

L'Hydrogène, vecteur de la transition énergétique

Par Philippe BOUCLY, 1er Vice Président de l'AFHYPAC (1)

Ancien Directeur Général de GRTgaz (2)

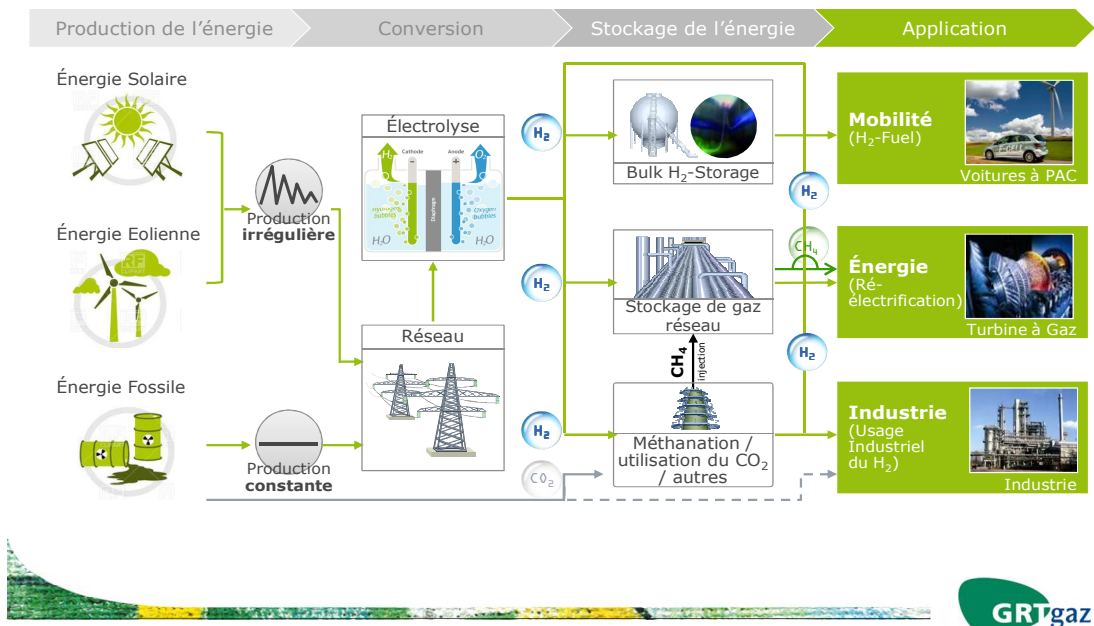
1 – Un défi : l'intégration des énergies renouvelables :

Avec l'introduction progressive des énergies renouvelables dans les systèmes énergétiques, les économies sont en train de changer de paradigme. Dans le monde actuel, la production s'adapte à la consommation : l'opérateur du réseau électrique appelle ou arrête des moyens de production en fonction des besoins de consommation qu'il anticipe. Dans le futur, avec une électricité produite essentiellement avec des moyens renouvelables, production par essence aléatoire, variable, intermittente, l'adaptation de la production à la consommation sera plus complexe compte tenu de la nature de cette production renouvelable. On comprend ainsi que la question clé, « le Graal de la transition énergétique » est la question du stockage de l'électricité. En d'autres termes, en termes plus poétiques, pour reprendre une expression de Joël de Rosnay, « Comment mettre le soleil en conserve ? ».

(1) AFHYPAC : Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustibles, regroupe tous les acteurs de l'hydrogène en France

(2) GRTgaz est le principal opérateur de réseau de transport de gaz naturel à haute pression en France et l'un des plus importants en Europe

Un changement de paradigme dans le système énergétique



Ainsi, est apparu dans la littérature consacrée à la transition énergétique le concept de « Power to Gas ». Le « Power to Gas » consiste en la transformation en hydrogène par électrolyse de l'eau des excédents d'électricité (d'origine renouvelable) l'excédent étant par définition la production possible au-delà de la quantité nécessaire à la consommation.

L'hydrogène produit peut alimenter toutes les applications habituelles de l'hydrogène :

- Hydrogène **industriel** : comme matière première ou pour créer des atmosphères réductrices, ou améliorer les échanges thermiques dans certains procédés.
- Hydrogène pour la **mobilité** : l'hydrogène est utilisé dans des piles à combustibles pour alimenter des véhicules électriques ou en mélange avec du gaz naturel pour alimenter des moteurs à combustion interne.
- Hydrogène pour la **production d'électricité** pour des systèmes isolés (off grid) ou des systèmes insulaires.

