

**Zeitschrift:** bulletin.ch / Electrosuisse  
**Herausgeber:** Electrosuisse  
**Band:** 108 (2017)  
**Heft:** 9

**Artikel:** Eines von vielen Puzzle-Teilen = L'une des pièces du puzzle  
**Autor:** Riechmann, Christoph / Bothe, David  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-791340>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 28.04.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# dossier.

## Eines von vielen Puzzle-Teilen

**Power-to-Gas** | Der Umbau des Energiesystems geht weit über den Stromsektor hinaus (Stichwort Sektorkopplung). Die Power-to-Gas-Technologie könnte auf dem Energiemarkt der Zukunft eine wichtige Rolle einnehmen.

## L'une des pièces du puzzle

**Power-to-gas** | La transformation du système énergétique va bien au-delà du secteur de l'électricité (mot clé: couplage des secteurs). La technologie power-to-gas pourrait jouer un rôle important dans le marché énergétique du futur.

**Puzzle-Teil Fernwärme**

Fernwärme (im Bild die Anlage Torfeld der IBA) hat im hiesigen Energiemarkt noch viel Potenzial.

**Pièce du puzzle « chauffage à distance »**

Le chauffage à distance (photo: l'installation Torfeld d'IBA) a encore un grand potentiel sur le marché local de l'énergie

TEXT CHRISTOPH RIECHMANN, DAVID BOTHE

**D**ie Europäische Union und viele europäische Staaten – so auch die Schweiz – haben sich ambitionierte Ziele zur Dekarbonisierung der gesamten Wirtschaft gesteckt. In der EU sollen die Emissionen klimarelevanter Treibhausgase, insbesondere CO<sub>2</sub>, bis 2050 um 80–95% (im Vergleich zu 1990) fallen. Diese Energiewende hat sich bislang vornehmlich im Stromsektor abgespielt: Konventionelle thermische Stromerzeugung aus Kohle und Erdgas wird allmählich durch regenerative Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik verdrängt.

### Zunehmende Elektrifizierung des Transport- und Wärmesektors ist notwendig

Aber der Energieverbrauch und der CO<sub>2</sub>-Ausstoss sind nicht auf den Stromsektor beschränkt. In den meisten europäischen Volkswirtschaften verteilen sich Treibhausgasemissionen ganz grob zu je einem Drittel auf Strom-, Wärme- und Verkehrsanwendungen. Wie aber kann die Energiewende in den Wärmebereich und in den Verkehrssektor getragen werden? Auch hier werden am Anfang der Prozesskette erneuerbare Energien stehen müssen. Wie genau das Energieaufkommen für den Verkehrs- oder Wärmesektor dann strukturiert sein wird, ist heute noch nicht absehbar. Ein einfaches Szenario hilft, die Herausforderungen zu verstehen: Verschiedene Planungen gehen davon aus, dass der Energiebedarf im Verkehrs- und Wärmesektor über (erneuerbar erzeugten) Strom gedeckt wird. Daraus resultieren mindestens zwei zentrale Herausforderungen:

**Der Strombedarf wird sich vervielfachen.** Selbst wenn man zunehmende Effizienz in der Energieanwendung unterstellt, könnte sich der Strombedarf bis 2050 leicht verdoppeln.

**Der Strombedarf bekommt eine stärkere saisonale Zyklizität.** Der Wärmebedarf ist in Nord- und Zentraleuropa hauptsächlich saisonal getrieben mit einem enormen «Hub» während der Heizperioden im Winter. Strom aus Wind und Photovoltaik folgt einem anderen, naturgegebenen Dargebotsprofil. Ein Grossteil der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen fällt in die Sommerperiode, wenn der Wärmebedarf besonders gering ist.

Dies wiederum – in Kombination mit dem Wechsel zu mehr Elektromobilität und Wärmepumpen – bedeutet erhebliche Herausforderungen für die Energieinfrastruktur:

- Der zusätzlich benötigte Strom muss über zusätzliche Stromtransportkapazitäten transportiert werden. Wie soll das aber funktionieren beim zuletzt zu beobachtenden öffentlichen Widerstand gegen neue Stromleitungen?
- Der Strombedarf für den Winter muss saisonal gespeichert werden. Aber wo sind die dafür notwendigen Speicherkapazitäten?

