

## La place des couplages sectoriels dans les scénarios de transition

Dominique Finon

@ 49643

**Mots-clés :** couplage sectoriel, chauffage, power-to-gas, hydrogène, électricité

***Les politiques de transition bas carbone en Europe commencent à mettre l'accent de façon insistante sur les couplages Power-to-Gas (production d'hydrogène par électrolyse, prolongée par sa méthanation) et Power-to-Heat (transformation de l'électricité en chaleur par des pompes à chaleur dans l'industrie, les logements et les réseaux urbains) en se fondant sur les surplus horaires des productions d'EnR intermittentes. Le développement de ces couplages est loin d'être assuré, même si on peut tabler sur les baisses de coût des techniques concernées au fur et à mesure des installations, car ces techniques sont capitalistiques. Leur rentabilité dépendra de l'importance des périodes de bas prix horaires de l'électricité, reflète de l'abondance épisodique des productions EnR intermittentes au cours d'une année. Le papier précise les différentes possibilités de couplages sectoriels, les obstacles se présentant devant leur développement, et les politiques et mesures envisageables pour y faire face.***

Le centrage des politiques de transition bas carbone sur les énergies renouvelables à apports intermittents (EnRi) dans le secteur électrique conduit à rechercher des moyens économiques pour faire face à la variabilité de ces productions et donner une valeur au surplus de production d'électricité des EnR intermittentes par rapport à la demande horaire dans les systèmes à forte part d'EnRi. En parallèle, la volonté de remplacer le gaz naturel par du «gaz vert» dans le système gazier, dans les politiques visant à la neutralité carbone, devrait conduire aussi à jeter des passerelles entre les productions électriques et le système gazier avec la production d'hydrogène par électrolyse, prolongée par la production de GNS (gaz naturel de synthèse<sup>1</sup>) qui sera injecté dans le système gazier et pourra alimenter différents types de véhicules. Certains proposent même de produire de nouveau de l'électricité par ce même GNS aux moments propices de

production d'EnRi en berne, ce détour inter-saisonnier faisant office de stockage. C'est ainsi que pourraient prendre corps les filières qu'on dénomme *Power-to-Gas* (abrégé par les spécialistes en P2G) et se mettre éventuellement en place une économie de l'hydrogène vers différents types d'usages dans l'industrie, les transports et le système gazier. En parallèle, l'utilisation de l'électricité «verte» dans les usages chaleur dans l'industrie et le chauffage des locaux par le chauffage urbain, qui font office de passerelles de *Power-to-Heat* (abrégé en P2H), est loin d'être oubliée dans cette démarche intégrative.

Pour le secteur électrique, ces différents types de couplages seront des sources de flexibilité pour absorber les fluctuations des productions des EnR électriques. L'électrification des usages, combinée à la numérisation, ouvre la voie à de nombreuses possibilités pour

relier de manière fiable la production d'électricité avec la demande d'énergie en temps réel à différents niveaux du système électrique, dans les transports, les bâtiments et l'industrie aux points de localisation des consommateurs. Il y a donc un mouvement de dépassement des approches de la transition énergétique bas carbone, qui ont été auparavant définies secteur par secteur [Imperial College, 2017; Trinomics, 2018; DENA, 2018].

Forts du paradigme de marché qui domine les conceptions des politiques énergie-climat dans l'Union européenne, les protagonistes de ces couplages sectoriels montrent qu'entremêler les secteurs dans des politiques de transition, en intégrant l'électricité, le gaz et les réseaux de chauffage, permettrait de limiter les coûts pour la société. Ce serait plus économique que d'optimiser les sous-systèmes de façon séparée en favorisant pour ce faire les conversions «intelligentes» d'un vecteur énergétique à un autre. De telles idées sont explorées assidûment dans les pays où, pour des raisons de rejet du nucléaire et du CSC (capture et stockage de CO<sub>2</sub>), on ne peut recourir qu'aux EnR pour arriver à la neutralité carbone dans le secteur électrique.

Par la suite, on examine successivement les différentes filières de *Power-to-Heat* et celles de *Power-to-Gas*. On situera l'électrification des usages chaleur, via les pompes à chaleur dans l'industrie et les chauffages urbains, par rapport aux techniques établies — chaudières classiques et cogénération —, dont certaines sont déjà alimentées par des EnR (biomasse, géothermie, etc.). Ensuite, on situera les modes de production d'hydrogène et de méthane de synthèse avec ceux des autres gaz verts dans le cadre d'une politique volontariste de verdissement du système gazier, et dans une vision concurrente de développement d'une économie de l'hydrogène. On verra que les défis du développement de telles options sont considérables. On s'interrogera sur leurs chances de compétitivité dans une perspective bruxelloise où l'on envisage un futur décarboné sur la base exclusive du développement des EnR en production électrique sur le mode allemand.

