



---

## LE "POWER-TO-GAS"

### Sommaire

- 1- Généralités
- 2- Le principe
- 3- Les divers projets
  - 3.1 - Les projets européens
  - 3.2 - Les projets nationaux
- 4- Approche socio-économique
- 5- Conclusions
- 6- Bibliographie

### 1. Généralités

Le concept du « Power-to-Gas » n'est pas nouveau puisqu'il était déjà apparu en France dans les années 70, au moment du lancement du programme nucléaire français où l'on pensait utiliser l'électricité nucléaire en heures creuses pour produire de l'hydrogène. Puis le concept a disparu pour ne réapparaître que très récemment, en 2009.

Cet anglicisme "Power-to-Gas"<sup>1</sup>, maintenant adopté par la majorité des énergéticiens, est l'intitulé d'une opération qui consiste à transformer la part d'énergie électrique inutilisée (d'origine renouvelable et éventuellement nucléaire) en un gaz combustible et stockable: de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau.

Cet hydrogène peut alors être utilisé de diverses manières:

- combiné à des atomes de carbone issus du CO<sub>2</sub> pour obtenir des molécules de méthane, ré-injectables dans le réseau de gaz. A noter que cette voie est intéressante du point de vue environnemental (réduction de l'effet de serre) si ce CO<sub>2</sub> a une origine non fossile (entre autres issu de la biomasse), sachant que, dans le cas contraire, elle reste néanmoins une manière de recycler ce CO<sub>2</sub> s'il n'est pas séquestré.
- distribué directement, pour des applications mobiles à pile à combustible. Dans ce cas, certains intitulent cette filière "Power-to-Hydrogen".
- injecté dans des canalisations de gaz naturel (pour obtenir un mélange appelé "Hythane"). Ce mélange présente l'avantage d'une combustion plus rapide et plus stable que le méthane pur. Avec la proportion de 20% d'hydrogène, il diminue de 8% la quantité de gaz à effet de serre et de 10 % celle des oxydes d'azote rejetés. De plus, il augmente le rendement des moteurs thermiques de 5% mais, moins dense que le méthane pur, à volume égal embarqué dans un véhicule, il en diminue un peu l'autonomie.
- stocke les énergies renouvelables et les restitue au réseau électrique au moment voulu, après transformation en électricité via une pile à combustible, malgré la perte de rendement global d'un facteur de l'ordre de 2; on parle alors de "Power-to-Power".

### 2. Le principe

Le principe d'une installation "Power-to-Gas" est montré sur la Figure 1. Il inclut la phase de production d'hydrogène via une électrolyse de l'eau alimentée par une électricité renouvelable (éolienne ou photovoltaïque) et la phase de production de méthane par une opération de méthanation

---

<sup>1</sup> Parfois baptisé "P2G"

à partir d'une source de CO<sub>2</sub> pouvant provenir de rejets industriels, de raffineries, de méthaniseurs (le biogaz contient de 30 à 35% de CO<sub>2</sub>), de chaufferies ou encore de centrales thermiques à charbon, à fuel ou à gaz. Dans le cas d'une installation "Power-to-Hydrogen", seule la première phase de production d'hydrogène est mise en œuvre.