Il peut également être injecté dans les réseaux de gaz naturel directement ou sous forme de méthane de synthèse après recombinaison avec du gaz carbonique (issu d'installations de capture de CO₂ ou d'installations de méthanisation par exemple) selon la réaction de Sabatier.

Il faut se souvenir que le concept de « Power to gas » 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 des heures creuses pour produire de l'hydrogène. Puis le concept a disparu pour ne réapparaître que très récemment en 2009 (A noter qu'une modélisation allemande d'un approvisionnement électrique 100% renouvelable présentée en 2008 à la chancellerie allemande Madame Merkel ne mentionnait pas ce concept !).

2 – Le « Power to Gas » : un moyen de stocker massivement l'électricité .

GRTgaz a commencé à étudier ces questions dès 2011 confiant une première étude au consultant E-cube.

L'étude consistait en la modélisation heure par heure de l'équilibre offre/demande d'électricité, en simulant la variabilité des différents facteurs (production éolienne, photovoltaïque, demande d'électricité) sur la base de données historiques.

L'étude se place dans un scénario résolument ambitieux pour le développement des renouvelables en France, celui du scénario 2050 de l'ADEME, l'Agence Française pour l'Environnement et la Maîtrise de l'Energie (p.m : puissances en éolien et en photovoltaïque : 70 000 MW et 60 000 MW respectivement). L'étude évalue les surplus de production d'électricité, le surplus étant défini comme :

Surplus = Nucléaire + Eolien + Photovoltaïque + Hydraulique fatal (i.e.au fil de l'eau)
- Consommation intérieure

L'étude met ainsi en évidence un surplus de 75 TWh (à comparer à une consommation actuelle d'électricité de 485 TWh) et surtout étudie la répartition de ces surplus d'électricité au cours de l'année. Ceci est particulièrement important puisque cette répartition conditionne le mode de traitement de ces excédents. Ainsi, 80% de ces surplus, soit 60 TWh, proviennent de périodes supérieures à 12 heures et 1/3 des surplus environ de périodes de 3 jours à 1 semaine.

Différentes solutions sont en effet envisageables pour valoriser ces surplus d'électricité :

- **Modulation de la consommation** (« demand response management »).
C'est tout l'enjeu des « smart grids ». Avec le développement croissant de l'interaction avec le client à l'aide de moyens informatiques, le client lui-même souhaitant être plus actif (consum-acteur), il sera possible d'adapter jusqu'à un certain point la consommation à la production. Pour les clients industriels, il est également possible de moduler la consommation en agissant sur le processus industriel. Dès à présent, des « agrégateurs » apparaissent et proposent des offres de délestage pour des ensembles de clients.
- **Stockages traditionnels** : ce sont des moyens tels que les volants d'inertie, les super condensateurs et les batteries, mais aussi les cavités de stockage d'air comprimé (CAES : Compressed Air Energy Storage) et les STEP (Stations de Transfert d'Energie par Pompage).

La technologie du CAES est aujourd'hui encore au stade du développement. 2 cavités sont en service actuellement : Huntorf (Allemagne), créée en 1978 (290 MW – 8h de stockage) et Mac Intosh (USA) créée en 1991 (110 MW – 26 h de stockage). Des projets seraient à l'étude dans différents pays.

Le stockage d'énergie par pompage hydraulique (grâce aux STEP) est une technologie mature. En France, la puissance installée totale est de 4200 MW avec en particulier 2 grosses unités : Montezic (870 MW – 40 heures) et Grandmaison (1160 MW – 30 heures). Les quantités d'énergie stockables dans ces installations sont de l'ordre de 35 GWh, à chaque cycle pompage/turbinage.

- **Exportations** : les surplus de production peuvent être exportés vers les pays voisins (Allemagne et Espagne par exemple) si ces pays eux-mêmes ne sont pas en situation de surproduction !
- **Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau**. L'électricité excédentaire sert à électrolyser de l'eau pour produire de l'hydrogène. Un optimum est à trouver en matière d'équipement en électrolyseurs. Afin d'assurer une durée de fonctionnement suffisante des électrolyseurs, une partie du surplus doit être délesté car il ne serait pas

économiquement intéressant d'utiliser ce surplus d'électricité pour produire de l'hydrogène.

