



Etude publiée par **Sauvons Le Climat**

septembre 2013

## **Electricité et hydrogène**

*Pierre Bacher*

### **Résumé**

L'étude cherche à quelles conditions l'hydrogène produit par électrolyse pourrait concurrencer d'autres vecteurs d'énergies, et plus particulièrement le carburant automobile. Elle montre d'abord que le potentiel d'utilisation est a priori élevé. Elle montre ensuite que le taux d'utilisation de l'électrolyseur et le prix de l'électricité sont des éléments essentiels : un électrolyseur alimenté uniquement par les pointes de production de l'électricité éolienne produirait un hydrogène entre 50 et 100 €/GJ ; mais avec des électrolyseurs alimentés par l'électricité nucléaire, le coût de l'hydrogène produit pourrait, dans les cas les plus favorables, se situer entre 25 et 35 €/GJ alors que pour le carburant auto, il est proche de 20 €/GJ, hors TIPP. La possibilité pour l'hydrogène de percer dans ce secteur dépendrait alors des coûts de la chaîne d'approvisionnement du véhicule (y compris le réservoir embarqué) et des piles à combustible, le tout étant également à comparer aux coûts et aux capacités des batteries électriques. En tout état de cause, il est essentiel de garder en mémoire que dans l'usage mobilité le rendement énergétique de l'ensemble de la chaîne hydrogène (production – utilisation) est entre le tiers et la moitié de celui de la voie électrique, ce qui pourrait limiter son usage.

**Septembre 2013** (version finale)

## **Introduction**

L'hydrogène est à la fois un vecteur d'énergie et un moyen de stockage de l'électricité. A ce titre, il est souvent évoqué comme moyen de remplacer le gaz naturel dans certains de ses usages et les différents vecteurs utilisés pour la mobilité **(1)(2)**, dans une optique de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Deux conditions sont nécessaires pour que ces développements voient le jour : qu'il y ait un potentiel suffisant d'utilisations de l'hydrogène et que ses coûts de production et d'utilisation lui permettent de concurrencer les autres énergies<sup>1</sup>.

Le premier chapitre examine les potentiels d'utilisation, dont on verra qu'ils sont élevés, notamment dans le domaine des transports.

Le second chapitre évalue les coûts de l'hydrogène produit par électrolyse, seule voie compatible avec la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Le coût des électrolyseurs étant relativement élevé, le coût de l'hydrogène produit est très sensible à leur facteur de charge. Le coût de l'hydrogène est également sensible au prix de l'électricité, même si les rendements thermodynamiques de l'électrolyse et du stockage de l'hydrogène sont raisonnables. L'importance de ces différents paramètres est mise en évidence par quelques exemples concrets : utilisation des pointes de la production d'électricité éolienne (électricité presque gratuite mais très mauvais facteur de charge), utilisation de l'électricité inutilisée pendant les creux de consommation (notamment nucléaire en été). On regarde aussi les cas d'un parc éolien et d'un parc nucléaire partiellement dédiés à la production d'hydrogène, seuls ou combinés.

Le troisième chapitre résume les principales conclusions.

### **Utilisation de l'hydrogène : quel potentiel ?**

L'électricité peut servir à produire de l'hydrogène, qui constitue un moyen de stockage de l'énergie. Une fois celui-ci obtenu, 4 voies principales sont ouvertes :

- La méthanation par réaction avec le CO<sub>2</sub> (réaction de Sabatier)<sup>2</sup>. Le potentiel d'utilisation de l'hydrogène est important, tout en étant limité par la disponibilité de CO<sub>2</sub>. En outre le carbone apporté par le CO<sub>2</sub> aurait de fortes chances d'être d'origine fossile<sup>3</sup>, rendant le méthane lui-même pseudo-fossile **(3)**.

---

<sup>1</sup> Ceci implique de tenir compte des émissions de CO<sub>2</sub> des énergies fossiles, mais aussi des contraintes qui pèsent sur les batteries électriques et sur les piles à combustible.

<sup>2</sup> On utilise ici le terme « méthanation » pour la production de méthane par la réaction de Sabatier ( $\text{CO}_2 + 4 \text{H}_2 > \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$ ). Le terme « méthanisation » est réservé à la production de méthane par fermentation anaérobie de déchets carbonés agricoles ou ménagers.

