstille) liegen. Das folgende **Bild 1** zeigt exemplarisch den zeitlichen Verlauf der Windenergieeinspeisung im Jahr 2009 in Deutschland.

Der grundlastfähige Anteil der anfallenden Windenergie liegt in Deutschland bei weniger als 10–15 % der gesamten eingespeisten Menge an Windenergie [5].

Da das Stromnetz als solches über keine Speicherkapazität verfügt und zu jeder Zeit gleich viel Energie entnommen wie eingespeist werden muss, müssen zum Ausgleich von Schwankungen bei Produktion oder Bedarf große Mengen an elektrischer Energie flexibel ein- und ausgespeichert werden können.

Um die Speicherkapazitäten abschätzen zu können, welche zur Deckung des Strombedarfs durch fluktuativ anfallende Erneuerbare Energien notwendig sind, werden derzeit von verschiedenen Forschungseinrichtungen komplexe Modelle erstellt, mit deren Hilfe eine Vielzahl von Prognosen auf dem Energiesektor in Form von Szenarien z. B. auf aktuelle Wetteraufzeichnungen angewendet werden können. Jedem dieser Szenarien liegen unterschiedliche Anteile von Erneuerbaren Energien, Entwicklungen auf dem Wärme- oder Mobilitätsmarkt oder der zukünftigen Möglichkeiten bzgl. des Lastmanagements (z. B. Vehicle-to-Grid, Klimatisierung, Wärmepumpen, PSW, usw.) zu Grunde [6–8].

Es zeigt sich in diesen Studien, dass bereits bei weniger als 50 % Anteil der Erneuerbaren Energien am Strommix Spitzenleistungen auftreten können, welche den tatsächlichen Bedarf übersteigen (in Summe an ca. 5 Tagen pro Jahr) [6]. Über diese Zeiträume wäre die Stromerzeugung des konventionellen Kraftwerkparcs vollständig ausgekoppelt. Im Hinblick auf die nicht auf einen dermaßen fluktuierenden Bedarf ausgelegte Betriebscharakteristik konventioneller Kraftwerke ist entsprechend eine Glättung der Erzeugungsleistung der Erneuerbaren Energieformen unabdingbar.

Zur Abschätzung des maximalen Speicherbedarfs, welcher zu einer vollständigen Deckung des Strombedarfs in Deutschland aus Erneuerbaren Energien erforderlich wäre, kann z. B. ein Szenario des Umweltbundesamts („Regionenverbund“ [8] – **Bild 2**) herangezogen werden. Demnach läge die maximale residuale Last auf Basis des Wetterjahres 2009 kurzzeitig bei knapp 60 GW. Der Speicherbedarf läge entsprechend unter der Annahme eines Überbrückungszeitraumes, bedingt durch z. B. Windflauten, von 14 (21) Tagen bei ca. 17 (25) TWh.

Derzeit sind keine mechanischen oder elektrochemischen Speichertechnologien verfügbar, welche in der Lage sind, die notwendigen Speicherkapazitäten aufzubringen.

Eine interessante Möglichkeit zur Speicherung von elektrischer Überschussenergie aus Erneuerbaren Energieträgern stellt die Erzeugung von gasförmigen Brennstoffen gekoppelt mit der Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur dar. In heute bereits vorhandenen Poren- und Kavernenspeichern (47 in Deutschland) stehen knapp 21 Mrd. m³ Speichervolumen [9] zur Verfügung, was einer Speicherkapazität von ca. 230 TWh entspricht. Kurz- und mittelfristige Ausbauprojekte,

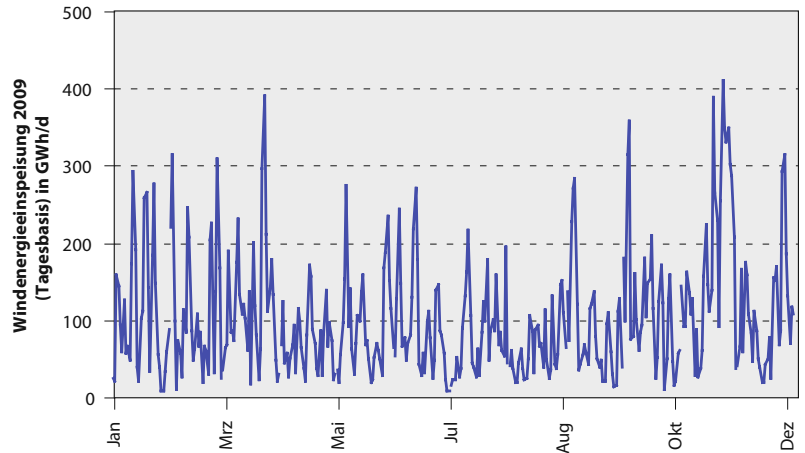


Bild 1. Zeitlicher Verlauf des Anfalls von Windenergie im Jahr 2009 – geglättet auf Tagesbasis [5].

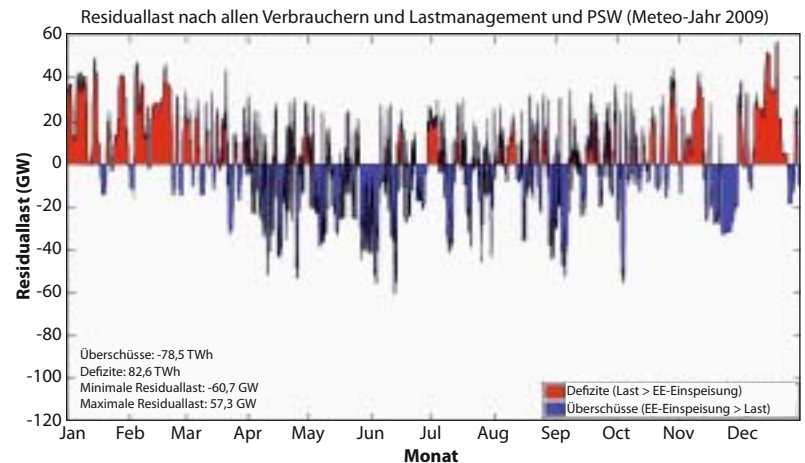


Bild 2. Zeitlicher Verlauf der Residuallast für das Szenario UBA „Regionenverbund“ – Simulation IWES [8].

sowie die bereits im Bau befindlichen Speicher, werden das vorhandene Speichervolumen auf absehbare Zeit auf mehr als 36 Mrd m³ (ca. 400 TWh) erhöhen. Diese Kapazität übersteigt den angenommenen Bedarf zur Pufferung der fluktuierenden Produktion elektrischer Energie aus regenerativen Quellen um ein Vielfaches.

Ausgehend von einem jährlichen Verbrauch an Erdgas in Deutschland von ca. 81,3 Mrd. m³ (895 Mrd. kWh [10]) liegt das Verhältnis von Speicherkapazität zu verbrauchter Menge bei ca. 25 %, was einer Deckung des Bedarfs in einem Bereich von ca. 80 bis 100 Tagen (gemittelter Verbrauch über das gesamte Jahr) entspricht. Viele Zukunftsszenarien gehen langfristig von einem sinkenden Verbrauch an „fossilem“ Erdgas aus [11], wodurch zusätzlich erhebliche Speicherkapazitäten frei würden, ohne einen weiteren Ausbau der Speicherinfrastruktur über die bekannten Projekte hinaus zu berücksichtigen.

