

Beitrag für die Energie-Fakten

Power-to-Gas: Speicherung von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in der Erdgasinfrastruktur

Zusammenfassung

Um den Anteil der erneuerbaren Energien Windkraft und Solarenergie an der Stromerzeugung zu erhöhen, ist ein umfassender Ausbau von Speichern für elektrische Energie erforderlich. Als geeignete Techniken sind im Wesentlichen Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und chemische Energieträger einsetzbar. Chemische Energieträger in Form von Wasserstoff und Methan könnten in Kombination mit der vorhandenen Erdgasinfrastruktur interessante Speichermöglichkeiten eröffnen.

Um die gut ausgebaute Erdgasinfrastruktur für den Transport und die Speicherung zu nutzen, könnte aus Überschussstrom Wasserstoff (H₂) mit Hilfe von Elektrolyseuren erzeugt und ggfs. - zusätzlich hierzu - der gewonnene Wasserstoff mit Hilfe von Methanisierungsanlagen in Methan (CH₄) umgewandelt werden (Power-to-Gas-Konzept). Diese Gase könnten daraufhin zeit- und ortsverschoben entweder wieder in Strom „zurückverwandelt“ werden, für die Wärmebereitstellung eingesetzt oder im Verkehrssektor genutzt werden.

Neue Untersuchungen des Deutschen Vereins der Gas- und Wasserfaches (DVGW) gehen davon aus, dass dem Erdgas im Mittel bis zu etwa 10 % Wasserstoff beigemischt und ins Erdgasnetz eingespeist werden könnte. Die H₂-Verträglichkeit von Bauelementen im Erdgasnetz und bei Gas verbrauchenden Techniken ist dabei in den meisten Fällen gewährleistet. Die CH₄-Verträglichkeit der Erdgasinfrastruktur ist ohnehin gegeben. Die spezifischen Kosten von Power-to-Gas-Konzepten hängen in starkem Maße von den jeweiligen Standortbedingungen ab. Eine Wirtschaftlichkeit lässt sich unter heutigen Kostenstrukturen auch bei optimalen Standortbedingungen nicht erreichen, ist jedoch auf lange Sicht hin nicht ausgeschlossen.

1. Fluktuierende Stromerzeugung aus Sonne und Wind führt künftig zu einem hohen Anpassungs- und Speicherbedarf

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich sehr ambitionierte Ziele gesetzt, um den Aspekten des Klimaschutzes, der Energieeffizienz sowie der stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien gerecht zu werden. Die bis zum Herbst 2013 amtierende Bundesregierung formulierte im Zusammenhang mit der von ihr beschlossenen Energiewende u. a., dass die CO₂-Emissionen – bezogen auf den Basiswert des Jahres 1990 - bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80 % gesenkt werden sollen. Weiter soll der Strombedarf bis zum Jahr 2020 zu 35 % und bis 2050 zu 80 % durch erneuerbare Energien gedeckt werden [1 - 4]. Angesichts der zahlreichen, langfristig erforderlichen Anstrengungen hierzu, den damit verbundenen Mehrkosten, einer - im Gegensatz dazu - absehbaren Preisstabilität bei den fossilen Energieträgern Erdgas, Steinkohle und Braunkohle [5 - 8] (vgl. **Bild 1** [5], dem inzwischen nicht unerheblichen Strompreisanstieg [8] und einer eher reservierten Haltung anderer Staaten zu Teilen der deutschen Energiewende ist es gegenwärtig noch offen, wie weit sich die zu Ende 2013 neu konstituierte Bundesregierung diesen Zielen der Vorgängerregierung anschließt.

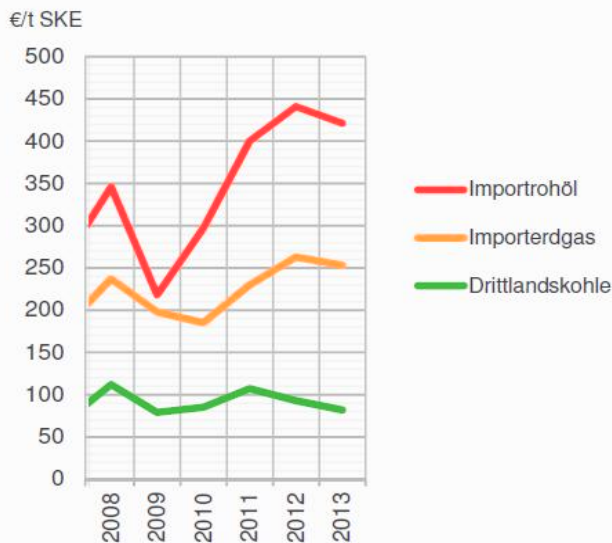


Bild 1: Preisentwicklung von Import-energieträgern von 2008 bis 2013 [5]

Im Jahr 2013 wurden in Deutschland 23,4 % der elektrischen Energie aus erneuerbaren Energien erzeugt; deren Beitrag belief sich auf 147,3 Mrd. kWh. Dazu trugen Biomassen sowie Wind- und Sonnenenergie am stärksten bei: Strom aus Windenergie belief sich auf 49,8 Mrd. kWh (7,9 %), Strom aus Photovoltaikanlagen auf 28,3 Mrd. kWh (4,5 %) sowie Strom aus festen, flüssigen und gasförmigen Biomassen auf 48,0 Mrd. kWh (7,6 %) [5]. Die Potenziale von Sonnen- und Windenergie werden für die künftige Entwicklung als erheblich eingeschätzt: Für 2020 wurden in [4] für Strom aus Wind- und Sonnenenergie insgesamt 103 Mrd. kWh erwartet (53,5 Mrd. kWh aus landgestützten Wind-

kraftanlagen, 33,7 Mrd. kWh aus seegestützten Windkraftanlagen und 15,5 Mrd. kWh aus Photovoltaikanlagen) [4]. Bereits im Jahr 2014 wird der erzeugte Photovoltaikstrom mindestens doppelt so hoch sein wie der in [4] für 2020 erwartete Wert.

Die Erzeugung von Strom aus Windkraft und Sonneneinstrahlung findet in der Regel nicht bedarfsnah statt und ist zudem starken zeitlichen und mengenmäßigen Schwankungen unterworfen: Die Schwankungsbreite kann sich im Bereich mehrerer Monate (infolge der Jahreszeiten) und örtlich im Bereich von Stunden bis hin zu Sekunden (z. B. infolge von Beschattung durch Wolken, örtlichen Wetterlagen oder plötzlicher Windstille) bewegen. Deshalb beträgt der Beitrag von Strom aus Windkraft zur Grundlast-Strombereitstellung in Deutschland nur etwa 8 bis 15 % der insgesamt erzeugten Windstrommenge [9]; ähnliche Werte gelten für Strom aus Photovoltaikanlagen.

Das Stromnetz weist - für sich genommen - keine Speicherkapazität auf; deshalb muss zu jeder Zeit Strom in genau demselben Umfang erzeugt werden, wie er dem Netz entnommen wird. Dies bedeutet, dass Schwankungen bei der Stromerzeugung und bei der Stromnachfrage sofort ausgeglichen werden müssen, indem mit Hilfe von Kraftwerken, Speichern und Regelsystemen elektrische Energie in großem Umfang und flexibel erzeugt sowie ein- und ausgespeichert wird.

Inzwischen liegen Untersuchungen vor, die den Bedarf an Speicherkapazitäten abschätzen, die künftig zum Ausgleich des fluktuierend erzeugten Stroms aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen nötig sein werden; dabei wurden komplexe Modelle entwickelt, die auf zahlreichen unterschiedlichen Szenarien hinsichtlich des Beitrags von Strom aus erneuerbaren Energien, auf unterschiedlichen Annahmen zur Stromnachfrage, auf Entwicklungen im Wärmemarkt und im Verkehrssektor, auf verschiedenen Möglichkeiten des Lastmanagements und auf statistischen Daten – etwa auf Wetterdaten – beruhen. [10 - 13].

Eines der Ergebnisse dieser Untersuchungen ist, dass im deutschen Stromnetz bereits bei weniger als 50 % Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtstrombereitstellung Spitzenleistungen auftreten können, welche dem tatsächlichen Bedarf nicht entsprechen können [10]. In einer weiteren Untersuchung ([13], Umweltbundesamt, Szenario „Regionenverbund“) werden für das Jahr 2050 Werte von bis zu etwa 60.000 MW an Überschussleistung gegenüber der erforderlichen Leistung sowie – kurzzeitig verschoben - umgekehrt bis zu rund 60.000 MW Leistungsdefizit zwischen der notwendigen Leistung und der gerade verfügbaren Leistung aus erneuerbaren Energien ausgewiesen. Dabei wird davon ausgegangen, dass erneuerbare Energien 100 % der Stromerzeugung tragen werden. Im Hinblick auf den Verlauf der Stromnachfrage und auf die stark fluktuierende Stromerzeugung werden im Netz hohe Speicherkapazitäten benötigt; andernfalls würden Stromüberschüsse sowie Stromdefizite zu großen Problemen führen (**Bild 2**). Hinweise auf solche absehbaren Entwicklungen gab der Sachverhalt, dass 2012 und 2013 Strom teilweise weit unter den Gestehungskosten z. B. in ausländische Netze abgegeben wurde und zum Teil negative Strompreise in Kauf genommen werden mussten [9].