On ne traitera donc pas d'approches qui seraient spécifiques aux pays comme la France qui recourra à d'autres technologies bas carbone comme le nucléaire, qui sont pilotables et produisent en base.

Dans la dernière section, on évaluera les chances de développement des options de couplage P2H et P2G, en identifiant les contraintes principales et les obstacles réglementaires et institutionnels auxquels elles font face. On en déduira les politiques et mesures qu'il faudrait mettre en œuvre pour rendre possibles et opérationnelles de telles options prospectives. Un aspect important est le besoin de gouvernance forte à tous les niveaux, du local au national, ce qui implique de coordonner le développement des projets sectoriels entre tous ces niveaux et de contourner les principes de marché à chacun de ces niveaux.

### **1. La place des couplages électricité-chaleur dans la décarbonation des usages chaleur**

La consommation d'énergie dans les usages chaleur et les usages de réfrigération, qui constituent l'une des principales utilisations finales de l'énergie dans l'UE, est responsable d'une part importante des émissions de CO<sub>2</sub> dans les pays industrialisés. En 2015, plus du quart de la demande d'énergie concerne le chauffage des locaux et pour environ un sixième la chaleur industrielle. Elle représente donc un enjeu important de décarbonation par l'usage direct ou indirect des EnR ou par son utilisation de l'électricité venant des technologies bas carbone, EnR en tête, dans des pompes à chaleur ou par chaudières électriques.

Une autre voie relève d'une «intégration transversale» de vecteurs énergétiques en s'appuyant sur la cogénération de chaleur et d'électricité à base de biomasse pour les grands bâtiments et le chauffage urbain. La biomasse reste la source de chauffage renouvelable la plus répandue en Europe dans l'individuel, le collectif et les réseaux de chauffage. Dans ces deux derniers domaines, l'intégration des

## La place des couplages sectoriels dans les scénarios de transition

vecteurs par leur co-production à partir d'EnR est aussi possible dans les installations de cogénération alimentée par du biogaz ou du biométhane (turbines à gaz, piles à combustible, moteurs thermiques, etc.) ou avec des pompes à chaleur à gaz fonctionnant avec ces mêmes gaz «verts» [JRC, 2019].

Dans le domaine du chauffage des locaux, ce sont les réseaux de chauffage urbain qui présentent le potentiel le plus important de développement du couplage *Power-to-Heat* comme mode indirect de décarbonation, au côté de l'usage direct des EnR (biomasse, géothermie, déchets urbains, etc.). Le *Power-to-Heat* consiste en la conversion de l'électricité des surplus de leurs productions horaires en chaleur pendant les périodes de prix horaires bas que ces surplus provoquent sur le marché électrique, cette conversion se faisant par les chaudières électriques à résistance, ou beaucoup mieux, par des pompes à chaleur<sup>2</sup>. Elles présentent des performances remarquables en raison de leur Coefficient de Performance élevé (COP), en fournissant environ trois fois plus d'énergie thermique que leur consommation d'électricité, alors que les chaudières électriques ou le chauffage électrique direct ont un rendement un peu inférieur à un.

### *Le Power-to-Heat dans l'industrie*

Dans l'industrie, le développement de l'usage indirect des EnR se fera selon deux voies dépendant du niveau de température de l'usage considéré. Pour les usages BT et MT (basse et moyenne température), la demande de chaleur industrielle pourrait être en partie électrifiée avec l'usage des pompes à chaleur de grande taille. En revanche, la demande de chaleur HT (haute température) doit être traitée par une voie indirecte, l'utilisation de l'hydrogène produit par des électrolyseurs alimentés par les surplus de production d'EnR électriques (voir plus loin).

Pour les usages MT et BT, les choix des industriels se feront évidemment sur la base de la compétitivité de la solution «pompe à chaleur», qui dépendra du nombre d'heures pendant lesquelles l'électricité sur le marché s'achète à des prix bas (par exemple 15-20 €/MWh, au lieu de 50-60 €/MWh en moyenne), qui lui-même dépendra de la part de production des EnR intermittentes dans la production totale. Il pourrait bénéficier d'un coup de pouce supplémentaire si les gouvernements parviennent à mettre en place un prix élevé du carbone, via le système européen des permis pour les gros industriels émetteurs (notamment en définissant un prix plancher élevé), ou une taxe carbone pour les

	Allemagne	Danemark	Suède	Pologne	Finlande	Autriche	France	UE
Part dans chaleur domestique/ tertiaire	9 %	62 %	52 %	43 %	38 %	8 %	3 %*	12 %
Énergie livrée (TWh)	70	29	48	60	30	20	10**	nd
Nombre de réseaux	1 342	394	250	nd	nd	nd	550	nd

**Tableau 1. Part du chauffage urbain dans quelques pays européens en 2017**

Source : Euroheat & Power. Country by Country 2017. <https://www.euroheat.org/cbc/2017/>

Notes : \* Comme en France, la part du chauffage urbain en Italie, aux Pays-Bas et au Royaume-Uni se situe aussi au niveau de 3 %. \*\*La part d'EnR dans la fourniture de la chaleur urbaine en France en 2017 est de 56 %.

petits industriels, qui, les deux, rehausseraient le coût de la chaleur par des chaudières à combustibles fossiles. Mais c'est une autre histoire.