<sup>3</sup> On peut imaginer que l'on capte le CO<sub>2</sub> produit dans les chaudières brûlant de la biomasse, mais ceci entraînerait des surcoûts à répercuter sur la méthanation. Le CO<sub>2</sub> produit dans les centrales électriques et les cimenteries ne sera capté que si les producteurs bénéficient du crédit carbone correspondant. La méthanation viendrait se substituer au stockage géologique du CO<sub>2</sub>, et remettrait ce CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, d'où l'expression « pseudo-fossile »

- L'injection de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel<sup>4</sup>. Celui-ci transportant aujourd'hui 40 Md de m<sup>3</sup> (environ 34 Mtep), on pourrait y remplacer jusqu'à 8 Md de m<sup>3</sup> par de l'hydrogène (2,6 Mtep) ; mais la quantité d'énergie transportée diminuerait alors de 34 à 30 Mtep. Les émissions de CO<sub>2</sub> par Tep diminueraient un peu, mais de moins de 10%.
- L'utilisation de l'hydrogène dans des piles à combustible, pour la mobilité<sup>5</sup>. Le rendement de l'ensemble de la chaîne (30 à 35 % en régimes variables<sup>6</sup>) étant environ 50 % supérieur à celui des motorisations thermiques, 16 Mtep d'hydrogène permettraient de remplacer près de 25 Mtep de carburants liquides.
- L'apport de l'hydrogène pour augmenter le rendement de la synthèse de biocarburants liquides de deuxième génération. Cette voie permettrait de mieux valoriser la biomasse. Son potentiel est directement lié à la quantité de biomasse disponible pour la synthèse de biocarburants<sup>7</sup>.

Les deux premières voies transforment l'électricité en source de chaleur (méthane et hythane) ; ils sont directement en concurrence avec les autres sources de chaleur, essentiellement pour les usages fixes. La faible efficacité énergétique de la production du méthane<sup>8</sup> rendrait cette voie très coûteuse. Sous cet angle, l'hythane se présente mieux mais le bénéfice à en attendre est limité. Les deux autres voies semblent permettre l'utilisation de grandes quantités d'hydrogène, pour les besoins de mobilité, sous la réserve majeure de leur intérêt économique. En définitive, nous nous concentrerons sur les deux dernières voies qui pourraient permettre de répondre aux besoins de la mobilité.

---

<sup>4</sup>Cette voie a été explorée dans le cadre du projet européen « Naturalhy », le mélange étant baptisé « hythane ». Les limitations proviennent soit du vieillissement accéléré des tuyaux de transport et distribution, soit des risques chez les utilisateurs ; selon les rapports publiés (4 ; 5), les réseaux de gaz actuels seraient limités à 6 à 10 % H<sub>2</sub>, mais pourraient être adaptés pour admettre jusqu'à 20 % ; mais le coût de ces adaptations pourrait être très élevé.

<sup>5</sup> Certains proposent de produire de l'électricité injectée dans le réseau à partir de cet hydrogène, mais le rendement global électricité-hydrogène-électricité est médiocre et l'ensemble fort coûteux ; cette voie semble devoir être écartée, sauf peut-être pour certains petits réseaux îliens (exemples de la Corse avec MYRTE et de la Réunion).

<sup>6</sup> Ce rendement est le produit du rendement de compression l'hydrogène (de 30 bars à 200 - 700 bars) par le rendement de la pile à combustible proprement dite, entre 40 et 45 % en régime variable.

<sup>7</sup> A titre d'exemple, à partir de 22 Mtep de biomasse et de 7 Mtep d'énergie électrique, on estime pouvoir produire 15 Mtep de biocarburant ; l'apport de 7 Mtep d'hydrogène permettrait de porter cette production à 20 Mtep environ.

<sup>8</sup> Au mieux 40 à 50 % selon qu'il faut ou non purifier le méthane avant injection dans le réseau de gaz naturel (3).

**Rappel sur les unités**  
**1 kg H2 # 0,12 GJ**  
**1000 m3 H2 # 11 GJ**  
**1000 m3 CH4 # 36 GJ**  
**1 tep = 42 GJ = 11,65 MWh**

### **Les coûts de la production d'hydrogène par électrolyse :**

Les coûts de production de l'hydrogène par électrolyse dépendent pour l'essentiel de 4 facteurs : le prix payé pour l'électricité, le rendement énergétique de l'électrolyse, les charges fixes d'exploitation des installations (électrolyseurs, alimentation électrique à partir du réseau...) et l'importance plus ou moins grande des capacités de stockage de l'hydrogène produit.

Le coût/GJ de production de l'hydrogène par électrolyse est de la forme

$$(1) \quad P_{\text{hyd}} = A P_{\text{él}} + Q$$

A étant l'inverse du rendement de l'électrolyse, Q la part de coûts fixes (amortissement, frais d'exploitation et de maintenance des électrolyseurs). Q est pris inversement proportionnel au taux d'utilisation des électrolyseurs :

- Avec un rendement de 70 %<sup>9</sup>, A = 1,4
- La part de coût fixe de l'électrolyseur pour une utilisation en continu est évaluée par l'AFHyPAC à 5 €/GJ, auxquels il faut ajouter les coûts des infrastructures d'alimentation électrique et de stockage ; compte tenu des grandes incertitudes sur ces différents termes, nous retiendrons une fourchette 5 à 10 €/GJ. Une interrogation subsiste sur l'aptitude des électrolyseurs à fonctionner de façon intermittente, mode particulièrement sollicité dans le cas de l'éolien. Selon AFHyPAC, la technologie PEM (Proton Exchange Membrane) serait mieux adaptée à ce mode de fonctionnement que la technologie traditionnelle, mais elle est encore au stade du développement.
- Le prix de l'électricité devrait inclure le prix de péage, mais celui-ci étant vraisemblablement le même quelle que soit l'origine de l'électricité, nous n'en tiendrons pas compte ici.

