

Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan

Vladimir von Schnurbein

Deutschland plant, seine Stromversorgung in den kommenden Jahren zu immer größeren Teilen auf erneuerbare Energien (EE) zu stützen, vorwiegend werden Windenergie und Photovoltaik zum Zug kommen. Da die EE-Stromproduktion aber wetterabhängig und folglich nicht zu steuern ist, wird das Funktionieren eines regenerativ geprägten Stromsystems an der Frage entschieden, wie Überschuss- und Defizitphasen überbrückt werden können. Das geht nur durch großvolumige, saisonale Speicher. Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan (Synthetic Natural Gas, SNG) bietet hierfür einen Lösungsansatz: Der EE-Strom soll nach Umwandlung in SNG im Erdgasnetz gespeichert, bei Bedarf in Gaskraftwerken verstromt und in das Stromnetz eingespeist werden. Was theoretisch wie eine ideale Problemlösung klingt, soll im Folgenden auf seine Praxistauglichkeit hin analysiert werden.

Das Konzept SNG oder Power-to-Gas besteht aus fünf Prozessschritten (Abb. 1). Jede Prozessstufe steht für einen aufwändigen technischen Vorgang, der einen eigenen Wirkungsgrad besitzt. Der Gesamtwirkungsgrad ergibt sich als Produkt der Einzelwirkungsgrade der Prozessschritte. Ob das Konzept tatsächlich einen Beitrag zur Lösung des Speicherproblems leisten kann, hängt davon ab, ob die folgenden Fragen und Hürden überwunden werden können:

- Wie ausgereift ist die Technik?
- Welcher Prozesswirkungsgrad kann erzielt werden?
- Wie hoch ist das Speichervolumen einzuschätzen?
- Wie ist es um die Wirtschaftlichkeit bestellt?

Die Ausarbeitung versucht auf Basis allgemein zugänglicher Informationen den technologischen Ansatz SNG zu beschrei-

ben und verständlich darzustellen. Eine abschließende Bewertung kann zum heutigen Zeitpunkt nicht erfolgen.

Zur technischen Reife

Um synthetisches Methan zu erzeugen und anschließend verstromen zu können, müssen mehrere Verfahrensschritte integriert werden. Aktuell haben weder einzelne Elemente noch das System ein marktfähiges Stadium erreicht. Zu nennen ist zunächst die Wasserstoffelektrolyse, bei der der überschüssige EE-Strom in Wasserstoff umgewandelt wird. Die industriell genutzten Elektrolysen sind auf Dauerbetrieb ausgelegt und verfügen nur über eine geringe Kapazität. Erforderlich sind aber gleichermaßen große wie flexible Elektrolyseure.

Die Methanisierung, bei der aus Wasserstoff und CO₂ synthetisches Methan hergestellt werden soll, ist noch nicht großtechnisch

erprobt. Laut Michael Specht/ZSW gibt es derzeit noch keine Anlage, bei der eine Methanherstellung auf Grundlage von H₂ und CO₂ im technischen Dauerbetrieb erfolgt [1]. Deswegen kann auch nicht abgeschätzt werden, welche Auswirkungen ein Betrieb in unterschiedlichen Lastbereichen hätte.

Eine offene Frage ist, woher das für die Methanisierung benötigte CO₂ kommt und welchen Einfluss dies auf die Wirkungsgrade haben könnte. In der Literatur wird für die CO₂-Bereitstellung häufig angesprochen, dass sie durch Biogasanlagen, konventionelle Kraftwerke oder Industrieanlagen erfolgen könne. Der Ast CO₂-Bereitstellung umfasst also wieder eine Prozesskette, die im Einzelnen betrachtet werden müsste. Welcher Wirkungsgrad bzw. welche Kosten hierfür anzusetzen sind, lässt sich derzeit kaum abschätzen. Bevor nun die Prozessschritte und ihre Wirkungsgrade im Einzelnen betrachtet werden sollen, bleibt also festzuhalten, dass es sich bei SNG zur Langzeitstromspeicherung um ein noch nicht marktfähiges Konzept handelt und noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht.

