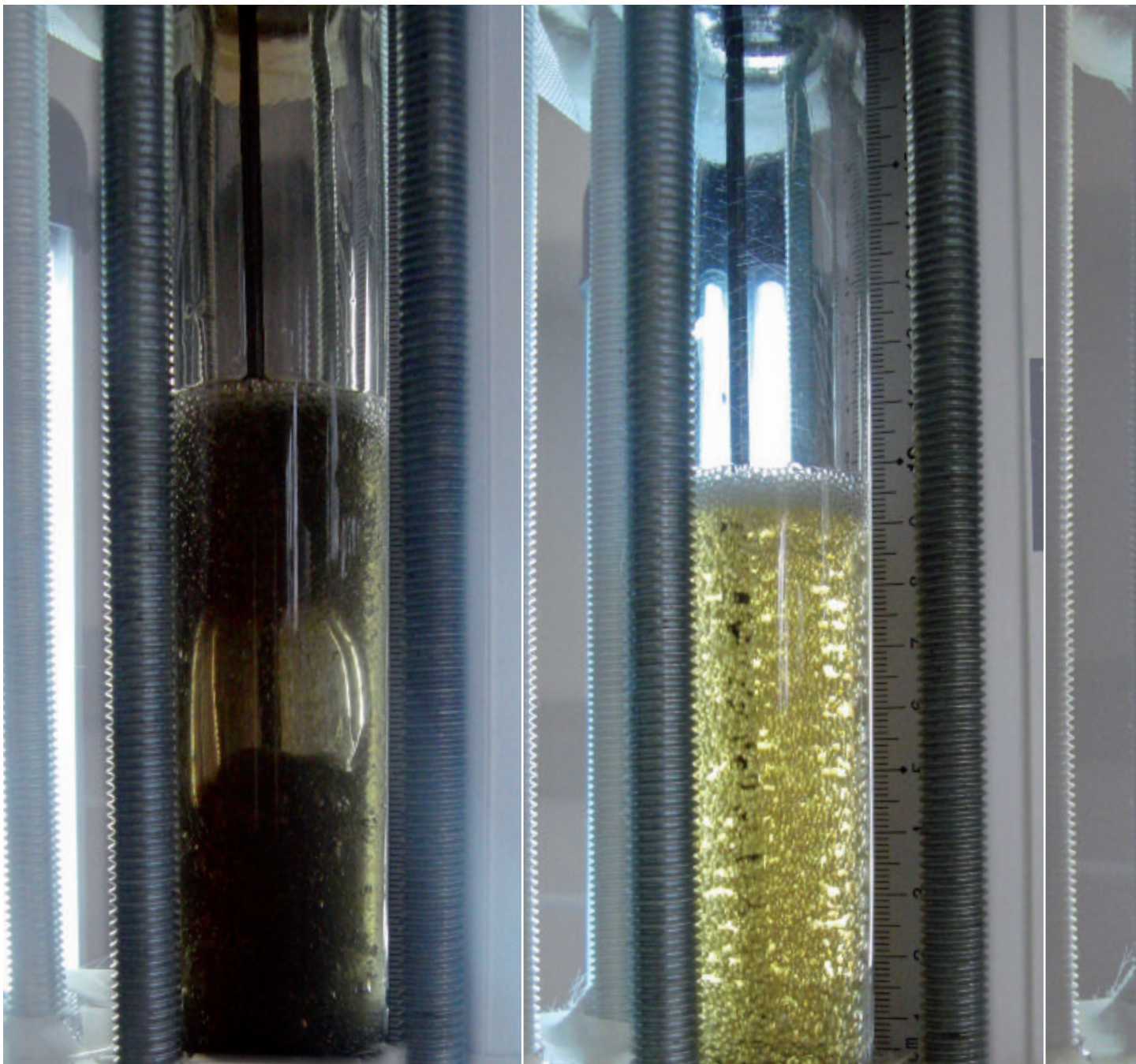


Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz

Die Notwendigkeit zum massiven Ausbau der Speichermöglichkeiten für elektrische Energie wird kaum bestritten. Die dafür in Deutschland einsetzbaren Speichertechnologien sind jedoch begrenzt. Eine interessante Möglichkeit mit ausreichender Transport- und Speicherkapazität stellen die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff und die nachfolgende Synthese von Methan dar. In einem vom BMBF geförderten Verbundprojekt (S3E) soll die Prozesskette von erneuerbarer Energie zu Methan technisch und wirtschaftlich weiterentwickelt werden.