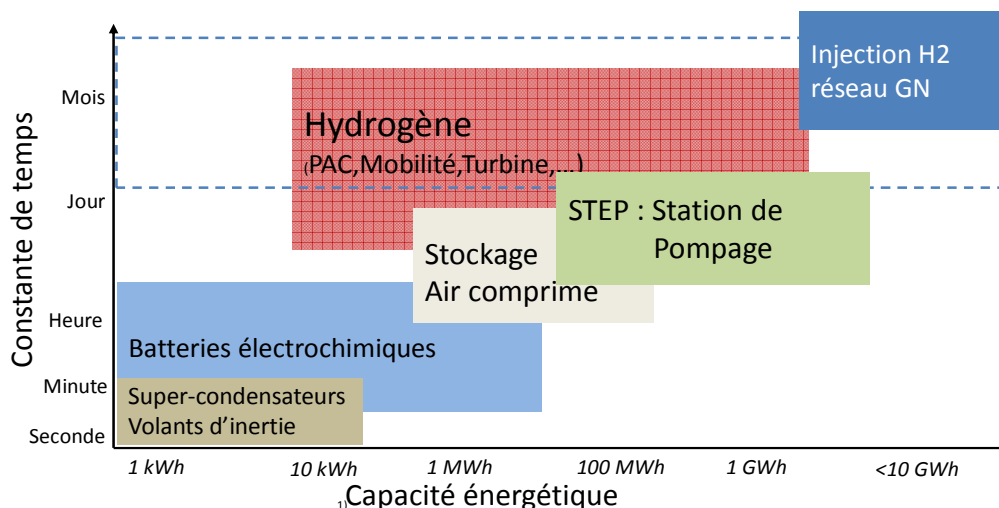
Comme l'illustre le diagramme ci-dessous, l'hydrogène est le moyen le mieux adapté aux longues durées et la seule technologie utilisable pour un stockage saisonnier.



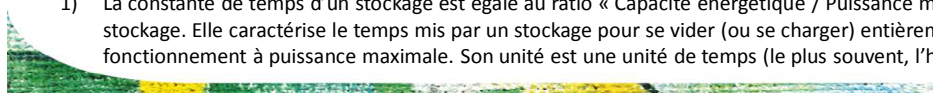
L'hydrogène semble aujourd'hui la technologie la plus adaptée au stockage massif de longue durée



CAPACITE ENERGETIQUE ET CONSTANTE DE TEMPS DES DIFFERENTES SOLUTIONS DE STOCKAGE D'ELECTRICITE



1) La constante de temps d'un stockage est égale au ratio « Capacité énergétique / Puissance maximale » du stockage. Elle caractérise le temps mis par un stockage pour se vider (ou se charger) entièrement lors d'un fonctionnement à puissance maximale. Son unité est une unité de temps (le plus souvent, l'heure)



L'étude E-Cube montre qu'après épuisement de toutes les solutions alternatives de valorisation, il reste une quantité d'électricité de 25 TWh utilisable pour produire de l'hydrogène par électrolyse, ce qui compte tenu du rendement moyen des électrolyseurs donne 20 TWh d'énergie sous forme d'hydrogène.

Ainsi, l'hydrogène apparaît comme un véritable vecteur énergétique capable de réaliser des transferts d'énergie dans le temps mais aussi dans l'espace, s'il est injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Fin 2013, GRTgaz associé à l'ADEME et à GrDF a financé une étude plus vaste confiée au groupement de consultants E&E-Consultants, HESPUL et SOLAGRO. L'étude, publiée fin octobre 2014, examine un certain nombre de scénarios en France, Allemagne et Danemark notamment.

- En **France**, parmi les 11 scénarios présentés lors du Débat National sur la Transition Energétique, 4 seulement évoquent le « Power to Gas » et mettent en évidence des quantités d'électricité à stocker comprises entre 23 et 92 TWh.
- Au **Danemark**, où l'énergie éolienne a pris une grande importance (34% de la production électrique en 2013, 63% en janvier 2014), le besoin de stockage est estimé entre 2 et 7 TWh.
- En **Allemagne**, où le « Power to Gas » est pris très au sérieux, tous les scénarios l'intègrent désormais avec des besoins de stockage compris entre 10 et 90 TWh. La DENA, l'Agence Allemande de Maîtrise de l'Energie (équivalente à l'ADEME en France) a une plateforme stratégique depuis avril 2011 ainsi qu'une feuille de route depuis juin 2012.