Der Prozesswirkungsgrad

Für die einzelnen Prozessschritte werden nachfolgend die Wirkungsgrade anhand von Literaturangaben dargestellt. Dabei ergibt sich eine teils stark divergierende Bandbreite, da man noch nicht von einem Stand der Technik sprechen kann und sowohl die Systemkonfiguration wie auch die Betriebsweise Einfluss auf den Wirkungsgrad haben. Der Gesamtwirkungsgrad lässt sich

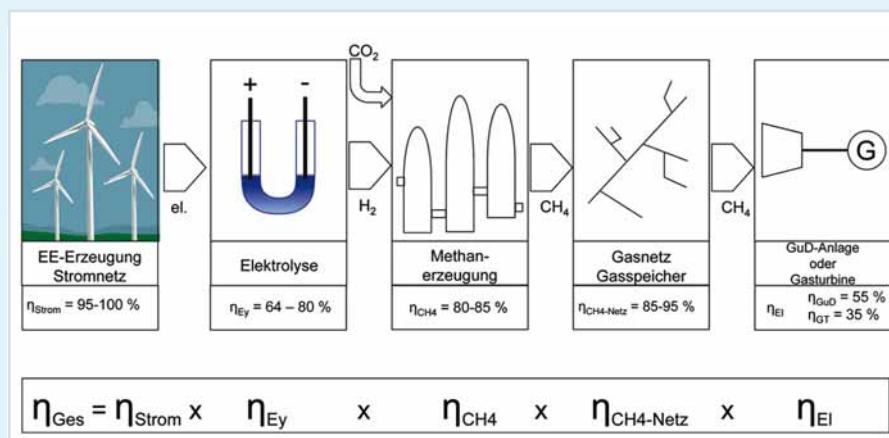


Abb. 1 Langzeitspeicherung von EE-Strom über Elektrolyse, synthetisches Methan und Rückverstromung

durch entsprechende Verkettung errechnen. Um den Systemwirkungsgrad von SNG zur Langzeitstromspeicherung abzuschätzen, kann man auf Grundlage einerseits der günstigen bzw. andererseits der ungünstigen Werte einen Trendkanal darstellen.

Stromnetz

Gespeichert werden sollen Überschüsse aus Windparks an Land und auf See sowie aus Photovoltaikanlagen. Insbesondere Strom aus Offshore-Windparks liegt im Fokus der öffentlichen Debatte. Je nachdem, über welche Distanz und über welche Spannungs- bzw. Umwandlungsstufen, z. B. Wechselstrom/ Gleichstrom, der EE-Strom zur Elektrolyse gelangt, wird für das Stromnetz ein Wirkungsgrad zwischen 95 und 100 % angenommen.

Elektrolyse

Die Wirkungsgrade von Wasserstoffelektrolysen werden von IWES mit 64 bis 80 % angegeben [2]. SNG-Anlagen werden allerdings diskontinuierlich arbeiten, so dass die genannten Werte noch nicht als gesichert gelten können, d. h. auch schlechtere Werte durchaus möglich sind.

Die Methanisierung

Im Erdgasnetz dürfen heute nur bis zu 5 % Wasserstoff dem Methan beigemischt werden [3]. Bei großvolumigem Einsatz von SNG ist deswegen auch vorgesehen, der Wasserstoffelektrolyse eine Methanisierung nachzuschalten. Das IWES rechnet für diesen Schritt mit Wirkungsgraden zwischen 80 und 85 %. Da auch hier noch keine Daten aus großtechnischem Betrieb vorliegen, ist jedoch auch ein niedrigerer Wirkungsgrad denkbar.

Kompression, Einspeisung ins Gasnetz und Speicherung

Das Gasnetz wird auf unterschiedlichen Druckstufen betrieben. Anzusprechen sind die Ebenen von 30 bzw. 80 bar. Gasspeicher arbeiten üblicherweise mit Drücken von etwa 200 bar. Da die Methanisierung nahe atmosphärischem Druckniveau stattfindet, muss das künstliche Methan vor seiner Einspeisung ins Erdgasnetz komprimiert werden. Höhere Druckebenen und insbesondere auch die Speicherung bei 200 bar erfordern

