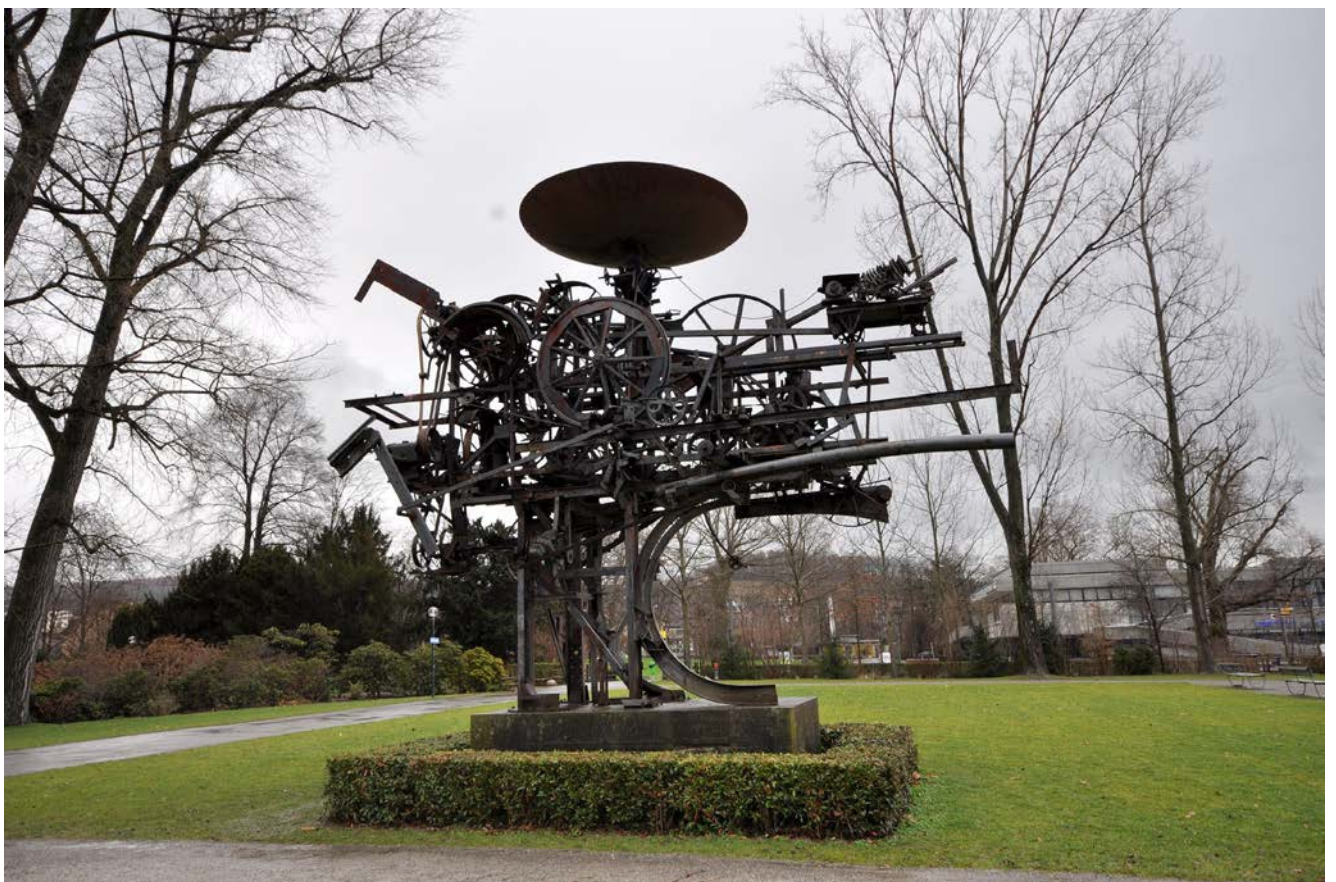


Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz



Heureka von Jean Tinguely in Zürich (Foto © Micha L. Rieser)

Nadia Sperr & Jürg Rohrer
Forschungsgruppe Erneuerbare Energien,
ZHAW Wädenswil, Juli 2018
www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien/

Impressum

Titelbild: Heureka von Jean Tinguely (Foto © Micha L. Rieser)

Reihe: Schriftenreihe Erneuerbare Energien, Bodenökologie und Ökotechnologie

Herausgeber: Winterthur: ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften

Autoren:

Nadia Sperr
Msc. ETH Umwelt-Natw.
FG Erneuerbare Energien
ZHAW Wädenswil
nadia.sperr@zhaw.ch

Jürg Rohrer
Prof., dipl. Masch. Ing. ETH
Leiter FG Erneuerbare Energien
ZHAW Wädenswil
juerg.rohrer@zhaw.ch

Campus Grüental
8820 Wädenswil

Campus Grüental
8820 Wädenswil

Datum: 19. September 2018

Zusammenfassung

Power-to-Gas (PtG) bezeichnet die chemische Umwandlung von Wasser in ein synthetisches Brenngas mithilfe von Strom (Elektrolyse). Das Verfahren ist technisch erprobt und funktioniert zuverlässig. Im Zusammenhang mit der Energiewende wird PtG insbesondere von der Schweizer Gas- und der Strombranche als Schlüsseltechnologie bezeichnet. In diesem Bericht werden deshalb die Perspektiven von PtG in der Schweiz analysiert.

Um den Klimawandel auf die im Übereinkommen von Paris beschlossene, durchschnittliche Temperaturerhöhung von maximal 2°C zu begrenzen, muss der Ausstoss von Treibhausgasen weltweit bis zur Mitte dieses Jahrhunderts auf netto Null reduziert werden. Dies erfordert die praktisch vollständige Substitution von fossilen Ressourcen in allen Anwendungsbereichen. Im Energiebereich bedeutet dies den Übergang von fossilen auf erneuerbare Energiequellen. Wenn im oben erwähnten PtG-Prozess Strom aus erneuerbarer Quelle eingesetzt wird, kann das synthetische Brenngas (üblicherweise Wasserstoff oder Methan) zur Erreichung dieses Ziels beitragen.

Am häufigsten genannt wird PtG in der Schweiz im Zusammenhang mit allfälligem Strom aus Photovoltaik-Anlagen, welcher im Sommer nicht zeitgleich wie die Produktion genutzt werden kann. PtG-Anlagen können jedoch nur mit einer Betriebszeit von mehr als 3'000 Volllaststunden pro Jahr wirtschaftlich betrieben werden, deshalb macht der reine Betrieb mit PV-Überschuss-Strom wirtschaftlich keinen Sinn.

Viele Speicherkraftwerke der Schweiz müssen im Sommer Strom produzieren, damit die Stauseen nicht überlaufen. Durch eine Kombination des «überflüssigen» PV-Stroms mit «überflüssigem» Strom aus der Speicher-Wasserkraft liesse sich vermutlich ein wirtschaftlicher Betrieb der PtG-Anlagen erzielen. Falls in der Zukunft «überflüssiger» Sommerstrom entstehen sollte, kann dieser mit PtG somit verwertet werden.

Die häufig proklamierte saisonale Speicherung von Überschuss-PV-Strom aus dem Sommer als synthetisches Brenngas und Rückverstromung des Gases im Winter macht wenig Sinn: Wegen der langen Prozesskette ergibt sich ein niedriger Gesamt-Wirkungsgrad, welcher zusammen mit den Speicherkosten zu sehr hohen Preisen für den auf diese Art erzeugten Winterstrom führen würde.

Die Gestehungskosten von Winterstrom aus saisonal gespeichertem Wasserstoff oder Methan von Schweizer PtG-Anlagen sind auch bei den optimistischsten Literaturwerten *für die Zukunft* wesentlich höher als die *heutigen* Gestehungskosten von Strom aus alpinen PV-Anlagen. Es erscheint deshalb sinnvoll, die Option von PV-Anlagen in den Alpen mit grossem Winterstromanteil aktiv weiter zu verfolgen.