2. Speicherung von elektrischer Energie

Die derzeit verfügbaren bzw. diskutierten Möglichkeiten zur direkten und indirekten Speicherung elektrischer Energie sind im Folgenden kurz zusammengefasst:

2.1 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke sind die derzeit wichtigste Quelle für Regelenergie. In diesen wird Wasser aus tiefer liegenden in höher liegende Gewässer gepumpt und damit elektrische Energie in potentielle Energie umgewandelt. Bei erhöhtem Strombedarf kann das Wasser über an Generatoren gekoppelte Turbinen wieder in das tiefer liegende Gewässer geleitet werden. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei neueren Kraftwerken bei 70–85% [12] und ist damit deutlich höher als bei vielen anderen einsetzbaren Speichermöglichkeiten. Die Kapazitäten zum Bau weiterer Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland sind jedoch nahezu ausgeschöpft [13]. Weiterhin ist deren Bau mit massiven Einschnitten in die Landschaft verbunden. Die Speicherkapazität beträgt derzeit ca. 40 GWh, was etwa 2,3% des über ein Jahr gemittelten deutschen Tagesbedarfs an elektrischer Energie entspricht und daher für die zukünftigen Herausforderungen unzureichend sein wird. Deutsche Pumpspeicherkraftwerke können trotz des hohen Wirkungsgrades die Energiespeicherproblematik durch erneuerbare Energien nicht lösen. In Norwegen sind mit ca. 85 TWh große Potentiale für Pumpspeicherkraftwerke vorhanden, allerdings ist die Leitungskapazität zwischen Deutschland und Norwegen mit ca. 1,4 GW bei benötigten 42–62 GW für 2050 nicht annähernd ausreichend [14].

2.2 Druckluftspeicher

Elektrische Energie wird bei Druckluftspeichern zur Kompression von Druckluft verwendet und bei erhöhtem Strombedarf durch Entspannen über Turbinen wieder in elektrische Energie umgewandelt. Aufgrund der geringen Energiespeicherdichte werden sehr große Druckluftspeicher wie z.B. große Untertage-Kavernen benötigt. Um Wirkungsgrade von 50–60% zu erreichen, muss die bei der Kompression anfallende Wärme ebenfalls gespeichert und bei der Expansion wieder rückgeführt werden [12]. Diese Wärmespeicherung befindet sich aber noch in einer frühen Entwicklungsphase. Die Anwendungsmöglichkeiten dieses Speicherkonzepts sind nicht zuletzt auf Grund der hohen Kosten sehr eingeschränkt.

2.3 Kurzzeitspeicher

Schwungräder, elektrochemische Doppelschichtkondensatoren und supraleitende Spulen können kurzzeitig – für mehrere Sekunden – große Mengen an Strom aufnehmen und wieder abgeben. Der Wirkungsgrad nimmt mit zunehmender Speicherdauer in der Grö-

ßenordnung von Stunden bis zur kompletten Entladung jedoch massiv ab, sodass die genannten Speicher nicht als Langzeitspeicher in Frage kommen. Hinzu kommen die nicht unerheblichen Kosten für die notwendigen hochwertigen Materialien oder unüberwindbare Grenzen bei der Übertragung von Laborergebnissen auf den realen Anwendungsfall.

2.4 Elektrochemische Speicher

Bei elektrochemischen Speichern werden Edukte durch einen elektrochemischen Prozess in Produkte mit einem höheren chemischen Energieinhalt umgewandelt. Bei Bedarf kann dann durch die Rückreaktion Strom erzeugt und genutzt werden.

Bei elektrochemischen Speichern mit internem Speicher können der Raum des Umwandlungsschritts und der Ort der Energiespeicherung nicht voneinander getrennt werden. Beispiele sind Bleiakumulatoren und Lithium-Ionen-Akkus. Nachteilig sind vor allem die hohen spezifischen Kosten für das Speichermedium, aber auch die schleichende Selbstentladung und Degradation und die im Vergleich zu chemischen Energieträgern geringere Energiedichte.

Bei elektrochemischen Speichern mit externem Speicher (z.B. Wasserstoffdruckspeicher) können die Produkte separat aufbewahrt werden. Dies ermöglicht sehr große Speicher und lange Speicherzeiten. Für eine sinnvolle Anwendung müssen die Wirkungsgrade der Umwandlungsschritte jedoch hoch sein.

2.5 Fazit Speicher

Die vorhandenen Kapazitäten zur Speicherung und Pufferung von Elektrizität sind bereits heute unzureichend. Eine zunehmende Nutzung regenerativer Quellen zur Erzeugung elektrischer Energie wird dieses Problem weiter verschärfen und erfordert neuartige Konzepte, die schnell und zuverlässig etabliert werden können und ausreichende Speicherkapazitäten auf absehbare Zeit zur Verfügung stellen. Die meisten in der Presse diskutierten Speichervarianten für elektrische Energie sind jedoch aus den verschiedensten Gründen zur langfristigen Speicherung ungeeignet und/oder von der verfügbaren Kapazität her vollkommen unzureichend.

Für hohe volumetrische Energiedichten des Speicher(medium)s werden daher chemische Energieträger benötigt (**Bild 3**). Speziell Wasserstoff bietet sich für solche Konzepte an, da dieser per Elektrolyse aus Überschusselektrizität erzeugt, anschließend gespeichert und bei Bedarf wieder verstromt werden kann. Wasserstoff ist jedoch ein schwer handhabbarer Stoff ohne etablierte Verteil- und Speicherinfrastruktur. Wasserstoff könnte aber zukünftig innerhalb der technisch vertretbaren Grenzen dem Erdgas beigemischt werden. Aktuelle Forschungsprojekte belegen, dass Zumischraten im einstelligen Prozentbereich technisch problemlos bewerkstelligt werden können [15].

Die volumetrische Energiedichte von Methan ist um etwa den Faktor 3 größer als die von Wasserstoff (**Bild 3**) und mehr als 26-mal größer als die von auf den gleichen Druck verdichteter Druckluft. Außerdem ist Methan hinsichtlich der derzeit verfügbaren Anwendungen vielseitiger und leichter zu handhaben und alle bestehenden Heizgeräte, erdgasgetriebenen Kraftfahrzeuge und sonstige Erdgasanwendungen können problemlos auch mit synthetisch erzeugtem Methan betrieben werden. Die erneute Verstromung, beispielsweise zur Deckung von Spitzenlasten, ist nur eine von vielen energetischen Nutzungsmöglichkeiten.

3. Alternative Speicherung in der Erdgasinfrastruktur

Wie zuvor gezeigt, sind chemische Energiespeicher zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung eine sinnvolle Lösung. Die in **Bild 4** dargestellte Prozesskette stellt eine denkbare Konfiguration eines solchen Verbunds aus Speicher und Netzanbindungen dar. Aus Überschusselektrizität wird in einem Elektrolyseur Wasserstoff erzeugt, der anschließend, soweit nötig, zur Synthese von Methan als chemischem Energiespeicher genutzt wird. Das SNG/Wasserstoffgemisch kann in das Erdgasnetz eingespeist werden. Bisher sind laut DVGW-Arbeitsblatt G 262 [18] bis zu 5 Vol.-% Wasserstoff im Erdgasnetz zulässig. Die DIN 51624 (Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren) begrenzt den H₂-Gehalt auf max. 2 Vol.-%. Derzeit wird im Rahmen verschiedener DVGW-Forschungsvorhaben die maximale Zumischgrenze von Wasserstoff in Hinblick auf die Gasinfrastruktur und Gasverwendung evaluiert. Um den maximalen energetischen Wirkungsgrad der Prozesskette zu erreichen und gleichzeitig die Anforderungen des DVGW-Regelwerks einzuhalten, sollte der Wasserstoff bis zur Zumischgrenze direkt ins Erdgasnetz gegeben werden. Weitere Überschussströme sollten über die Erzeugung von Methan bzw. SNG per Methanisierung abgefangen werden.