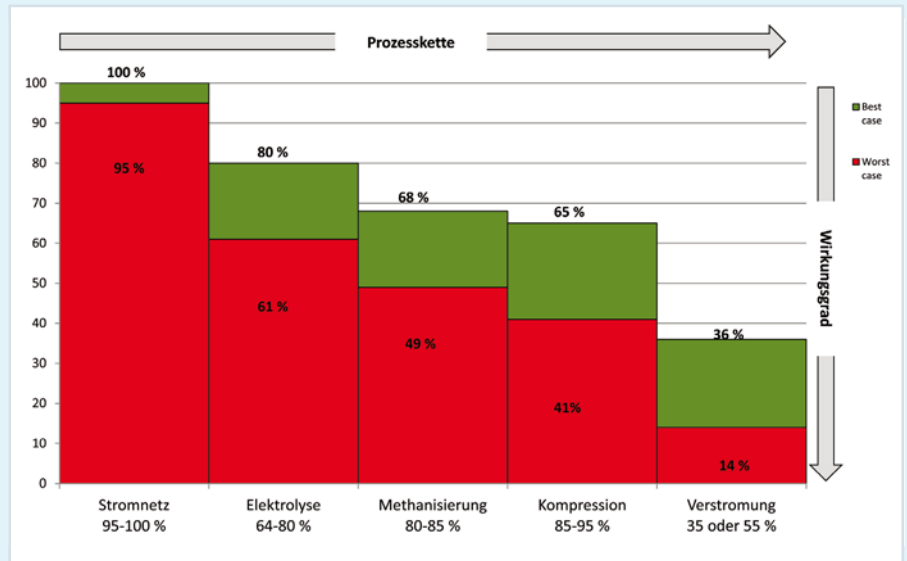


Abb. 2 Der Wirkungsgrad von „Windgas“ wird maßgeblich durch die Effizienz der Prozessschritte bestimmt

mehrere Kompressionsstufen mit erheblichem Energieaufwand, reduzieren also die Wirkungsgrade weiter. In der vorliegenden Abschätzung wird eine Verdichtung auf überwiegend 30 bar angenommen. Nur Teilmengen werden auf das Niveau 80/200 bar verdichtet. Der Wirkungsgrad liegt dann in einer Größenordnung von 85-95 % [4].

Rückverstromung des synthetischen Erdgases

SNG wird als Stromspeichertechnologie beschrieben. Daher ist die Rückverstromung bei der Betrachtung des Prozesswirkungsgrads mit einzubeziehen. Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Anlagen haben beim Betrieb im „Bestpunkt“ Wirkungsgrade von häufig annähernd 60 %. Im Teillastbetrieb oder beim An- und Abfahren sinkt der Wirkungsgrad deutlich. Die Annahme des maximalen Wirkungsgrads ist also nicht zulässig. Unterstellt werden 55 % für GuD-Anlagen. Aufgrund der höheren Investitionskosten für GuD-Anlagen und der möglicherweise geringen Auslastung dieser Anlagen in einem EE-dominierten Stromsystem wird in vielen Fällen die Rückverstromung mit Gasturbinen erfolgen. Beim Betrieb von Gasturbinen ohne Abwärmenutzung liegen die Wirkungsgrade in einer Größenordnung von 35 %.

Aus den oben erläuterten Werten ergibt sich ein Trendkanal für den günstigen bzw.

ungünstigen Fall (vgl. Abb. 2). Die Fünfstufigkeit macht den Prozess insgesamt sehr sensibel für die Wirkungsgrade. Da sich der Gesamtwirkungsgrad als Produkt aus fünf Multiplikatoren jeweils deutlich unter Eins ergibt, ist im Rahmen dieser Betrachtung im günstigsten Fall ein Gesamtwirkungsgrad von 36 % erreichbar, im ungünstigsten Fall ist aber auch ein Wirkungsgrad von 14 % vorstellbar.

Speichervolumen

Das Speichervolumen des Systems SNG wird nachfolgend abgeschätzt. Für die Betriebszeit der Anlagen nennt das IWES eine Spannweite von 250 bis 4 000 Stunden im Jahr (vgl. Abb. 3) [5]. Im Durchschnitt könnte die Betriebszeit der SNG-Anlagen bei 2 000 Stunden im Jahr liegen. Unterstellt man wie das IWES für das System SNG eine Kapazität von 44 GW und eine Laufzeit der H₂ und CH₄-Erzeugung von im Durchschnitt 2 000 Stunden, könnte man auf diesem Weg rd. 88 TWh überschüssigen Strom aus Photovoltaik oder Wind abnehmen. Bei einem Systemwirkungsgrad von 14 bis 36 % ließen sich bei der Rückverstromung aus dem Speicher 12,3 bis 31,7 TWh_{el} gewinnen.