Für mit PtG produziertes synthetisches Brenngas gibt es viele gute Anwendungsmöglichkeiten: Es würde sinnvollerweise in erster Priorität für Prozesse eingesetzt, welche sich nicht elektrifizieren lassen, zum Beispiel als Rohstoffquelle in der Chemie oder für spezielle Hochtemperaturprozesse und Verfahren in der Industrie. In zweiter Priorität wäre die Anwendung in der Mobilität (insbesondere im Luftverkehr) sowie in einer Übergangsphase als genereller Erdgas-Ersatz sinnvoll und erst in dritter Priorität eine allfällige Rückverstromung zur Erzeugung von Strom im Winter.

1. Einleitung

Als Power-to-Gas (PtG) wird die chemische Umwandlung von Wasser mit Elektrolyse in ein Brenngas (üblicherweise Wasserstoff oder Methan) bezeichnet. Dieses synthetische Gas kann zum Beispiel als Rohstoff dienen (Power-to-Chemicals), in der Mobilität als Treibstoff genutzt werden (Power-to-Fuel) oder mittels Brennstoffzellen oder Gaskraftwerken zurück zu Strom gewandelt werden.

Die Schweiz exportiert im Sommer Strom und muss im Winter derzeit ungefähr dieselbe Menge Strom importieren (BFE, 2018). Durch die sukzessive Abschaltung von Atomkraftwerken, der zunehmenden Elektrifizierung im Bereich Gebäudeenergie (Wärmepumpen) und der Elektromobilität wird der Strombedarf als Ganzes und wegen den Wärmepumpen speziell im Winterhalbjahr stark zunehmen. Gleichzeitig wird die Produktion im Winter abnehmen, sodass sich die Differenz zwischen Bedarf und Produktion vergrössern wird (Rohrer & Sperr, 2018). Mit Effizienzmassnahmen und dem Zubau von Strom aus erneuerbaren Energien soll diesem Umstand gemäss Energiestrategie 2050 begegnet werden (Prognos, 2012).

Bei den erneuerbaren Energien haben Photovoltaik-Anlagen in der Schweiz mit Abstand das grösste Potential. Diese Anlagen werden typischerweise auf Gebäuden im Mittelland montiert und erzeugen etwa 65% des Jahresertrages im Sommer. Im Hinblick auf das oben erwähnte Strom-Produktionsdefizit im Winter stellt sich deshalb die Frage, ob bzw. wie Solarstrom vom Sommer in den Winter verschoben werden könnte.

Da sich Gase besser saisonal speichern lassen als Strom, wird PtG in der Strom- und Gasbranche häufig im Zusammenhang mit «überschüssigem Solarstrom im Sommer» zur Deckung des Winterstromdefizits genannt. Power-to-Gas wird von der Gasbranche als Schlüsseltechnologie zur Realisierung der Energiestrategie 2050 bezeichnet (Decurtins, 2014; Palla, 2013).

Vorteile des erneuerbaren Methans sieht Decurtins (2014), Direktorin des Vereins der Schweizer Gasindustrie (VSG) darin, dass mit dem Erdgasnetz bereits hohe Transportkapazitäten bestehen und unregelmässig anfallender Strom aus PV- und Windkraftanlagen gespeichert werden könne. Bei wärmegeführten Blockheizkraftwerken würde die Stromproduktion zudem logischerweise hauptsächlich in den Wintermonaten anfallen, wenn der Strombedarf in der Schweiz am höchsten ist. Technisch ist PtG bereits heute möglich, die Swissgas AG ist z.B. an einer Pilotanlage in Ostdeutschland beteiligt, die seit 2013 Überschuss-Strom aus Windenergieanlagen in Wasserstoff umwandelt und ins Erdgasnetz einspeist (Swissbau, n.d.).

In diesem Bericht werden die Perspektiven für PtG in der Schweiz aufgezeigt und dabei insbesondere die Einsatzmöglichkeiten, das Potential und die Kosten diskutiert.

2. Einsatzmöglichkeiten von Power-to-Gas in der Schweiz

In der Presse mit Abstand am häufigsten genannt wird die Erzeugung von synthetischen Brennstoffen aus «überschüssigem» Strom aus erneuerbaren Energien (in der Regel Photovoltaik). Diese Gase sollen saisonal gespeichert und im Winter wieder in Strom konvertiert werden.

Das synthetische Gas könnte demzufolge im Winter zur Verminderung der Stromimporte eingesetzt werden. Ab 2020 wird ein zusätzlicher Bedarf von 7 TWh Strom im Winter vorhergesagt (Prognos, 2013). Wegen der Umwandlung von Strom in Gas (Wirkungsgrad 80%) und Gas in Strom (Wirkungsgrad 60%) sowie dem Energieaufwand für die Verdichtung zur Speicherung (Wirkungsgrad 80%) wären dafür insgesamt 18 TWh «überschüssiger» Strom notwendig.

Die Winterstromproduktion ist jedoch nicht die einzige Verwendungsmöglichkeit für aus allfälligen Stromüberschüssen produzierte Brenngase. Auch in der Mobilität sind diese gefragt: Naheliegender erscheint der Einsatz von synthetischem Gas zum Ersatz von Benzin und Diesel (Jahresbedarf ca. 60 TWh) oder in flüssiger Form als Flugtreibstoff (Jahresbedarf ca. 21 TWh) (Rohrer & Sperr, 2018). Wasserstoff-Fahrzeuge mit Brennstoffzelle und Elektromotor können eine hohe Reichweite erzielen ohne lokal CO₂ und andere bei der Verbrennung entstehende Schadstoffe auszustossen (Dietrich & H2 Energy AG, 2017). Die Betankungsdauer ist mit weniger als 5 Minuten deutlich geringer als für reine Elektrofahrzeuge. Seit 2016 wird in Hunzenschwil die erste Wasserstofftankstelle der Schweiz mit Wasserstoff aus Laufwasserkraft betrieben. Der Einsatz von synthetischem Methan in der Mobilität wird zudem vom Nationalen Forschungsprogramm Energiewende (NFP) durch verschiedene Forschungsprojekte unterstützt und vorangetrieben (NFP, n.d.).

Auch in der Industrie und Chemie gibt es einige Anwendungen, bei denen die Substitution des heute verwendeten Erdgases nur schwer möglich ist und deswegen der Einsatz von synthetischen Brenngasen sinnvoll ist. Dazu gehören zum Beispiel gewisse Hochtemperaturprozesse, das Brennschneiden bzw. Autogenschneiden von dicken Materialien, die Herstellung von Polymeren und Methanol sowie von weiteren Grundstoffen der Chemie.

Letztendlich könnte das synthetische Brenngas generell zum Ersatz von Erdgas in der Schweiz verwendet werden – sofern entsprechende Mengen bereitgestellt werden können.

Es gibt demzufolge sehr viele Einsatzmöglichkeiten für synthetische Brenngase in der Schweiz. Nach dem Einsetzen der Wirkungsgrade wird ersichtlich, dass enorm grosse Strommengen für PtG verfügbar sein müssten, um den oben erwähnten Bedarf auch nur teilweise decken zu können. Es stellt sich deshalb die Frage, wie gross das Potential für die Herstellung von synthetischen Brenngasen in der Schweiz denn überhaupt ist. Dies soll im nächsten Abschnitt betrachtet werden.

3. Energetisches Potential von Power-to-Gas mit schweizerischem Photovoltaik-Strom

Ökologisch sinnvoll können PtG-Anlagen nur durch Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass diese Energie zusätzlich zum restlichen Strombedarf der Schweiz bereitsteht, da sonst der Verbrauch von Strom aus nicht erneuerbaren Quellen in anderen Anwendungen nötig wird.

Die Schweiz hat ein hohes Potential zur Produktion von Solarstrom. Es wird geschätzt, dass 150 km² der Schweizer Dachflächen für die Produktion von Solarstrom geeignet sind (Nowak & Gutschner, 2011). Die besten PV-Module erreichen zurzeit eine Leistung von ca. 0.23 kW/m² (Baier, Schneider, & Heel, 2018). Bei 1'000 Volllaststunden pro Jahr ist somit eine Produktion von 34.5 TWh PV-Strom auf Hausdächern möglich. Zum Vergleich: Im Jahr 2017 erreichte die Produktion von Solarstrom 1.7 TWh. Um im Jahr 2020 das Produktionsdefizit von 7 TWh Winterstrom aus synthetischem Erdgas zu decken, wären mindestens 18 TWh Strom aus PV-Anlagen notwendig. Dazu müsste selbst bei den äusserst optimistischen Annahmen für die Wirkungsgrade mehr als die Hälfte des Dachflächenpotentials in der Schweiz mit den besten PV-Modulen ausgerüstet werden und das ganze Jahr ausschliesslich Strom für Power-to-Gas produzieren.