### Die Energiewende geht nicht ohne Power-to-Gas

Die Bedienung der Winterlast für Heizzwecke stellt eine besondere Herausforderung dar. Die erneuerbaren Energien, die zukünftig den Grossteil der Stromerzeugung ausmachen sollen, sind stark wetter- beziehungsweise klima-

**L**'Union européenne (UE) et de nombreux États européens – dont la Suisse – se sont fixé des objectifs ambitieux afin de décarboner l'ensemble de l'économie. Dans l'UE, les émissions de gaz à effet de serre influant sur le climat, en particulier le CO<sub>2</sub>, doivent baisser de 80 à 95% (comparé à 1990) d'ici à 2050. Jusqu'à présent, ce tournant énergétique s'est produit avant tout dans le secteur de l'électricité: la production de courant thermique conventionnelle issue du charbon et du gaz naturel est peu à peu supplantée par la production renouvelable de courant issu de l'énergie éolienne et solaire (photovoltaïque).

### Une électrification croissante des secteurs des transports et de la chaleur

Toutefois, la consommation d'énergie et les émissions de CO<sub>2</sub> ne se limitent pas au secteur électrique. Dans la plupart des économies nationales européennes, les émissions de gaz à effet de serre se répartissent entre les applications électriques, les applications thermiques et celles pour le transport, à hauteur d'un tiers pour chaque de façon approximative. Cependant, comment le tournant énergétique peut-il être engagé dans le domaine de la chaleur et dans le secteur des transports? Là aussi, les énergies renouvelables vont devoir figurer au début de la chaîne des processus. Aujourd'hui, il n'est pas encore possible de prévoir comment la quantité d'énergie sera structurée exactement pour le secteur des transports et pour celui de la chaleur. Un scénario simple aide à comprendre les défis: différentes planifications partent du principe que le besoin en énergie dans les secteurs de la chaleur et des transports sera couvert par l'électricité (produite de manière renouvelable). Cela soulève deux défis majeurs: **Le besoin en électricité va se démultiplier.** Même si l'on présume une efficacité croissante, le besoin en électricité pourrait doubler d'ici à 2050.

**Le besoin en électricité sera soumis à un cycle saisonnier plus fort.** En Europe du Nord et en Europe centrale, le besoin en chaleur est dicté principalement par les saisons, avec un énorme pic pendant les périodes de chauffage en hiver. L'électricité issue de l'énergie éolienne et solaire suit un profil différent qui est fonction de ce qu'offre la nature. Une grande partie de l'électricité issue des installations photovoltaïques est produite pendant la période estivale, lorsque le besoin en chaleur est particulièrement faible.

Cela implique également des défis considérables pour l'infrastructure énergétique – en combinaison avec l'augmentation de l'électromobilité et du nombre de pompes à chaleur:

- Le courant électrique nécessaire en sus doit être transporté via des capacités supplémentaires de transport d'électricité. Mais comment cela fonctionnera-t-il, au vu de la résistance du public face à de nouvelles lignes électriques, observée ces derniers temps?
- Le besoin en électricité pour l'hiver doit être stocké de manière saisonnière. Mais où se trouvent les capacités de stockage nécessaires à cet effet?

abhängig und folgen zumindest nicht der erforderlichen saisonalen Zyklizität. Die saisonale Speicherung der elektrischen Energie in neu dafür zu errichtenden Wasserspeichern oder Batterien hätte einen enormen Flächen- respektive Volumen-Verbrauch und wäre mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden.

Am Beispiel Deutschlands lässt sich mit folgender einfachen Berechnung verdeutlichen, welcher Speicherbedarf sich aus einer nahezu vollständigen Elektrifizierung des Wärmesektors ergäbe: In Deutschland entstünde in Anbetracht des saisonalen Wärmebedarfs und des naturgegebenen Dargebots an erneuerbaren Energien ein Speicherbedarf von bis zu 30 TWh. Dies entspricht mehr als dem Dreifachen der maximal verfügbaren Speicherkapazität aller Wasserspeicher der Schweiz. [1] Wollte man diesen Bedarf zum Beispiel aus in Containern installierten Lithium-Ionen-Batterien decken, bräuhete man 15 Mio. Container und eine Fläche entsprechend der des Bundeslandes Berlin (0,4 % der Gesamtfläche Deutschlands).

Hier ergibt sich ein erstes Anwendungsfeld für Power-to-Gas: Erneuerbar erzeugter Strom, der nicht sofort verbraucht wird, könnte zur Produktion von synthetischem Wasserstoff oder synthetischem Methan verwendet werden (Umwandlung von Strom in Gas). Dieses Gas könnte dann in schon bestehende Gasspeicher eingespeichert und nach saisonalem Bedarf entnommen und verbraucht werden. Dabei wird nicht an eine Rückverstromung gedacht, sondern das Gas könnte – wie bisher schon – direkt beim Kunden zu Heizzwecken genutzt werden.