Die Netzlast in Deutschland schwankt im Tagesverlauf je nach Witterung und Jahreszeit zwischen 40 000 und 80 000 MW. Im Winter ist eine Netzlast von 60 000 bis 70 000 MW über längere Zeiträume abzu-

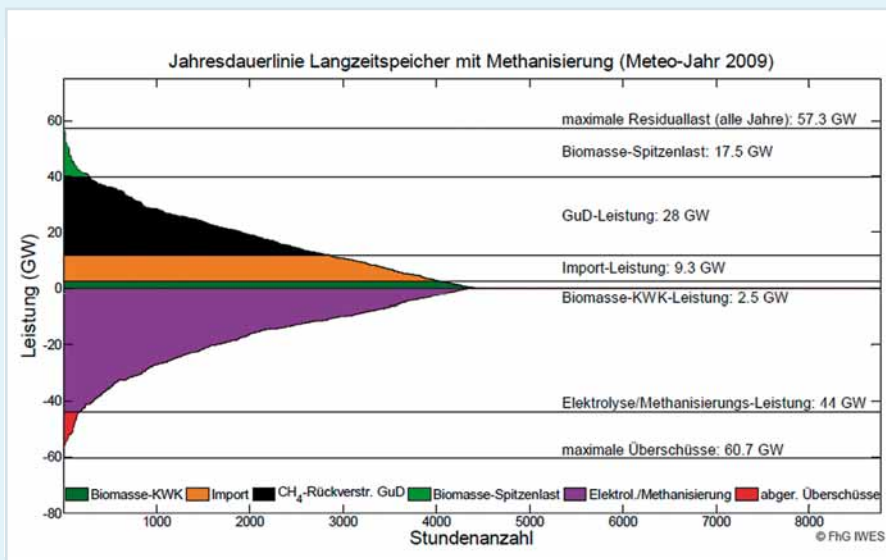


Abb. 3 Jahresdauerlinie von Elektrolyse, Wasserstoffrückverstromung, Biogasverstromung und Importen im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009

decken. Unter der Voraussetzung, dass die Stromerzeugung fast „ausschließlich“ auf Grundlage erneuerbarer Energien erfolgt, ist vorstellbar, dass bspw. 50 000 MW über die Rückverstromung abgedeckt werden müssen. Bezogen auf einen Tag ergibt sich die so zu erzeugende Strommenge von 1,2 TWh. Die oben genannten Werte für die Rückverstromung in einer Größenordnung von 12,3 bis 31,7 TWh bedeuten dann unter diesen Annahmen, dass die Stromversorgung durch die Rückverstromung für 10 bis 26 Tage sichergestellt werden könnte.

Zur Wirtschaftlichkeit

Die Prozesskosten für synthetisches Methan als Langzeitstromspeicher ergeben sich aus der Summe der Investitions-, der Strom- und der Betriebskosten. Zu den Betriebskosten lässt sich aktuell noch nichts Belastbares

sagen. Sie errechnen sich durch die Summe der Stromnetzkosten, der Betriebskosten für Elektrolyse, Methanisierung, Kompression, Regeltechnik, Gasnetz und Gaskraftwerke. Möglich ist demzufolge nur eine sehr pauschale Abschätzung.

Strombilanz

Um bei der Rückverstromung des synthetischen Methans 1 kWh Strom erzeugen zu können, müssen aufgrund des Wirkungsgrades von 14-36 % zwischen 2,7 und 7 kWh an Überschussstrom eingesetzt werden. Eine erste Annäherung an mögliche Kosten kann erfolgen, indem man die Kosten für den zu speichernden EE-Strom betrachtet. Dabei ist die Annahme von tiefen oder gar negativen Börsenstrompreisen nicht zulässig. Bei der Systembetrachtung geht es schließlich darum, abzuwägen, ob die Abre-

gelung von Überschüssen oder deren Speicherung durch SNG die volkswirtschaftlich sinnvollere Alternative ist.

Die Produzenten des EE-Stroms erhalten in jedem Fall eine Einspeisevergütung, die vom Verbraucher über die EE-Umlage zu zahlen ist. Deshalb ist bei der Bewertung des Strom-Inputs die Einspeisevergütung als Strompreis anzulegen. Das Argument, der Strom sei kostenlos, da er ja ohnehin anfele, trägt nicht. Analog könnte man sonst ja auch den öffentlichen Nahverkehr als „kostenlos“ definieren, weil er auch stattfindet, wenn sich keine oder weniger Fahrgäste finden. Volkswirtschaftliche Kosten entstehen in jedem Fall.