Der Wirkungsgrad der Gesamtprozesskette von der erneuerbaren Energiequelle bis hin zum in Hochdrucknetze eingespeisten Methan beträgt maximal 64%, wenn die im Methan gespeicherte chemische Energie mit der primär erzeugten elektrischen Energie verglichen wird (**Bild 5**). Durch vorteilhafte Nutzung der Abwärme kann der energetische Wirkungsgrad jedoch noch weiter erhöht werden. Bei der direkten Einspeisung von Wasserstoff liegt der Wirkungsgrad optimalerweise bei 75 – 80% (je nach Netzdruck).

Die laut G 262 maximal zumischbare Menge an Wasserstoff liegt bei einem Erdgasverbrauch in Deutschland von 81,3 Mrd. m³/a theoretisch bei 4,3 Mrd. m³/a. Zur Erzeugung dieses Wasserstoffstroms würden 18,9 TWh/a an elektrischer Energie benötigt, wovon bei Annahme eines Wirkungsgrades von 80% ca. 15,1 TWh/a in Form von Wasserstoff im Erdgasnetz

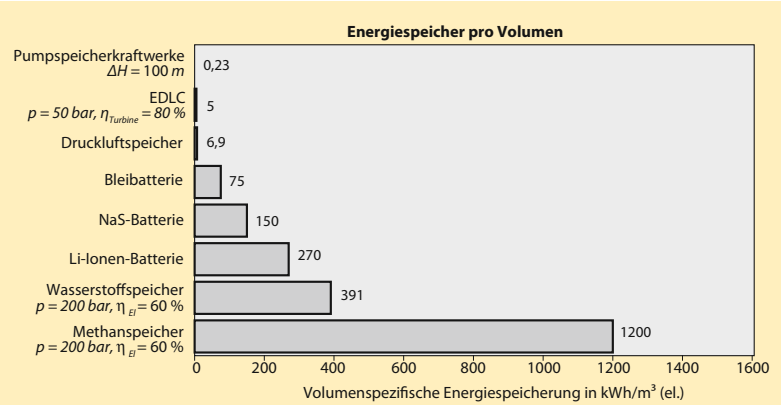


Bild 3. Vergleich der Speicherdichte verschiedener Speichermedien für elektrische Energie; (EDLC = Electrochemical Double Layer Capacitor) [12, 16, 17].

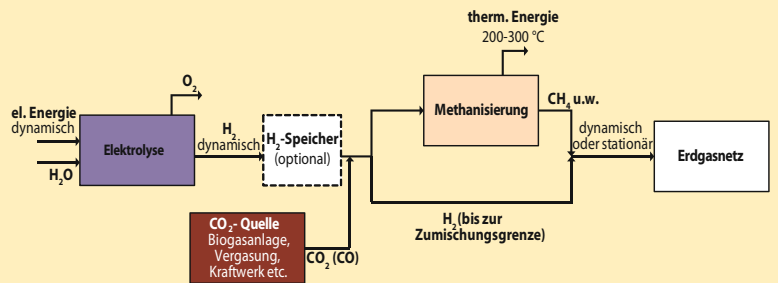


Bild 4. Prozesskette zur Erzeugung von Wasserstoff und SNG unter Nutzung Erneuerbarer Energien.

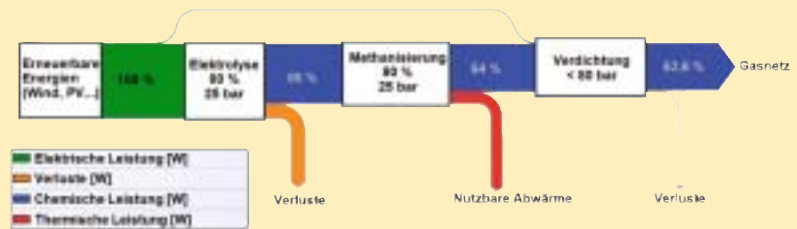
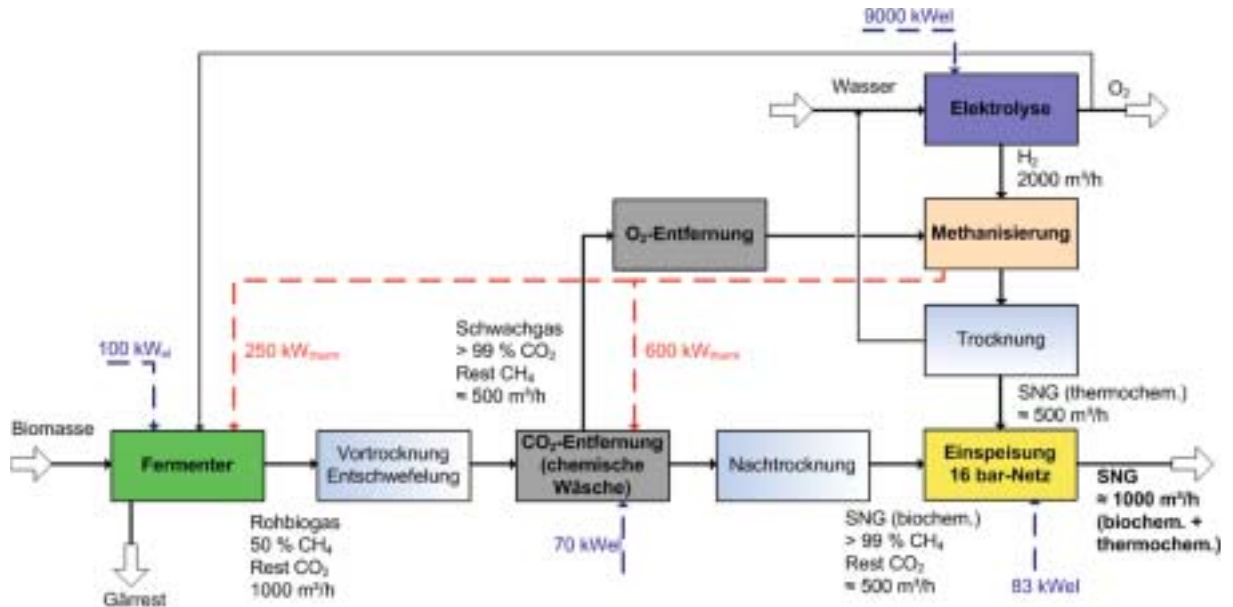


Bild 5. Vereinfachtes Sankey-Diagramm für die Prozesskette zur Nutzung von elektrischer Energie zur SNG-Erzeugung.

gespeichert werden könnten. Wird eine Abnahme des Erdgasverbrauchs bis 2050 auf 43 Mrd. m³/a angenommen, so könnten 2,3 Mrd. m³/a Wasserstoff bzw. 8 TWh/a an chemischer Energie im Erdgasnetz gespeichert werden. Allerdings kann der Wasserstoff nicht perfekt im Netz verteilt und gleichmäßig eingemischt werden. Um möglichst große Ströme an H₂ direkt einspeisen zu können, bieten sich Hochdrucktransportleitung als Einspeisepunkte an. Die Hochdruckleitung STEGAL der Wingas GmbH & Co. KG beispielsweise hat eine Kapazität von 3,5 Mrd. m³/a [19] und würde somit eine punktuelle Zumischung von maximal 0,18 Mrd. m³/a Wasserstoff ermöglichen. Damit könnten 0,8 TWh an Strom in Form chemischer Energie in der STEGAL gespeichert werden.