De la revue des différents scénarios, l'étude tire les enseignements suivants :

- C'est la production massive d'électricité à partir d'énergies renouvelables (éolienne, solaire) qui entraîne le recours au « Power to Gas » afin de valoriser les excédents éventuels. Le « Power to Gas » apparaît donc dans les scénarios ambitieux en matière de renouvelable et seulement après 2030, c'est-à-dire lorsque ces énergies renouvelables deviennent significatives voire prépondérantes dans le système électrique. Toutefois, les systèmes dotés (ou voisins) d'un parc hydroélectrique important n'ont pas nécessairement recours au « Power to Gas » .
- Dans les scénarios étudiés, le recours à la méthanation (qu'elle soit catalytique - réaction de Sabatier - ou biologique) n'est pas systématique, mais la conversion de l'hydrogène en méthane de synthèse a toutefois l'avantage de produire un gaz injectable sans restriction dans les réseaux de gaz naturel.
- A travers la gestion coordonnée des réseaux qu'il impose (réseaux de gaz naturel, réseaux électriques, éventuellement réseaux de chaleur), le « Power to Gas » oblige à une vision systémique de notre modèle énergétique.
- Le « Power to Gas » ne nécessite pas de rupture technologique. Cependant, son industrialisation et son intégration dans le système énergétique nécessitent des efforts conséquents d'optimisation des différentes briques technologiques qui le composent. Ceci exige la mise en place de démonstrateurs et de pilotes industriels.

Ainsi que le montre le tableau ci-dessous, de tels démonstrateurs existent déjà en Europe, et notamment en Allemagne où 14 démonstrateurs (que ce soit pour de l'hydrogène industriel, la mobilité ou l'intégration des renouvelables) existent déjà. Plus de quinze démonstrateurs supplémentaires sont en préparation.

De nombreux démonstrateurs en Europe

Pays	Projets	Début	Puissance MW	Vecteur	Inject. réseau	Electrolyseur	Acteurs
Allem.	Enertrag - Prenzlau	2011	6	H2	Gaz	Alcalin	Enertrag-McPhy-TOTAL
Allem.	Falkenhagen EON	2011	2	H2	Gaz	Alcalin	Eon-Ontras-Hydrogenics
Allem.	AUDI - Wertle	2013	6	CH4	Gaz	Alcalin	EWE-ETOGAS
Italie	INGRID Puglia	2013	1,2	H2	Gaz		ENEL-McPhy-Hydrogenics
Allem.	Thüga AG Frankfurt	2013	0,32	H2	Gaz	PEM	ITM Power-Thüga
Allem.	Hambourg- EON	2014	1	H2	Gaz	PEM	Eon-Hydrogenics
France	GRHYD - Dunkerque	2014	0,12	H2 et Hythane	Gaz	PEM	GDF SUEZ McPhy- CEA AREVA H2Gen
France	MYRTE	2013	0,25	H2	Elect.	PEM	Univ.Corse - 4REVA H2Gen CEA

En France, en Corse plus précisément, le projet MYRTE, projet « Power to Power », étudie le stockage de l'énergie solaire, notamment pour les systèmes isolés ou insulaires.

A Dunkerque, un projet développé sous l'égide de GDF SUEZ convertit l'énergie éolienne en hydrogène. Cet hydrogène est injecté dans le réseau de gaz naturel jusqu'à une proportion de 20% en volume (le mélange produit s'appelle Hythane) pour alimenter une flotte de 50 bus à gaz et un lotissement de 200 logements.

De son côté, GRTgaz étudie actuellement la mise en place d'un démonstrateur industriel où seraient testés des électrolyseurs de technologie PEM ou alcaline d'une puissance unitaire de 0,5 MW ainsi qu'un méthaneur. L'hydrogène produit serait injecté dans le réseau de grand transport.

3 – Le « Power to gas » apporte des bénéfices socio-économiques considérables

– Services au système électrique

Le « Power to gas » peut apporter des services au réseau électrique et participer aux services système. Le marché est évalué aujourd'hui à 1000 MW.

En outre, notamment en cas d'opposition sociétale importante, le « Power to Gas » peut permettre d'éviter une partie des investissements des réseaux électriques nécessaires au raccordement de capacités renouvelables nouvelles.