Gemäss den Energieperspektiven 2050 beträgt der Sommer-Stromüberschuss im Jahre 2050 bei der Variante POM 1.4 TWh und bei der Variante NEP 3.5 TWh (Cianelli, 2014). Dabei ist aber noch keine vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems eingerechnet. Alleine schon der Übergang von Benzin- und Diesel-Autos auf Elektromobile wird wesentlich mehr Strom als dieser prognostizierte Überschuss benötigen (Rohrer & Sperr, 2018).

Mit anderen Worten: Es ist unrealistisch, dass mit «überflüssigem» Strom aus Schweizer PV-Anlagen genügende Mengen synthetisches Gas hergestellt, gespeichert und wieder verstromt werden können, um das prognostizierte Produktionsdefizit von 7 TWh Strom im Jahre 2020 oder gar das höhere Defizit späterer Jahre decken zu können.

Wenn die bestehende Infrastruktur für Erdgas genutzt werden soll, dürfen maximal 2% Wasserstoff ins Netz eingespeist werden. Für die Einspeisung von grösseren Mengen muss deshalb ein weiterer Prozess-Schritt zur Herstellung von Methan aus Wasserstoff dazu gefügt werden.

4. CO₂-Quellen in der Schweiz für Power-to-Gas

Für die Herstellung von synthetischem Erdgas wird zusätzlich CO₂ benötigt, welches während der Methanisierung mit dem Wasserstoff reagiert. Als Quelle könnten zum Beispiel die sechs grössten Zementwerke der Schweiz dienen, welche jährlich 2.5 Millionen Tonnen CO₂ ausstossen (Baier et al., 2018). Würde das gesamte CO₂ umgewandelt, liesse sich damit 12.6 TWh Methan pro Jahr erzeugen. Die Menge an produziertem Methan würde rund einem Drittel des jährlichen Gasverbrauchs der Schweiz entsprechen. Die Autoren der Studie gehen davon aus, dass dafür der Strom aus PV-Anlagen mit einer Fläche von 100 km² notwendig wäre (23 GW installierte Leistung). Würde das gesamte Methan wieder zurück zu Strom umgewandelt (Wirkungsgrad: 60% für Brennstoffzelle), könnte so 7.56 TWh Strom im Winterhalbjahr produziert werden. Dabei ist allerdings der Energie-Aufwand für die Speicherung noch nicht berücksichtigt.

Als weitere Quellen für CO₂ kommen Kehrrichtverbrennungsanlagen, Abwasserreinigungsanlagen oder Biogasanlagen infrage. Letztendlich könnte auch CO₂ aus der Atmosphäre gefiltert werden, sodass PtG in der Schweiz nicht am Mangel an CO₂ scheitern würde. Es ist höchstens die Frage, ob bzw. wie weit das CO₂ transportiert werden müsste.

5. Speicherung von synthetischem Brenngas in der Schweiz

Damit das im Sommer produzierte synthetische Gas im Winter in Strom gewandelt werden kann, muss es irgendwo gespeichert werden können. Die Schweiz verfügt nur über eine geringe Kapazität an eigenen Gasspeichern. Die vorhandenen Röhren-Speicher und Kapazitäten im Gasnetz ermöglichen eine Speicherung von 64 GWh Methan. Bei unserem heutigen Gasverbrauch könnte die Gasversorgung der Schweiz damit für 0.7 Tage gedeckt werden. Zusätzlich ist die Schweiz an einem Gasspeicher in Etrez, Frankreich, beteiligt, wo sie 1'556 GWh an Gas speichern kann. Somit können insgesamt ca. 1.6 TWh Erdgas gespeichert werden. Um das Produktionsdefizit von 7 TWh Strom im Winter 2020 durch saisonal gespeichertes synthetisches Erdgas zu decken, wäre allerdings bei einem Wirkungsgrad der Verstromung von 60% die Speicherung von 11.5 TWh Methan notwendig.

Damit PtG einen entscheidenden Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz mit Strom im Winter leisten kann, müssten die Gasspeicher in der Schweiz massiv ausgebaut oder mit dem Ausland entsprechende Verträge abgeschlossen werden.

6. Kosten von Power-to-Gas in der Schweiz

Der Ausbau von PV-Anlagen auf Dächern in besiedelten Gebieten wird vermutlich zu einem temporären Überschuss von Strom im Sommer um die Mittagszeit und an Wochenenden bzw. Feiertagen führen. In der Regel wird argumentiert, dieser Überschuss-Strom aus Photovoltaik-Anlagen solle für Power-to-Gas genutzt werden (Decurtins, 2014; Palla, 2013). Als Folge davon könnten die PtG-Anlagen nur bei PV-Stromüberschuss Gas produzieren.

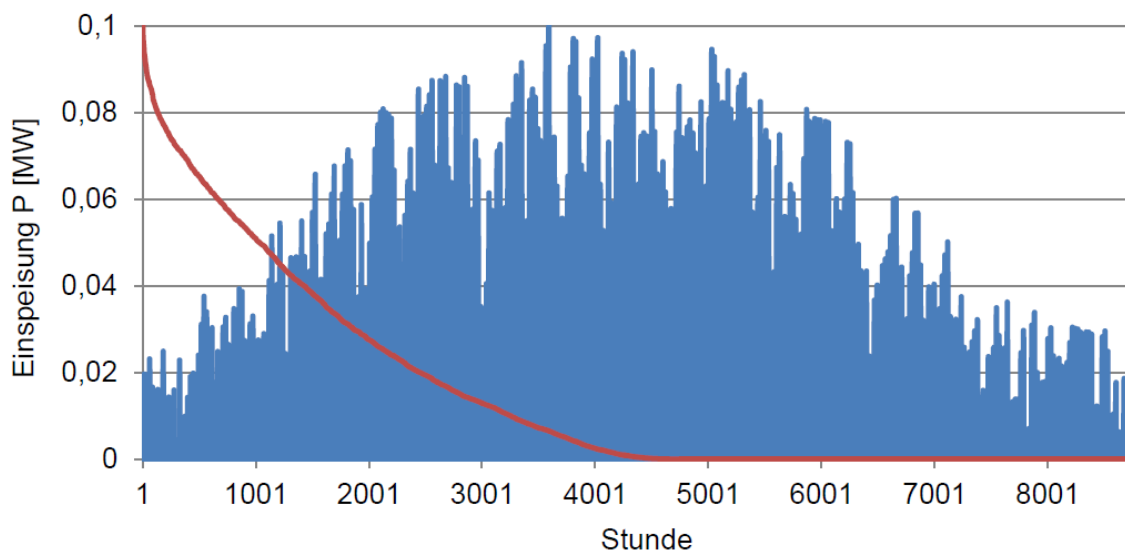
Dies limitiert die Betriebsstunden der PtG-Anlagen auf jene Stunden im Jahr, wo mehr PV-Strom produziert als benötigt wird. Wie später im Abschnitt 6.2 gezeigt wird, ist eine grosse Anzahl Betriebsstunden pro Jahr der entscheidende Faktor, um die Kosten in Grenzen zu halten. Nachfolgend werden deshalb die zu erwartenden Betriebsstunden abgeschätzt.

6.1. Betriebsstunden der PtG-Anlagen bei Verwendung von Überschuss-Strom

PV-Anlagen erreichen in der Schweiz im Durchschnitt 970 Volllaststunden pro Jahr (Hostettler, 2018). In den Sommermonaten hauptsächlich über Mittag und an Wochenenden kann die Stromproduktion die Nachfrage übersteigen. Dieser nicht unmittelbar verwendbare Strom wird Überschuss-Strom genannt. Er könnte in synthetisches Gas umgewandelt und entweder direkt verwendet oder gespeichert werden. Es ist jedoch noch unklar, an wie vielen Stunden pro Jahr ein Strom-Überschuss in der Schweiz vorhanden sein wird.