Bild 6.
Kopplung einer Biogasanlage mit einer Methanisierung (in schwarz sind Stoffströme, in rot Wärmeströme und in grün elektrische Leistung dargestellt).



Dies gilt natürlich nur dann, wenn die Kapazität der Leitung voll ausgeschöpft wird und verringert sich entsprechend bei Teillasten.

Falls eine Einspeisung in ein Verteilnetz notwendig wird, z.B. im Versorgungsgebiet eines lokalen Energieversorgers mit vielen Photovoltaik-Anlagen, so ist eine Umwandlung der Elektrizitätsüberschüsse in Methan der bessere Weg, um die Obergrenzen für die Wasserstoffkonzentration im Verteilnetz nicht zu überschreiten.

Für die Erzeugung von Methan/SNG mit Hilfe Erneuerbarer Energien sind Kohlenstoff-Quellen notwendig. Prinzipiell stehen solche Quellen in den verschiedensten Größenordnungen zur Verfügung. Optimalerweise sollten bei der Kopplung einer Elektrolyse und Methanisierung mit einer CO₂-Quelle mögliche Synergien genutzt werden, um den energetischen Gesamtwirkungsgrad zu verbessern. Dies beinhaltet beispielsweise eine sinnvolle Nutzung des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs oder der bei der Methanisierung anfallenden Abwärme.

Für große Volumenströme sind Kraftwerke und vor allem Chemieanlagen mögliche CO₂-Quellen. Für mittlere Gasvolumenströme könnte zukünftig die Biomassevergasung als CO- und CO₂-Quelle dienen. Die gleichzeitige Nutzung des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs als Vergasungsmittel würde zudem die Vermeidung von Stickstoff im Vergasungsgas zur Folge haben. Für kleine CO₂-Ströme sind Biogasanlagen oder BHKW sinnvoll. Am Beispiel der Kopplung einer Biogasanlage mit einer Methanisierung sollen im Folgenden Einsparpotentiale im Vergleich zu den Einzelprozessen aufgezeigt werden.

Bei der fermentativen Biogaserzeugung entsteht ein hauptsächlich aus CH₄ und CO₂ bestehendes Rohbiogas. Dieses kann auf Erdgasqualität aufgereinigt und anschließend ins Erdgasnetz eingespeist werden. Für

die Beheizung des Fermenters wird thermische Energie benötigt. Auch für die Entfernung des CO₂ aus dem Rohbiogas wird bei Anwendung einer chemischen Wäsche (z. B. DEA- oder PuraTreat®R+-Wäsche) ein hoher spezifischer Bedarf an thermischer Energie benötigt [20].

Bei Kopplung einer Biogasanlage typischer Größe mit einer Methanisierung (**Bild 6**) kann der Fermenter komplett über die Abwärme aus der Methan-Synthese beheizt werden, sodass kein zusätzlicher Brennstoffeinsatz während des Betriebs der Methanisierung mehr nötig ist (Ersparnis thermische Energie: 250 kW). Zudem entfällt die zusätzlich nötige Bereitstellung thermischer Energie für die CO₂-Entfernung (Ersparnis: 600 kWh). Da es keinen Abgasstrom gibt, entfällt auch der Methanverlust (ca. 0,5%) über den Abgasstrom (Ersparnis: 30 kW). Damit könnten insgesamt ca. 8 % Energie bezogen auf den Brennwert des Rohbiogases (11 060 kW) durch die sinnvolle Kopplung der Methanisierung mit der Biogasanlage eingespart werden. Schließlich kann ein kleiner Teil des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs zur Grobentschwefelung ohne die bei Lufteintrag nachteilige Verdünnung des Biogases mit Stickstoff in den Fermenter geleitet werden. Es ist aber zu beachten, dass die Methanisierung bei einer derartigen Kopplung nicht über das Jahr konstant laufen würde.

4. Elektrolyse

Überschüssige elektrische Energie kann zur Erzeugung von Wasserstoff per Wasser-Elektrolyse verwendet werden. Dazu stehen im Wesentlichen zwei Technologien zur Verfügung, die Alkalische- und die PEM-Elektrolyse (PEM = Proton Exchange Membrane). Beide Verfahren werden sowohl drucklos als auch unter Druck bei 50–80 °C betrieben (**Tabelle 1**). Die Wirkungsgrade können bei Einsatz neuerer Elektrolyseure bis 80 % erreichen. Eine weitere Technologie ist die Hochtemperatur-

Elektrolyse, die aber auf absehbare Zeit nicht kommerziell verfügbar sein wird [21, 22].

Die **alkalische Elektrolyse** ist die am häufigsten eingesetzte Technologie und daher Stand der Technik. Dabei werden Anode und Kathode durch ein für Hydroxidionen durchlässiges Diaphragma getrennt. Als Elektrolyt wird eine 25-%ige KOH-Lösung eingesetzt. Einzelmodule sind für Wasserstoffproduktionsströme bis zu 760 m³/h (NTP) kommerziell erhältlich. Durch Parallelschaltung können jedoch deutlich größere Volumenströme verwirklicht werden (z. B. Assuan-Staudamm in Ägypten mit einem Wasserstoffproduktionsstrom von 33 000 m³/h).

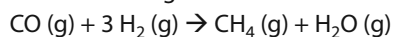
Die **PEM-Elektrolyse** wird zurzeit lediglich im kleinen Maßstab für maximale Wasserstoffproduktionsströme von 30 m³/h eingesetzt, da sie spezifisch noch mehr als zweimal teurer ist als die alkalische Elektrolyse. Des Weiteren sind die Standzeiten und die Lebensdauer bei der PEM-Elektrolyse geringer. Allerdings herrscht bei den genannten Punkten entsprechendes Entwicklungspotential, sodass zukünftig ähnlich Werte wie bei der Alkalischen Elektrolyse zu erwarten sind. Als Elektrolyt wird eine protonenleitende Membran eingesetzt.

Die Kopplung mit Erneuerbaren Energien stellt besondere Anforderungen an die Elektrolyse. Der Wasserstoff sollte für die nachfolgenden Prozessschritte (Methanisierung, Einspeisung) optimalerweise bei Drücken von mind. 10–20 bar bereitgestellt werden. Vor allem ist aber ein schnelles Reagieren auf Lastwechsel unerlässlich. Unter anderem aufgrund des fehlenden flüssigen Elektrolyten hat die PEM-Elektrolyse einen einfacheren Systemaufbau. Dies ermöglicht eine bessere Druckauslegung. Die Begrenzung hinsichtlich Flexibilität bei schnellen Lastwechseln wird bei der Wasser-Elektrolyse allgemein im Wesentlichen durch die Peripherie (z. B. Wasser- und Gasreinigung) verursacht. Im Teillastbetrieb wird zudem die Gasqualität schlechter, sodass explosive Gemische aus H₂ und O₂ entstehen können. Auch hier weisen PEM-Elektrolysesysteme deutliche Vorteile auf. Es muss zudem betrachtet werden, ob Möglichkeiten der Pufferung der elektrischen Energie vor dem Elektrolyseur möglich sind.

5. Methanisierung

In der in **Bild 4** gezeigten Prozesskette stellt die Methanisierung die nächste Stufe nach der Elektrolyse dar. Die eigentliche Methanisierungsreaktion ist mit einer frei werdenden Reaktionsenthalpie von -206 kJ/mol für die CO-Methanisierung und -162 kJ/mol für die CO₂-Methanisierung stark exotherm (Gl. 1 und Gl. 2).