Quelle: EBI

Abb. 1 Aufnahmen vom Glasreaktor zur Methanisierung im Dreiphasen-System mit Kolbenblasenströmung (links und rechts) und homogener Blasenströmung (Mitte)

Werden die aktuellen energiepolitischen Weichenstellungen beibehalten, so wird der Anteil an erneuerbaren Energien an der Bereitstellung elektrischer Energie in Deutschland weiter zunehmen. Entsprechend den Prognosen werden in Deutschland dabei vor allem die Windenergie, aber auch die Photovoltaik eine große Rolle spielen. 2010 wurden bereits 6 Prozent (37,5 TWh) der Elektrizität durch Windenergie und 1,9 Prozent (12 TWh) durch Photovoltaik erzeugt [1]. Für 2020 werden durch

Wind- und Sonnenenergie in Summe 103 TWh erwartet (15,5 TWh Photovoltaik, 87,2 TWh Windenergie) [2]. Die Erzeugung elektrischer Energie durch Wind und Sonne unterliegt jedoch einer starken zeitlichen Schwankung. Der grundlastfähige Anteil der Windenergie liegt bei unter 15 Prozent [3]. Das Stromnetz selbst besitzt im Gegensatz zum Erdgasnetz praktisch keine Speicherkapazität. Um die Netzfrequenz von 50 Hz konstant zu halten, muss die ins Stromnetz eingespeiste Menge zu jeder Zeit der aus dem Netz entnommenen entsprechen. Folglich werden mit zunehmendem Anteil an Wind- und Sonnenenergie an der Stromerzeugung Speicher benötigt, die die Strombereitstellung dem Stromverbrauch angleichen. Auch Ansätze wie „Demand Side Management“ können den Speicherbedarf zwar verringern, den Ausbau der Speicher jedoch nicht ersetzen.

Zur Abschätzung des Speicherbedarfs, welcher bei einer vollständigen Deckung des Strombedarfs in Deutschland durch erneuerbare Energien notwendig wäre, kann z. B. ein Szenario des Umweltbundesamts [4] herangezogen werden. Der Speicherbedarf läge unter der Annahme eines Überbrückungszeitraumes von 14 bis 21 Tagen bei ca. 17 bis 25 TWh.

Zur mittel- bis langfristigen Speicherung (Tage bis Wochen) großer Mengen elektrischer Energie sind die meisten vorhandenen Technologien ungeeignet. Kondensatoren, Spulen und Schwungräder eignen sich aufgrund der raschen Selbstentladung nur für kurze Speicherzeiten. Elektrochemische Speicher mit internem Speicher, wie Lithium-Ionen-Batterien, sind spezifisch zu teuer, um die benötigten Kapazitäten abzudecken. Außerdem würde ihr Einsatz im TWh-Maßstab die globalen Produktionskapazitäten bei Weitem übersteigen. Nicht zu vernachlässigen sind auch die bekannten Probleme, z. B. die Selbstentladung solcher Systeme. Auch die in letzter Zeit häufiger diskutierten Redox-Flow-Batterien sind spezifisch zu teuer, um eine sinnvolle Speicherstruktur für die in Zukunft anfallenden Überschussströme an Elektrizität bereitstellen zu können. In Betracht kommen daher

derzeit nur Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und chemische Speicher wie Wasserstoff und Methan.

Pumpspeicherkraftwerke haben Wirkungsgrade von 80 Prozent und mehr. Allerdings ist deren Kapazität in Deutschland begrenzt und mit 0,04 TWh zu gering, um die zuvor angesprochenen Probleme zu lösen. In Europa existieren vor allem in den skandinavischen Ländern, allen voran in Norwegen, große Potenziale zum Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten (**Tab. 1**). Allerdings ist die Leitungstransportkapazität mit derzeit 1,4 GW zwischen Deutschland und Norwegen mehr als unzureichend zum Austausch der dann notwendigen elektrischen Ströme. Entsprechend Schätzungen des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) würden im Jahr 2050 42 bis 62 GW an Leitungstransportkapazität benötigt [5], die erst mit entsprechendem Investitionsaufwand bereitgestellt werden müssten und deren Kosten additiv zum Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke anfallen würden.