Dank der Speicherkraftwerke verfügt die Schweiz bereits heute über gute Möglichkeiten, die Stromproduktion dem effektiven Bedarf anzupassen und den Strom kurzzeitig zu speichern. Aus diesem Grund ist die zeitliche Auslastung von PtG-Anlagen, welche nur mit Überschuss-Strom betrieben werden, schwierig voraussehbar. Es wird zudem häufig davon ausgegangen, dass dieser Strom den PtG-Anlagen kostenlos zur Verfügung stehen würde.

In gewissen Regionen in Deutschland ist es heute schon üblich, dass PV-Anlagen bei 70 % ihrer Leistung abgeregelt werden, um das Netz nicht übermässig zu belasten. Dies könnte auch in der Schweiz zur Anwendung kommen (Rohrer & Dammeier, 2016). Nach der synthetischen Jahresdauerlinie von Nolde, Rohrer, & Zander (2014) für eine PV-Anlage (Abbildung 1) übertrifft diese nur während 360 Stunden im Jahr eine solche Leistung. Bei einer Abregelung bei 80% wären es sogar nur 130 Stunden. Betrachtet man dies als Angabe für die Jahrestunden mit überschüssigem Solarstrom, wäre die Anzahl Volllaststunden für einen Elektrolyseur (zumindest ohne Zwischenspeicherung) so gering, dass ein rentabler Betrieb unmöglich ist.



Synthetischer Einspeisegang (blau) und Jahresdauerlinie (rot) für PV-Anlagen ($P_n = 100 \text{ kW}$)

Abbildung 1: Synthetische Jahresdauerlinie einer PV-Anlage (Nolde et al., 2014)

Unter der Annahme, dass Überschuss-Strom aus PV-Anlagen während 26 Wochen an 4 Tagen pro Woche während je 6 Stunden entsteht, ergibt sich bei der direkten Umwandlung in synthetisches Gas eine Betriebsdauer der PtG-Anlage von 624 Stunden pro Jahr. Die Anzahl der Volllaststunden dürfte sich dann im Bereich von 200 bis 300 Stunden pro Jahr bewegen.

Um die Volllaststunden der PtG-Anlage zu erhöhen, müsste somit entweder Überschuss-Strom aus PV-Anlagen zwischengespeichert werden (z.B. in Batterien oder Pumpspeicherkraftwerken) oder Strom aus weiteren erneuerbaren Energieträgern genutzt werden. Strom aus ebenfalls unregelmässig anfallendem Windstrom würde sich anbieten, das Potential dafür ist in der Schweiz aber wesentlich kleiner als das Potential von PV-Anlagen.

Eicher (2016) geht davon aus, dass eine Power-to-Gas-Anlage in Schaffhausen eine Auslastung von 1'500 Volllaststunden mit der Nutzung von erneuerbarem Überschuss-Strom erreichen kann. Diese

Annahme beinhaltet nicht nur überschüssigen PV-Strom, sondern auch Überschuss-Strom aus Windkraftanlagen. Die Herleitung dieser Annahme für die Anzahl Volllaststunden ist nicht dokumentiert. Sie erscheint im Vergleich zu unseren eigenen Überlegungen (siehe oben) nicht nachvollziehbar hoch.

Eine interessante Option stellt die Kombination von Überschuss-Strom aus Photovoltaik-Anlagen mit Strom aus Speicherkraftwerken dar (Nordmann, 2018): Im Zeitraum Mai bis September produzieren die Speicherkraftwerke jeweils etwa 10 TWh Strom. In dieser Zeit besteht in der Regel ein Produktionsüberschuss, sodass diese Stromproduktion für die Versorgung der Schweiz nicht erforderlich wäre und dieser Strom heute mindestens teilweise exportiert wird. Wegen den kräftigen Zuflüssen in die Stauseen würden die Stauseen ohne Stromproduktion im Sommer überlaufen. Bei einer Kombination von nicht sofort nutzbarem PV-Strom mit dem Strom aus Speicherkraftwerken könnte eine Betriebsdauer von mehr als 3'000 Stunden pro Jahr für die PtG-Anlagen erzielt werden (Nordmann, 2018), sodass diese ökonomisch interessant werden könnten, siehe Kapitel 6.2.

6.2. Kosten für die Wasserstoff- und Methan-Produktion

Die Kosten für Power-to-Gas wurden in einer Literaturrecherche zusammengetragen. Die berücksichtigte Literatur wird in den folgenden Abschnitten vorgestellt, bevor sie jeweils in Abhängigkeit der Volllaststunden der Elektrolyse in einer Graphik miteinander verglichen werden. Da die Kosten für das Gas meist nicht unter der Annahme eines kostenlosen Strombezugs ermittelt wurden, werden die Kosten aus der Literatur später so umgerechnet, dass auch die Kosten von Power-to-Gas ohne Stromkosten verglichen werden können.

Dazu wurden folgende Annahmen getroffen: Wenn in der Literatur nicht anders definiert, wird jeweils mit einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 70% und der Methanisierung von 80% gerechnet. Für die Umrechnung der Kosten von Euro in Schweizer Franken wird jeweils ein Wechselkurs von 1.20 CHF pro Euro angenommen.

Die Herstellung von Wasserstoff ist grundsätzlich kostengünstiger als die Herstellung von Methan. Dies hängt vor allem mit dem höheren Wirkungsgrad zusammen, da mit der Methanisierung ein zusätzlicher Prozessschritt in der Herstellung notwendig ist. Es gibt allerdings unterschiedliche Skaleneffekte bei der Elektrolyse und der Methanisierung, wodurch sich die Kosten der Methanproduktion bei grösseren Anlagen an die Kosten der Wasserstoffproduktion annähern (Steinmüller et al., 2014). Dies liegt daran, dass die Kosten der Methanisierung pro Einheit produziertem Methan mit zunehmender Grösse der Anlage stark fallen, während die Kosten für die Elektrolyse mit zunehmender Anlagengrösse nur leicht abnehmen.

Abbildung 2 zeigt den Preis in Euro pro MWh synthetischem Erdgas nach Brunner & Thomas (2014). Bei 3'000 Volllaststunden liegen die Gestehungskosten von einer kWh synthetischem Gas demnach im besten Fall bei ca. 6 Cent, im schlechtesten Fall bei ca. 14 Cent, wenn der Strom kostenlos bezogen werden kann. Bei 1'200 Volllaststunden liegen die Kosten zwischen 15 bis 35 Cent/kWh und für tiefere Volllaststunden kann der Wert nicht mehr der Grafik entnommen werden. Wie aus Abbildung 2 ersichtlich wird, ist bei den heutigen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb der PtG-Anlage durch den Verkauf des synthetischen Erdgases als Biogas im besten Fall ab ca. 2'800 Volllaststunden möglich (Schnittpunkt mit hellgrüner Linie). Der Wert von Naturemade Star zertifiziertem Biogas in der Schweiz liegt mit 107.5 bis 127.5 Euro/MWh etwas höher (12.90 – 15.30 Rp./kWh; abhängig von bezogener Menge pro Jahr) (energie 360°, 2018).

Das Institut für Energietechnik der Hochschule Rapperswil (HSR) hat einen Kostenrechner zur Berechnung des Gaspreises pro kg und pro kWh Methan (Brennwert) erarbeitet. Darin können unter anderem die Kosten für Strom und CO₂, die spezifischen Investitionskosten der Produktionsanlage und die Volllaststunden der Produktionsanlage verändert werden (B. Meier, 2015). Dieser Rechner kann verwendet werden, um die Kosten des zu produzierenden Methans aus Überschuss-Solarstrom im Sommer (Elektrizitätspreis = 0 Rp./kWh) abzuschätzen. Dabei wurden jeweils die Werte für 500, 1'000, 1'200, 2'000, 3'000 und 4'000 Volllaststunden berechnet und in Abbildung 3 eingetragen.

Mit den Werten aus Meier (2015) für eine Anlage mit einer Leistung grösser als 5 MW und 1'200 Volllaststunden, aber kostenlosem Strombezug, ergeben sich Kosten von 34.9 Rp./kWh Methan. Wird die Leistung auf 1 MW reduziert, steigt der Preis auf 36.2 Rp/kWh. Bei 3'000 Betriebsstunden pro Jahr sinken diese Kosten auf 18 bzw. 19 Rp/kWh synthetisches Methan.