Methanisierung:



$$\Delta_{\text{R}}H^0 = -206 \text{ kJ/mol}$$

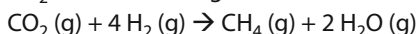
Gl. 1

Tabelle 1. Vergleich der Technologien zur Wasser-Elektrolyse [21–25].

Technologie	Alkali	PEM
max. Größe/Modul in m ³ /h (NTP)	760	30
p in bar	< 30*	< 30*
T in °C	50–80	50–80
Wirkungsgrad (drucklos) in %	≈ 80	≈ 80
Strombedarf (drucklos) in kWh/m ³	4,1–4,6	> 4,3
Teillastbereich in %	20–100	0–100
Kopplung mit Erneuerbaren	0	+
Investition in €/kW (Potential)	800–1500 (500)	2000–6000 (1000)

* höhere Drücke prinzipiell möglich

CO₂-Methanisierung:

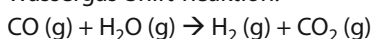


$$\Delta_{\text{R}}H^0 = -165 \text{ kJ/mol}$$

Gl. 2

Die Reaktion wird heterogen durch einen festen Katalysator, z. B. mit Nickel oder Ruthenium als Aktivkomponente, katalysiert. Für die industrielle Anwendung stellen Nickelkatalysatoren das Optimum hinsichtlich Aktivität, Selektivität und Preis dar. Sie erfordern allerdings eine hohe Reinheit des Produktgases bezüglich Schwefelverbindungen sowie Sauerstoff. Zu tiefen Temperaturen hin ist ihr Einsatz ab ca. 200–220 °C durch die Bildung von Nickelcarbonylen begrenzt. Die CO₂-Methanisierung kann als Kombination der CO-Methanisierung und der Wassergas-Shift-Reaktion (Gl. 3) betrachtet werden.

Wassergas-Shift-Reaktion:



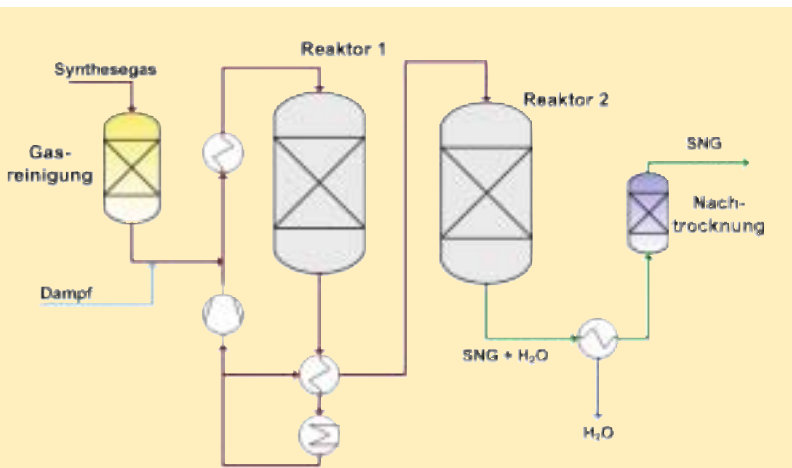
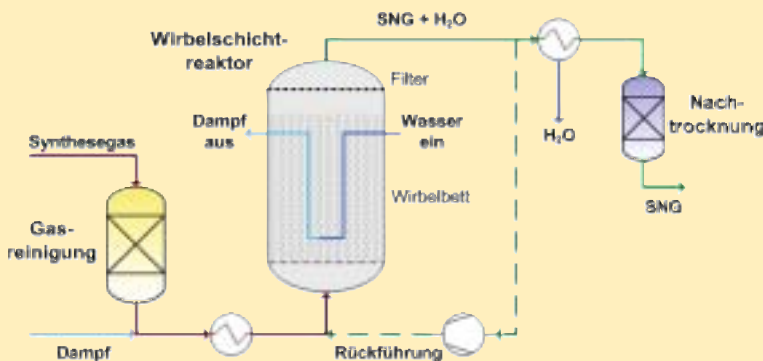
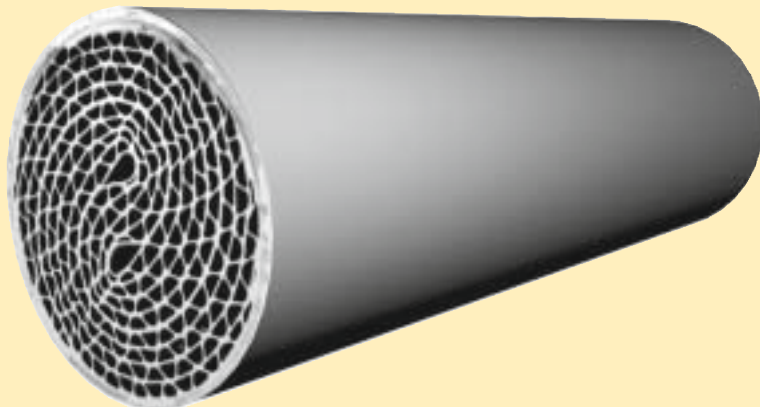
$$\Delta_{\text{R}}H^0 = -41 \text{ kJ/mol}$$

Gl. 3

Die Nutzung der Methanisierungsreaktion zur Erzeugung von Methan bzw. SNG (Substitute Natural Gas) wurde in den 1970er Jahren zur industriellen Reife entwickelt. Damals sollte aufgrund des steigenden Erdgasverbrauchs nach dem 2. Weltkrieg und verstärkt durch die Ölkrise aus Kohlevergasungsgas ein günstiges Erdgasersatzgas ermöglicht werden. Nachdem die SNG-Erzeugung aufgrund sinkender Energiepreise zwischenzeitlich uninteressant wurde, werden die damals entwickelten Konzepte in neuerer Zeit wieder aufgegriffen. Allerdings steht nicht mehr die Kohlevergasung, sondern die Biomassevergasung im Zentrum des Interesses. Diese geänderten Rahmenbedingungen erfordern deutlich kleinere Anlagengrößen, da die damals entwickelten Konzepte weder technisch noch wirtschaftlich auf die SNG-Erzeugung aus Biomasse übertragen werden können. Die seit den 1970er Jahren bis heute entwickelten Verfahren können folgendermaßen eingeteilt werden:

Tabelle 2. Auswahl typischer Vertreter der unterschiedlichen Konzepte zur Methanisierung [26].

Name	TREMP	Hicom	RMP	Hygas	Lurgi/Sasol	Bi-Gas	Comflux	LPM
Entwickler	Haldor Topsøe	British Gas Corp./Lurgi	Ralph M. Parson Co.	IGT	Lurgi	Bituminous Coal Research Inc.	Thyssengas/ EBI (PSI)	(Chem. Systems)
Reaktortyp	FB	FB	FB	FB	FB	WS	WS	Blasensäule
Stufen	3	4	4– 6	2	2	1	1	1
Druck in bar	30	25–70	1–70	70	18	86	20–60	70
Temperatur in °C	300–700	230–640	315–780	280–480	450	k. A.	400–500	340
Jahr	1980	1981	1974	1955	1974	1965	1980 (2008)	1976

**Bild 7.** Festbettmethanisierung auf Basis des Lurgi-Prozesses mit 2 Festbettreaktoren [27].**Bild 8.** Methanisierung auf Basis eines Wirbelschichtreaktors.**Bild 9.** Metallischer Wabenkatalysator.