Damit zeichnet sich auch schon das zweite Anwendungsfeld von Power-to-Gas ab: Auch beim Energietransport kann man sich die hohe Energiedichte von Gas zunutze machen und die ursprünglich erneuerbar gewonnene Energie auch in Form von Gas transportieren. Wie effektiv das sein kann, zeigt ein einfaches Beispiel: Jede einzelne der drei Gleichstromtrassen, über die in Deutschland heftig diskutiert wird, hat eine Leistung von etwa 3 GW. Zum Vergleich hat die in Deutschland zuletzt errichtete Opal-Pipeline eine Kapazität von 42 GW. Gaspipelines haben zudem den Vorteil, dass es sie bereits gibt. Anders als neue Stromtrassen müssten sie nicht neu errichtet werden.

### Power-to-Gas wird Teil des Energiemixes

Um Missverständnissen vorzubeugen: Power-to-Gas wird nicht die Elektrifizierung von Energieanwendungen verdrängen. Power-to-Gas kann aber einen sinnvollen Beitrag zum Energiemix darstellen. Ein Vorteil ist, dass man – was Transport und Speicherung betrifft – auf eine bereits bestehende Infrastruktur zurückgreifen kann, die ansonsten obsolet würde, wenn man auf die völlige Elektrifizierung aller Anwendungen setzen würde. Eine Stärke des Ansatzes liegt insbesondere in der Schliessung der saisonalen Lücke zwischen Nachfrage im Wärmebereich und Stromangebot aus erneuerbaren Energien. Power-to-Gas würde also keine Abwendung von der Elektrifizierung des Energiesektors bedeuten. Ein Teil der Elektrifizierung erfolgt mit Power-to-Gas vielmehr indirekt auf der Grosshandelsebene und nicht auf der Endverbraucherebene.

### Ce tournant énergétique n'est pas possible sans le power-to-gas

Satisfaire les besoins en chauffage grâce à la charge hivernale représente un défi particulièrement grand. Les énergies renouvelables, qui devraient constituer à l'avenir la majeure partie de la production d'électricité, dépendent fortement de la météo et du climat, et ne suivent en tout cas pas le cycle saisonnier nécessaire. Le stockage saisonnier de l'énergie électrique dans des réservoirs d'eau ou des batteries devant encore être construits requerrait une très importante utilisation de superficie (et de volume) et engendrerait des coûts supplémentaires considérables.

L'exemple de l'Allemagne permet de démontrer, grâce au simple calcul suivant, le besoin de stockage qui serait engendré par une électrification presque totale du secteur de la chaleur: en Allemagne, vu le besoin saisonnier de chaleur et les énergies renouvelables fournies par la nature, le besoin de stockage pourrait atteindre 30 TWh. Cela correspond à plus de trois fois la capacité maximale de stockage disponible de tous les réservoirs d'eau de Suisse. [1] Si l'on voulait couvrir ce besoin par exemple à partir de batteries lithium-ion installées dans des containers, on aurait besoin de 15 millions de containers et d'une superficie correspondant à celle du Land de Berlin (soit 0,4 % de la superficie totale de l'Allemagne).

Il en découle ici un premier champ d'application pour le power-to-gas: l'électricité produite à partir de sources renouvelables et qui n'est pas consommée tout de suite pourrait être utilisée pour la production d'hydrogène synthétique ou de méthane synthétique (conversion d'électricité en gaz). Ce gaz pourrait ensuite être stocké dans des réservoirs existants et être prélevé et utilisé en fonction du besoin saisonnier. Il n'est pas ici question de reconversion en électricité, mais plutôt d'utiliser le gaz directement à des fins de chauffage chez le client, comme c'est déjà le cas.

Ainsi se dessine déjà le deuxième champ d'application du power-to-gas: il est possible de tirer profit de la forte densité énergétique du gaz également dans le transport de l'énergie et de transporter l'énergie produite de manière renouvelable à l'origine, également sous forme de gaz. Un exemple simple permet de montrer l'efficacité potentielle d'un tel procédé: chacun des trois tracés en courant continu vivement discutés en Allemagne a une puissance d'environ 3 GW. À titre de comparaison, Opal, le dernier pipeline construit en Allemagne, a une capacité de 42 GW. Et les gazoducs présentent un autre avantage: ils existent déjà, contrairement à de nouveaux tracés électriques.