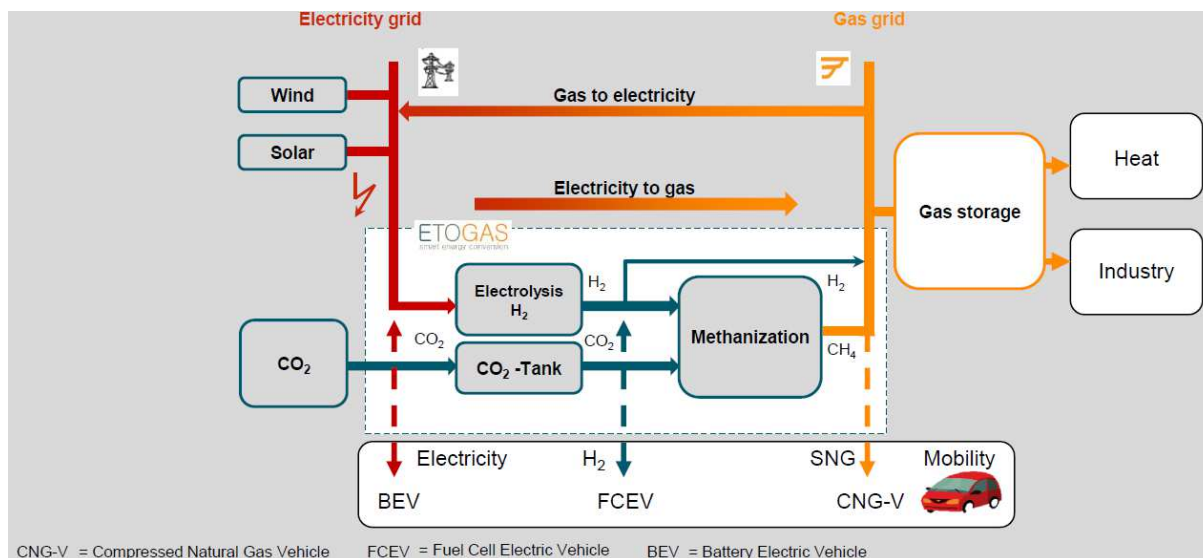


Figure 1 - Schéma de principe d'une installation "Power-to-Gas"  
(Source: Specht, Sterner et al.)

Si ces opérations sont techniquement réalisables, leur intérêt économique n'est pas établi car il s'agit d'enchaînements de procédés industriels complexes présentant au final un rendement énergétique assez faible et un coût élevé à la fois en investissement, en maintenance et en fonctionnement. Ce coût toutefois moins important lorsque l'énergie électrique renouvelable, éolienne ou photovoltaïque, est en surproduction par rapport aux besoins de consommation du réseau couplé, de l'électricité perdue si elle n'est pas récupérée et stockée par l'hydrogène. L'opération peut alors devenir rentable sur le plan environnemental, voire économique, puisque cette énergie stockée remplacerait ultérieurement une énergie fossile.

### 3. Les divers projets

C'est à partir de 2013 que s'est manifesté clairement et expérimentalement un intérêt pour le "Power-to-Gas". Depuis plusieurs projets ont fleuri; quelques uns sont décrits ci-après, classés selon leur nature, européen et nationaux:

#### 3.1 - Projets européens

##### 3.1.1 - Le projet **HELMETH<sup>2</sup>** (*Integrated High-Temperature ELectrolysis and METHanation for Effective Power to Gas Conversion*)

C'est un projet européen du FCH-JU qui a démarré en avril 2014 et doit durer 3 ans. Il prévoit la construction d'une installation pilote. Sa particularité est de mettre en œuvre une électrolyse à haute température (800°C). L'objectif est de montrer qu'une optimisation des couplages (en particulier thermiques) entre les différents composants permettrait d'atteindre un rendement global de plus de 85%.

##### 3.1.2 - Le projet "Power-to-Hydrogen" de **Prenzlau**

Depuis novembre 2014, plus de 100 MWh de surplus d'énergie éolienne ont été transformés en hydrogène dans la centrale hybride de Prenzlau (construite dans le cadre d'un projet européen) et

<sup>2</sup> <http://www.helmeth.eu/>

injectés dans le réseau de gaz, par Enertrag, L'électrolyseur alcalin de 0,5 MW a été fourni par la société McPhy Energy.

### 3.1.2 - Le projet "Power-to-Hydrogen" INGRID<sup>3</sup>

Il s'agit d'un projet européen (7<sup>ième</sup> PCRD) qui a démarré en 2014. Il mettra en œuvre, dans la région des Pouilles en Italie, un ferme éolienne, un électrolyseur Hydrogenics (1,2 MW) et un stockage McPhy Energy (39 MWh -1 T H<sub>2</sub>).

## 3.2 - Projets nationaux

### 3.2.1 - Les projets allemands

#### 3.2.1.1 - L'initiative allemande "**Performing Energy**"

Un consortium d'industriels allemands (en collaboration avec le CEP -*Clean Energy Partnership*- et H2Mobility) est prêt à investir 2 milliards d'euros pour financer un programme « Power-to-Hydrogen », dans le cadre de la transition énergétique. Cette initiative a fait l'objet d'un document remis en avril 2014 à Katherina Reiche, Secrétaire d'État parlementaire auprès du Ministre Fédéral allemand des Transports et de l'Infrastructure Numérique.

#### 3.2.1.2 - Le projet "**Audi e-gas**" à Wertle

Un électrolyseur transforme en hydrogène une énergie fournie par une ferme éolienne; cet hydrogène est ensuite transformé en méthane synthétique après réaction avec du CO<sub>2</sub>. Cet "Audi e-gas" est destiné à l'alimentation de véhicules automobiles. Cette installation, construite en collaboration avec ETOGAS, fonctionne depuis juin 2013 et a une puissance de 6 MW; elle fournit 1 000 T de gaz par an.