- 2-Phasen-Systeme (Edukte gasförmig, Katalysator fest):
 - Festbett
 - Wirbelschicht
 - Beschichtete Waben
- 3-Phasen-Systeme (Edukte gasförmig, Wärmeträgermedium flüssig, Katalysator fest):
 - Blasensäule (Slurry)

Bei allen Konzepten steht die effiziente Abfuhr der Reaktionswärme aus dem Reaktor im Zentrum, da dies eine große technische Herausforderung darstellt. Einige Konzepte sind in **Tabelle 2** dargestellt. Derzeit sind Festbett- und Wirbelschichtverfahren kommerziell erhältlich.

Der am häufigsten verwendete Reaktortyp sind Festbettreaktoren (FB). Bei diesen liegt der Katalysator mit einer Größenordnung von Millimetern in einem Festbett vor und wird vom Einsatzgas durchströmt. Ein Vorteil ist die geringe mechanische Katalysatorbelastung. Nachteilig sind mögliche Stofftransportlimitierungen durch die großen Katalysatorpartikel. Durch die stark exotherme Reaktion können sich zudem Hot Spots innerhalb der Schüttung bilden, die zu einer Beschädigung des Katalysators führen können. Zudem werden bei Temperaturen von über ca. 350–500 °C (je nach Druck) der Umsatz und die Selektivität aus thermodynamischen Gründen begrenzt. Zur Vermeidung der genannten Effekte werden meist mehrere Reaktoren hintereinander geschaltet und eine Kühlung zwischen den Reaktoren durchgeführt. Abhängig vom Verfahren gibt es 2–6 Stufen (**Tabelle 2**) mit teilweise komplizierter Anlagenverschaltung. Dies erfordert erhöhte Investitionen, sodass die Festbettreaktoren bei der Biomassenutzung vor allem bei im Vergleich zur Kohlevergasung kleinen Anlagen kritisch zu beurteilen sind. Der Lurgi/Sasol-Prozess, der bei der SNG-Anlage in North Dakota (USA) verwendet wird, ist in **Bild 7** schematisch dargestellt.

Neben den Festbettvergasern wurden Wirbelschichtverfahren (WS) wie der Comflux-Prozess entwickelt (**Bild 8**). Die im Vergleich zum Festbett deutlich kleineren Katalysatorpartikel werden durch das Einsatzgas

fluidisiert. Der Gasstrom muss so eingestellt werden, dass die Partikel aufgewirbelt, aber nicht aus der Reaktionszone ausgetragen werden. Vorteile des Wirbelschichtreaktors sind die gute Wärmeabfuhr aus dem Reaktionssystem sowie eine hohe spezifische Oberfläche der Katalysatorpartikel. Dadurch kann ein einziger Reaktor verwendet und der Aufbau deutlich vereinfacht werden. Allerdings wirken auf die Katalysatorpartikel beim Wirbelschichtverfahren hohe mechanische Beanspruchungen, was zu vermehrtem Abrieb und letztendlich zur Zerstörung des Katalysators führt. Hinsichtlich instationärer Fahrweise bei Kopplung mit erneuerbaren Energien werden die minimalen und maximalen Betriebsbereiche durch den Fluidisierungs- und den Austragspunkt begrenzt.

Ein Ansatz für den Betrieb eines nahezu isothermen Reaktors zur Methanisierung ist die Verwendung von metallischen Wabenstrukturen im Zwei-Phasen-System [28, 29]. Der Katalysator wird auf die Strukturen (**Bild 9**) aufgebracht und die Waben von dem Einsatzgas durchströmt. Metallische Waben haben gegenüber den herkömmlichen Festbettreaktoren den Vorteil des erhöhten radialen Wärmetransports, was sich in der radialen Wärmeleitfähigkeit zeigt. Somit kann die Wärme gut aus dem System abgeführt und der Reaktionsaufbau deutlich vereinfacht werden. Die großtechnische Einsetzbarkeit muss allerdings noch nachgewiesen werden.

Alle zweiphasigen Reaktorkonzepte haben das Problem, dass für einen effizienten Betrieb immer ein gewisser Gasstrom zur Verfügung stehen muss. Wird der Einsatzgasstrom unterbrochen, so kühlt der Reaktor schnell ab und es muss thermische Energie aufgewendet werden, um den Reaktor wieder auf Betriebstemperatur zu erwärmen. Unter dem Aspekt der Nutzung von zeitlich stark schwankend anfallenden Überschussströmen ist dies ein entscheidender Nachteil.

Neben den vorgestellten Gasphasen-Methanisierungskonzepten wurde in den 70er Jahren auf Basis der Kohlevergasung das LPM-Konzept (Liquid Phase Methanation) von Chem. Systems entwickelt. Hierbei wird der Methanisierungskatalysator in einem mineralischen Öl aufgeschwemmt und durch die aufsteigenden Gasblasen fluidisiert. Es ist bis heute das einzige fertig entwickelte Drei-Phasen-Konzept zur Methanisierung und wurde 1976 patentiert [30]. Neben zwei kleineren Versuchsanlagen wurde eine Pilotanlage zur Produktion von ca. 2000 m³/h SNG aufgebaut und über einen längeren Zeitraum betrieben. Das Konzept konnte sich jedoch nicht durchsetzen, da u.a. Probleme mit der Temperaturstabilität der verwendeten Öle aufgetreten sind. Das Konzept wird derzeit von der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie im Rahmen des BMBF-Vorhabens „Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz – H₂O-Elektrolyse und Synthese von Gaskomponenten –“ in veränderter Form

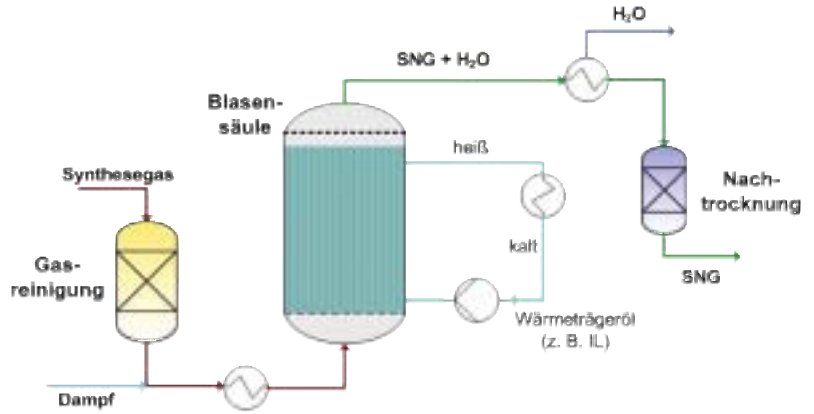


Bild 10. Vereinfachtes Fließbild zur 3-Phasen-Methanisierung.

weiterentwickelt. Dabei wird insbesondere auf die Modularität und das Teillastverhalten eingegangen. Die Probleme mit der Temperaturstabilität der in der Vergangenheit eingesetzten Öle sollen durch neuartige ionische Fluide als Wärmeträgermedien vermindert werden. Das Konzept ist in **Bild 10** dargestellt. Vorteile des Reaktortyps sind seine gute Wärmeabfuhr und Wärmekontrolle. Nachteilig sind zusätzliche Stofftransportwiderstände durch die flüssige Phase.

In **Tabelle 3** sollen zur abschließenden Bewertung die Vor- und Nachteile der Methanisierungskonzepte verglichen werden.