### Le power-to-gas devient une partie du mix énergétique

Évitons d'ores et déjà les malentendus: le power-to-gas ne remplacera pas l'électrification d'applications énergétiques. Mais cette technologie peut représenter une contribution fort judicieuse au mix énergétique. Grand avantage: on peut, pour le transport et le stockage, recourir à une infrastructure déjà existante qui, autrement, deviendrait obsolète si l'on misait uniquement sur l'électrification complète de toutes les applications. L'un des points



#### Puzzle-Teil Photovoltaik

Photovoltaik-Anlagen wie jene, welche die IBA auf der Reithalle Holziken betreibt, spielen in der Energiestrategie 2050 und damit im künftigen Energiemarkt eine wichtige Rolle.

#### Pièce du puzzle « photovoltaïque »

Les installations photovoltaïques, comme celle d'IBA sur le centre équestre de Holziken, jouent un rôle important dans la Stratégie énergétique 2050 et, ainsi, dans le marché énergétique du futur.

## Zwei Technologien sind im Spiel

Bei Power-to-Gas sind zwei Stufen der Umwandlung zu unterscheiden:

**Herstellung von Wasserstoff (Power-to-Hydrogen, P2H).** Wasserstoff ist ein Vorprodukt zur Methanisierung, aber der Wasserstoff selbst kann auch als Brennstoff verwendet werden, zum Beispiel für Brennstoffzellen, wie sie im Verkehrssektor genutzt werden. Bis zu einem gewissen Grad kann Wasserstoff auch ins Erdgasnetz eingespeist werden. Wesentliche Kostenfaktoren – neben Strom – bei heute verwendeten Anlagen (1 MW) sind der Elektrolyseur sowie die Kosten für die Wasserstoffeinspeisung ins (Gas-)Netz. Bei grösseren Anlagen (10 MW) kommen Kosten für die Wasserstoffkompression hinzu.

**Methanisierung (Power-to-Synthetic Gas, SNG).** Der Wasserstoff kann unter Einsatz zusätzlicher elektrischer Energie und der Hinzuführung von CO<sub>2</sub> in Methan umgewandelt werden, das in seinen Eigenschaften im Wesentlichen dem heute verwendeten Erdgas entspricht. Bei der Methanisierung fallen also alle Kosten an, die auch bei der Wasserstoffherstellung entstehen und zusätzlich die Kosten für die Methanisierung. Man kann dann aber die heute bestehende Gastransport- und Speicherinfrastruktur für dieses Grüngas nutzen.

forts de cette approche est notamment le suivant: elle comble de la chaleur et l'offre en électricité issue des énergies renouvelables. Le power-to-gas ne signifierait donc pas l'abandon de l'électrification du secteur énergétique; mais une partie de l'électrification a lieu indirectement au niveau du commerce de gros, et non au niveau des consommateurs finaux.

## Deux technologies sont considérées

Dans la technologie power-to-gas, il faut distinguer deux étapes de la conversion:

**Production d'hydrogène (power-to-hydrogen, P2H).** L'hydrogène est un produit intermédiaire de la méthanation, mais il peut aussi être utilisé en tant que tel comme combustible, par exemple pour les piles à combustible employées dans le secteur des transports. Jusqu'à un certain degré, l'hydrogène peut aussi être injecté dans le réseau de gaz naturel. Parmi les facteurs de coûts importants – en plus de l'électricité – dans les installations utilisées aujourd'hui (1 MW), on trouve l'électrolyseur, ainsi que l'injection de l'hydrogène dans le réseau (gazier). Pour les installations plus grandes (10 MW), des coûts pour la compression de l'hydrogène viennent s'y ajouter.

**Méthanation (power-to-synthetic gas, SNG).** En utilisant de l'énergie électrique supplémentaire et en y ajoutant du CO<sub>2</sub>, l'hydrogène peut être converti en méthane qui, par



#### Puzzle-Teil Wasserkraft

Die bewährte Energiequelle wird auch in Zukunft für einen grossen Teil der Energie in der Schweiz verantwortlich sein.

#### Pièce du puzzle « hydraulique »

Cette source d'énergie éprouvée continuera d'être responsable d'une grande partie de l'énergie en Suisse.