ABB 7-19 EINSATZ VON ELEKTROLYSE, WASSERSTOFFRÜCKVERSTROMUNG, BIOGASVERSTROMUNG UND IMPORTEN IM JAHR 2050, FÜR DIE WETTER-JAHRE 2006-2009



Bild 2: Residuallast bei 100 % Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050: Defizite bei der Lastdeckung (oben); Überschüsse bei der Stromerzeugung (unten); Erfordernisse von Speicherkonzepten mittels Power-to-Gas-Konzepten (Wasserstoffherzeugung aus Überschussstrom über Elektrolyse sowie ggfs. Methanisierung und Rückverstromung mit GuD-Kraftwerken) [13]

Beispielsweise kann aus dem genannten Szenario des Umweltbundesamts [13] gefolgert werden, dass bei einer maximalen residualen Last von kurzzeitig knapp 60.000 MW - unter der Annahme eines zwei- bzw. dreiwöchigen Überbrückungszeitraumes, der z. B. durch Windflauten verursacht wird - der Speicherbedarf dementsprechend bei etwa 17 Mrd. kWh bzw. 25 Mrd. kWh läge [14]. Die vorhandene Infrastruktur in Deutschland verfügt bei Weitem nicht über die erforderlichen mechanischen oder elektrochemischen Speicheranlagen, mit denen ein solcher Bedarf an Stromspeicherung gedeckt werden könnte.

Als eine Möglichkeit zur Speicherung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien und zur raschen Bereitstellung im Bedarfsfalle gilt die Erzeugung von gasförmigen Brennstoffen und die gleichzeitige Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur in Deutschland. Gegenwärtig verfügen die Gasversorgungsunternehmen in Deutschland über unterirdische Poren- und Kavernenspeicher mit einem Speicherraum von knapp 25 Mrd. Normkubikmeter Erdgas (Nm³) [15]; dies entspricht einer Speicherkapazität von etwa 230 Mrd. kWh. Bereits im Bau befindliche Speicher sowie in absehbarer Zeit verwirklichte Vorhaben werden den Speicherraum auf mehr als 36 Mrd. Nm³ (entsprechend rund 400 Mrd. kWh) ausweiten [16]. Gemäß [14] übersteigt diese Kapazität den angenommenen Bedarf zur Pufferung der fluktuierenden Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie um ein Vielfaches.

Der jährliche Verbrauch an Erdgas lag in Deutschland im Jahr 2013 bei etwa 89,6 Mrd. Nm³ (875 Mrd. kWh [5]). Damit beträgt das Verhältnis von Speicherkapazität zu jährlich verbrauchtem Erdgas etwa 23 %; dies entspricht einer Zeit von etwa 80 bis 90 Tagen im Jahr, innerhalb derer ein mittlerer Verbrauch aus den Speichern gedeckt werden könnte. Geht man von einem künftig sinkenden Verbrauch an „fossilem“ Erdgas aus [12], würden zusätzliche Speicherkapazitäten frei werden.

2. Speichertechniken

Als Möglichkeiten zur direkten und indirekten Speicherung elektrischer Energie gelten die folgenden Techniken (vgl. [17, 18]):

Pumpspeicherkraftwerke sowie Speicherwasserkraftwerke haben in der gegenwärtigen Struktur der Elektrizitätswirtschaft die größte Bedeutung bei der Bereitstellung von Regelenergie. In Pumpspeicherkraftwerken wird Wasser aus tiefer liegenden in höher liegende Wasserspeicher gepumpt und auf diese Weise elektrische Energie in potentielle Energie umgewandelt. Bei erhöhtem Strombedarf wird das Wasser über Turbinen wieder in tiefer liegende Speicher geleitet. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt bei neueren Kraftwerken bis zu 85 % [19]; er übertrifft damit andere einsetzbare Speichermöglichkeiten. Eine Erweiterung der Kapazitäten von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland - der spezifisch kostengünstigsten Art der Energiespeicherung - ist politisch schwierig durchzusetzen [18]. Die Speicherkapazität entspricht rund 2,3 % des mittleren Tagesstrombedarfs in Deutschland und ist damit zu gering, um den künftig erhöhten Anforderungen zu genügen. [21]. Dem Bau und der Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken etwa in Norwegen für die deutsche Stromversorgung stehen fehlende Höchstspannungsverbindungen entgegen.

Druckluftspeicherkraftwerke: In Deutschland liegen Erfahrungen mit der Speicherung von Druckluft in einer Anlage in Nordwestdeutschland vor. Dabei wird Strom zur Verdichtung von Luft auf hohen Druck eingesetzt; bei erhöhtem Strombedarf wird die dadurch gespeicherte Energie durch Entspannen über Turbinen wieder in Strom rückumgewandelt. Als Folge der geringen Energiespeicherdichte sind große Druckluftspeicher - etwa in Form von großen Untertage-Kavernen - erforderlich. Um künftig Wirkungsgrade von 50 bis 60 % zu erreichen, muss die bei der Kompression anfallende Wärme der Luft entzogen, gleichfalls gespeichert und bei der Expansion der Luft wieder zugeführt werden [19]; solche Verfahren sind künftig technisch möglich und könnten die spezifischen Kosten der Druckluftspeicherung, die heute deutlich über denen von Pumpspeicherkraftwerken liegen, senken.

Schwungräder, elektrochemische Kondensatoren und supraleitende Spulen sind geeignet, kurzzeitig - etwa im Sekundenbereich - erhebliche Mengen an Energie aufzunehmen und wieder abzugeben. Der Wirkungsgrad sinkt jedoch bei wachsender Speicherdauer (z. B. im Stundenbereich) bis zur vollständigen Entladung stark: deshalb sind diese Speicher nicht als Langzeitspeicher geeignet. Deren hohe spezifische Kosten machen diese technischen Lösungen nicht für einen Einsatz in der Stromwirtschaft attraktiv.

Bei *elektrochemischen Speichern* werden Reaktanden (Edukte) durch eine endotherme elektrochemische Reaktion - z. B. unter Stromzufuhr - in Produkte mit einem höheren chemischen Energieinhalt umgewandelt. Bei Bedarf lässt sich über die entsprechende Rückreaktion Strom erzeugen. Bei elektrochemischen Speichern mit internem Speicher sind der Reaktionsraum und der Ort der Energiespeicherung identisch (z. B. bei Blei-Säure-Akkumulatoren und Lithium-Ionen-Akkumulatoren). Zurzeit hohe spezifische Kosten, eine geringe Energiedichte sowie eine allmähliche Selbstentladung und Degradation sind nachteilig. Bei elektrochemischen Speichern mit externem Speicher (z. B. Wasserstoffdruckspeicher) werden die Produkte getrennt gespeichert. Damit sind große Speicher und lange Speicherzeiten möglich [14].

Um die vorhandenen Kapazitäten zur Speicherung und Pufferung von Elektrizität für die absehbar ansteigende Nutzung regenerativer Energien zu erweitern, muss nach sinnvollen Lösungen gesucht werden. Es zeichnet sich ab, dass dabei chemische Energieträger technisch interessant sind, um hohe volumetrische Energiedichten bei der Speicherung verwirklichen zu können.

Hierzu erscheint insbesondere gasförmiger Wasserstoff (H₂) geeignet, da dieser sich über die Elektrolyse von Wasser mit Hilfe von Überschussstrom erzeugen, darauf speichern und bei Bedarf wieder verstromen lässt. Allerdings gibt es in Deutschland - abgesehen von einem H₂-Verbundsystem im rheinischen Revier - keine flächendeckende Infrastruktur für den Transport, die Verteilung, die Speicherung und die Anwendung von Wasserstoff. Andererseits verfügt die Gaswirtschaft über umfassende Erfahrungen mit diesem Gas, da es mit über 50 % Anteil die Hauptkomponente des bis in die siebziger Jahre des 20. Jahrhunderts eingesetzten Energieträgers Stadtgas war und auch heute noch im Kokereigas ähnliche anteilige Bedeutung hat. Wasserstoff könnte zukünftig innerhalb technisch vertretbarer Grenzen dem Erdgas beigemischt werden. Aktuelle Untersuchungen zeigen auf, dass Zumischraten mindestens im einstelligen Prozentbereich technisch problemlos bewerkstelligt werden können [22, 14]. Hierauf wird im Folgenden näher eingegangen.