La formule (1) devient, pour un fonctionnement des électrolyseurs de H heures

---

<sup>9</sup>Les estimations du rendement de la production d'hydrogène (nécessairement comprimé) par électrolyse dépendent des procédés, du fonctionnement plus ou moins chahuté des électrolyseurs et des auteurs : pour B. Durand, ancien directeur de la Géologie-Géochimie et conseiller scientifique à l'IFP, il se situerait entre 50 et 70 % ; selon F. Livet (4), en comptant la conversion AC/DC, l'électrolyse et compression, on arrive à un rendement global de 64 %. Pour l'AFHyPAC(5), un procédé prometteur est le PEM (Proton Exchange Membrane), avec un rendement dans la fourchette 70 à 85 % ; mais ceux-ci sont encore loin d'un développement industriel. Nous retenons ici 70 %,

équivalentes pleine puissance par an :

$$(2) \quad P_{\text{hyd}} = 1,4 P_{\text{él}} + (5 \text{ à } 10) * (8700/\text{H})$$

Nous examinerons 4 cas correspondant à 4 sources d'électricité : provenant des pointes de production des éoliennes, d'un parc éolien dédié à la production d'hydrogène, des capacités disponibles pendant des creux de consommation, notamment de mi-avril à mi-octobre, l'utilisation de centrales nucléaires toute l'année. Dans tous les cas, pour faciliter les comparaisons, nous normalisons à 6 GW la capacité des électrolyseurs

### Pointes de production éolienne

Un exemple est donné dans l'Annexe 1, à partir d'une étude de H. Flocard et J.-P. Pervès. Les auteurs ont relevé les productions éoliennes des principaux pays européens de septembre 2011 à mars 2012 et ont extrapolé à l'horizon 2030 en se basant sur les programmes annoncés de développement de l'éolien. La production éolienne est écrêtée à environ 70 % de la puissance maximum observée, de façon à limiter l'investissement en électrolyseurs.

Leur étude montre qu'un temps d'utilisation des électrolyseurs à pleine puissance de 16% semble être un compromis acceptable entre l'alimentation du réseau électrique et l'alimentation des électrolyseurs (environ 2/3 – 1/3) . Il lui correspond une charge fixe de 42 à 84 €/GJ. La production éolienne revenant à 80 €/MWh (22 €/GJ)<sup>10</sup>, le coût total de l'hydrogène serait de l'ordre de **73 à 115 €/GJ**.

Pour un parc éolien de 47 GW associé à un parc d'électrolyseurs de 6 GW, la production annuelle d'hydrogène serait de 6 TWh, soit environ 0,5 Mtep.

### Production éolienne dédiée

Pour un parc d'éoliennes dédiées dont toute la production serait consacrée à la production d'hydrogène (toujours écrêtée à 70 % de la puissance maximum produite), le temps d'utilisation à pleine puissances des électrolyseurs est proche de 56 %, les charges fixes de 9 à 18 €/GJ et le coût total de l'hydrogène de **40 à 70 €/GJ**.

La production d'hydrogène serait alors, pour le même parc que précédemment, de 21TWh, soit environ 2 Mtep.