## Und wann kommt jetzt Power-to-Gas?

Power-to-Gas kann also in der Endphase der Dekarbonisierung um das Jahr 2050 eine wichtige Rolle spielen. Aber es ist politisch wichtig, heute schon hierüber nachzudenken, denn es steht eine sehr aktuelle Fragestellung an: Wie soll mit der bestehenden Gasinfrastruktur aus Pipelines und Speichern umgegangen werden? Soll diese im Zuge der Dekarbonisierung der Wirtschaft allmählich geschlossen oder weiterbetrieben werden? Überlegungen zeigen, dass es einen Optionswert hat, die bestehende Infrastruktur zu erhalten und weiterzubetreiben, um sie in einer weiteren Phase der Energiewende, in der das Gas «grün» wird, zu nutzen.

Bis sich Power-to-Gas in grossem, industriellen Umfang rechnet, sind zwei Entwicklungen zu durchlaufen:

- Die klimapolitischen Vorgaben sind sukzessive zu verschärfen (wie dies zum Beispiel im Rahmen der Klimapolitik der EU geschieht), damit erneuerbare Energien an Wert gewinnen beziehungsweise fossile Energieträger wie Kohle und Gas im Vergleich dazu an Wert verlieren.
- Power-to-Gas-Technologien müssen Lerneffekte realisieren und kostengünstiger werden. Um es gleich vorwegzuschicken: «Grünes» Gas wird nicht so kostengünstig zu produzieren sein wie Erdgas. Aber unter Anrechnung des Klimavorteils ist zu erwarten, dass es sich langfristig durchsetzen kann.

ses propriétés, correspond en substance au gaz naturel utilisé aujourd'hui. La méthanation engendre donc les mêmes coûts que la production d'hydrogène, additionnés aux coûts pour le procédé. Toutefois, on peut utiliser pour ce gaz «vert» l'infrastructure de transport et de stockage du gaz existante aujourd'hui.

## À quand le power-to-gas?

La technologie power-to-gas pourra donc jouer un rôle important dans la phase finale de la décarbonation, autour de l'année 2050. Mais il est politiquement important d'y réfléchir dès maintenant, car une problématique d'une actualité brûlante se dessine: que faire de l'infrastructure gazière existante, à savoir gazoducs et réservoirs? Doit-elle être fermée au fur et à mesure que la décarbonation de l'économie progresse ou faut-il continuer à l'exploiter? Les réflexions montrent que conserver et continuer d'exploiter l'infrastructure existante afin de l'utiliser dans une phase ultérieure du tournant énergétique, lorsque le gaz deviendra «vert», a une valeur d'option.

Avant que le power-to-gas ne soit rentable à grande échelle (industrielle), il faudra passer par deux évolutions:

- Les directives en matière de politique climatique doivent être renforcées petit à petit (comme cela est fait par exemple dans le cadre de la politique climatique de l'UE) afin que les énergies renouvelables prennent de la valeur et que les agents énergétiques

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit beider Technologien (P2H, SNG) ist eine Reihe von Faktoren zu beachten:

- Bei beiden Technologien wird mit Kostendegressionen über die Zeit gerechnet, getrieben durch technologische Innovation, Skaleneffekte durch grössere Anlagen und Lernkurveneffekte durch zunehmende Anwendungen. So wird zum Beispiel erwartet, dass die spezifischen Kapitalkosten bei der Wasserstoffherstellung bei Wechsel von den heute genutzten 1-MW- auf 10-MW-Anlagen um rund 30–50 % sinken können.

- Beide Technologien sind kapitalkostenintensiv und sie profitieren daher tendenziell von einem hohen Auslastungsgrad.

- Beide Technologien nutzen Strom als wesentlichen Einsatzstoff. Erneuerbar erzeugter Strom wird saisonal und wetterabhängig in bestimmten Stunden sehr reichlich und damit kostengünstig zu beziehen sein, in anderen Stunden wird er knapper und teurer sein. Daher ist es sinnvoll, den Strom für Power-to-Gas vor allem in Stunden mit niedrigen Strompreisen zu nutzen. Je höher der Auslastungsgrad einer Anlage sein soll, desto höher werden die durchschnittlichen Strombezugskosten sein. Dies steht dem vorgenannten Interesse einer hohen Anlagenauslastung entgegen.

Vor diesem Hintergrund lassen sich nach heutigem Wissensstand folgende Aussagen machen:

- Umgerechnet auf Energieeinheiten ist Wasserstoff günstiger als synthetisches Methan. Beide Gase unterscheiden sich aber in ihrer Energiedichte (höher bei Methan; was die spezifischen Transportkosten senkt) und in ihrer Handhabbarkeit, so dass trotz der Kostenunterschiede in der Umwandlung ein Nebeneinander beider Brennstoffe denkbar ist.