Ergänzend zu Wasserstoff als Energiespeicher erscheint auch Methan CH_4 attraktiv. Die volumetrische Energiedichte von Methan ist rund dreimal so groß wie die von Wasserstoff [23] und mehr als 26-mal so groß wie die von - auf den gleichen Druck verdichteter - Druckluft. Für Methan als chemischen Energiespeicher spricht insbesondere auch, dass es für die meisten Energieanwendungen vielseitig und leicht zu handhaben ist: Alle bestehenden Heizgeräte, erdgasgetriebenen Kraftfahrzeuge und weitere Erdgasanwendungen können ohne Nachteile auch mit synthetisch erzeugtem Methan (SNG) betrieben werden. Für Aufgaben des Wärmemarkts würde sich SNG in großem Umfang eignen. Auch für eine erneute Verstromung, - beispielsweise zur Erzeugung von Spitzenstrom und Strom für Regelaufgaben – erscheint SNG technisch problemlos geeignet.

Ein Beispiel für die Erzeugung von Wasserstoff aus Windstrom, dessen Umwandlung in Methan und die Nutzung von Methan in erdgasbetriebenen Kraftfahrzeugen stellt die Initiative eines süddeutschen Automobilherstellers dar (vgl. **Bild 3**) [25].

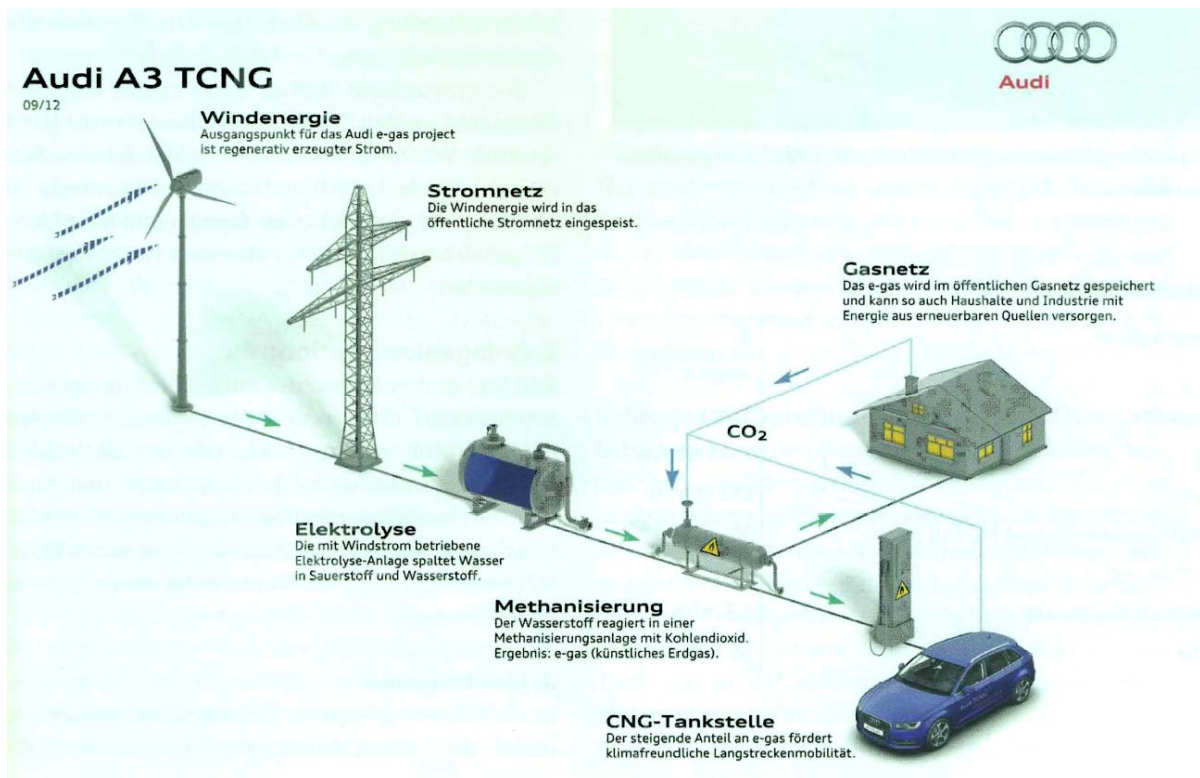


Bild 3: Schema der Anlage in Werlte zur Erzeugung von Methan aus Windstrom (e-Gas-Erzeugungsanlage der Audi AG) [25]

3. Speicherung von Wasserstoff bzw. Methan aus Wind- und Solarstrom in der Erdgasinfrastruktur

Aus Sicht der Gaswirtschaft sind chemische Energiespeicher zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung eine sinnvolle Lösung, wie dies in zahlreichen Stellungnahmen und Untersuchungen zum Ausdruck gebracht wird (z. B. in [22]). Im Rahmen einer möglichen Konfiguration eines Verbunds aus H_2 - bzw. ggfs. auch CH_4 -Erzeugungsanlagen, Speichern und Netzanbindungen wird der folgende Weg präferiert: Aus Überschussstrom wird in einem Elektrolyseur Wasserstoff erzeugt, der anschließend ins Erdgasnetz eingespeist und darüber hinaus - soweit erforderlich - auch zur Synthese von Methan (SNG) als chemischem Energiespeicher verwendet wird. Nicht allein Wasserstoff, sondern gegebenenfalls auch ein Gemisch aus Wasserstoff und SNG kann in das Erdgasnetz eingespeist werden. Als Absatzgebiete können dann über das vorhandene Erdgasnetz der Bereich der Kraftwerke, Heizkraftwerke bzw. dezentralen Blockheizkraftwerke, der Gebäudewärmemarkt, der gewerbliche und industrielle Wärmemarkt sowie der Verkehrssektor (**Bild 3**) erschlossen werden [14].

Im Rahmen verschiedener DVGW-Forschungsvorhaben ist die maximale Zumischgrenze von Wasserstoff im Hinblick auf die Gasinfrastruktur und Gasverwendung - differenziert nach den jeweiligen Techniken - untersucht worden (vgl. [22, 23]). Sollen der maximale energetische Wirkungsgrad der Prozesskette und vertretbare Kosten erreicht werden sowie zugleich den Anforderungen des DVGW-Regelwerks entsprochen werden, ist es nahe gelegt, dass der Wasserstoff bis zur möglichen Zumischgrenze direkt ins Erdgasnetz eingespeist wird. Erst nach Ausschöpfung dieser Möglichkeit sollten weitere Mengen an Überschussstrom - über den Weg der Wasserstoffproduktion - in einem zusätzlichen Schritt zur Erzeugung von Methan genutzt werden.

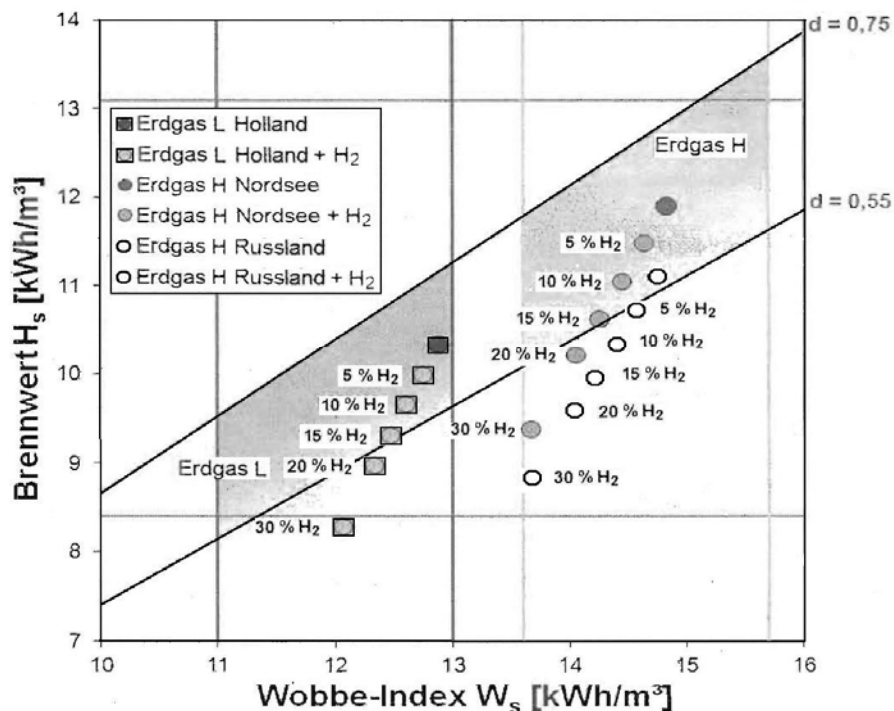


Bild 4: Zumischgrenzen von Wasserstoff in Erdgasen [22]

Die Zumischgrenzen von Wasserstoff sind - je nach Beschaffenheit des aufnehmenden Erdgases - unterschiedlich (Bild 4 [22]). Gute Möglichkeiten eröffnen sich für eine Beimischung zu Erdgas L aus niederländischen Quellen (in Bild 4 als Erdgas L Holland bezeichnet): Diesem Gas könnten bis zu knapp 15 Volumen-% Wasserstoff beigemischt werden. Auch dem brennwertreicheren Erdgas H aus der Nordsee (in Bild 4 als Erdgas H Nordsee bezeichnet) könnten bis zu knapp 15 Volumen-% Wasserstoff beigemischt werden. Demgegenüber sind die Zumischmöglichkeiten von Wasserstoff in westsibirisches Erdgas (in Bild 4 als Erdgas H Russland bezeichnet) mit höchstens etwa 3 % wesentlich geringer. Diese Zumischwerte wurden unter Zugrundelegung der Vorgaben der - für die Gasbeschaffenheit von Brenngasen für die öffentliche Gasversorgung maßgebenden - DVGW-Technischen Regel Arbeitsblatt DVGW G 260 [27] ermittelt, wobei die dort festgelegten Grenzen hinsichtlich des normvolumenbezogenen Brennwertes $H_{s,n}$, der relativen Dichte d und des normvolumenbezogenen Wobbe-Index $W_{s,n}$ berücksichtigt wurden.