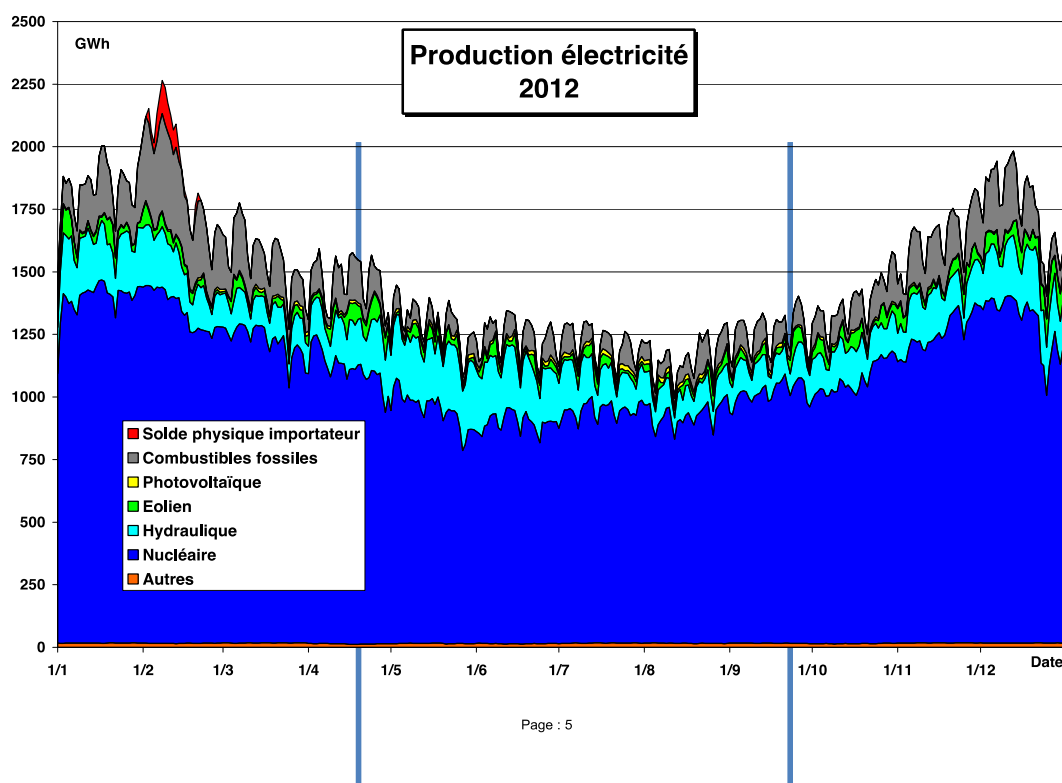
### Creux de consommation en été

---

<sup>10</sup> On observe que, dans certaines situations extrêmes de déséquilibre entre les moyens de production et les besoins de consommation, l'électricité éolienne est vendue à prix négatif (en pratique, les producteurs éoliens sont payés pour ne pas produire). Avec un prix négatif de 80 €/MWh (22 €/GJ) et le même taux d'utilisation des électrolyseurs, le coût de l'hydrogène tomberait entre 25 et 30 €. Mais il est probable que ces périodes de prix négatif seront courtes et concerneront des puissances nettement plus fortes, peu compatibles avec les capacités de transport du réseau électrique.

La consommation est beaucoup plus faible en été qu'en hiver (figure 1).

Si on admet d'augmenter la consommation pour alimenter des électrolyseurs du 15 avril au 15 octobre, soit la moitié du temps, les charges fixes seraient de 10 à 20 €/GJ.



Période d'augmentation de  
production nucléaire

source : RTE

Figure 1 – évolution de la demande hebdomadaire d'électricité pendant l'année 2012

Pour une même capacité installée d'électrolyseurs que précédemment (6 GW) leur consommation journalière serait de 144 GWh et sur, les 6 mois de creux, de 26 TWh environ permettant de produire 18 TWh d'hydrogène, soit 1,5 Mtep.

Une partie de l'augmentation de consommation électrique peut sans doute provenir de centrales sous utilisées à certaines périodes (week ends par exemple), et il semble légitime alors de compter l'électricité à son coût marginal, de l'ordre de 10 €/MWh. Mais une partie nécessite de diminuer le nombre d'arrêts pour renouvellement du combustible en été en les étalant plus sur toute l'année. Ceci entraînerait probablement la nécessité d'augmenter la puissance installée en nucléaire. En admettant que la ré-optimisation de la gestion des arrêts de tranche permette de limiter cette augmentation à la moitié des besoins (soit 3 GW sur 6), on pourrait prendre comme prix de l'électricité la moyenne entre le coût marginal et le coût complet, soit 32 €/MWh (9 €/GJ)<sup>11</sup>. Le coût

<sup>11</sup> Moitié à 10 €/MWh et moitié à 55 €/MWh

total de l'hydrogène serait dans une fourchette **23 à 33 €/GJ**.

Un des inconvénients de cette façon d'opérer est qu'il est nécessaire de disposer de grandes capacités de stockage de l'hydrogène, ce qui devrait majorer les coûts (1,5 à 3 €/GJ selon AFHyPAC, mais sans justification). Cet inconvénient peut être réduit en dédiant des réacteurs nucléaires à l'alimentation des électrolyseurs toute l'année.

#### Production d'électricité nucléaire dédiée

On admettra que la gestion des réacteurs dédiés est la même que celle de l'ensemble du parc. Compte tenu des arrêts de tranche en été, pour une capacité de 6 GW, on devrait alors disposer de 5 GW en été, utilisés à 100 %. En hiver, la situation est un peu plus complexe, comme le montre la figure 2 qui illustre une journée de semaine