In Tab. 1 werden zwei Varianten mit unterschiedlichen Anteilen überschüssigen EE-Stroms unterschieden. Grundannahmen sind die Einspeisung von 88 TWh Überschussstrom aus regenerativer Erzeugung, eine EE-Vergütung von 9 ct/kWh für Wind onshore, 15 ct/kWh für Wind offshore und 18 ct/kWh für Solarstrom, der je zur Hälfte aus Dachanlagen und Solarparks stammt. Darüber hinaus gelten die oben erläuterten Wirkungsgrade.

Der SNG-Strom wird mit einem Börsenstrompreis von 7 ct/kWh bewertet. Über die Einspeisemenge und die Vergütung lassen sich die Kosten für den Strominput abschätzen. Über den Wirkungsgrad ergibt sich der Stromoutput, für den dann ein Verkaufswert von 7 ct angelegt wird. Die (negative) Differenz aus Inputkosten und Outputerlös bildet das Defizit in der Strombilanz. Je nach EE-Strommix und Wirkungsgrad ist bei der Langzeitspeicherung erneuerbaren Stroms das jährliche Defizit in der Strombilanz

Tab 1: Strombezugsdefizit ohne Investitions- und Betriebskosten p. a.

| Strom-Input | Erzeugungsart EE-Strommix | Kosten Strom-Input | Wirkungsgrad SNG | Strom-Output | EEX-Erlös bei 7ct/kWh | Defizit Strombilanz |
|-------------|---|--------------------------|------------------|--------------|-----------------------|--------------------------|
| 88 TWh | 50 % Wind onshore (9 ct/kWh) 50 % Wind offshore (15 ct/kWh) | 12 ct/kWh 10,6 Mrd. € | 36 % | 31,7 TWh | 2,2 Mrd. € | 8,4 Mrd. € 26 ct/kWh |
| | | | 14 % | 12,3 TWh | 0,86 Mrd. € | 9,7 Mrd. € 79 ct/kWh |
| 88 TWh | 33 % Wind onshore (9 ct/kWh) 33 % Wind offshore (15 ct/kWh) 33 % Photovoltaik (18 ct/kWh) | 14 ct/kWh 12,3 Mrd. € | 36 % | 31,7 TWh | 2,2 Mrd. € | 10,1 Mrd. € 32 ct/kWh |
| | | | 14 % | 12,3 TWh | 0,86 Mrd. € | 11,4 Mrd. € 93 ct/kWh |

Tab. 2: Systemkosten Synthetisches Methan (SNG)

| EE-Strommix | Wirkungsgrad | Strombilanz-Defizit | Kapital- und Betriebskosten | Systemkostendefizit |
|---|--------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 50 % Wind onshore 50 % Wind offshore | 36 % | 8,4 Mrd. € p. a. 26 ct/kWh | 16,7 Mrd. € p. a. 53 ct/kWh | 25,1 Mrd. € p. a. 79 ct/kWh |
| | 14 % | 9,7 Mrd. € p. a. 79 ct/kWh | 16,7 Mrd. € p. a. 135 ct/kWh | 26,4 Mrd. € p. a. 214 ct/kWh |
| 33 % Wind onshore 33 % Wind offshore | 36 % | 10,1 Mrd. € p. a. 32 ct/kWh | 16,7 Mrd. € p. a. 53 ct/kWh | 26,8 Mrd. € p. a. 85 ct/kWh |
| 33 % Photovoltaik | 14 % | 11,4 Mrd. € p. a. 93 ct/kWh | 16,7 Mrd. € p. a. 135 ct/kWh | 28,1 Mrd. € p. a. 228 ct/kWh |

auf eine Größenordnung zwischen 8,4 und 11,4 Mrd. € zu schätzen. In der vergleichenden Betrachtung wird deutlich, dass der Wirkungsgrad der entscheidende Hebel für die Verbesserung der spezifischen Kosten ist.