In der die Sicht des DVGW repräsentierenden Studie [22] wird somit festgestellt: „Es ist davon auszugehen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur weitgehend für ca. 10 Vol-% H₂ im Erdgas geeignet ist.“ In der Gaswirtschaft wird u. a. auch eine Modifikation des DVGW-Arbeitsblatts G 260 diskutiert. Einschränkungen in einzelnen Anwendungsbereichen - z. B. bei Gasturbinen und bei erdgasbetriebenen Kraftfahrzeugen - werden in Abschnitt 4 angesprochen.

Die Wirkungsgrade der Gesamtprozesskette von der erneuerbaren Energiequelle bis hin zum in Hochdrucknetze eingespeisten Wasserstoff betragen - je nach eingesetzter Technik und örtlichen Voraussetzungen (z. B. hinsichtlich des Netzdrucks) - 54 bis 77 %. Wird Wasserstoff noch weiter zu Methan umgewandelt, belaufen sich die Wirkungsgrade auf 49 bis 65 %. Dabei ist vorausgesetzt, dass die in H₂ bzw. CH₄ gespeicherte chemische Energie mit der primär erzeugten elektrischen Energie verglichen wird (vgl. Bild 5 [26, 28 - 30]). Durch vorteilhafte Nutzung von Abwärme als Heizwärme oder Prozesswärme könnte der energetische Wirkungsgrad bei einzelnen, örtlich günstigen Vorhaben noch weiter erhöht werden.

Die Wirkungsgradketten bei der Erzeugung von Strom in einem Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Kraftwerk aus den Gasen Wasserstoff bzw. Methan, die zuvor mit Hilfe von Strom aus Windkraft und Solarstrom gewonnen wurden, sind in **Bild 6** dargestellt [26, 28 – 30]. Diese begrenzten Wirkungsgrade wirken sich entsprechend auf den technischen Aufwand für die Power-to-Gas-Konzepte sowie auf deren spezifische Stromerzeugungskosten aus.

Pfad	Wirkungsgrad
Strom-zu-Gas	
Strom → H ₂	54 – 77 %
Strom → CH ₄	49 – 65 %
Strom-zu-Gas-zu-Strom	
Strom → H ₂ → Strom	34 – 44 %
Strom → CH ₄ → Strom	30 – 38 %
Strom-zu-Gas-zu-KWK	
Strom → H ₂ → KWK	48 – 62 %
Strom → CH ₄ → KWK	43 – 54 %

Bild 5: Wirkungsgrade der Power-to-Gas-Pfade [26]

Geht man von einem möglichen mittleren Wasserstoffanteil von etwa 10 % aus, dann könnten bei einem Erdgasverbrauch in Deutschland von etwa 90 Mrd. Nm³/a theoretisch rund 8 bis knapp 9 Mrd. Nm³/a H₂ zugemischt werden. Zur Erzeugung dieses Wasserstoffstroms würden 38 Mrd. kWh/a an elektrischer Energie benötigt, wovon bei Annahme eines optimal hohen Wirkungsgrades von 80 % etwa 30 Mrd. kWh/a in Form von Wasserstoff im Erdgasnetz gespeichert würden. Geht man - im Sinne einer vorsichtigen Annahme - von einem möglichen mittleren Wasserstoffanteil von etwa 5 % aus, oder nimmt man bei 10 % H₂-Anteil eine Verringerung des Erdgasverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2050 auf 45 Mrd. Nm³/a an, würden theoretisch rund 4 bis 4,5 Mrd. Nm³/a H₂ zugemischt werden können. Zur Erzeugung dieses Wasserstoffstroms würden 19 Mrd. kWh/a an elektrischer Energie benötigt, wovon bei Annahme eines Wirkungsgrades von 80 % rund 15 Mrd. kWh/a in Form von Wasserstoff im Erdgasnetz gespeichert würden (vgl. auch [14]).

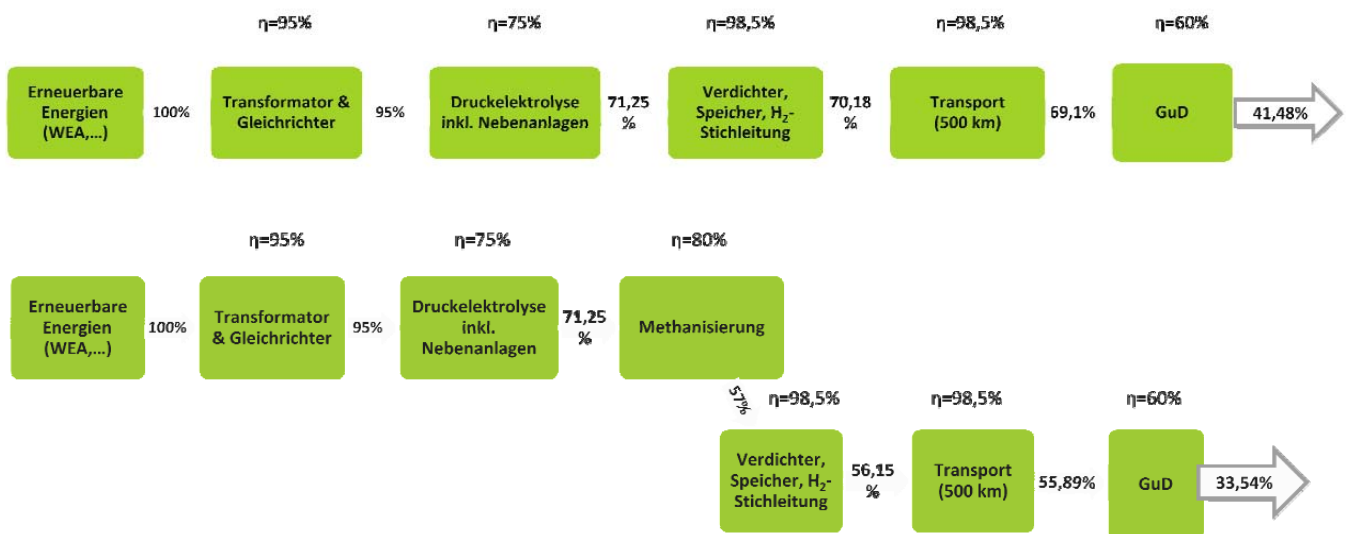


Bild 6: Wirkungsgrade der Power-to-Gas-Kette bei einer Stromerzeugung aus Wasserstoff (oben) sowie aus Methan (unten) [26, 28 - 30]

4. H₂-Toleranz von Bauelementen im Erdgasnetz und bei Gas verbrauchenden Techniken

Bei Rohrleitungen des Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdrucknetzes wird eine H₂-Beimischung von bis zu 50 Vol.-% als unkritisch eingeschätzt. Die Permeation von H₂ durch Stahl- und Kunststoffrohrleitungen, Verbindungstechniken, Dichtungen und Membranen kann unter technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten vernachlässigt werden [22].

Bestehende Gasturbinenanlagen können durch H₂-Beimischungen im Erdgas geschädigt werden. Je nach Hersteller wird deshalb bei Gasturbinen die H₂-Konzentration auf 1 bis 5 Vol.-% begrenzt. Neue Turbinen werden von verschiedenen Herstellern auf größere H₂-Beimischungen hin ausgelegt. Dasselbe gilt für Gasturbinen als Antriebsmaschinen von Verdichtern im Erdgasnetz. Diese können jedoch ggfs. mit einer Brenngasmethanisierung ausgerüstet werden [22]. Ferngasnetzbetreiber erwarten deshalb - vor allem hinsichtlich der mit Gasturbinen als Antriebsmaschinen ausgerüsteten Verdichterstationen in ihren Hochdrucknetzen - nennenswerte Umrüstkosten im Falle einer Beimischung von 5 bis 10 Vol.-% H₂ ins Erdgas [31]. Entsprechende Überlegungen sind im Netzentwicklungsplan Gas von 2012 festgehalten [32].

Bei Unterspeichern - weniger bei Kavernengasspeichern und eher bei Porengasspeichern - könnten höhere H₂-Gehalte im Erdgas zu einer Stimulation der Bildung von H₂S durch Bakterien führen [22, 33].