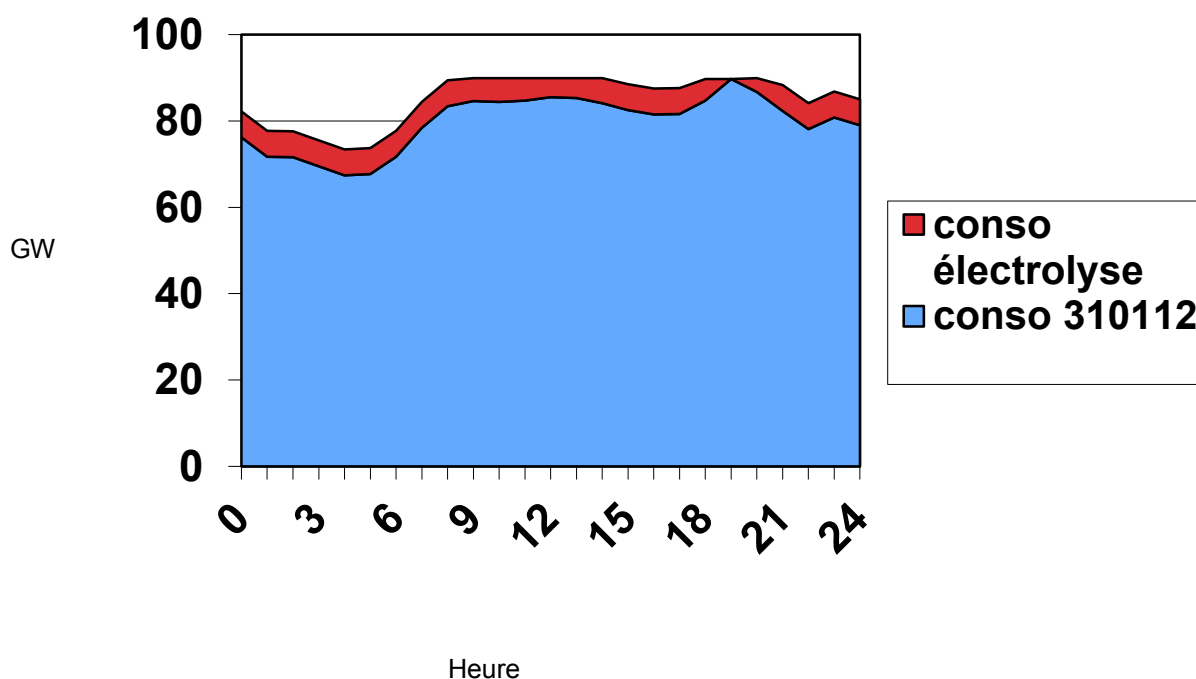


Figure 2

caractéristique. On constate qu'il y a deux pics de consommation : le premier en milieu de journée et le second entre 18 et 20 heures. L'écart entre les deux étant de l'ordre de grandeur de la capacité des électrolyseurs retenue, il paraît assez logique de demander à ceux-ci de s'effacer pendant ces deux heures. Globalement, on retiendra un taux d'utilisation de 90 % en hiver et 83 % en été (5/6), soit une moyenne de 86 %.

Pour un tel taux, la charge fixe est de 6 à 11 €/GJ. En prenant un prix de l'électricité de 55 /MWh soit 15 €/GJ. On arrive à **27 à 33 €/GJ** d'hydrogène.

Cette voie présenterait deux avantages par rapport à la précédente : il n'y aurait pas besoin de stockage inter saisonnier, et l'ensemble du système électrique serait mieux utilisé.

La « voie éolienne » est assez représentative de systèmes électriques fondés sur les énergies renouvelables intermittentes, tel que le système auquel doit aboutir la transition énergétique allemande (energiegewande). La « voie nucléaire » est assez représentative de systèmes électriques reposant sur une forte production régulable de base (nucléaire comme en France, ou fossile comme en Allemagne encore aujourd'hui). La réalité d'un système électrique est évidemment beaucoup plus complexe ; pour l'illustrer, on peut imaginer un système mixte (nucléaire + éolien) dans lequel les électrolyseurs seraient alimentés en permanence (comme dans le cas « nucléaire dédié ») mais les 25 TWh nécessaires, au lieu d'être fournis par du nucléaire supplémentaire, le seraient par l'éolien quand il est disponible. Ceci reviendrait à remplacer un MWh à 15 €/GJ par un MWh à 22 €/GJ pour la moitié de la fourniture d'électricité et à augmenter le coût de l'hydrogène de 5 €/GJ. Il faudrait par ailleurs que le nucléaire accepte les variations rapides et fréquentes de l'éolien. En revanche, les problèmes de stockage seraient simplifiés.

### *En résumé,*

Les hypothèses et résultats sont rassemblés dans le tableau suivant, pour un parc d'électrolyseurs de 6 GW.