6. Zusammenfassung

Durch den Ausbau von Erneuerbaren Energien auf dem Stromsektor wird sich die zukünftige Versorgungsstruktur grundlegend ändern müssen. An Stelle von Grundlastkraftwerken, welche bisher kontinuierlich Strom einspeisen und nur über begrenzte Fähigkeiten zur Modulation verfügen, wird der Schwerpunkt in Zukunft auf flexibel einsetzbarer Regelenergie liegen, welche dazu in der Lage sein muss, die stark fluktuierende Einspeisung von Erneuerbaren Energien ausgleichen zu können. Der Ausgleich von Erzeugungsspitzen kann dabei als wichtiges Instrument zur Glättung der Bereitstellungscharakteristik dienen und somit einen Beitrag zur Erzeugung von grundlastfähiger Energie aus erneuerbaren Quellen sein. Je höher der Anteil an Erneuerbaren

Tabelle 3. Vergleich der verschiedenen Methanisierungskonzepte.

Verfahren	Festbett	Wirbelschicht	Waben	Blasensäule
Wärmeabfuhr	-	+	+	++
Wärmekontrolle	--	0	0	++
Stofftransport	0	++	+	-
Katalysatorbelastung	+	--	+	0
Flexibilität	-	--	-	+
Anzahl Reaktoren	- (--)	++	k. A.	++

Energien, desto eher wird es erforderlich werden, anfallende Überschüsse zu speichern, um sowohl die gesamte installierte Leistung sowie den Primärenergiebedarf zu Ausgleichszwecken (z.B. Erdgas für GuD-Kraftwerke) zu reduzieren.

Die Speicherung großer Mengen an elektrischer Energie ist bisher ein nur unzureichend gelöstes Problem. Viele der heute verfügbaren Speichertechnologien können die notwendigen Kapazitäten nicht bereitstellen oder stellen unverhältnismäßige Investitionen dar. Einige Speichertechnologien verfügen zwar über das Potential die Energiebereitstellung einzelner Windkraftanlagen zu glätten, trotzdem bleibt das grundlegende Problem des Energietransports in Deutschland erhalten: Prinzipiell ist das derzeitige deutsche Stromnetz nicht dazu in der Lage, große Energiemengen, welche beispielsweise durch den Neubau von Offshore-Windkraftparks vor Deutschlands Küsten über das Land nach Süden verteilt werden müssten, ohne neue Hochspannungstrassen zu bewältigen.

Eine interessante Möglichkeit stellt daher die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz dar. Die Verteilinfrastruktur des deutschen Erdgasnetzes ist sehr gut ausgebaut und könnte leicht gewisse Mengen an Wasserstoff aufnehmen (Maximalgrenze der Wasserstoffbeimischung liegt bei 5%). Als (Energie-)Speicher stünden vor allem z.B. Hochdruckgasleitungen und Untertage-Speicher zur Verfügung, deren Gas beim Grenzübergang nach Deutschland kaum Wasserstoff enthält. Bezogen auf den Erdgasverbrauch in Deutschland von ca. 81,3 Mrd. m³/a kann eine Kapazität von ca. 4,3 Mrd. m³/a Wasserstoff bzw. 15 TWh/a errechnet werden. Diese Kapazität entspricht etwa 8,3 TWh/a an elektrischer Energie bei einer Rückverstromung im GuD ($\eta = 55\%$). Der Wirkungsgrad der Wasserstoffeinspeisung liegt bei etwa 75–80%. Offene Fragen bzgl. der Wasserstoffeinspeisung betreffen vor allem die Verteilung des Wasserstoffs im Netz.

Die Einspeisung von SNG kann bei Erreichen der Beimischungsgrenzen von Wasserstoff in den Transportleitungen beispielsweise im regionalen und kommunalen Bereich als Konzept zum Abbau von Stromspitzen von z.B. Photovoltaikanlagen dienen. Energiedichte und Verteilinfrastruktur des erzeugten Methans sind größer bzw. besser ausgebaut als bei allen anderen derzeit publizierten und diskutierten Alternativen. Als Kohlenstoffquellen könnten Kraftwerke und Chemieanlagen bzw. im kleineren Maßstab Biogasanlagen dienen. Synergien zwischen den Kohlenstoffquellen und den SNG-Anlagen könnten die resultierenden Wirkungsgrade von ca. 64% weiter steigern. Bei der Erzeugung von SNG statt Wasserstoff stünde die gesamte Kapazität des Erdgasnetzes (derzeit ca. 230 TWh chemische Speicherkapazität) zur Verfügung. Ein weiterer Vorteil von SNG ist dessen Einsatz über den Stromsektor hinaus. SNG kann als Kraftstoff für Erdgasfahrzeuge oder zur Bereitstel-

lung von Wärme in Industrie und Haushalten über moderne KWK-Anwendungen eingesetzt werden. Bei letzteren Anwendungen sind die erzielbaren Wirkungsgrade deutlich höher als bei der Betrachtung der reinen Stromerzeugung ohne Abwärmenutzung (ca. 35%). Die Methanisierung von Synthesegas ist eine bekannte Technik aus den 70er Jahren. Zur Umsetzung des Synthesegases existieren verschiedene Reaktorkonzepte, welche allerdings an die geänderten Anforderungen der Stromspeicherung bzw. der Biomasseverwertung angepasst werden müssen.

Aufgrund der Wirkungsgradverluste bei der Umwandlung ist das Konzept: Strom – SNG – Strom, ebenso wie vergleichbare Speichertechnologien umso sinnvoller, je mehr überschüssige, somit quasi „verlorene“ elektrische Energie als Quelle vorhanden ist.

Literatur

- [1] BMU; Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009; März 2010.
- [2] BMWi, BMU; Energiekonzept – Neun Punkte für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; Entwurf erstellt auf Basis der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ durchgeführt durch Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut (EWI) und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS); September 2010.
- [3] BMWi; Stromerzeugungskapazitäten und Bruttostromerzeugung nach Energieträgern; Januar 2011.
- [4] BMU; Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien – Leitstudie 2008; Oktober 2008.
- [5] BDEW; Windenergieeinspeisung im Jahr 2009.
- [6] Fraunhofer IWES; Abschlussbericht: Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche; Dezember 2009.
- [7] BEE – Bundesverband Erneuerbare Energien; Strom-Ausbau-prognose der Erneuerbare-Energien-Branche: Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft; Januar 2009.
- [8] UBA; Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen; Juli 2010.
- [9] Sedlacek, R.: Untertage-Gasspeicherung in Deutschland; ERDÖL ERDGAS KOHLE, Heft 11, (2010) – S. 394–403.
- [10] BDEW; Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung; Juni 2010.
- [11] BMU; Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009.
- [12] Ter-Gazarian, A.: Energy Storage for Power Systems; Stevenage: Peter Peregrinus Ltd., Norwich, NY: Knovel, 1994.
- [13] Tamme, R.: Speichertechnologien für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung; Forschungsverbund Sonnenenergie FVS, Themen 2006.
- [14] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU); Sondergutachten – Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung; Januar 2011.
- [15] Hüttenrauch, J.; Müller-Syring, G.: Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas; energie|wasser-praxis, 61 (2010), 10, S. 68–71.
- [16] Sauer, U.: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung; Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen.