Ultraschall-, Turbinen- und Balgengaszähler werden als allgemein geeignet auch für hohe H₂-Konzentrationen eingestuft. Mengenumwerter können ohne Einschränkungen für Gasgemische mit bis zu 10 Vol.-% H₂ eingesetzt werden [22]. Gegenwärtig verwendete Prozessgaschromatographen mit Helium als Trägergas zur Gasbeschaffenheitsmessung können H₂ nicht eindeutig detektieren. Seit 2013 steht jedoch eine weiterentwickelte Technik hierzu zur Verfügung, die auch den Anteil von H₂ in Brenngasen erfassen kann [34].

Gasdruckregelanlagen, Armaturen, Gashausesinstallationen und Gasströmungswächter werden in Deutschland entsprechend dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 geplant, gebaut und betrieben. Insoweit ergeben sich bei Wasserstoffanteilen in den vorgegebenen Grenzen des DVGW-Arbeitsblatts G 260 keine Einschränkungen [22].

Bei häuslichen Gasendgeräten werden in Deutschland schon seit Jahrzehnten die Vorgaben des DVGW-Arbeitsblatts G 260 berücksichtigt. Insbesondere moderne vormischende Geräte zeigen auch bei 20 Vol.-% im Erdgas keine Beeinträchtigungen. Möglicherweise können jedoch ältere Gasgeräte im Bestand für H₂-Konzentrationen über 10 Vol.-% nicht geeignet sein. Gasanwendungsgeräte werden seit Langem mit Gasen unterschiedlicher Beschaffenheit - darunter mit einem 12 Vol.-% H₂ enthaltenden Erdgas - getestet [22]. Alle - für den Einsatz in der öffentlichen Gasversorgung vorgesehenen - Gasgeräte für die Gruppe Erdgas H sind nach DIN EN 437 mit einem Prüfgas mit einem H₂-Anteil von 23 Vol.-% auf einen zumindest kurzfristig sicheren Betrieb zu prüfen [24].

Bei Gasgeräten im industriellen Bereich erscheinen Praxisuntersuchungen für konkrete Anwendungsfälle hinsichtlich Emissionen und Wirkungsgraden angebracht, um Aussagen der Wirkung von H₂-Zumischungen, die bei 10 Vol.-% und höher liegen, machen zu können. Nach Einschätzung einzelner Industriezweige (z. B. der Glas- und Keramikindustrie) stellt offenbar nicht der H₂-Gehalt im Erdgas, sondern eher eine schwankende Gasbeschaffenheit (auch wenn diese innerhalb der Grenzen des DVGW-Arbeitsblatts G 260 liegt) ein Problem dar [35]. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass Wasserstoff bei einigen industriellen Prozessen aus dem Benngas zu entfernen oder eine Alternativversorgung einzurichten ist [22].

Bei Erdgastanks und Erdgas-Tankstellen wird in [22] ein Untersuchungsbedarf hinsichtlich der Druckwechselbeanspruchung der eingesetzten Stahltanks gesehen. In laufenden Vorhaben werden werkstofftechnische Fragen untersucht.

Bei Gasmotoren werden bei H₂-Anteilen von bis zu 20 Vol.-% und bei Einhaltung der motorenspezifischen Methanzahlen (MZ) keine wesentlichen Probleme erwartet. Doch stellt die DIN 512624 mit der Vorgabe einer maximalen H₂-Zumischung von 2 Vol.-% eine starke Restriktion dar.

In laufenden Vorhaben wird deshalb überprüft, ob diese Restriktion beibehalten werden sollte oder gelockert werden kann. Als positiv wird gesehen, dass bei einer H₂-Zumischung die Zündgrenzen erweitert werden sowie die Flammgeschwindigkeit steigt und sich deshalb bei sehr mageren Gas-

Luft-Gemischen eine effizientere Verbrennung ergibt. Die Verminderung der Methanzahl infolge einer H₂-Zumischung kann bei Gasen mit einer niedrigen Methanzahl (etwa bei Nordsee-Erdgas oder schweren Flüssigerdgas-Sorten) zu Problemen führen [22].

5. Elektrolyse

Zur Erzeugung von Wasserstoff aus überschüssiger elektrischer Energie kann u. a. die stark endotherme Wasser-Elektrolyse eingesetzt werden. Dabei wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gemäß der Reaktionsgleichung



zerlegt. Die zuzuführende molare Reaktionsenthalpie beträgt $\Delta R_H^\circ = + 286 \text{ MJ/kmol}$. Es sind im Wesentlichen zwei Techniken einsetzbar: die alkalische Elektrolyse (**Bild 7**) und die PEM-Elektrolyse (PEM = Proton Exchange Membrane). Beide Verfahren lassen sich sowohl bei Umgebungsdruck als auch unter Drücken von bis zu 30 bar bei Temperaturen von 50 bis 80 °C betreiben. Die Wirkungsgrade können bei Einsatz neuer Techniken bis zu 80 % erreichen [14]. Ein weiteres Verfahren zur Wasserspaltung ist die Hochtemperatur-Thermolyse, die allerdings nicht kommerziell verfügbar ist [36, 37].



Bild 7: Elektrolyseur (Alkali-Elektrolyse bei Umgebungsdruck; eingesetzte elektrische Leistung 2 MW; Audi e-Gas-Anlage Werlte [25])

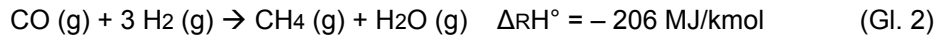
Die alkalische Elektrolyse ist die am häufigsten eingesetzte Technik. Dabei werden Anode und Kathode durch ein für OH⁻-Ionen durchlässiges Diaphragma getrennt. Als Elektrolyt dient eine KOH-Lösung. Die PEM-Elektrolyse findet bisher nur im kleinen Maßstab Verwendung. Als Elektrolyt wird eine H⁺-leitende Feststoff-Membran aus Kunststoff eingesetzt. Die spezifischen Kosten liegen zurzeit wesentlich höher als bei der alkalischen Elektrolyse. Die Standzeiten und die Lebensdauer weisen noch Verbesserungspotenzial auf, wobei Erfahrungen aus der Weiterentwicklung der PEM-Brennstoffzelle einfließen können. Es wird erwartet, dass künftig ähnliche Werte wie bei der alkalischen Elektrolyse erreicht werden können [38 – 40].

Bei der Nutzung von zeitlich und mengenmäßig stark schwankendem Strom aus Sonnen- und Windenergie werden hohe Anforderungen an eine zeitlich und mengenmäßig flexible Betriebsweise von Elektrolyseanlagen gestellt. Weiter sollte der Wasserstoff für die Netzeinspeisung sowie für eine ggfs. nötige Methanisierung sinnvollerweise bei Drücken von mehr als 10 bis 20 bar verfügbar sein. Um diese Anforderungen zu erfüllen, erscheint der PEM-Elektrolyseur eine sinnvolle Lösung, da er u. a. aufgrund seines Feststoff-Elektrolyten einen einfachen Systemaufbau hat, der eine bessere Anpassung auf höhere Drücke ermöglicht. Auch erscheint das PEM-Verfahren hinsichtlich der geforderten Flexibilität bei schnellen Lastwechseln insbesondere wegen seiner peripheren Technik (etwa für die Wasser- und Gasreinigung) günstiger [14, 38].

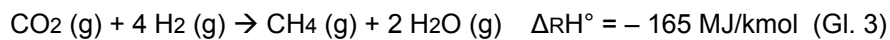
6. Methanisierung

Falls bei der Einspeisung von Wasserstoff in die Erdgasleitungen die durch das DVGW-Arbeitsblatt G 260 vorgegebenen Grenzen erreicht werden, ist bei einer Verfügbarkeit von darüber hinausgehendem Überschussstrom eine Methanisierung des Wasserstoffs erforderlich [41 – 49]; dann kann Methan ohne Einschränkungen in praktisch beliebig großen Anteilen ins Gasnetz eingespeist werden. Allerdings ist damit ein beträchtlicher technischer und finanzieller Mehraufwand sowie ein Rückgang des Gesamtwirkungsgrades verbunden.

Nachteilig ist, dass die beiden infrage kommenden Methanisierungsreaktionen stark exotherm sind: Bei der CO-Methanisierung aus einem Synthesegas mit Kohlenmonoxid und Wasserstoff als Komponenten (Gl. 2) beträgt die molare Reaktionsenthalpie $\Delta R H^\circ = - 206 \text{ MJ/kmol}$:

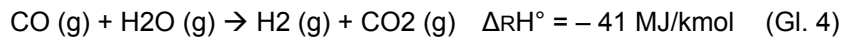


Wird die CO₂-Methanisierung aus einem Synthesegas mit Kohlendioxid und Wasserstoff als Komponenten betrachtet (Gl. 3), so beträgt die molare Reaktionsenthalpie $\Delta R H^\circ = - 162 \text{ MJ/kmol}$:



Die CO-Methanisierungsreaktion benötigt einen Feststoff-Katalysator z. B. mit Nickel. Nickelkatalysatoren setzen eine hohe Reinheit des Gases hinsichtlich Schwefelverbindungen und Sauerstoff voraus und erfordern Temperaturen von mindestens 200 bis 220 °C.