	Pointes de production éolienne	Eolien dédié	Creux de consommation en été	Nucléaire dédié
Capacité parc électrique (GW)				
hepp annuels (électrolyseurs)	1420	4900	4300	7500
Charges fixes électrolyseurs (€/GJ)	42 à 84	9 à 13	10 à 20	6 à 11
Prix électricité (€/GJ)	22	22	9	15
<b>Prix H2 (€/GJ)</b>	<b>73 à 115</b>	<b>40 à 70</b>	<b>23 à 33*</b>	<b>27 à 33</b>
<b>Quantité H2 (TWh (Mtep))</b>	<b>6 (0,5)</b>	<b>21 (1,9)</b>	<b>18 (2,1)</b>	<b>31 (3)</b>

\* auxquels il faut ajouter le stockage

Tableau 1

En écartant les valeurs extrêmes, la production d'hydrogène par électrolyse devrait permettre d'obtenir un coût de 50 à 100 €/GJ avec l'éolien et de 25 à 30 €/GJ avec le nucléaire.

Avec de tels coûts, l'hydrogène serait difficilement compétitif avec le gaz naturel (5 €/GJ aux Etats-Unis, 10 en Europe, 15 au Japon), même si celui-ci était pénalisé par une forte taxe carbone. Il ne serait pas non plus compétitif avec les énergies renouvelables chaleur (biomasse, solaire thermique, géothermie, etc.). Associé à une pile à combustible, de rendement 50 %, le coût de l'électricité produite à partir de l'hydrogène « éolien » serait dans la fourchette 100 – 200 €/GJ, soit 350 à 700 /MWh. Il paraît donc exclu d'utiliser l'hydrogène comme vecteur permettant de stocker et restituer l'électricité intermittente.

L'hydrogène pourrait-il devenir un concurrent sérieux du carburant automobile ?



Le coût (hors TIPP) du carburant automobile est de l'ordre de 20 €/GJ ; les rendements respectifs des motorisations thermiques et des motorisations hydrogène/ PAC/ moteur électriques étant de 20-25 % et 30-35 %, <sup>12</sup> l'équivalence de coût des « carburant » pourrait être atteint pour un hydrogène produit avec l'électricité nucléaire. La compétitivité dépendrait de deux autres facteurs : l'importance d'une éventuelle taxe carbone et le prix des PAC comparé à celui des motorisations thermiques. Ce point avait déjà été souligné dans le rapport « Vecteurs d'énergie » (1).

On remarquera que 3 Mtep d'hydrogène, alimentant des piles à combustible, pourraient se substituer à environ 4,5 Mtep de carburant fossile.<sup>13</sup> Cette voie devrait être comparée à la voie de synthèse de biocarburants, dont on a vu qu'elle serait également susceptible de remplacer des carburants fossiles.

En revanche, du fait de la très grande variabilité de l'électricité éolienne et de son coût élevé, la production d'hydrogène n'est pas une voie intéressante sur le plan économique, car elle nécessite des investissements excessivement lourds.

En résumé, il serait peut-être raisonnable d'augmenter le parc nucléaire mais totalement déraisonnable de créer un parc éolien en comptant sur la voie hydrogène pour le valoriser. C'est cependant la voie préconisée dans certains scénarios de « transition énergétique », et cela semble être un des choix de l'« energiewende » allemande. Il est vrai que ces scénarios se situent hors optimisation économique, du simple fait que les électricités renouvelables (éolienne mais aussi solaire) sont lourdement subventionnées et bénéficient d'une priorité d'accès au réseau. Ceci débouche, sur le marché de l'électricité, sur des prix très faibles de ces électricités, et même, exceptionnellement, sur des prix négatifs (les distributeurs d'électricité paient les producteurs d'ENR pour ne pas produire leur électricité). La production d'hydrogène avec cette électricité « fatale » pourrait-elle être intéressante ? Ce n'est pas l'objet de la présente étude, mais mériterait d'être analysé.

## **Conclusions**

L'hydrogène produit par électrolyse est un piètre moyen de stockage de l'électricité, le rendement global électricité ⇒ hydrogène ⇒ électricité étant très médiocre. C'est également, pour la même raison, un piètre moyen de stockage de l'électricité sous forme de méthane.

En tant que vecteur, il peut théoriquement se substituer au gaz naturel pour les besoins fixes de chaleur et pour produire de l'électricité ; mais les rendements globaux sont trop faibles pour que cela puisse être une importante voie d'avenir.

Sous certaines conditions, il pourrait alimenter des piles à combustible de voitures. Il faudrait pour cela que le coût des piles à combustible ne soit pas trop élevé et que le

---

<sup>12</sup> Ce rendement est le produit du rendement de compression à 700 bars, de la PAC utilisée à régime variable, du moteur électrique

<sup>13</sup> Faudrait-il alors disposer de stations service spécialement équipées (comme pour le GPL) ? Ou réserver l'hydrogène/PAC à des flottes captives ?

coût de production de l'hydrogène par GJ d'énergie mécanique sur les roues soit du même ordre de grandeur que celui du carburant automobile. Cette dernière condition nécessite que l'électrolyseur soit utilisé avec un bon facteur de charge et avec une électricité bon marché.