Die viel diskutierten Druckluftspeicher haben das Problem, dass die Energiedichte des Speichermediums sehr gering ist (**Abb. 2**). Diabate Druckluftspeicher erzielen schlechte Wirkungsgrade, die adiabaten (die bei der Kompression freiwerdende Wärme wird zur Kompensation der Abkühlung bei der Entspannung gespeichert) können theoretische Wirkungsgrade von bis zu 70 Prozent erreichen, befinden sich aber noch in der Entwicklungsphase und sind teuer. Druckluftspeicher wären trotz der geringen Energiedichte eine Speichertechnologie mit gewissen Potenzialen in Deutschland (**Tab. 1**). Im Norden Deutschlands existieren zahlreiche Salzstöcke, die für Druckluftspeicher genutzt werden könnten. Allerdings ist das deutsche Stromnetz nicht für den Transport großer Mengen an elektrischer Energie in den Süden, in dem der Strombedarf besonders hoch ist, geeignet. Auch hier müsste mittelfristig ein deutlicher Ausbau erfolgen.

Erdgasinfrastruktur als Transport- und Speichersystem

Ausreichende Kapazität zum Transport bietet das gut ausgebaute deutsche Erd-



gasnetz mit einer Gesamtleitungslänge von über 400.000 Kilometern. Es könnte folglich den Transport der im Norden Deutschlands erzeugten Windenergie in den Süden problemlos bewerkstelligen, wenn die Überschussströme in einen erdgasähnlichen Energieträger umgewandelt würden.

Die Speicherkapazität ist ebenfalls sehr groß. In den ca. 50 heute bereits vorhandenen Poren- und Kavernenspeichern in Deutschland stehen knapp 21 Mrd. m³ Speichervolumen [8] zur Verfügung. Damit könnten im Falle von Methan ca. 230 TWh und im Falle von Wasserstoff ca. 74 TWh an chemischer Energie in der bereits vorhandenen Erdgasinfrastruktur gespeichert werden. Die in Planung befindlichen Speicher werden das vorhandene Speichervolumen auf absehbare Zeit auf mehr als 36 Mrd. m³ (knapp 400 TWh für Methan) erhöhen. Es ist allerdings zu klären, wie viel dieser Kapazität für die diskutierte Prozesskette genutzt werden kann, ohne in Konkurrenz zu den etablierten Erdgas-Technologien zu treten. Zukunftsszenarien gehen von einem sinkenden Verbrauch an fossilem Erdgas aus [12], wodurch erhebliche Speicherkapazitäten ohne einen weiteren Ausbau der Speicherinfrastruktur frei würden. Die vorhandene Kapazität übersteigt den angenommenen Bedarf zur Pufferung der fluktuierenden Produktion elektrischer

Energie aus regenerativen Quellen um ein Vielfaches.

Projektziel

In dem vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Verbundprojekt „Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz (S3E)“ soll in einem Druckelektrolyseur Wasserstoff erzeugt werden, der anschließend zur Synthese von Methan als chemischem Energiespeicher genutzt wird (Abb. 3). Diese Prozesskette wird hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher (durch die EnBW Energie Baden-Württemberg AG) Machbarkeit untersucht. Im Rahmen des Projektes soll auch die effektive Nutzung des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs und der bei der Methanisierung anfallenden Abwärme betrachtet werden. Wird beispielsweise als CO₂-Quelle eine Biogasanlage betrachtet, so könnte die Abwärme zur Fermenterheizung genutzt werden.

Derzeit ist die alkalische Elektrolyse Stand der Technik. Im Rahmen des Projektes wird allerdings die PEM-Elektrolyse (PEM = Proton Exchange Membrane) favorisiert und weiterentwickelt. Die PEM-Elektrolyse wird zurzeit lediglich im kleinen Maßstab eingesetzt, da sie spezifisch noch mehr als doppelt so teuer ist wie die alkalische Elektrolyse. Da diese Technologie aber noch nicht am Ende ihrer Entwicklung steht,