Die CO₂-Methanisierung kann als Kombination der CO-Methanisierung und der CO-Konvertierung (Gl. 4) aufgefasst werden. Bei der CO-Konvertierungsreaktion (Gl. 4) wird eine molare Reaktionsenthalpie von $\Delta R H^\circ = - 41 \text{ MJ/kmol}$ frei:



Das Verfahren zur Nutzung der Methanisierungsreaktion für die Gewinnung von Methan bzw. SNG aus Synthesegasen auf Kohlebasis wurde in den 1970er Jahren zur industriellen Reife geführt. Inzwischen stehen - ergänzend hierzu - nicht nur Synthesegase aus dem Einsatzstoff Kohle, sondern auch Synthesegase aus Feststoff-Biomasse (Holz) im Blickpunkt.

Die seit den 1970er Jahren bis heute entwickelten Verfahren und Anlagentechniken (vgl. z. B. die Bilder 8 und 9) können gemäß [14] in der folgenden Weise eingeteilt werden:



Bild 8: Methanisierungsanlage mit Festbettreaktor und Wärmeabfuhr über eine Salzsammelzelle (e-Gas-Anlage Werlte [25])



Bild 9: Methanisierungsanlage im Zentrum für Solarenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW) in Stuttgart [52]

2-Phasen-Systeme (Einsatzstoffe gasförmig, Katalysator fest) mit Festbettreaktor oder Wirbelschichtreaktor (Stand der Technik) oder mit beschichteten Waben (größentechnische Einsetzbarkeit noch nicht gegeben)

3-Phasen-System (Einsatzstoffe gasförmig, Wärmeträgermedium flüssig, Katalysator fest): mit Blasen-säulen-Reaktor (Stand der Technik)

Bei allen diesen Techniken ist - infolge der jeweils stark exothermen Reaktionen - die wirkungsvolle Abfuhr der hohen molaren Reaktionsenthalpie von Bedeutung. Bei den 2-Phasen-Systemen mit Festbett-Reaktoren sind mehrere Reaktoren hintereinander geschaltet und zwischen den Reaktoren Wärmeübertrager zur isobare Kühlung verwirklicht. Je nach Verfahren werden 2 bis 6 Stufen eingesetzt, wobei teilweise komplizierte Anlagenverschaltungen erforderlich sind.

Neben Verfahren mit Festbettvergasern stehen bei den 2-Phasen-Systemen auch Wirbelschichtverfahren zur Verfügung. Diese kommen mit einem einzigen Reaktor aus und sind deshalb durch einen wesentlich einfacheren Aufbau gekennzeichnet. Nachteilig sind die begrenzten Standzeiten des eingesetzten Katalysators. Bei einem weiteren Methanisierungsverfahren wird die Verwendung von metallischen Wabenstrukturen im Zwei-Phasen-System vorgesehen [28, 29]. Der Nachweis der größentechnischen Einsetzbarkeit dieses Verfahrens ist allerdings noch nicht erbracht.

Zweiphasige Reaktorkonzepte haben gemäß [14] den erheblichen Nachteil, dass ein effizienter Betrieb nur dann möglich ist, wenn ein ausreichender Gasstrom der Einsatzstoffe verfügbar ist. Bei einer Unterbrechung des aus dem Elektrolyseur kommenden Wasserstoffstroms - wie dies bei zeitlich stark schwankenden Mengen an Überschussstrom für die Elektrolyse zu erwarten ist - kühlt der Reaktor rasch ab, und es muss nachgeheizt werden, um den Reaktor wieder auf Betriebstemperatur zu erwärmen.

Dieser Nachteil wird gemäß [14] beim 3-Phasen-System mit einem flüssigen Wärmeträgermedium vermieden: Dort wird der Feststoff-Katalysator in einem mineralischen Öl aufgeschwemmt und durch die aufsteigenden Gasblasen fluidisiert. Das Verfahren wurde 1976 patentiert [48]. Das Konzept wird derzeit von der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie in veränderter Form weiterentwickelt. Dabei stehen vor allem die Modulierbarkeit und das Teillastverhalten im Blickpunkt [49].

7. Standort-Analysen: Erfordernisse und Rahmenbedingungen an den Gas-Einspeisepunkten

Die spezifischen Investitions- und Betriebskosten von Elektrolyseuren und ggfs. erforderlichen Methanisierungsanlagen hängen stark von den Anlagengrößen ab. Dies spricht dafür, Anlagen von zumindest 100 MW_{el} bis einigen hundert MW_{el} an ausgewählten Standorten vorzusehen [31]; dagegen erscheinen viele kleine, dezentral eingesetzte Anlagen aus wirtschaftlicher Sicht nicht zielführend. Ein optimaler Standort für Anlagen gemäß **Bild 10** sollte vorzugsweise die folgenden Randbedingungen aufweisen [31]:

- Zugang zum elektrischen Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz
- Umfeld mit vergleichsweise hoher Dichte von Anlagen zur Stromerzeugung aus Windkraft bzw. Solarenergie
- Zugang zu einem Gas-Hochdrucknetz mit möglichst großen Gasvolumenströmen und gleichmäßiger, hoher Auslastung
- Zugang zu einem Wassernetz (im Bestfall zu einem Fernwassernetz mit hohem Durchfluss)
- Verfügbarkeit von CO₂ aus regenerativen Quellen (z. B. aus Biogasanlagen) oder ggfs. aus nichtregenerativen Quellen (konventionelle Wärmekraftwerke, Industrieanlagen mit CO₂-Emissionen)
- Verwertbarkeit von Abwärme aus der Elektrolyse
- Benachbarte technische Großanlagen oder Siedlungen mit Bedarf an Prozesswärme oder Heizwärme aus der Methanisierung
- Benachbarte technische Großanlagen mit Bedarf an elektrolytisch erzeugtem Sauerstoff
- Benachbarte technische Großanlagen oder Siedlungen mit Bedarf an speziellen Prozessgasen z. B. zur Eigenstromerzeugung und/oder Wärmeerzeugung

Es wird nicht möglich sein, Standorte zu finden, die allen genannten Kriterien entsprechen können. Erste Untersuchungen hierzu sind in [31, 50, 51] ausgewiesen.

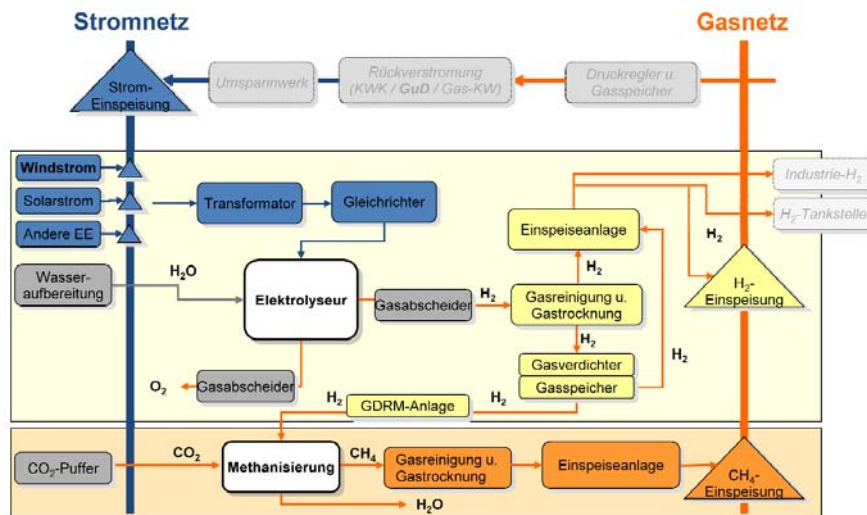


Bild 10: Technische Bausteine des Power-to-Gas-Konzepts [26]

In [22] sind Standortanalysen dargestellt, die durch vier verschiedene Rahmenbedingungen z. B. hinsichtlich der Verfügbarkeit elektrischer Überschussenergie, den Gaseinspeisemöglichkeiten und - damit zusammenhängend - den dabei erreichbaren jährlichen Volllastbenutzungsstunden der Anlagentechniken gekennzeichnet sind. Dabei wird nicht von einer örtlich möglichen Wärme- und Sauerstoffnutzung ausgegangen.

1. Standort in Norddeutschland mit Verbund von mehreren Windkraftparks; Einspeisung des erzeugten Gases in eine regionale Gastransportleitung mit geringem jahrestypischem Erdgaslastfluss
2. Standort in Norddeutschland mit Verbund von mehreren großen Windkraftparks; Einspeisung des erzeugten Gases in eine überregionale Gastransportleitung mit einem hohen, stark schwankenden Erdgaslastfluss
3. Standort in Nordostdeutschland mit einigen Windkraftanlagen; Einspeisung des erzeugten Gases in eine regionale Gastransportleitung mit einem geringen jahrestypischen Erdgaslastfluss
4. Standort in Südwestdeutschland mit mehreren Photovoltaikanlagen; Einspeisung des erzeugten Gases in ein regionales Gasverteilnetz

Die Ergebnisse weisen aus, dass am Standort 1 eine Methaneinspeisung und an den Standorten 2 und 4 eine Wasserstoffeinspeisung sinnvoll wäre. Beim Standort 3 wäre wegen zu geringen jährlichen Volllastbenutzungsstunden keine sinnvolle Lösung möglich.

Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt entsprechend [22] – bei einer Bewertung von 5 Ct/kWh des eingesetzten Überschussstroms - spezifische Kosten der Gaserzeugung auf, die bei 1200 jährlichen Volllastbenutzungsstunden zwischen etwa 28,2 und 93,9 Ct/kWh und bei 7000 jährlichen Volllastbenutzungsstunden zwischen rund 13 und 26 Ct/kWh liegen würden. Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass für die vier betrachteten Fälle aus heutiger Sicht keine wirtschaftlichen Voraussetzungen für Power-to-Gas-Systeme gegeben sind. Gemäß [22] könnte jedoch im Falle einer erfolgreichen Markteinführung bei den eingesetzten Techniken noch mit größeren Kostensenkungspotenzialen gerechnet werden.

8. Pilotprojekte

Zur Erforschung und Entwicklung der Power-to-Gas-Techniken sind inzwischen verschiedene Test- bzw. Pilotanlagen - sowie bereits eine Anlage nach industriellem Maßstab - in Betrieb oder in Planung. Auf einige dieser Anlagen wird im Folgenden kurz eingegangen [52, 53]:

Die „SolarFuel Alpha-Anlage“ ging im Jahr 2009 in Stuttgart in Betrieb [54]. Sie erzeugte bis zu 25 Nm³ Methan je Tag. Eine zweite Testanlage mit einer Methan-Erzeugungsleistung von 300 Nm³ je Tag nahm dort 2012 den Betrieb auf. Betreiber der Anlagen ist der Anlagenbauer Etogas GmbH (früher Solarfuel), unterstützt durch das Fraunhofer IWES und das Zentrum für Solarenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW).

2011 entstand in Morbach ebenfalls eine Power-to-Gas-Testanlage. Die Betreiber dieser Anlage mit einer Leistung von bis zu 25 Nm³ Methan je Tag waren SolarFuel GmbH und die juwi AG, unterstützt durch die Gemeindeverwaltung Morbach. Die Anlage sollte die Verbundmöglichkeiten mit einer Biogasanlage zur CO₂-Verwertung erbringen. Die Anlage ist inzwischen abgebaut.

2011 wurde das Hybridkraftwerk der Firma Enertrag AG in Betrieb genommen [55]. Die Anlage befindet sich in Wittenhof bei Prenzlau in Brandenburg. Mit einem 500 kW-Druckelektrolyseur (alkalisch) werden rund 120 Nm³/h Wasserstoff gewonnen. Zur Zwischenspeicherung des erzeugten Wasserstoffs sind Gasspeicher vorhanden. Die Anlage kombiniert Windpark, Elektrolyseur, Biogasanlage, Blockheizkraftwerk und Wasserstoff-Tankstelle. Eine Methanisierung des erzeugten Wasserstoffs erfolgt nicht. Die Lastprognose - eine wichtige Größe für das Management eines Stromnetzes - soll mit Hilfe des Hybridkraftwerks soweit verfeinert werden können, dass die Abweichung der realen Stromproduktion von der gewünschten Stromproduktion auf ein Minimum sinkt. Dies soll die langfristige, an der Nachfrage orientierte Vermarktung erneuerbarer Energien und ihren Einsatz als so genannte Regelenergie ermöglichen, um zum Ausgleich von Bedarfs- und Angebotsschwankungen im Stromnetz beizutragen.



Bild 11: Power-to-Gas-Anlage RH₂-WKA in Grapzow [56]

Der Windpark „RH₂-Werder/Kessin/Altentreptow“ (RH₂-WKA) ist ein landgestützter Windkraftpark mit einer installierten elektrischen Leistung von 140 MW in der Gemeinde Grapzow in Mecklenburg-Vorpommern (**Bild 11**). Sie verfügt seit 2011 über eine integrierte Wasserstoff-Erzeugungsanlage und ein Blockheizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 250 kW. Ziel von RH₂-WKA ist die Konzeption und der Betrieb eines Windparks als so genanntes "Regeneratives Regelkraftwerk" zur optimierten Netzintegration von erneuerbaren Energien. Dieses Wind-Wasserstoff-System mit einer Strom-Einspeiseleistung von 500 kW und einer H₂-Erzeugungsleistung von 120 Nm³/h speichert diskontinuierlich bereitstehende Windenergie zeitunabhängig und kann diese zu einem späteren Zeitpunkt bedarfsorientiert und vergleichsmäßig in Form von Strom wieder zurückspeisen [56].

Seit 2013 wird die „SolarFuel Beta-Anlage“ im Rahmen des „g-tron“-Projektes der Audi AG in Werlte im Emsland betrieben, die von der Firma Etogas GmbH errichtet wurde (**Bilder 3, 7 und 8**). Die Anlage soll eine CO₂-neutrale Mobilität nachweisen. Hierzu wird überschüssiger Strom aus seegestützten Windkraftanlagen der Audi AG zur Erzeugung von Wasserstoff (H₂) über drei Alkali-Elektrolyseure genutzt. In einem Rohrbündel-Festbettreaktor wird aus H₂ und CO₂ synthetisches Methan erzeugt, das ins Gasnetz eingespeist wird. Die an diesem Konzept beteiligten Halter von Erdgas-Kraftfahrzeugen können ab 2014 an herkömmlichen Erdgastankstellen das so genannte „e-Gas“ in einem Zusatzpaket erwerben. Die Lieferung des für die Methanisierung erforderlichen CO₂ erfolgt aus einer Abfall-Biogasanlage der EWE Energie AG, auf deren Gelände die Power-to-Gas-Anlage betrieben wird. Die Anlage stellt mit 6,3 MW elektrischer Anschlussleistung und einer Methangaserzeugung von rund 3.900 Nm³/h die erste Anlage im industriellen Maßstab dar. Der angestrebte Wirkungsgrad beträgt etwa 54 % [25, 57].

Das Energieversorgungsunternehmen E.ON AG hat 2013 eine eigene Power-to-Gas-Pilotanlage in Falkenhagen (Brandenburg) in Betrieb genommen (**Bild 12**). Die Anlage gewinnt aus regenerativ erzeugtem Strom mittels Alkali-Elektrolyse rund 360 Nm³/h H₂, der ins Erdgasnetz – in Sinne einer Beimischung - eingespeist wird. Der Elektrolyseur der Anlage ist unmittelbar mit dem Stromnetz gekoppelt. Der Standort Falkenhagen wurde insbesondere wegen der nahe gelegenen Strom- und Gasinfrastruktur sowie wegen des günstigen Windangebots im umliegenden Gebiet gewählt [58].



Bild 12: Power-to-Gas-Anlage der E.ON in Falkenhagen [58]

Die RWE Power AG betreibt an ihrem Braunkohle-Kraftwerksstandort Niederaußen eine Anlage zur Methanisierung von Wasserstoff. Dort werden betriebstechnische Fragen einer solchen Anlage untersucht [59]. Dieses Projekt steht in Verbindung mit einer weiteren Power-to-Gas-Initiative, die unter der Bezeichnung „CO₂rrect“ von 15 Partnern aus der chemischen Industrie, der Energiewirtschaft und der Wissenschaft getragen wird. „CO₂rrect“ steht dabei für „CO₂-Reaction using Regenerative Energies and Catalytic Technologies“.

Die RWE Deutschland AG errichtet im münsterländischen Ibbenbüren eine Power-to-Gas-Demonstrationsanlage zur Speicherung von Strom. In der Anlage mit einer elektrischen Leistung von 100 kW wird die PEM-Elektrolysetechnik getestet, die von der französischen Firma Ceram Hyd entwickelt wurde. Der in der Anlage erzeugte Wasserstoff wird in das regionale RWE-Gasnetz eingespeist und kann bei Bedarf unter Ausnutzung von Kraft-Wärme-Kopplung wieder rückverstromt werden. Ziel ist es, nachzuweisen, dass die eingesetzte Technik die Leistungsgradienten bei der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im teilweise intermittierenden Betrieb abfahren kann und somit zur Systemintegration der regenerativen Stromerzeugung beiträgt [60].