- Beide Technologien sind heute und in näherer Zukunft noch nicht wettbewerbsfähig. Die Wettbewerbsfähigkeit wird aber in den kommenden Jahrzehnten (ab 2030) steigen durch den zunehmenden Wert von CO<sub>2</sub>-neutralen Brennstoffen (getrieben durch die Klimapolitik) und Kostendegressionen.

- Wasserstoff und synthetisches Methan werden absehbar teurer sein als Erdgas heute, aber unter Berücksichtigung des Klimavorteils von synthetischem Gas, das aus erneuerbar erzeugtem Strom hergestellt wird, langfristig dennoch marktfähig werden.

#### Referenz

[1] [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)

#### Autoren | Auteurs

Dr. **Christoph Riechmann** ist Director im Energiebereich von Frontier Economics in Berlin und Köln.

D<sup>r</sup> **Christoph Riechmann** est directeur en matière d'Énergie chez Frontier Economics à Berlin et à Cologne.

→ [Frontier Economics, D-50678 Köln](mailto:christoph.riemann@frontier-economics.com)

→ [christoph.riemann@frontier-economics.com](mailto:christoph.riemann@frontier-economics.com)

Dr. **David Bothe** ist Associate Director von Frontier Economics in Köln.

D<sup>r</sup> **David Bothe** est Associate Director de Frontier Economics à Cologne.

→ [Frontier Economics, D-50678 Köln](mailto:david.bothe@frontier-economics.com)

→ [david.bothe@frontier-economics.com](mailto:david.bothe@frontier-economics.com)

fossiles tels que le charbon et le gaz perdent de leur valeur en comparaison.

- Les technologies power-to-gas doivent produire des effets d'apprentissage et devenir plus abordables. Autant le dire tout de suite: produire du gaz « vert » ne sera pas aussi bon marché que de produire du gaz naturel. Mais si l'on considère l'avantage climatique, on peut s'attendre à ce qu'il s'impose à long terme.

Concernant la rentabilité des deux technologies (P2H, SNG), une série de facteurs est à prendre en compte:

- Pour les deux technologies, on prend en compte des dégressions de coûts calculées au fil du temps, produites par l'innovation technologique, les effets d'échelle engendrés par les plus grandes installations et les effets de courbe d'apprentissage provoqués par l'augmentation des applications. Par exemple, on s'attend à une possible baisse de quelque 30 à 50 % pour les coûts de capitaux spécifiques à la production d'hydrogène en cas de passage des installations de 1 MW utilisées aujourd'hui à des installations de 10 MW.

- Les deux technologies engendrent des coûts de capitaux importants et ont par conséquent tendance à profiter d'un degré élevé de capacité d'utilisation.

- Les deux technologies utilisent l'électricité comme matière de départ essentielle. En fonction de la saison et de la météo, le courant produit de manière renouvelable sera disponible en abondance et ainsi à bon marché à certaines heures, tandis qu'à d'autres heures, il sera plus rare et plus cher. C'est pourquoi il est sensé d'utiliser le courant pour le power-to-gas surtout pendant les heures où les prix de l'électricité sont bas. Plus le degré de capacité d'utilisation d'une installation sera élevé, plus les coûts moyens de soutirage de courant seront élevés eux aussi. Cela s'oppose à l'intérêt de disposer d'une capacité d'utilisation élevée de l'installation citée précédemment.

Dans ce contexte, on peut faire les constatations suivantes au vu de l'état actuel des connaissances:

- Converti en unités d'énergie, l'hydrogène est moins cher que le méthane synthétique. Mais les deux gaz diffèrent par leur densité énergétique (plus élevée pour le méthane, ce qui fait baisser les coûts spécifiques de transport) et par leur maniabilité, de sorte que, malgré les différences de coûts de conversion, il est possible d'envisager une coexistence des deux combustibles.

- Les deux technologies ne sont pas encore concurrentielles, ni pour l'instant ni dans un proche avenir. Cependant leur compétitivité va augmenter dans les décennies à venir grâce à la hausse de la valeur des combustibles neutres en CO<sub>2</sub> (encouragés par la politique climatique) et par les dégressions de coûts.

- On peut prévoir que l'hydrogène et le méthane synthétique seront plus chers que ne l'est le gaz naturel aujourd'hui, mais qu'il sera tout de même commercialisable à long terme si l'on tient compte de l'avantage climatique du gaz synthétique qui est produit à partir de courant électrique renouvelable.

#### Référence

[1] [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)