#### 3.2.1.3 - Le projet **E.ON** de Falkenhagen (Allemagne de l'Est)

Cette installation "Power-to-Hydrogen" a été inaugurée le 3 septembre 2013. L'énergie éolienne est utilisée pour alimenter l'électrolyseur qui produit de l'hydrogène injecté dans le réseau régional de gaz naturel (Swissgas AG). Seule l'électricité en surproduction est utilisée pour alimenter l'installation. La capacité énergétique est de 2 MW et la capacité de production est de 360 Nm<sup>3</sup>/H<sub>2</sub> par heure.

Un exposé E.ON, fait à l'occasion du colloque franco-allemand de juin 2014, précise quelques éléments. Il est accessible à l'adresse suivante:

[http://www.wissenschaft-frankreich.de/de/wp-content/uploads/2014/07/8\\_Schneider\\_EON\\_online.pdf](http://www.wissenschaft-frankreich.de/de/wp-content/uploads/2014/07/8_Schneider_EON_online.pdf)

---

<sup>3</sup> <http://www.ingridproject.eu/>



Figure 2 - L'installation "Power-to-Gas" de E.ON

#### 3.2.1.4 - Le projet Thüga<sup>4</sup>

Début mai 2014, s'est déroulée l'inauguration d'une installation "Power-to-Hydrogen" d'une puissance de 300 kW, du groupe Thüga, à Francfort s/Main. L'électrolyseur de type PEM, alimenté par de l'électricité renouvelable en surproduction, a été fourni par ITM Power (cf. Fig. 3); il délivre de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel de la ville depuis décembre 2013. Treize compagnies allemandes ont participé à ce projet. Son fonctionnement est prévu sur une période de 3 ans durant laquelle seront analysés les divers paramètres intéressants: contrôle-commande, rendements, performances... Dans la mesure où l'électricité utilisée serait perdue sans cette installation, les acteurs souhaitent que l'énergie récupérée soit ultérieurement détaxée.

Après une année de fonctionnement, ITM a précisé (en février 2015) que les performances de l'électrolyseur ont été meilleures que prévues, pour atteindre un rendement de 77%, bonne valeur obtenue du fait que l'hydrogène en sortie de l'électrolyseur est injecté directement dans le réseau de gaz, sans compression.

---

<sup>4</sup> [www.szg-energiespeicher.de](http://www.szg-energiespeicher.de)



Figure 3 - L'électrolyseur PEM de ITM Power (300 kW)

3.2.1.5 - Le projet **Energiepark Mainz**, inauguré en juillet 2015, co-financé par les autorités fédérales et mené par les compagnies Stadtwerke Mainz, Linde et Siemens, ainsi que par l'Université RheinMain.

Un champ éolien alimente un électrolyseur PEM construit par Siemens, d'une puissance de 6 MW, un record pour un électrolyseur de ce type (cf. Fig. 4).



Figure 4 - L'électrolyseur PEM 6 MW de Siemens

### 3.2.2 - Le projet hollandais de Delfzijl

Une unité de 12 MW de « Power-to-Gas » est envisagée en Hollande, sur le site de Delfzijl, près de Groningen. L'hydrogène produit par électrolyse serait valorisé pour l'industrie chimique et sous forme de gaz de synthèse, alors que l'oxygène serait utilisé dans une installation de gazéification de biomasse. La fondation Energy Valley et la province de Groningen, qui coordonnent le projet, ont signé une lettre d'intention le 10 avril 2014 avec ses partenaires : Torrgas, Siemens, Stedin, Gasunie New Energy, A.Hak, Hanzehogeschool (Université de Sciences Appliquées de la Hanse/Groningen). La mise en route du site est envisagée à l'été 2016.

Dans le processus complet, l'oxygène utilisé par l'unité de gazéification Torrgas permet, à partir de biomasse, la production de gaz de synthèse, qui est valorisé dans l'industrie chimique. L'avantage est d'éviter l'investissement dans une unité supplémentaire de séparation de l'air pour la production d'oxygène. De son côté, en plus d'être directement utilisé par l'industrie chimique, l'hydrogène pourrait être converti en méthane de synthèse pour être injecté dans le réseau gazier.

Avant que la construction ne puisse démarrer, de nombreuses étapes sont encore nécessaires comme la finalisation du financement de ce projet de plusieurs dizaines de millions d'euros. Les entreprises espèrent un financement public supplémentaire. L'emplacement et les autorisations nécessaires ne sont pas encore validés.