werden hier in den nächsten Jahren deutliche Kostenreduktionen erwartet. Des Weiteren sind die Standzeiten und die Lebensdauer bei der PEM-Elektrolyse geringer als bei den etablierten alkalischen Systemen. Allerdings besteht auch hier erhebliches Entwicklungspotenzial, sodass zukünftig ähnliche Werte wie bei der alkalischen Elektrolyse zu erwarten sind. Als Elektrolyt wird in den PEM-Systemen eine protonenleitende Membran eingesetzt. Die PEM-Elektrolyse unter Druck eignet sich besonders für den beschriebenen Anwendungsfall, da diese schnell auf Leistungsänderungen der Stromversorgung reagieren kann. Dies ist eine der Grundvoraussetzungen zur Kopplung mit der regenerativen Stromerzeugung. Die kompakte Konstruktion und der einfache Aufbau des PEM-Systems erleichtern zudem die druckfeste Auslegung. Der Elektrolyseur wird im Rahmen des Projektes von der h-tec GmbH, Lübeck, konstruiert und an das Fraunhofer ISE in Freiburg geliefert. Am ISE werden die Betriebsführung und die Kopplung des Elektrolyseurs mit erneuerbaren Energien untersucht und das System in Zusammenarbeit mit h-tec optimiert.

Nach der Erzeugung des Wasserstoffs in der Elektrolyse wird dieser in einer katalytischen Methanisierungsstufe mit CO oder CO₂ aus regenerativen (z. B. Biogasanlage) oder theoretisch auch

Energiespeicher pro Volumen

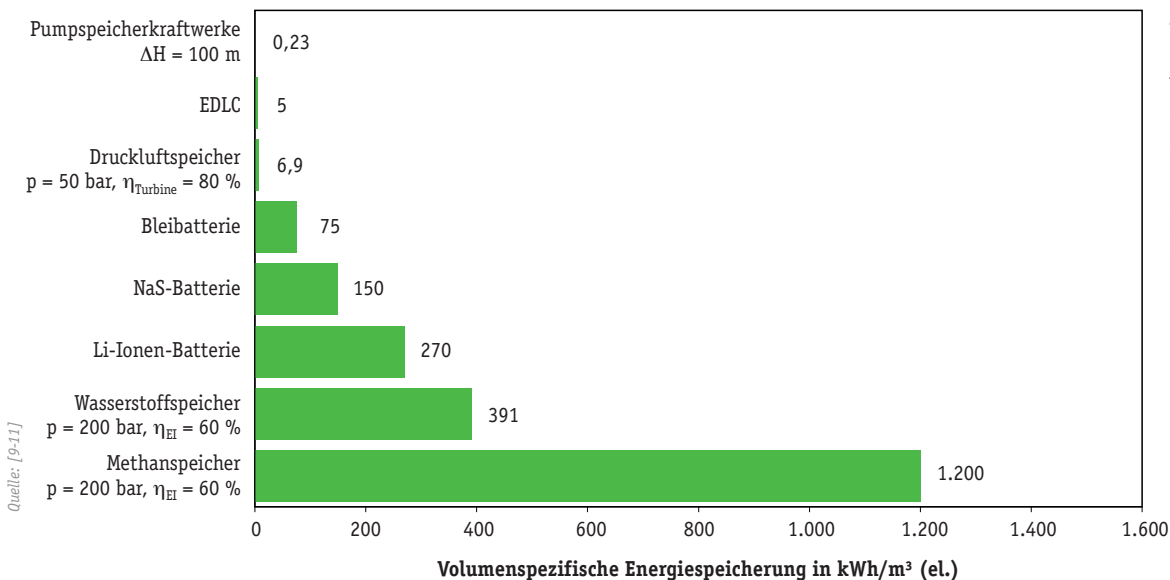


Abb. 2 Vergleich der Speicherdichte verschiedener Speichermedien für elektrische Energie; (EDLC = Electrochemical Double Layer Capacitor)

Technologie	Kapazität (derzeit) in TWh	Kapazität (Potenzial) in TWh
Pumpspeicherkraftwerke Deutschland	0,04	< 0,06
Pumpspeicherkraftwerke Norwegen	k. A.	85
Pumpspeicherkraftwerke Skandinavien	k. A.	120
Druckluftspeicher Deutschland	$6 \cdot 10^{-4}$	3,5
Erdgasinfrastruktur Wasserstoff	74	> 127
Erdgasinfrastruktur Methan	230	> 400