– **« Décarboner » le mix énergétique**

Le « Power to gas » permet l'intégration des énergies renouvelables dans le système énergétique car il permet de stocker les surplus massifs d'électricité dans la durée. La combustion de l'hydrogène ne produisant que de l'eau, le « Power to Gas » permet de réduire les rejets de CO₂. Ainsi la combustion de 25 TWh d'hydrogène permet de réduire les rejets de CO₂ de 5 à 8,5 millions de tonnes selon qu'il se substitue à du gaz naturel ou du charbon. Le « Power to Gas » permet également de contribuer à une mobilité durable « décarbonée » : 10 TWh d'hydrogène permettent d'alimenter une flotte de 2,4 millions de véhicules légers.

Enfin, la recombinaison d'hydrogène et de gaz carbonique (capté dans une installation industrielle par exemple) permet d'éliminer le CO₂ et de le valoriser sous forme de méthane de synthèse.

– **Retombées économiques et sociales**

L'hydrogène étant produit localement grâce à l'énergie renouvelable, le « Power to Gas » réduit les importations de combustibles fossiles et par la même permet d'améliorer la balance commerciale. Permettant d'assurer le stockage de l'électricité excédentaire, le « Power to Gas » favorise le développement des productions électriques renouvelables nationales. Le développement des technologies liées au « Power to Gas » ainsi que la construction et l'exploitation d'installations utilisant ces procédés créera un nombre d'emplois important et procurera des opportunités intéressantes d'exportation de ces technologies.

4 – **Il est nécessaire de construire un cadre législatif et économique approprié**

Les études réalisées jusqu'à présent permettent de cerner les problèmes posés et également d'engager des réflexions complémentaires en particulier :

- Quel sera le positionnement du « Power to Gas » dans le système énergétique dans son ensemble ?
- Quel modèle économique lui appliquer ?

– **Positionnement du « Power to Gas »**

Deux visions peuvent être développées :

- La première considère que le « Power to Gas » n'est qu'un nouveau moyen de produire de l'hydrogène. Il s'agit donc d'un service marchand nouveau qui doit s'intégrer dans le marché selon les règles habituelles d'organisation des marchés.
- Une autre vision consiste à considérer le caractère systémique du « Power to Gas » vis-à-vis du modèle énergétique dans son ensemble. Il apporte au système énergétique une solution d'équilibrage et a donc naturellement vocation à faire partie du secteur régulé (au même titre que les réseaux). Il doit donc par conséquent être encadré par des règles précises dérogeant de celles qui s'appliquent aux services marchands.

Il est important qu'un choix soit fait entre ces visions, voire même pour une combinaison de ces 2 visions afin de définir à temps un cadre législatif, réglementaire et fiscal adéquat capable de garantir dans la durée une réponse adaptée à la fois aux contraintes techniques (d'équilibrage des réseaux en particulier) et aux objectifs de développement des énergies renouvelables.

– **Définir un modèle économique stable**

Comme pour tout investissement d'envergure, un besoin de visibilité et de stabilité du modèle économique s'impose.

Ceci constitue le préalable indispensable à un développement de la filière hydrogène et au déploiement massif des solutions « Power to Gas » (au-delà des nécessaires efforts de R & D et de la mise en place de démonstrateurs). Ceci passe par des réponses concrètes et pérennes aux questions suivantes :

- Quelle sera l'architecture future, le «market design», du marché de l'électricité ? Ceci permettra de définir si l'achat de l'électricité renouvelable pour l'électrolyse se fera à coût marginal ou à prix de marché.
- Comment vont évoluer les mécanismes de soutien au développement de l'électricité renouvelable ? Une évolution de ces mécanismes a déjà été décidée. Y aura-t-il d'autres évolutions ?
- Quel peut être le prix futur du carbone ? Quels mécanismes seront mis en place pour aller vers une économie décarbonée ? Marché du carbone régional, mondial ? Taxe à la tonne de carbone ?

EN CONCLUSION

- 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 de mettre en place des démonstrateurs afin d'améliorer les composants par un retour d'expérience in situ et optimiser les systèmes.
- Le « Power to Gas » utilise les infrastructures existantes et exigera une plus grande coopération/coordination entre les opérateurs de réseau d'énergie ; Il obligera à un dialogue plus approfondi entre les différentes filières.