### 3.2.3 - Les projets français

#### 3.2.3.1 - Le projet **GRHYD**<sup>5</sup> (*Gestion des Réseaux par l'Injection d'Hydrogène pour Décarboner les énergies*)

Le projet français GRHYD, porté par ENGIE (ex-GDF-SUEZ) au sein d'un groupement de partenaires industriels<sup>6</sup>, a pour ambition de valider la pertinence technico-économique d'une filière composée d'hydrogène vert et de gaz naturel. Cofinancé par l'Ademe au titre du Programme des Investissements d'Avenir, il a été lancé à la fin du premier trimestre 2013 et a démarré en janvier 2014. Le montant global du projet a été estimé à environ 15,3 millions €. Il comprend une phase d'études de deux ans, suivie d'une phase de démonstration, sur cinq ans, des deux usages de l'injection d'hydrogène : le GNV et le résidentiel.

Les objectifs actuellement annoncés sont:

- production d'hydrogène à partir du réseau électrique,
- injection d'hydrogène dans le réseau local de gaz alimentant environ 200 logements, à concurrence de 20% en concentration.
- utilisation du mélange hythane H<sub>2</sub>-GN comme combustible d'une flotte de 50 bus du réseau de transport public de Dunkerque.

#### 3.2.3.2 - Le projet "Power-to-Power" **MYRTE**<sup>7</sup>

Ce projet français avait pour objet la réalisation, en Corse (à Vignola), d'une plateforme expérimentale constituée d'un champ de capteurs photovoltaïques (560 kWe), d'un électrolyseur, d'un stockage de gaz (hydrogène et oxygène) et d'une pile à combustible (100 kWe) couplée au réseau électrique de l'île pour l'effacement des pointes de demande. Elle a commencé à fonctionner au début 2012.

### 3.2.4 - Le projet canadien **Hydrogenics**

Hydrogenics Corporation a annoncé, fin juillet 2014, qu'il avait été retenu par l'opérateur IESO (*Independent Electricity System Operator*) pour un projet "Power-to-Gas" dans l'Ontario. D'une puissance de 2 MW, il sera équipé d'un électrolyseur de type PEM fourni par Hydrogenics.

### 3.2.5 - Le projet chinois "Power-to-Hydrogen" de **Hebei**

En juin 2015, a été annoncée la signature d'un contrat de 6,4 M€ ayant pour objet la réalisation d'une installation de 4 MW (en deux unités de 2 MW) comportant chacune un électrolyseur et un stockage qui seront fournis par la PME française McPhy Energy. Les deux électrolyseurs McLyzer produiront de l'hydrogène sous 30 bars. Cette installation, de même type que celle de Prenzlau (cf. § 3.1.2), transformera le surplus d'énergie électrique fournie par une ferme éolienne de 200 MWe en cours de construction dans la province de Hebei. Elle devrait être opérationnelle début 2017.

## 4. Approche socio-économique

L'élaboration d'un modèle économique du "Power-to-Gas" est actuellement au cœur des enjeux matérialisés par les divers projets en cours et bien que ce moyen de stockage des énergies

<sup>5</sup> [http://www.cofelyineo-gdfsuez.com/wp-content/uploads/sites/2/2014/03/GDFSUEZ\\_DossierPresse\\_GRHYD.pdf](http://www.cofelyineo-gdfsuez.com/wp-content/uploads/sites/2/2014/03/GDFSUEZ_DossierPresse_GRHYD.pdf)

<sup>6</sup> Une douzaine de partenaires industriels participent avec ENGIE au projet de démonstration GRHYD. Parmi eux les sociétés GrDF, NVERT, AREVA Hydrogène et Stockage de l'énergie, le CEA, McPhy Energy, l'INERIS, le CETIAT, CETH2

<sup>7</sup> <http://myrte.univ-corse.fr/>

renouvelables intermittentes ne pose pas de problème technologique majeur, l'intérêt économique reste à démontrer en dépit des potentialités considérables de stockage, en France en particulier, puisque la capacité de stockage du réseau gazier y est de l'ordre de 25 TWh.

Ainsi, les deux filières "Power-to-Gas" (incluant une étape de méthanation) et "Power-to-Hydrogen" (excluant cette étape) pourraient aboutir à des intérêts économiques différents. De plus, la fiscalisation retenue et les subventions publiques peuvent évidemment modifier les conclusions. Ainsi le modèle allemand de l'injection d'hydrogène dans le réseau gazier repose sur les certificats verts, c'est-à-dire que le modèle économique dépend des consommateurs soucieux de s'approvisionner en "gaz vert".