Il est évident que la présente étude demanderait à être approfondie. Parmi les sujets à creuser, le plus important est sans conteste celui des électrolyseurs : leur coût peut-il baisser dans de grandes proportions ? Seront-ils exploitables de façon intermittente ? Il faudrait également regarder de plus près le transport de l'électricité entre les lieux de production et les électrolyseurs. Enfin, l'utilisation de l'hydrogène dans des piles à combustibles repose sur une industrialisation de ces dernières et une baisse importante de leur coût.

### **Remerciements**

Je remercie MM. Thierry Alleau (AFHyPAC) et de nombreux membres du conseil scientifique de Sauvons le Climat pour leurs conseils éclairés. Bien entendu, les conclusions de cette étude n'engagent que leur auteur.

\*  
\*       \*

### **Bibliographie**

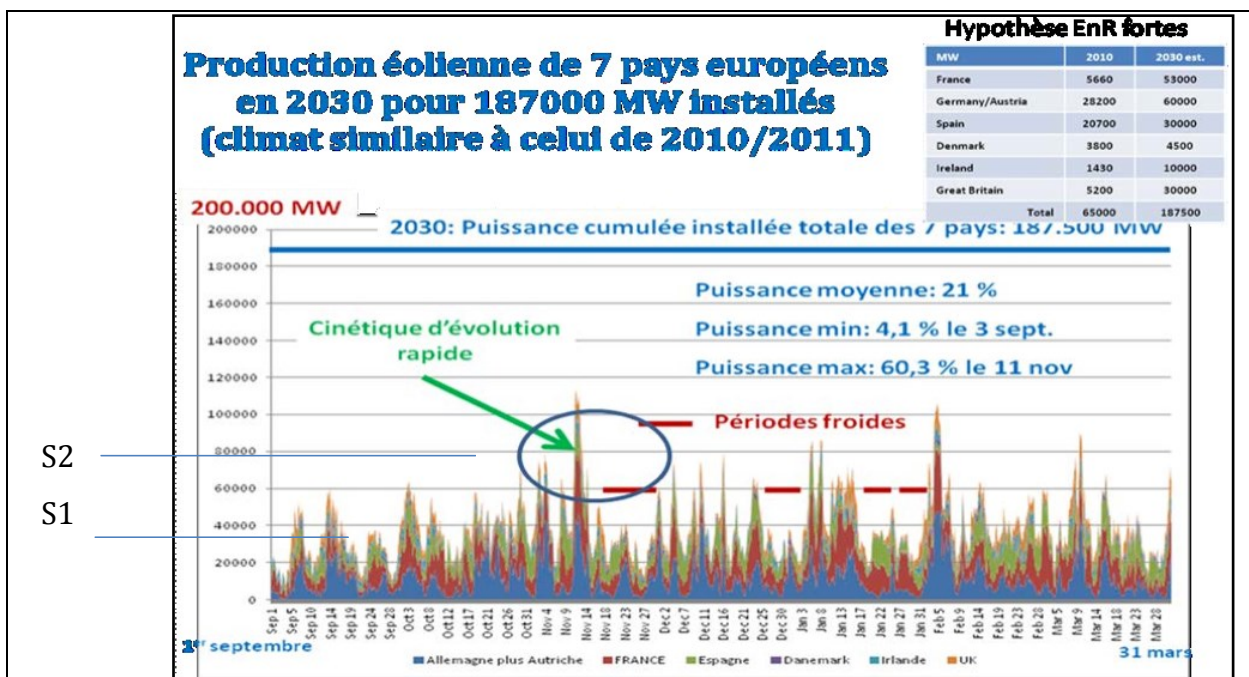
- (1) « Vecteurs d'énergie – guide pérenne pour les choix énergétiques », rapport de l'Académie des technologies (2010)
- (2) « L »hydrogène – pour relever le défi énergétique du XXI<sup>e</sup> siècle », rapport de l'Association Française pour l'hydrogène (AFH2 - 2006)
- (3) P. Bacher – « Comment compter et évaluer les différentes énergies, et en particulier les énergies renouvelables : réflexions et exemples. » (mai 2013) [www.sauvonsleclimat.org](http://www.sauvonsleclimat.org)
- (4) O. Florisson - « A step towards the hydrogen economy using the existing naturalgas grid (the naturalhy project) » - Gasunie
- (5) G. C. Tiekstra et F. P. Koopman – « The NATURALHY project : first step in assessing the potential of the existing naturalg as network for hydrogen delivery » (IGRC – Paris 2008)
- (6) F. Livet – « Stockage de l'électricité : pourquoi ? Hydraulique, air comprimé, électrochimique » -
- (7) AFHyPAC – Mémento de l'hydrogène - Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau – (mai 2013) – [www.afhypac.org](http://www.afhypac.org)

- (8)** H. Flocard et J.P. Pervès – « Intermittence et foisonnement de l'électricité en Europe de l'Ouest : quelles compensations espérer entre pays ? Qu'attendre du stockage de l'électricité intermittente sous forme d'hydrogène ? » [www.sauvonsleclimat.org](http://www.sauvonsleclimat.org)

## Annexe 1 – électricité intermittente et production d'hydrogène

On résume dans cette annexe la démarche suivie par H. Flocard et J.P. Pervès (8) dans leur analyse de l'éolien en Europe, projetée en 2030.