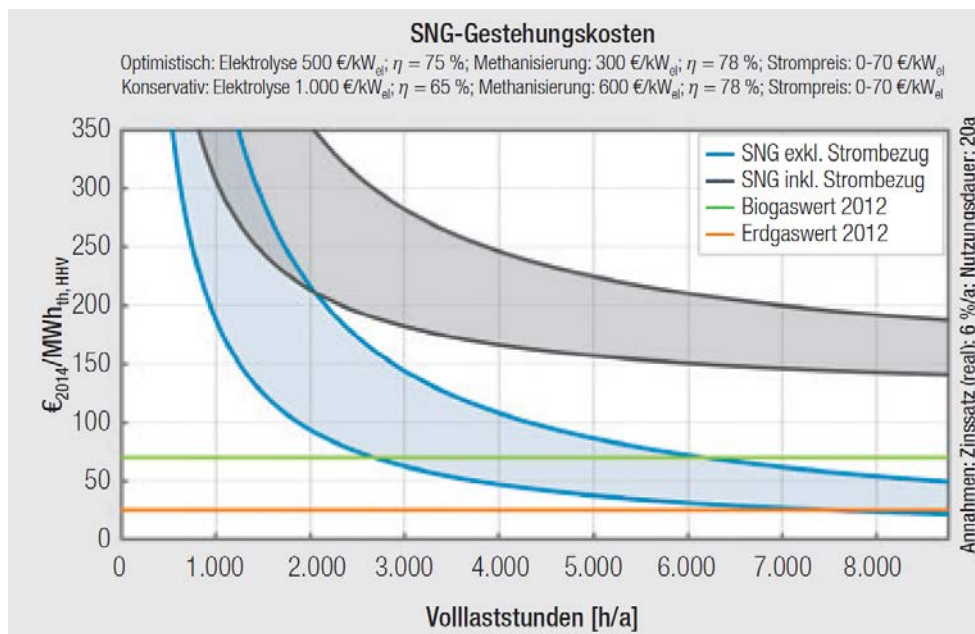


Abbildung 2: Gestehungskosten von synthetischem Erdgas (Brunner & Thomas, 2014)

Aus Eicher (2016) stammen Kosten für Wasserstoff und Methan für 1'500 und 5'500 Volllaststunden, Baier et al. (2018) publizierten Werte für die Kosten der Methanproduktion bei 1'200 Volllaststunden. Die restlichen Werte der Wasserstoff und Methan Gestehungskosten in Abbildung 3 stammen aus einer Windgasstudie für Österreich von Steinmüller et al. (2014).

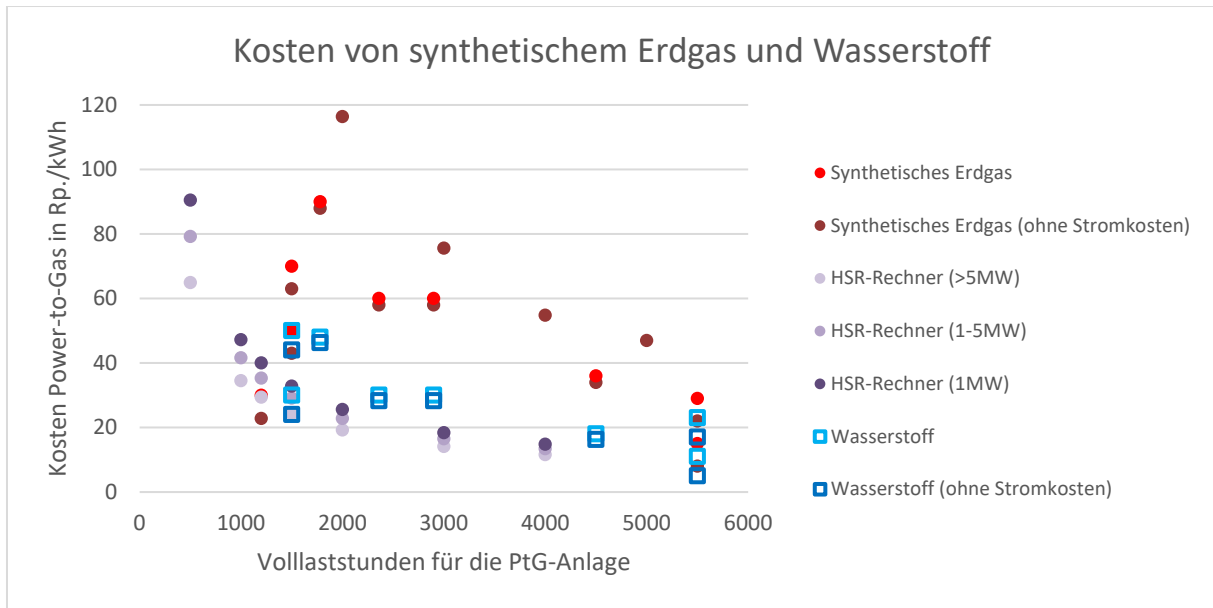


Abbildung 3: Zusammenfassung der Kosten für die Produktion von synthetischem Erdgas und Wasserstoff. Die roten Datenpunkte sind Literaturwerte, bei denen die Stromkosten in die Berechnung eingeflossen sind. Bei den dunkelroten Punkten handelt es sich um Literaturwerte, welche bereits von den Autoren ohne Stromkosten gerechnet wurden oder bei denen die Stromkosten nachträglich für die Vergleichbarkeit mit der Produktion aus Überschussstrom abgezogen wurden. Die Kosten zur Herstellung von Wasserstoff sind jeweils mit blauen Quadraten gekennzeichnet. Sowohl für Wasserstoff als auch für Methan handelt es sich oft um geschätzte Kosten für die Jahre 2020 und 2030.

Mit Überschuss-Strom aus Photovoltaik-Anlagen alleine könnten die PtG-Anlagen deshalb aufgrund der (zu) kurzen Betriebszeit nicht wirtschaftlich betrieben werden. Zum selben Schluss kommt auch eine deutsche Studie von Agora, welche sowohl Wind- als auch Solarenergie berücksichtigte (Perner, Löwenich, & Unteutsch, 2018). Eine französische Studie zeigt ebenfalls, dass mindestens 3'000 Volllaststunden pro Jahr für die Elektrolyse notwendig sind, damit vertretbare Gaskosten entstehen (AFHYPAC, 2017). Dies stärkt die Argumente für eine Kombination von Strom aus Speicherkraftwerken und Photovoltaik in der Schweiz.

Die Studie von Agora beziffert die Kosten der synthetischen Brennstoffe auf 24 bis 42 Rp/kWh und erwähnt, dass diese bei einem Ausbau der Elektrolyse auf weltweit mehr als 100 GW Leistung bis 2050 auf 12 Rp/kWh sinken könnten (U. Meier & Deutsch, 2018).

Aus erneuerbarem Strom erzeugte synthetische Brenngase könnten demzufolge in Zukunft gegenüber Biogas durchaus ökonomisch konkurrenzfähig werden. Dazu sind aber möglichst lange Betriebszeiten der Elektrolyse (mindestens 3'000 Volllaststunden pro Jahr), die technische Weiterentwicklung der Verfahren und eine weitere Kostenreduktion der Verfahren notwendig.

6.3. Kosten für die Stromerzeugung aus synthetischen Brenngasen mit Wärme-Kraft-Kopplung und Brennstoffzellen:

Die Kosten pro kWh produziertem Strom aus einem mit Erdgas betriebenen Blockheizkraftwerk (BHKW) liegen zwischen 11 und 15 Rp./kWh (Renz, 2013). Zieht man die Kosten für das Erdgas ab (Annahme elektrischer Wirkungsgrad: 45%), entspricht dies Kosten von rund 10 Rp./kWh. Dies deckt sich mit den Stromproduktionskosten von WKK-Anlagen in Sterner et al. (2015) von 8.65 Cent/kWh (10.4 Rp./kWh). Die Umwandlung von synthetisch hergestelltem Erdgas in Strom würde heute demnach ca. 10 Rp./kWh kosten. Diese Kosten müssen zu den bereits vorher beschriebenen Kosten für die Elektrolyse und Methanisierung dazugerechnet werden.