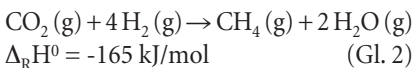
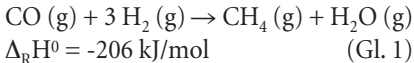
Tabelle 1 Vergleich der Potenziale zur Speicherung elektrischer Energie für verschiedene Technologien

Fluid	Ionisches Fluid [BMMIM][BTA]*	Polydimethylsiloxan	Dibenzyltoluol
T_{max} in °C	< 250	≈ 300	≈ 350
Dampfdruck (200 °C) in mbar	$10^{-3} - 10^{-4}$	1	6

* 1-Butyl-2,3-dimethyl-imidazolium Bis-(trifluormethylsulfonyl)-imid

Tabelle 2 Mögliche interne Wärmeträgermedien für den 3-Phasen-Reaktor

fossilen Quellen (z. B. Kohlevergasung) zu CH_4 entsprechend Gleichung 1 bzw. Gleichung 2 umgesetzt:



Im Rahmen des Projektes sollen verschiedene Methanisierungskonzepte

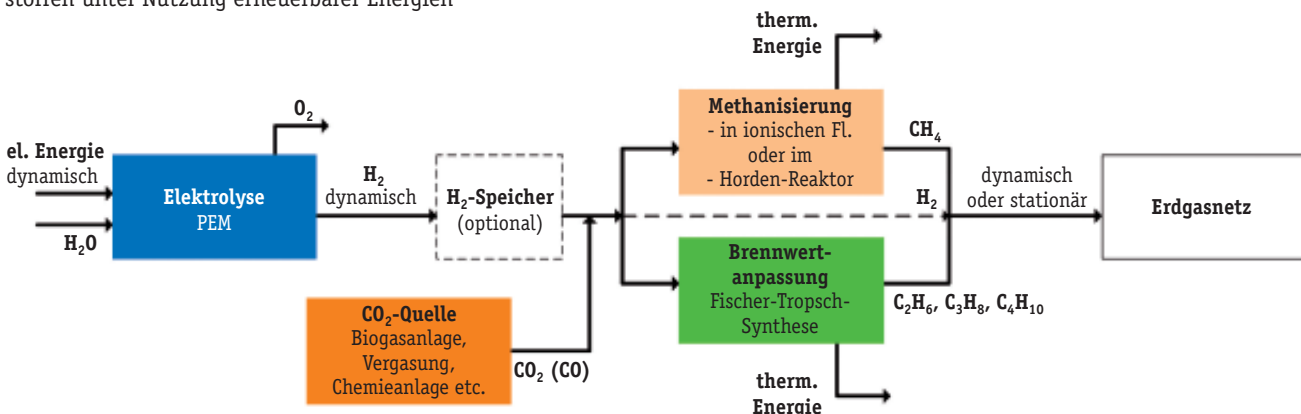
(zweiphasig und dreiphasig) untersucht und verglichen werden. Gegen Ende des Projektes wird das am besten geeignete Verfahren für die jeweiligen Randbedingungen gewählt.

Von der Outotec GmbH wird eine zweiphasige Festbett-Methanisierung im Horden-Reaktor weiterentwickelt. Dabei stehen insbesondere die Wirtschaftlichkeit bei kleinen und mittleren Anlagengrößen in Abhängigkeit von

der Gaszusammensetzung und die Ermöglichung einer intermittierenden Fahrweise im Vordergrund der Entwicklungsarbeit. Durch geeignete Abwärmenutzungskonzepte, z. B. mit dem Organic-Rankine-Cycle(ORC)-Prozess, sollen die Wirtschaftlichkeit verbessert und die Ressourceneffizienz deutlich erhöht werden. Zudem soll gemeinsam mit der DVGW-Forschungsstelle am EBI der Einsatz von neuartigen Wabenreaktoren untersucht werden. Durch die gute Wärmeleitfähigkeit von Waben kann die Reaktionswärme einfacher abgeführt werden.