- [17] *Buck, C.*: Vorratskammern für Strom; Pictures of the Future. – Herbst 2009, S. 31–33.
- [18] DVGW-Arbeitsblatt G 262; Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung; ISSN 0176-3490, 2004.
- [19] WINGAS GmbH & Co. KG; STEGAL; <http://www.wingas.de/stegal.html>; Stand: 07.02.2011.
- [20] *Graf, F.; Bajohr, S.*: Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung; Oldenbourg Industrieverlag GmbH, 2010.
- [21] *Häussinger, P. et al.*: Hydrogen; Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry: Electronic Release 2007.
- [22] *Pregger, T. et al.*: Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart, 2008.
- [23] *Smolinka, T.*: Wasserstoff aus Elektrolyse – ein technologischer Vergleich der alkalischen und PEM-Wasserelektrolyse; FVS Workshop 2007.
- [24] *Wenske, M.*: Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse; Vortrag „REGWA“ FH Stralsund, 06.11.2008; ENERTRAG AG, 2008.
- [25] *Brinner, A.; Hug, W.*: Dezentrale Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse; Vortrag; Institut für Fahrzeugkonzepte des DLR, Stuttgart; Hydrotechnik GmbH, Karlsruhe; 2002.
- [26] *Kopyscinski, J.*: Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009. Paul Scherrer Institut; Fuel, 89 (2010) 8, S. 1763–1783.
- [27] *Eisenlohr et al.*, Fuels ACS. Div Preprints 1–9. 1974.
- [28] *Henrich et al.*: Potential von katalysatorbeschichteten „strukturierten Packungen“ für die Methanisierung biomassestämmiger Synthesegase; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut, DGMK-Tagungsbericht „Energetische Nutzung von Biomasse“, ISBN 978-3-936418-80-4, 2008.
- [29] *Bajohr, S.; Henrich, T.*: Entwicklung eines Verfahrens zur Methanisierung von biomassestämmigem Synthesegas in Wabenkatalysatoren; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut, GWF Gas Erdgas 150, 2009.
- [30] *Alper, S. B.; Sherwin, M. B.; Cochran, N. P.*: United States Patent 3,989,734. 2. November 1976.

Autoren



Manuel Götz

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) | Karlsruhe |
Tel. +49 721/608 4 4815 |
Email: goetz@dvgw-ebi.de



Felix Ortloff

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) | Karlsruhe |
Tel. +49 721/608 4 2569 |
Email: ortloff@dvgw-ebi.de



Siegfried Bajohr

Engler-Bunte-Institut, Bereich Chemische Energieträger – Brennstofftechnologie | Karlsruher Institut für Technologie (KIT) | Karlsruhe |
Tel. +49 721/608 4 8928 |
Email: siegfried.bajohr@KIT.edu



Frank Graf

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) | Karlsruhe |
Tel. +49 721/964-0221 |
Email: graf@dvgw-ebi.de

Diskussion des Vortrags auf dem Erfahrungsaustausch der Chemiker und Ingenieure des Gasfachs 2010, 16.–17.09.2010, Lindau

Reimert (EBI-KIT)

Zukünftig müssen wir neue Wege zur Speicherung elektrischer Energie finden. Sie direkt als elektrische Energie zu speichern ist nicht besonders attraktiv. Sie als mechanische Energie zu speichern ist gut für eine hohe Leistung aber nicht für große Energiemengen. Der Hauptvorteil der chemischen Energieträger ist die hohe speicherbare Energiemenge. Wie sieht es aber bei den chemischen Energieträgern mit der Leistung aus?

Bajohr (EBI-KIT)

Ich habe ein begrenztes Puffervermögen über das aus der Elektrizität erzeugte Methan, das ich relativ langsam erzeugen und einspeichern kann und wel-

ches ich dann bei Bedarf deutlich schneller wieder aus dem Speicher abrufen und gegebenenfalls umwandeln kann.

Reimert (EBI-KIT)

Das gilt für das Abrufen der gespeicherten Energie. Wie sieht das aber aus, wenn ich ein schnell ansteigendes Überangebot an elektrischer Energie habe und dieses entsprechend schnell in ein speicherbares Medium umwandeln muss?

Bajohr (EBI-KIT)

Das ist dann natürlich vor allem eine Frage der Dynamik der Elektrolyse. Unsere Projektpartner arbeiten speziell an diesem Punkt und präferieren



►► Fortsetzung Diskussion Vortrag Bajohr

für unseren Anwendungsfall PEM-Elektrolysezellen, da diese einen sehr weiten Lastregelbereich besitzen und auch mit dynamischer Beanspruchung gut klar kommen.

N.N.

Für die Umwandlung des Wasserstoffs benötigen Sie auch eine Kohlenstoffquelle in Form von CO₂ oder CO. Wenn das ganze Verfahren CO₂-neutral sein soll, dann bleibt hierfür eigentlich nur CO₂ aus Biomasse übrig. Können Sie mit dem in Deutschland vorhandenen Biomassepotenzial überhaupt genug Kohlenstoff für die Umwandlung der prognostizierten Überschusselektrizität bereit stellen?

Bajohr (EBI-KIT)

Wenn Sie das Speicherpotenzial voll ausschöpfen und über den chemischen Energieträger Methan gehen wollen, dann stoßen Sie mit der Biomasse schnell an die Grenzen der Verfügbarkeit nicht fossilen Kohlenstoffs. Allerdings haben Sie auch mit der Nutzung von fossilem Kohlenstoff, z.B. aus Kraftwerken oder aus der Kohlevergasung und anderen Prozessen die Möglichkeit, das dort ansonsten unge-

nutzt emittierte Kohlenstoffdioxid zu „recyclen“, also es erneut einer stofflichen Nutzung zuzuführen.

Müller-Syring (DBI-GUT)

Sie haben in Ihrem Vortrag bei der Methansynthese und bei der Wasserstoffsynthese jeweils mit einem Gesamtwirkungsgrad von ca. 60% gerechnet. Müsste hierbei nicht die Methansynthese etwas schlechter als die Wasserstoffsynthese abschneiden?

Bajohr (EBI-KIT)

Rein von der Erzeugung beider Gase her haben Sie natürlich Recht. Meine Betrachtungen waren aber für die komplette Umwandlungskette; also von der elektrischen Energie hin zum H₂, gegebenenfalls weiter zum CH₄, inklusive Einspeicherung, anschließend wieder zurück zur Elektrizität. Speziell bei der Verdichterarbeit für die Speicherung bei 200 bar und bei der anschließenden Umwandlung zurück zu Elektrizität in einem GuD-Kraftwerk sind die Wirkungsgrade für Wasserstoff schlechter als für Methan. In Summe liegen daher die Gesamtwirkungsgrade beider Prozessketten ungefähr gleich auf.

Workshop „Erzeugung und Einspeisung von Methan aus Biomasse“

Die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz stellt eine interessante Alternative zur Nutzung von regenerativen Energien dar. In Deutschland wird aufbereitetes Biogas derzeit an etwa 50 Anlagen in das Erdgasnetz eingespeist. Zahlreiche weitere Einspeiseprojekte sind in der Planungs- und Bauphase.

Im Rahmen der Veranstaltung am 25.–26. Mai 2011 in Karlsruhe werden aktuelle politische, technische, wirtschaftliche und ordnungsrechtliche Fragestellungen diskutiert. Schwerpunkt des bereits zum 5. Mal durchgeführten Workshops stellen die Weiterentwicklung des Regelwerks sowie Erfahrungsberichte von in Deutschland realisierten Einspeiseprojekten dar. Außerdem werden neuartige Verfahrenskonzepte und Technologien vorgestellt.

Der Workshop richtet sich an Mitarbeiter von kommunalen und von überregionalen Energieversorgern, an Behörden und Verbände, beratende und planende Ingenieurbüros, Betreibergesellschaften, Dienstleistungsunternehmen und Forschungseinrichtungen. Informationen unter www.dvgw-ebi.de

**Jetzt vormerken!
die neue gat 2011
25. bis 26.10.
in Hamburg**

**Aktuelle Informationen finden Sie unter
www.gat-dvgw.de**