Die Investitionskosten

Im Augenblick werden nur Teilelemente der Konzeption SNG im Labor oder im Demonstrationsmaßstab erprobt. E.ON plant gerade eine Anlage in Falkenhagen. Michael Sterner, der das Konzept entwickelt hat, spricht von Investitionskosten für das System in

einer Spannweite von 1 000 bis 3 000 € je installierter kW bei der Rückverstromung [6]. Bezüglich der benötigten Kapazitäten von SNG nennt das IWES in Kassel Werte in einer Größenordnung von 44 GW. Aus dieser Kapazität und dem oben genannten spezifischen Investitionskosten von 1 000 bis 3 000 € je kW EE-Stromaufnahme für das „System SNG“ lässt sich ein Investitionsbedarf in einer Größenordnung von 44 bis 132 Mrd. € ableiten. Unterstellt man den Mittelwert als „beste verfügbare Schätzung“ lägen die Investitionskosten für die SNG-Anlagen bei rd. 88 Mrd. €.

Kapital- und Betriebskosten ohne Strombilanz

Neben den oben errechneten Differenzkosten bei der Strombilanz sind die Kapital- und Betriebskosten zu betrachten. Um zu einer Abschätzung in diesem Feld zu gelangen, werden im Folgenden eine Verzinsung von 7 %, Abschreibungen über 20 Jahre, also 5 %, sowie Betriebskosten von 7 % des Investitionsvolumens unterstellt [7]. Demnach beliefen sich die Kapital- und Betriebskosten ohne die Strombilanz auf 19 % p. a. Bei einem Investitionsvolumen von 88 Mrd. €



**Nur wer Übergrößen für gesund hält,
braucht keine schlanken Konzepte.**

rhenag: Ihr Business-Berater für mehr Effizienz.

Wir propagieren keine opulenten Rezepte nach dem Motto: „Der Appetit kommt beim Essen.“ Unsere Dienstleistungsangebote für kooperations-suchende Energieversorger sind schlank, operativ und konsequent lösungsorientiert. Warum? Weil hinter diesen Konzepten bodenständige Praktiker stehen, die unsere Dienstleistungen zuhause, das heißt im rhenag-Energiegeschäft, selbst operativ betreiben. Das prägt.

Erfahren Sie mehr unter www.rhenag.de

wäre mit Kapital- und Betriebskosten in einer Größenordnung von rd. 16,7 Mrd. € p. a. zu rechnen. Bei einem Stromoutput von 31,7 bzw. 12,3 TWh ergäben sich für SNG als Langzeitstromspeicher die Kapital- und Betriebskosten zu 53 bzw. 135 ct/kWh.

Systemkosten

Die Systemkosten errechnen sich aus der Summe der Strombilanzkosten sowie der Kapital- und Betriebskosten (vgl. Tab. 2). Das „System SNG“ als Langzeitspeicher für überschüssigen EE-Strom würde bei einer Kapazität von 44 GW und einem Stromoutput zwischen 12,3 und 31,7 TWh – das wären 2-5 % des deutschen Strombedarfs – jährliche Mehrkosten zwischen 25,1 und 28,1 Mrd. € verursachen. Auf die Kilowattstunde SNG-Strom gerechnet ergäben sich für den Verbraucher Mehrkosten zwischen 79 und 228 ct/kWh – zuzüglich Steuern. Somit wäre SNG-Strom um den Faktor 10-20 teurer als Strom aus Erdgas.

Anwendungskonkurrenzen vermeiden!

Die Langzeitspeicherung regenerativ erzeugten, überschüssigen Stroms mittels SNG beschreibt ein noch nicht marktfähiges Konzept, für dessen großtechnische Umsetzung noch viel Entwicklungsarbeit zu leisten ist. Die technische Beherrschbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Konzeption wird sehr stark davon abhängen, wie dieses System tatsächlich genutzt wird. Die Nutzung als Langzeitstromspeicher bedingt eine lange Prozesskette, die zu Wirkungsgraden zwischen 14 und 36 % führt. Die geringen Wirkungsgrade führen zu Systemkosten in einer Bandbreite von 79-228 ct/kWh.

Durch die Länge der Wirkungsgradkette ist die Effizienzverbesserung des Systems deutlich erschwert, da sich Verbesserungen in einzelnen Prozessschritten nur geringfügig auf den Gesamtwirkungsgrad auswirken. Um SNG tatsächlich als Stromspeichertechnologie nutzen zu können, müssten möglichst alle Prozessstufen – vom Stromtransport bis zur Rückverstromung – optimiert werden. Gelingt dies nicht, sind die Kosten angesichts geringer Wirkungsgrade und hoher Einspeisevergütungen nicht vertretbar.