Ein Vorteil von Zweiphasen- gegenüber Dreiphasen-Reaktoren ist die Vermeidung von Stofftransportwiderständen durch die flüssige Phase. Alle zweiphasigen Reaktorkonzepte haben jedoch das Problem, dass für einen effizienten Betrieb immer ein gewisser Gastrom zur Verfügung stehen muss. Wird der Einsatzgastrom unterbrochen, kühlt der Reaktor schnell ab und es muss thermische Energie aufgewendet werden, um den Reaktor wieder auf Betriebstemperatur zu erwärmen. Bei Dreiphasen-Reaktoren findet die Reaktion der gasförmigen Edukte an einem festen Katalysator statt, der in einem speziellen Wärmeträgerfluid aufgeschwemmt wird. Durch die Flüssigkeit kann die für die Reaktion benötigte Wärme deutlich länger gespeichert werden und so beispielsweise eine

Abb. 3 Prozesskette zur Erzeugung von Wasserstoff, Methan und höheren Kohlenwasserstoffen unter Nutzung erneuerbarer Energien



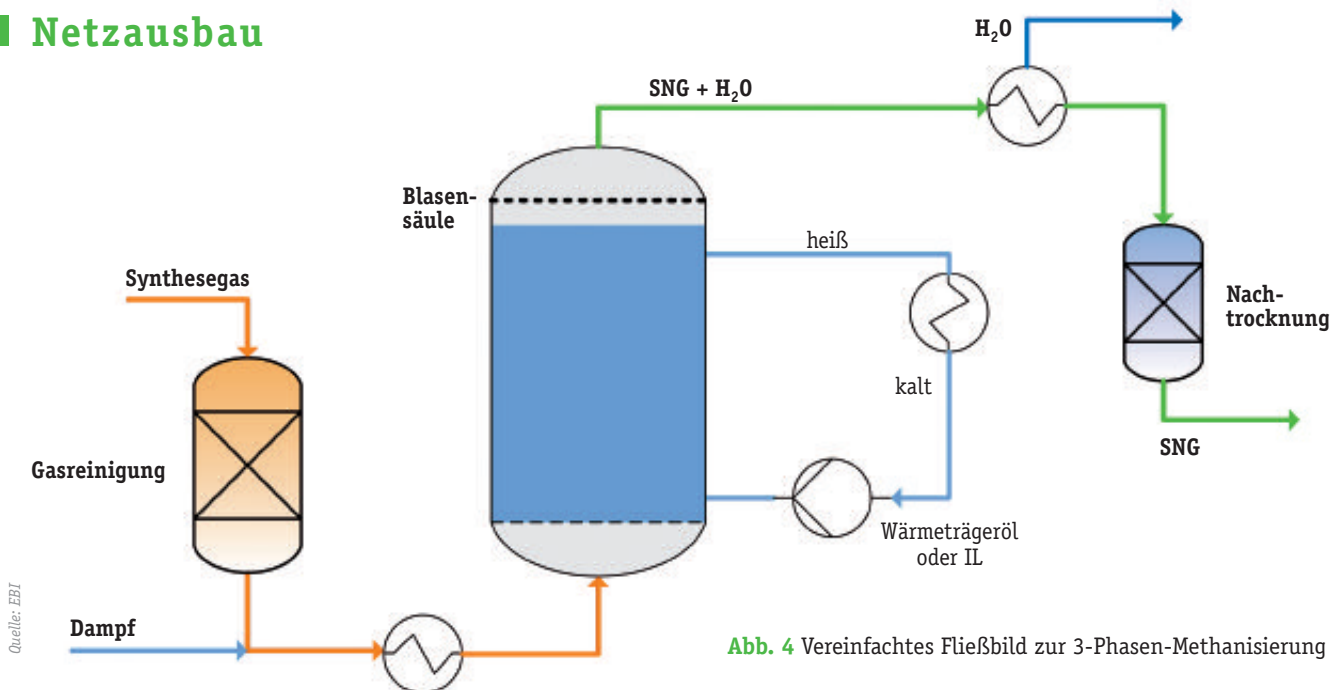


Abb. 4 Vereinfachtes Fließbild zur 3-Phasen-Methanisierung

eventuelle Windflaute überbrückt werden. Weitere Vorteile des Reaktortyps sind eine gute Wärmeabfuhr und Wärmekontrolle.