Le doute sur la viabilité d'un modèle reposant sur des aides publiques est d'autant plus fort que l'exemple du photovoltaïque, qui a progressé et régressé au grès des révisions tarifaires, est présent dans tous les esprits. *"Je ne veux pas être sur des marchés portés par des subventions"*, prévient Pascal Mauberger, président de l'Afhypac. Pour sortir de cette impasse, les acteurs envisagent plusieurs solutions<sup>8</sup>:

- en premier lieu, ils plaident pour une exonération des taxes liées à la consommation énergétique. Ils avancent qu'il n'y a pas lieu de taxer l'hydrogène ou le méthane injecté dans le réseau car il n'y a pas de consommation à proprement parler mais plutôt un stockage énergétique.

- mais c'est surtout la notion de "service de stockage" qui offre une perspective de rentabilité à la filière "Power-to-Gas". Sans préciser clairement le mécanisme envisagé, les acteurs du secteur proposent de facturer au réseau électrique le service rendu en absorbant ses surplus sur le réseau gazier. Selon eux, cela est possible car les deux tiers du prix de l'électricité correspondent à des taxes et à la rémunération du réseau. Reste à savoir si l'Etat suivra leur raisonnement.

Une étude<sup>9</sup> ECN (Centre de recherche, Pays-Bas) publiée en octobre 2014 donne des résultats analogues: un rôle important à jouer dans les prochaines décennies mais limiter le Power-to-Gas à la seule absorption des pics d'excès de production des ENR ne permettrait pas d'atteindre une rentabilité.

Si l'intérêt économique paraît discutable aujourd'hui dans la majorité des cas, l'intérêt sociétal l'est beaucoup moins: limitation de l'extension des réseaux électriques qui seraient nécessaires au raccordement des installations renouvelables nouvelles, réduction des émissions de CO<sub>2</sub> d'origine fossile, amélioration de la balance commerciale grâce à la réduction des importations de combustibles fossiles, développement de nouvelles technologies ouvrant le champ de l'exportation, ....

## **5. Conclusions**

- Le « Power-to-Gas » apporte la flexibilité au système électrique et permet l'intégration des énergies renouvelables dans le système énergétique. Il est le seul moyen d'assurer un stockage massif et saisonnier de l'électricité.

- Le « Power-to-Gas » est une technologie mature, toutes les briques technologiques qui la composent sont disponibles. Même si la R&D est encore nécessaire, il est maintenant impératif d'augmenter le nombre de démonstrateurs afin d'améliorer les composants par un retour d'expérience in situ et d'apporter des éléments nécessaires à sa crédibilité économique.

- Le « Power-to-Gas » utilise les infrastructures de distribution existantes et exigera une plus grande coopération/coordination entre les opérateurs de réseau d'énergie ; il obligera à un dialogue plus approfondi entre les acteurs des différentes filières.

---

<sup>8</sup> <http://www.actu-environnement.com/ae/news/power-to-gas-stockageelectricite-renouvelable-hydrogene-methane-20741.php4>

<sup>9</sup> <https://www.ecn.nl/news/item/power-to-gas-important-for-co2-reduction-but-too-expensive-as-backup-for-solar-and-wind-energy/>

## **5. Bibliographie**

- New to the 'power-to-gas' topic? We have helped the hydrogen and fuel cell initiative in the federal state of Hessen to devise a brochure with introductory but still rather comprehensive information on the topic. Called "**Hydrogen from Wind Energy**", it is available [online](#) or can be [ordered as a printed version](#) (German only).  
LBST contact: [Reinhold Wurster](#)
  
- **Cost analysis of Renewable Gases**  
What is the cost of hydrogen or methane produced from renewable electricity? How can it be made part of our energy system? This study for the [German Renewable Energy Federation BEE](#) (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.) looks at how to best facilitate the integration of renewable energy by using power-to-gas technologies. Available in print (ISBN 978-3-920328-65-2) or [online](#) (in German only).  
LBST contact: [Matthias Altmann](#)
  
- **Power-to-Gas Case Study**  
How could a realistic implementation scenario for power-to-gas look like? What are the relevant application areas? Which economic boundary conditions are to be expected? LBST has been leading the [German case study](#) addressing these questions for a concrete implementation example within the European [HyUnder](#) project.  
LBST contact: [Ulrich Büniger](#)
  
- **Etude "Le Power-to-Gas dans le monde : états des lieux des technologies, des projets et des tendances"**  
(Etude ALPHEA - avril 2015)
  
- **L'hydrogène, vecteur de la transition énergétique** par Philippe Boucly, accessible sur le site de l'AFHYPAC, via le lien suivant:  
[http://www.afhypac.org/images/documents/observh2/OH2files/pdf/rapports/v3\\_note\\_hydrog\\_ne\\_p\\_boucly\\_cc\\_2 .pdf](http://www.afhypac.org/images/documents/observh2/OH2files/pdf/rapports/v3_note_hydrog_ne_p_boucly_cc_2.pdf)