Die Rückwandlung in Strom könnte auch mittels Brennstoffzellen oder Gas/Dampf-Kraftwerken geschehen, welche einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 60% erreichen. Die Kosten einer PEM-Brennstoffzelle mit 5 bis 10 kW elektrischer Leistung liegen bei 5000 Euro pro kW (Steinmüller et al., 2014). Bis im Jahr 2030 rechnen Steinmüller et al. (2014) mit einer Halbierung der Kosten auf 2500 Euro pro kW und einer Lebensdauer von 15 Jahren. Die Kosten werden anhand ihres Wirkungsgrades auf die Wärme- und Stromproduktion aufgeteilt, d.h. 60% der Kosten werden der Stromproduktion angerechnet. Die Stromproduktionskosten aus Gas werden somit von heute rund 10 Rp./kWh produziertem Strom auf ca. 4.8 Rp./kWh im Jahr 2030 reduziert.

Die in Abbildung 3 gezeigten Kosten zur Bereitstellung von synthetischem Erdgas via Brennstoffzelle wurden in Abbildung 4 mit den Kosten für die Rückverstromung ergänzt. Daraus wird ersichtlich, dass die Kosten zur Produktion von Strom **aus synthetischem Wasserstoff** für 4'500 bis 5'500 Volllaststunden des PtG-Prozesses im Bereich von 13 bis 33 Rp./kWh liegen (blaue Rechtecke). Bei 3000 Volllaststunden für den PtG-Prozess liegen die Kosten bei rund 50 Rp./kWh.

Die Kosten für die Stromproduktion **aus synthetischem Erdgas** sind je nach Quelle stark unterschiedlich. Der Kostenrechner der HSR und die Studie von Baier et al. (2018) liegen mit Kosten zwischen 28 bis 35 bzw. 71 Rp. pro kWh deutlich unter den anderen Literaturwerten.

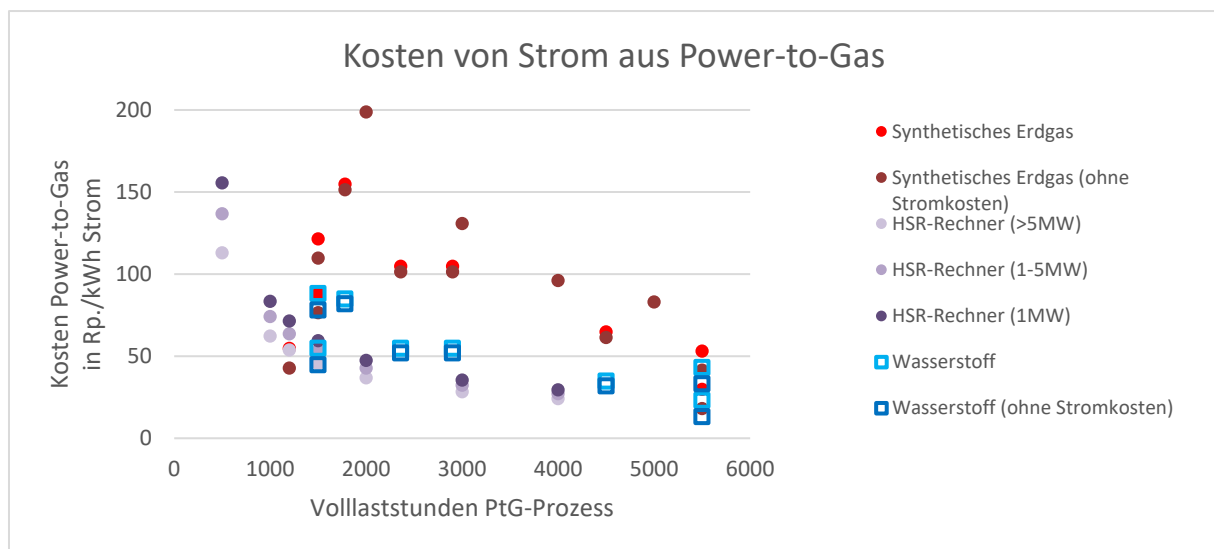


Abbildung 4: Kosten von Strom aus Power-to-Gas unter der Annahme von kostenlosem Strombezug, ohne Netzkosten und ohne Kosten für die Speicherung.

Bei einem Einsatz von Brennstoffzellen zur Beheizung von Gebäuden könnte dezentral gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt werden. Für die Amortisation dieser Brennstoffzellen-Heizungen muss mit 5 bis 10 Rp/kWh Strom gerechnet werden. Der eigentliche Kostenfaktor stellt aber das synthetische Brenngas dar, welches je nach Studie im Bereich von 18 Rp/kWh bis 50 Rp/kWh kostet (ohne Kosten für den ursprünglichen Strom, ohne Netzkosten und ohne Kosten für die saisonale Speicherung der synthetischen Brenngase).

6.4. Kosten für die saisonale Speicherung der synthetischen Gase

In der Schweiz sind bisher nur äusserst geringe Speicherkapazitäten für Erdgas vorhanden. Für die saisonale Speicherung müssten deshalb neue, grosse Speicher gebaut werden. Denkbar wäre aber auch die Speicherung im Ausland, da dort die geologischen Bedingungen für Gasspeicher günstiger sind als in der Schweiz. Für Deutschland wird mit Speicherkosten zwischen 10 bis 20 Cent pro kWh für die saisonale Speicherung von synthetischem Erdgas und Kosten von 30 bis 60 Cent pro kWh für die Speicherung von Wasserstoff in kostengünstigen Kavernenspeichern gerechnet (siehe Tabelle 1) (Sternier et al., 2015). Diese Zahlen stammen aus einer Studie im Auftrag von Greenpeace zur Integration von Windgas in das deutsche Energiesystem.

Die Schweiz selbst hat keine geeigneten Standorte für Kavernenspeicher, müsste sie selbst einen Speicher errichten, dürften die Kosten höher ausfallen. Könnte die Schweiz ihr Gas unter Vollkostendeckung in einem ausländischen Kavernenspeicher speichern, würde dies heute dementsprechend zwischen 12 bis 24 Rp. pro kWh Methan kosten. Die Speicherung von Wasserstoff ist wegen der tieferen Energiedichte und der physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff teurer als für synthetisches Erdgas. Aus Tabelle 1 wird zudem ersichtlich, dass die Autoren der Studie von einer Halbierung der Speicherkosten bis im Jahr 2033 für Methan ausgehen, für Wasserstoff reduzieren sie sich um ein Drittel.

Zählt man auch die Speicherkosten (jeweils das Minimum im Jahr 2023) zu den Kosten für die Herstellung von Wasserstoff mit kostenlosem Strombezug und dessen Rückverstromung dazu, liegen die Kosten bei einer Auslastung des PtG-Prozesses von 5'500 Volllaststunden zwischen 73 bis 93 Rp./kWh Winterstrom (Abbildung 5). Bei einer tieferen Auslastung steigen die Kosten auf 105 bis 142 Rp./kWh.

Tabelle 1: Kostenannahmen für die Gasspeicherung aus einer Windgas-Studie (Sternier et al., 2015). Die letzte Spalte beschreibt ein Szenario, in dem 90% des gesamten Strombedarfs in Deutschland durch erneuerbare Energien gedeckt werden.

		heute		2023		2033		90%	
		min	max	min	max	min	max	min	max
Wasserstoff (AEL, PEM, HTEL)	€/kW	1000	3000	800	1000	400	700	250	450
Methan (El. + Meth.)	€/kW	2000	4000	1000	1300	700	900	450	700
Bandbreite Invest	€/kW	1000	4000	800	1300	400	900	250	700
Kaverne - Wasserstoff	€/kWh	0,3	0,6	0,3	0,5	0,2	0,4	0,1	0,3
Kaverne / Porenspeicher - Methan	€/kWh	0,1	0,2	0,1	0,2	0,05	0,1	0,05	0,1
Bandbreite	€/kWh	0,1	0,6	0,1	0,5	0,05	0,4	0,05	0,3
Zinssatz für Annuität	%	6%	10%	6%	10%	6%	10%	6%	10%
jährliche Fixkosten/Invest	%	2%		2%		2%		2%	
Nutzungsdauer (Ladetechnologie)	Jahre	15		20		25		25	

Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz

Wird anstatt Wasserstoff synthetisches Erdgas produziert und gespeichert, liegen die Kosten für den Winterstrom zwischen 38 und 219 Rp./kWh. Der Einfluss der teureren Wasserstoff-Speicherung ist klar erkennbar. Ob letztendlich die Winterstromproduktion über Wasserstoff oder synthetisches Erdgas kostengünstiger wäre, ist aufgrund der Literatur heute noch unklar.