In den 1970er-Jahren wurde von Chem Systems das Liquid-Phase-Methanation-Konzept entwickelt. Es ist das einzige fertig entwickelte Dreiphasen-Konzept zur Methanisierung und wurde 1976 patentiert [13]. Das Konzept wird derzeit von der DVGW-Forschungsstelle am EBI im Rahmen des Vorhabens in veränderter Form weiterentwickelt. Dabei wird insbesondere auf die Modularität und das Teillastverhalten eingegangen. Ein Nachteil des Dreiphasen-Reaktors, das Verdampfen des Wärmeträgers, soll durch neuartige ionische Fluide als Wärmeträgermedien vermindert werden. Ionische Fluide haben einen sehr geringen Dampfdruck und verbleiben damit im Reaktionssystem. **Tabelle 2** vergleicht ionische Fluide mit anderen möglichen Wärmeträgermedien. Das Konzept ist in **Abbildung 4** dargestellt. In **Abbildung 1** sind Aufnahmen von einer druckfesten Glasblasensäule (bis zehn bar) des DVGW-EBI zu sehen.

An das ionische Fluid werden besondere Anforderungen gestellt. Vor allem die Temperaturstabilität ist eine große Herausforderung. Die IoLiTec GmbH, Heilbronn, hat die Synthese solcher Flüssigkeiten im Rahmen des Gesamtprojektes übernommen.

Die bisher vorhandenen Ansätze zur Methan-Erzeugung (z. B. Biogas mit Aufbereitung oder thermische Vergasung mit Methanisierung) bedürfen einer anschließenden Brennwertanpassung, in der der Brennwert des synthetisch erzeugten Gases an den des im jeweiligen Gasnetz verteilten Grundgases angeglichen wird. Die Brennwertanpassung bei den bereits in Betrieb befindlichen Biogasanlagen erfolgt bisher mit aus fossilen Quellen stammendem Flüssiggas. Um die Prozesskette unabhängig von fossilen Energieträgern zu machen, soll das H_2/CO_2 -Einsatzgas auch zur gezielten Synthese von C_2 - bis C_4 -Kohlenwasserstoffen durch Fischer-Tropsch-Synthese oder von anderen geeigneten organischen Verbindungen zur Brennwertanpassung genutzt werden.

Der Wirkungsgrad der vorgestellten Prozesskette wird unter Berücksichtigung der Entwicklungsziele des Projektes mit ca. 64 Prozent abgeschätzt, wenn die im Methan gespeicherte chemische Energie mit der primär erzeugten elektrischen Energie verglichen wird (**Abb. 5**). Durch vorteilhafte Nutzung der auf einem hohen Temperaturniveau ($> 200\text{ }^\circ\text{C}$) anfallenden Abwärme sowie einer anteiligen Direkteinspeisung von Wasserstoff kann der energetische Wirkungsgrad jedoch noch weiter erhöht werden. Unter anderem der Anlagenbauer Outotec GmbH untersucht im Rahmen des Projektes eine optimale Nutzung der Abwärme.

Fazit

Die Kopplung des Stromnetzes mit dem Erdgasnetz kann einen Beitrag zur Lösung der Stromspeicherproblematik durch Nutzung der großen Speicherkapazitäten der Erdgasinfrastruktur und der weiten Verzweigung des Erdgasnetzes leisten. Die dafür notwendigen Technologien sind vorhanden, müssen jedoch an die speziellen Randbedingungen, wie beispielsweise die fluktuierende Energiebereitstellung, angepasst werden.

Literatur

- [1] BMWi; *Stromerzeugungskapazitäten und Brutto-stromerzeugung nach Energieträgern*; Januar 2011
- [2] BMU; *Weiterentwicklung der Ausbaustategie erneuerbare Energien – Leitstudie 2008*; Oktober 2008
- [3] Fraunhofer IWES; *Abschlussbericht: Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbare-Energien-Branche*; Dezember 2009
- [4] UBA; *Energieziel 2050: 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Quellen*; Juli 2010
- [5] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU); *Sondergutachten – Wege zur 100 Prozent erneuerbaren Stromversorgung*; Januar 2011
- [6] Ehlers, U. I.; *Windenergie und Druckluftspeicher. Netzentlastung und Reservestellung mit Druckmittelspeicher im Rahmen einer deutschen Elektrizitätsversorgung mit hohem Windenergieanteil*; Flensburg: Universität Flensburg, Fachhochschule Flensburg. Unveröffentlichtes Manuskript; 2005