Gleichwohl bietet der Ansatz der chemischen Energiespeicherung Chancen, wenn eine Nutzung über eine verkürzte Wirkungsgradkette erfolgt. Größere Erfolgsaussichten hätte der konzeptionelle Gedanke, aus überschüssigem EE-Strom Wasserstoff herzustellen. Wenn man den Prozess nach der Elektrolyse beenden und sich auf die Vermarktung des Wasserstoffs, bspw. im Mobilitätssektor, konzentrieren würde, wäre die Wirkungsgradkette von fünf auf zwei Prozessstufen verkürzt und somit deutlich effizienter. Das wäre auch klimapolitisch sinnvoller als die Rückverstromung, da die Systemlösung SNG als Langzeitstromspeicher mit Alternativen wie Kohleverstromung mit CCS konkurrieren müsste.

Anmerkungen

- [1] VDI-Nachrichten vom 3.2.2012.
 [2] M. Sterner et al.: Ökostrom als Erdgas speichern – Power-to-Gas. Umwandlung von überschüssigem Strom aus Wind- und Solaranlagen in Erdgas, Erdgasnetz als Speicher für erneuerbare Energien. Vortragsfolien Fach-

tagung ABGnova Stadt Frankfurt, Frankfurt 4.5.11.; M. Sterner et al.: Die Speicheroption Power-to-Gas. Ausgleichs- und Integrationsmaßnahmen für EE. Vortragsfolien VDE, Kassel 20.1.2011; M. Sterner et al.: Erneuerbares Methan. Ein innovatives Konzept zur Speicherung und Integration EE sowie zur regenerativen Vollversorgung. In: Lifis online 9.7.2010.

[3] Deutsche Energie-Agentur (dena): Strategieplattform Power to Gas. Thesenpapier Technik und Technologieentwicklung, S. 4.

[4] Für die wertvollen Hinweise zur Kompression von SNG sei an dieser Stelle Herrn Dr. Steiner von E.ON Ruhrgas herzlich gedankt.

[5] M. Sterner et al.: Die Speicheroption Power-to-Gas. Ausgleichs- und Integrationsmaßnahmen für EE. Vortragsfolien VDE, Kassel 20.1.2011, S. 30.

[6] M. Sterner: Interview in Reportage „Methan aus erneuerbarer Energien“. Auf: www.weltderphysik.de

[7] Verzinsung und Abschreibung sind marktübliche Größen, für die Betriebskosten wird hier – in Ermangelung empirischer Daten – ebenfalls ein für Industrieanlagen üblicher Wert angenommen.

Dr. V. von Schnurbein, Frankfurt am Main

Neue profitable Geschäftsfelder für Energieversorgungsunternehmen

Für EVU bietet Klimaschutz- und Ressourcenpolitik das Potenzial Produktportfolios profitabel zu ergänzen. Sind Sie als EVU bereits als Energiedienstleister tätig oder wollen Sie in dieses lukrative Geschäftsmodell einsteigen? Wollen Sie vom reinen Energieversorger zum umfassenden Dienstleister werden? Dann ist es unerlässlich, die eigene Wertschöpfungstiefe zu verstehen und strategische Partnerschaften mit anderen Marktteilnehmern gezielt einzusetzen. Know-How, Bekanntheit und Zugang zu den Industrien sind die Grundvoraussetzung, damit sich EVU auf dem Dienstleistungsmarkt profitabel positionieren können. Intelligente Contracting-Modelle, richtige Preisgestaltung und Implementierung eines effektiven Energie- und Portfoliomanagements unterstützen EVU dabei, neue Marktpotenziale auszuschöpfen.

Die Fachkonferenz Energiedienstleistungen 2020, die Vom 12.-14.11.2012 in Berlin stattfindet, setzt dabei den Fokus auf diese Themen:

- Aktuelle gesetzliche Regularien und ihre Auswirkung auf EVU,
- Neue Geschäftsmodelle: vom reinen Commodity-Lieferanten zum umfassenden Dienstleister,
- Effektives Portfoliomanagement und Erkennen der eigenen Wertschöpfungstiefe,
- Vermarktungsstrategien, Contracting und Aufbau neuer Vertriebskanäle sowie auf
- Systematisches Energiedatenmanagement: Verbrauchsanalyse, Energie-Controlling und Energie-Monitoring.

Weitere Informationen:

www.energiesdienstleistungen2020.de