9. Quellen

- [1]: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): 100 Prozent Klimaschutz - Die Nationale Klimaschutzinitiative des Bundesumweltministeriums. Berlin 2013.
- [2]: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Die Energiewende Zukunft made in Germany. Berlin 2012.
- [3]: Nitsch et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Bericht zur Leitstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES Kassel, IFNE Teltow. Berlin 2012. <http://www.erneuerbare-energien.de>
- [4]: Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (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.
- [5]: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Energieverbrauch in Deutschland. <http://www.ag-energiebilanzen.de/>
- [6]: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Energie in Deutschland - Trends und Hintergründe zur Energieversorgung. Berlin 2013. <http://www.bmwi.de/>

- [7]: Internationale Energie-Agentur (International Energy Agency IEA): World Energy Outlook 21013. Paris 2013. <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/>
- [8]: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zahlen und Fakten – Energiedaten. Gesamtausgabe Berlin 2013. <http://www.bmwi.de/>
- [9]: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung; 2013.
- [10]: Fraunhofer IWES; Abschlussbericht: Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche; Dezember 2009.
- [11]: Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE): Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche: Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft. 2009.
- [12]: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario. Berlin 2009.
- [13]: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Berlin 2010.
- [14]: Bajohr, Siegfried; Götz, Manuel; Graf, Frank; Ortloff, Felix: Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. gfw-Gas Erdgas 4/2011, S. 200/208.
- [15]: Hankeln, Christoph: Gasspeicher – ihre Rolle heute und in Zukunft. Energie wasser-praxis 9/2013, S. 8/12.
- [16]: Sedlacek, R.: Untertage-Gasspeicherung in Deutschland; Erdöl Erdgas Kohle, Heft 11, (2010) – S. 394–403.
- [17]: Forschungsinitiative Energiespeicher mehrerer Bundesministerien: <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/forschung/forschungsinitiative-energiespeicher/>
- [18]: Berger, Harald: Möglichkeiten und Kosten der Speicherung eines Überangebots von erneuerbaren Energien am Beispiel eines Netzgebietes. Masterarbeit in der Fakultät Gebäude Energie Umwelt der Hochschule Esslingen. Esslingen 2013.
- [19]: Ter-Gazarian, A.: Energy Storage for Power Systems; Stevenage: Peter Peregrinus Ltd., Norwich, NY: Knoval, 1994.
- [20]: Tamme, R.: Speichertechnologien für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung; Forschungsverbund Sonnenenergie FVS, Themen 2006.
- [21]: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU); Sondergutachten – Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung; 2011.
- [22]: Müller-Syring, Gert; Henel, Marco; Köppel, Wolfgang; Mlaker, Herwig; Sterner, Michael; Höcher, Thomas: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V., Bonn 2013.
- [23]: Hüttenrauch, J.; Müller-Syring, G.: Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas; energie wasser-praxis, 10/2010, S. 68/71.
- [24]: Cerbe, Günter; Dehli, Martin; Kätelhön, Jan Eibe; Kleiber, Torsten; Kuck, Jürgen; Lendt, Benno; Mischner, Jens; Mundus, Bernhard; Pietsch, Hartmut; Spohn, Dietmar; Thielen, Walter: Grundlagen der Gastechnik. 7., vollständig neu bearbeitete Auflage. Carl Hanser Verlag, München Wien 2008.
- [25]: Rieke, Stephan: Erste industrielle Power-to-Gas-Anlage mit 6 Megawatt. Gwf-Gas Erdgas 9/2013, S. 660/664.
- [26]: Keles, Sanem: Effiziente Einbindung von Erneuerbaren Energien durch das Power-to-Gas Konzept - Betrachtung von Technologie, Marktumfeld und wirtschaftlichen Potenzialen. Diplomarbeit an der Technischen Universität Darmstadt. Darmstadt 2012.
- [27]: DVGW Technische Regel Arbeitsblatt DVGW G 260. Nutzung von Gasen in der öffentlichen Gasversorgung. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V., Bonn 2008.
- [28]: Sterner, M.; Jentsch, M.; Holzhammer, U.: Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Im Auftrag von: Greenpeace Energy e.G., Fraunhofer IWES, Kassel 2011.
- [29]: Wietschel, M.: Welche Rolle spielt die Speicherung erneuerbarer Energien im zukünftigen Energiesystem?. Fachvortrag im Rahmen der Veranstaltung "ETP Energy Innovation Day Windgas", Berlin 13.03.2012: Fraunhofer ISI, 2012.
- [30]: Müller-Syring, G./ Henel, M.: Power-to-Gas: Konzepte, Kosten, Potenziale. Fachvortrag im Rahmen der Veranstaltung "DBI Fachforum: Energiespeicherkonzepte und Wasserstoff", 13.09.2011, Berlin. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2011.
- [31]: Schmücker, Arnd; Danker, Christian; Raß, Nicolai; Sandmann, Wilko; Tschirner, Inga; Woölf, Marcus: Power to Gas – Beitrag der Ferngasnetze zur Energiewende. Information des Unternehmens Open Grid Europe. energie wasser-paxis 9/2013, S. 179/182.
- [32]: Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi): Plattform „Zukunftsfähige Netze“ (Hinweis auf den Netzentwicklungsplan Gas). Berlin 2012.

- [33]: DVGW Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 262 (A) – Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V., Bonn 2011.
- [34]: Sturm, Hannes, Suhr, Jan, Zajc, Achim: Gasbeschaffenheitsmessung von neuen Erdgasqualitäten – Einspeisung von wasserstoffhaltigen Gasen. Gwf-Gas Erdgas 9/2013, S. 684/687.
- [35]: Fleischmann, Bernhard: Einfluss von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle Prozessfeuerungen am Beispiel der Glasindustrie. energie wasser-praxis 9/2013, S. 158/161.
- [36]: Haussinger, P. et al.: Hydrogen; Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry: Electronic Release 2007.
- [37]: Pregger, T. et al.: Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart, 2008.
- [38]: Smolinka, T.: Wasserstoff aus Elektrolyse – ein technologischer Vergleich der alkalischen und PEM-Wasserelektrolyse; FVS Workshop 2007.
- [39]: Wenske, M.: Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse; Vortrag „REGWA“ FH Stralsund, 06.11.2008; Enertrag AG, 2008.
- [40]: Brinner, A.; Hug, W.: Dezentrale Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse; Vortrag; Institut für Fahrzeugkonzepte des DLR, Stuttgart; Hydrotechnik GmbH, Karlsruhe; 2002.
- [41]: Informationen des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg zu - im Rahmen des Verbundprojekts „Power to Gas“ geförderten - Forschungsarbeiten. Stuttgart 2013.
- [42]: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Energiesysteme und Energiedienstleistungen: Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz. Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln. Berlin 2012.
- [43]: Liese, Torsten: Erfahrungen und Ergebnisse aus dem RWE Power-to-Gas-Projekt am Standort Niederaußem. RWE Power AG, Essen. Vortrag auf der Gasfachlichen Aussprachetagung (gat), Nürnberg 2013.
- [44]: 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.
- [45]: Eisenlohr et al., Fuels ACS. Div Preprints 1–9. 1974.
- [46]: 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.
- [47]: 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.
- [48]: Alper, S. B.; Sherwin, M. B.; Cochran, N. P.: United States Patent 3,989,734. 2. November 1976.
- [49]: Bajohr, Siegfried: Aktuelle Entwicklungen auf dem Gebiet der Methanisierung. DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Vortrag auf der Gasfachlichen Aussprachetagung (gat), Nürnberg 2013.
- [50]: Stademann, Arnd: Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz – Sicht der Gasnetzbetreiber. Ontras VHG Gastransport GmbH, Leipzig. Vortrag auf der Gasfachlichen Aussprachetagung (gat), Nürnberg 2013.
- [51]: Müller-Syring, Gert: Energiespeicherkonzepte mit Power-to-Gas – eine technoökonomische Bewertung. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig. Vortrag auf der Gasfachlichen Aussprachetagung (gat), Nürnberg 2013.
- [52] Projekte des Leuchtturms Wind-Wasserstoff-Kopplung der Bundesregierung. Berlin 2014. <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/forschung/forschungsinitiative-energiespeicher>
- [53]: dena Strategieplattform Power-to-Gas: <http://www.powertogas.info/>
- [54]: SolarFuel Alpha-Anlage. Strategieplattform Power to Gas: <http://www.powertogas.info/strategieplattform/strategieplattform.htm>
- [55]: Enertrag-Hybridkraftwerk Prenzlau. Strategieplattform Power to Gas: <http://www.powertogas.info/strategieplattform/strategieplattform.htm>
- [56]: RH₂-WKA Grapzow. Strategieplattform Power to Gas: <http://www.powertogas.info/strategieplattform/strategieplattform.htm>
- [57]: „g-tron“-Projekt der Audi AG in Werlte. Strategieplattform Power to Gas: <http://www.powertogas.info/strategieplattform/strategieplattform.htm>
- [58]: e.on-Pilotanlage Falkenhagen. Strategieplattform Power to Gas: <http://www.powertogas.info/strategieplattform/strategieplattform.htm>
- [59]: RWE-Methanisierungsanlage Niederaußem. Strategieplattform Power to Gas: <http://www.powertogas.info/strategieplattform/strategieplattform.htm>
- [60]: RWE-PEM-Elektrolyseur Ibbenbüren. Strategieplattform Power to Gas: <http://www.powertogas.info/strategieplattform/strategieplattform.htm>