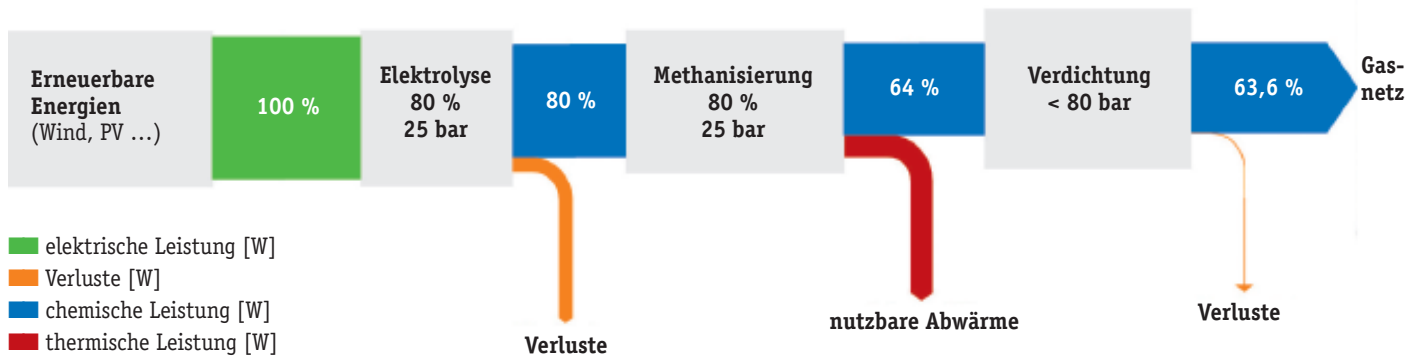


Abb. 5 Vereinfachtes Sankey-Diagramm für die Prozesskette der Umwandlung von elektrischer Energie zu Methan

Quelle: EBI

[7] Crotogino, F.; Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf; Kavernen Bau- und Betriebs-GmbH; 2003

[8] Sedlacek, R.; Untertage-Gasspeicherung in Deutschland; ERDÖL ERDGAS KOHLE, Heft 11, (2010), S. 394-403

[9] Ter-Gazarian, A.; Energy Storage for Power Systems; Stevenage: Peter Peregrinus Ltd., Norwich, NY: Knovel, 1994

[10] Sauer, U.; Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung; Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen

[11] Buck, C.; Vorratskammern für Strom; Pictures of the Future; Herbst 2009, S. 31-33

[12] BMU; Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009;

[13] United States Patent 3,989,734. 2. November 1976. Alper, S. B.; Sherwin, M. B.; Cochran, N. P.

Autoren:

Dipl.-Ing. Manuel Götz
 DVGW-Forschungsstelle am
 Engler-Bunte-Institut des Karlsruher
 Instituts für Technologie (KIT)
 Engler-Bunte-Ring 1
 76131 Karlsruhe
 Tel.: 0721 608 4 4815
 Fax: 0721 606-172
 E-Mail: goetz@dvgw-ebi.de
 Internet: www.dvgw-ebi.de

Dipl.-Ing. Dominic Buchholz
 DVGW-Forschungsstelle am
 Engler-Bunte-Institut des Karlsruher
 Instituts für Technologie (KIT)
 Engler-Bunte-Ring 1
 76131 Karlsruhe
 Tel.: 0721 608 4 2693
 Fax: 0721 606-172
 E-Mail: buchholz@dvgw-ebi.de
 Internet: www.dvgw-ebi.de

Dr.-Ing. Siegfried Bajohr
 Engler-Bunte-Institut
 Bereich Chemische Energieträger
 – Brennstofftechnologie
 Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
 Engler-Bunte-Ring 1
 76131 Karlsruhe
 Tel.: 0721 608 4 8928
 Fax: 0721 964-0227
 E-Mail: siegfried.bajohr@kit.edu
 Internet: www.kit.edu



Wandkalender 2012 »Wasser ist Leben«

ab 10,30 € netto

Jetzt ordern

Kompetenz: Energie & Wasser | **wvgw**

wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH · Josef-Wirmer-Str. 3 · 53123 Bonn
 Telefon: 0228 9191-40 · Fax: 0228 9191-499 · Internet: www.wvgw.de