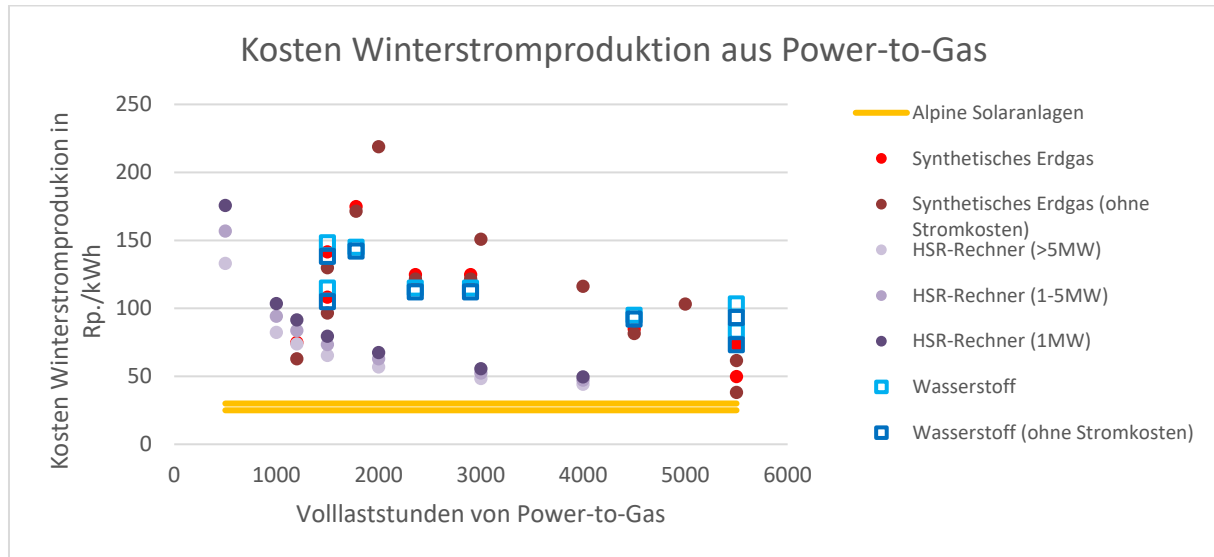


Abbildung 5: Kosten der Winterstromproduktion in der Schweiz. Kosten von Power-to-Gas sowie Speicherung des Wasserstoffs oder Methans und Rückverstromung mittels Brennstoffzelle unter der Annahme von kostenlosem Strombezug für die Elektrolyse. Als Vergleich wurden die Kosten für Winterstrom aus alpinen PV-Anlagen in der Grössenordnung von 25 bis 30 Rp./kWh eingetragen.

Zu ähnlichen Kosten kommt die Windstudie von Sterner et al. (2015) für die Elektrolyse, Methanisierung, Speicherung im Kavernenspeicher und anschliessender Rückverstromung in einer WKK-Anlage von Windstrom in Deutschland. Für die Speicherung des kostenlos zur Verfügung stehenden Windstroms als Methan über Wochen oder mehrere Monate werden Kosten zwischen 16 bis 30 Cent/kWh berechnet (Abbildung 6). Umgerechnet entspricht dies rund 19 bis 36 Rp./kWh, bei insgesamt 4'000 bis 6'000 Volllaststunden des PtG-Systems zur Umwandlung des Stroms in Gas.

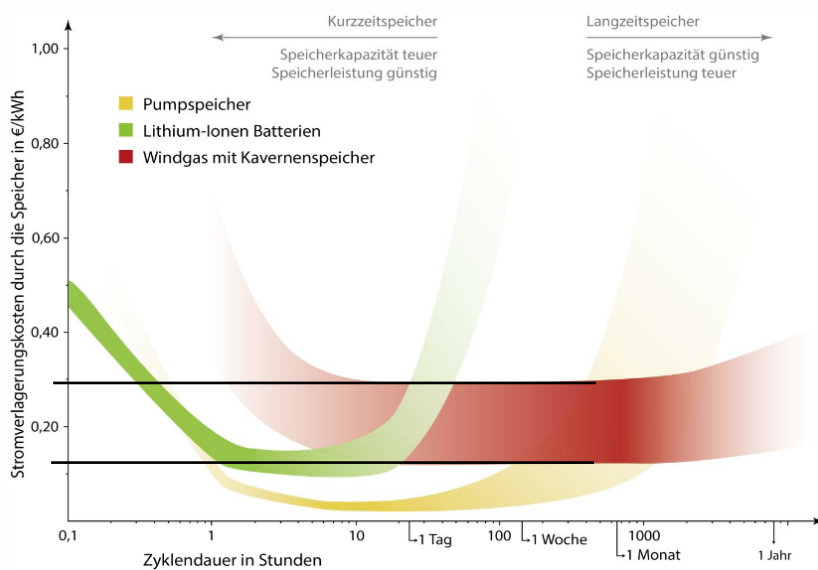


Abbildung 6: Kosten für die Stromspeicherung, inkl. Elektrolyse (exkl. Stromkosten) und Methanisierung, in einem Kavernenspeicher (Sterner et al., 2015)

Die Spannweite der Kosten für die Herstellung von Wasserstoff und Methan, die Speicherung und die anschliessende Rückverstromung ist in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Zusammenfassung der Minimal- und Maximalwerte für die Kosten der Winterstromproduktion aus Wasserstoff und Methan mit Power-to-Gas in Rp. pro kWh produziertem Winterstrom

		Minimum	Maximum
Strombezugskosten		0	0
Netznutzung (Strom, Gas)		0	0
Herstellung Wasserstoff		8	77
Kosten für CO ₂		0	0
Herstellung Methan		13	193
Speicherung Wasserstoff		60	100
Speicherung Methan		20	40
Rückverstromung Brennstoffzelle		4.8	10
Summe Methan	Rp./kWh_{el}	37.8	243
Summe Wasserstoff	Rp./kWh_{el}	72.8	187

Die Winterstrom-Produktion mit Power-to-Gas, Speicherung und Rückverstromung verursacht Kosten von 38 bis 240 Rp/kWh Winterstrom. Darin sind noch keine Kosten für den ursprünglichen Strom, die Netznutzung und für das CO₂ enthalten. Die grosse Bandbreite stammt einerseits von Annahmen zur Anzahl Betriebsstunden für die Anlagen und andererseits wie sich Anlagenkosten und Wirkungsgrade in Zukunft entwickeln werden.

Die Kosten im Bereich von 38 bis 45 Rp./kWh stammen aus Annahmen mit mehr als 3'000 Volllaststunden pro Jahr, was nur entweder mit einer Kombination mit Wasserstrom oder mit einer Zwischenspeicherung des PV-Stroms (Batterien, Pumpspeicherkraftwerke) machbar wäre. Letzteres verursacht aber zusätzliche Verluste und Kosten. Aus heutiger Sicht dürften die Kosten für Winterstrom durch Rückverstromung von synthetisch aus PV-Strom produziertem Erdgas in der Schweiz eher im Bereich von mindestens 60 Rp/kWh zu liegen kommen. Dazu müssten noch Kosten für die ursprüngliche Stromproduktion, für CO₂ und allfällige Netzkosten gerechnet werden.

Die Gesteungskosten von Winterstrom aus saisonal gespeichertem Wasserstoff oder Methan von Power-to-Gas-Anlagen liegen auch bei den tiefsten gefundenen Literaturwerten frühestens ab 5'500 Volllaststunden für PtG in einem ähnlichen Bereich wie die Gesteungskosten von Strom aus alpinen PV-Anlagen. Aus ökonomischer Sicht sollte deshalb die direkte Stromerzeugung im Winter bevorzugt werden.

Neben Power-to-Gas bieten Windenergie und Photovoltaik in den Alpen ein grosses Potential für die Stromerzeugung im Winter. Im Hinblick auf die verhältnismässig geringen Mengen an Überschussstrom aus PV-Anlagen der Schweiz und die hohen Kosten für die Erzeugung und Speicherung von synthetischem Gas aus PV-Strom erscheint es sinnvoll, Energiesparmassnahmen sowie den Ausbau der Windenergie und den Bau von PV-Anlagen in den Alpen vermehrt ins Auge zu fassen.