Le point de départ est le retour d'expérience de la production d'électricité éolienne, heure par heure, du 1<sup>er</sup> septembre 2010 au 31 mars 2011 (soit 5100 heures) dans les 7 pays principaux producteurs pour une puissance installée totale de 65 GW. A partir de ces données, on extrapole à la puissance installée projetée par ces 7 pays en 2030, soit 187 GW produisant, sur cette période de 5100 heures, 200 TWh. Cela correspond à une puissance moyenne fournie par ce parc d'éoliennes de 40 GW, soit 21 % de la puissance installée ; compte tenu du foisonnement entre les différentes régions, la puissance minimum est de 8 GW et la puissance maximum de 115 GW.



Source : Hubert Flocard – Jean-Pierre Pervès – op. cité

Figure A1

Les auteurs ont déterminé l'énergie délivrée aux électrolyseurs en fonction de la valeur du seuil S1 à partir des données de la figure A1 (sans fixer de plafond S2 ce qui ne change pas grand chose si S2 est suffisamment élevé). En fixant

Les principales hypothèses sont les suivantes :

- La production éolienne est déversée sur le réseau électrique jusqu'à un certain seuil S1,
- Entre ce seuil et un seuil S2 l'électricité éolienne est envoyée vers des électrolyseurs
- Au dessus de S2, la production est refusée

Les auteurs ont déterminé l'énergie délivrée aux électrolyseurs en fonction de la valeur du seuil S1 à partir des données de la figure A1.

Dans l'exemple traité ici, S1 est pris égal à 45 GW et S2 à 70 GW (ce qui revient à écrêter la production éolienne au dessus de 70 % de la puissance maximum observée, celle-ci étant arrondie à 100 GW) ; la limite S1 est choisie pour limiter le besoin de moyens de compensation des variations de puissance (TAC par exemple), et le seuil S2 pour limiter les investissements en électrolyseurs. La perte au dessus de S2 ne concerne que quelques dizaines d'heures sur la période considérée et ne représente que 1 à 2 % de la production éolienne totale.

On peut, à partir de ces hypothèses, bâtir le tableau suivant qui donne les heures équivalent pleine puissance (hepp) d'utilisation des électrolyseurs. Pour évaluer la sensibilité aux hypothèses, nous avons pris 3 valeurs pour S1 : 35, 45 et 55 GW et complété par le cas où toute la production éolienne irait alimenter les électrolyseurs.

S1 (% de la puissance maximum observée)	0	35	45	55
Capacité des électrolyseurs (GW)	70	35	25	15
Energie fournie aux électrolyseurs (TWh) extrapolée à 12 mois	340	68	36	17
hepp électrolyseurs (% du temps à pleine puissance)	4900 (56)	1950 (22)	1440 (16)	1130 (13)
Charge fixe Q1 électrolyseurs (€/GJ)	9 à 18	28 à 56	42 à 84	49 à 98
Production annuelle hydrogène (TWh)	240	48	25	12

Tableau A1

Le temps de fonctionnement des électrolyseurs va de 22,5 % à 13 % en fonction de la capacité installée et du seuil S1 (56 % pour S1 nul). Pour évaluer les charges fixes, on part du chiffre donné dans le rapport de l'AFHyPAC **(2)** pour un électrolyseur industriel : 5 €/GJ pour un fonctionnement continu, avec une variante à 10 €/GJ.

On admet, avec les auteurs de cette étude, que le nombre d'électrolyseurs mis en service à un instant donné est fonction de la puissance électrique disponible, chacun fonctionnant alors à son régime nominal. Un tel choix conduit aussi à répartir les électrolyseurs sur le territoire afin de les rapprocher des lieux de production.

### ***Quantités d'hydrogène produites pour un parc éolien de 6 GW***

On peut, à partir du tableau A1, déterminer les quantités d'hydrogène produites pour une capacité donnée des électrolyseurs. Un exemple est donné dans le tableau A2, pour une capacité d'électrolyseurs de 6 GW.

S1 (% de la puissance maximum)	0	35	45	55
Puissance installée d'éoliennes (GW)	15,5	31	47	75
Capacité des électrolyseurs (GW)	6			
Energie fournie aux électrolyseurs (TWh)	30	11,7	8,5	6,8
Production annuelle hydrogène (TWh)	21	8,4	6	4,7

Tableau A2