7. Fazit

PtG-Anlagen können nicht alleine durch Überschuss-Strom aus Photovoltaik-Anlagen und/oder Windenergie-Anlagen wirtschaftlich betrieben werden. Der Hauptgrund liegt in der zu niedrigen Betriebszeit pro Jahr.

Durch eine Kombination von PV-Strom mit Strom aus Speicherkraftwerken, welche im Sommer produzieren *müssen*, damit die Stauseen nicht überlaufen, liesse sich vermutlich eine genügend hohe Betriebszeit für einen wirtschaftlichen Betrieb der PtG-Anlagen erreichen.

Mittel- und langfristig könnten die aus kostenlosem Strom erzeugten synthetischen Brenngase durchaus konkurrenzfähig zu Biogas werden. Dazu ist neben Skaleneffekten vor allem eine sehr hohe zeitliche Auslastung der PtG-Anlagen notwendig.

Die synthetischen Gase sollten mit erster Priorität in der Chemie als Rohstoff oder in der Industrie für Anwendungen eingesetzt werden, wo die fossilen Gase nicht oder nur sehr schlecht ersetzt werden können. In zweiter Priorität sollten sie für die Mobilität (z.B. im Luftverkehr) und erst in dritter Priorität für die Rückverstromung eingesetzt werden (siehe auch Mathiesen & Lund, 2009; Sternberg & Bardow, 2015, 2016).

Eine Rückverstromung von synthetischem Brenngas macht wenig Sinn. Auf Grund der langen Prozesskette ergibt sich ein niedriger Wirkungsgrad, welcher zusammen mit den Speicherkosten zu sehr hohen Preisen für den auf diese Art erzeugten Winterstrom führen würde. Die Gesteungskosten von Winterstrom aus saisonal gespeichertem Wasserstoff oder Methan von Schweizer PtG-Anlagen sind auch bei den optimistischsten Literaturwerten für die Zukunft wesentlich höher als die *heutigen* Gesteungskosten von Strom aus alpinen PV-Anlagen. Es erscheint deshalb sinnvoll, die Option von PV-Anlagen in den Alpen mit grossem Winterstromanteil aktiv weiter zu verfolgen.

Insgesamt erscheint es unwahrscheinlich, dass PtG in der Schweiz einen wesentlichen Beitrag zur Erzeugung von Winterstrom leisten wird. Falls die synthetischen Brenngase zu niedrigen Kosten im Winter aus dem Ausland importiert werden könnten, würde sich dieses Bild ändern. Im Moment deutet aber wenig darauf hin.

Falls PtG in der Schweiz verbreitet zum Zuge kommen soll, müsste die Stromproduktion wesentlich stärker als geplant ausgebaut werden. Photovoltaik müsste dann vermutlich auch auf Freiflächen in der Schweiz installiert und der Strom ausschliesslich für PtG genutzt werden können.

8. Literaturverzeichnis:

- AFHYPAAC. (2017). PRODUCTION D'HYDROGENE PAR ELECTROLYSE DE L'EAU. Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustible (AFHYPAAC).
- Baier, J., Schneider, G., & Heel, A. (2018). A Cost Estimation for CO₂ Reduction and Reuse by Methanation from Cement Industry Sources in Switzerland. *Frontiers in Energy Research*, 6.
- BFE. (2018). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017*. Bern: BFE.
- Brunner, C., & Thomas, A. (2014). Arbeitspaket 6: Gasnetzanalysen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. *Energie Wasser-Praxis*, 11, 56–59.
- Cianelli, C. (2014, November 12). Potential für überschüssige erneuerbare Energie in der Schweiz. HSR Hochschule für Technik, Rapperswil. Retrieved from https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/08_Ueberschuss-Energie-2050.pdf
- Decurtins, D. (2014). *Bedeutung von Power to Gas für die Schweiz, Verbände und Organisationen*. Rapperswil.
- Dietrich, P., & H2 Energy AG. (2017). Power-to-Gas für eine nachhaltigere Mobilität. *Aqua & Gas*, 7, 22–25.
- Eicher, H. (2016). *Power-to-Gas und weitere Möglichkeiten zur Speicherung von Energie im Kanton Schaffhausen*. Bern: eicher+pauli; Baudepartement Kanton Schaffhausen.
- Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom. (2018, May). Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2018. energie 360°. (2018). Erdgas/Biogas Wärme. Retrieved 12 July 2018, from <https://www.energie360.ch/index.php?id=67>
- Hostettler. (2018). *Markterhebung Sonnenenergie 2017*. Bern: BFE; Swissolar.
- Mathiesen, B. V., & Lund, H. (2009). Comparative analyses of seven technologies to facilitate the integration of fluctuating renewable energy sources. *IET Renewable Power Generation*, 3(2), 190. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg:20080049>
- Meier, B. (2015). IET: Kostenrechner Mobilität mit erneuerbarem Erdgas. Retrieved 31 May 2018, from <https://www.iet.hsr.ch/index.php?id=15872>
- Meier, U., & Deutsch, M. (2018, February 13). Die zukünftigen Kosten strombasierter Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics.
- NFP. (n.d.). Methan für Transport und Mobilität - NFP [70]. Retrieved 10 July 2018, from <http://www.nfp70.ch/de/projekte/verkehr-und-mobilitaet/methan-fuer-transport-und-mobilitaet>
- Nolde, A., Rohrer, D., & Zander, W. (2014). *Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid*. Aachen & Zofingen.
- Nordmann, R. (2018). persönliche Kommunikation im Juli/August 2018.
- Nowak, S., & Gutschner, M. (2011). *Hintergrundmaterial Photovoltaik und Windkraft zum a+ Bericht 'Lösungsansätze im Konfliktfeld erneuerbare Energien und Raumnutzung'*.
- Oberholzer, S. (2016). *Power-to-Gas: Einschätzung und Aktivitäten*. Presented at the Expertengespräche Power-to-Gas 13. April 2016, Spreitenbach.
- Palla, H. (2013, October 30). erdgas.ch: Kommentar zur Stromlücke im Winter. Retrieved 9 July 2018, from <https://www.ee-news.ch/de/article/27467/erdgas-ch-kommentar-zur-stromluecke-im-winter>
- Perner, J., Lövenich, A., & Unteutsch, M. (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. *Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics*.
- Prognos. (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050*. Basel: BFE.
- Prognos. (2013). *Energieperspektiven 2050: Sensitivitätsanalysen Photovoltaik*. Basel: SFOE.
- Renz, S. (2013). *WKK als Baustein zur Energiewende?* Presented at the Fachtagung Energiestrategien Gemüsebaubetrieb, Verband Effiziente Energie Erzeugung V3E, Basel.

Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz

- Rohrer, J., & Dammeier, F. (2016). Hoher Stromertrag von Schweizer PV-Anlagen auch mit Leistungsbegrenzung. *Schriftenreihe Erneuerbare Energien, Bodenökologie Und Ökotechnologie*, 8.
- Rohrer, J., & Sperr, N. (2018). Die Folgen der Dekarbonisierung des Energiesystems auf die Schweizer Stromversorgung. *Schriftenreihe Erneuerbare Energien, Bodenökologie und Ökotechnologie*, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften.
- Steinmüller, H. (2014). *Power to Gas - eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und -analyse*. Linz, Wien: Johannes Kepler Universität Linz; TU Wien; Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend.
- Sternberg, A., & Bardow, A. (2015). Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems. *Energy & Environmental Science*, 8(2), 389–400. <https://doi.org/10.1039/C4EE03051F>
- Sternberg, A., & Bardow, A. (2016). Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Syngas vs Methane. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 4(8), 4156–4165. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.6b00644>
- Sterner, M., Thema, M., Eckert, F., Lenck, T., & Götz, P. (2015). *Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland*. Regensburg, Hamburg, Berlin: Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool, im Auftrag von Greenpeace Energy.
- Swissbau. (n.d.). Power to Gas – Pilotanlage im Ostdeutschen Falkenhagen. Retrieved 10 July 2018, from <https://www.swissbau.ch/de-CH/aktuell/downloads/dialogreihe-nachgefragt/power-to-gas.aspx>