*Le couplage indirect des EnR électriques et de l'offre de chaleur urbaine*

Si le chauffage urbain répond actuellement en moyenne à 12 % de la demande de chaleur européenne, il représente une part très importante de la demande de chaleur des bâtiments dans certains pays, notamment le Danemark (62 % en 2017), la Suède (52 %) et la Pologne (43 %) (voir Tableau 1). L'Allemagne possède le plus grand nombre de réseaux de chauffage urbain en Europe et l'offre la plus importante en taille (70 TWh thermique), mais il pèse beaucoup moins dans la fourniture de chaleur aux logements (9 %), étant donné la taille du marché thermique dans ce pays.

La biomasse est la forme la plus fréquente de source d'énergie renouvelable utilisée dans le chauffage urbain. Son usage est en train d'augmenter dans les réseaux de plusieurs pays européens, et certaines technologies sont déjà compétitives avec les chaudières à combustibles fossiles dans certains pays. Concernant l'usage de la géothermie, plus de 240 réseaux de chaleur en Europe sont alimentés par cette énergie. Les premiers ont été développés dans les pays dotés d'un potentiel hydrothermal conséquent (France, Allemagne, Islande, Italie). Mais depuis une quinzaine d'années, les pompes à chaleur basées sur l'usage de la géothermie ont permis à des pays moins bien dotés de développer des réseaux de chaleur dans le but de verdir leurs mix énergétiques (Pays-Bas, Royaume-Uni). Si une dynamique de développement du couplage sectoriel P2H s'enclenche, elle devrait par mimétisme accroître ce type d'utilisation de la géothermie.

Au Danemark, des solutions innovantes de couplage sectoriel commencent à être testées car c'est le pays où le chauffage urbain est le plus développé (62 % des besoins chaleur des logements, comme on vient de le dire) et où la politique électrique à base d'EnR intermittentes est la plus active (la part de production des

éoliennes est de 47 % en 2018). C'est donc là où l'on envisage d'utiliser des pompes à chaleur de grande taille et des chaudières électriques comme sources de chaleur de réseaux de chauffage urbain à côté de la biomasse alimentant les chaudières et les cogénérations, pour profiter des surplus d'électricité EnR et développer plus avant le stockage intersaisonnier de chaleur [Skytte et al., 2018].

L'efficacité du couplage *Power-to-Heat* via le chauffage urbain est rehaussée par le potentiel de stockage des systèmes de chauffage urbain pour le court terme et pour l'intersaisonnier<sup>3</sup>. Le stockage de chaleur saisonnier permet de stocker l'énergie produite sous forme d'électricité par les éoliennes à l'automne, période de forte production, pour la consommer sous forme de chaleur en hiver. Un tel stockage permettrait à un grand réseau de chauffage urbain de suivre les variations de prix horaires de l'électricité et de découpler la production et la demande de chaleur qui lui est adressée pendant les périodes de pointe. De cette façon, le développement du stockage conduit à reporter les investissements en nouvelles chaudières. C'est aussi le moyen d'augmenter la fourniture d'EnR aux systèmes de chauffage urbain sans investissement supplémentaire en chaudière biomasse.

Dans un système énergétique national, un fournisseur de chauffage urbain peut réagir aux fluctuations de prix sur le marché local de l'électricité et contribuer à l'équilibre du système électrique en produisant ou en consommant plus d'électricité. La cogénération permet une certaine forme de stockage thermique, car elle offre une souplesse aux systèmes combinés d'électricité et de chaleur. Les entreprises de chauffage urbain peuvent également utiliser le stockage de l'énergie thermique (qui est et qui sera moins coûteux que le stockage de l'électricité), ce qui contribuera à la flexibilité du système d'ensemble. Finalement, le chauffage urbain est idéal pour un couplage sectoriel *Power-to-Heat* avec deux voies possibles :

- combiner des pompes à chaleur et des chaudières à base d'énergies renouvelables, les premières pendant les périodes de bas prix

de l'électricité résultant des surplus horaires d'électricité EnR, les secondes pendant les périodes de prix élevés ;

- combiner des pompes à chaleur et une cogénération qui peut passer aisément en mode unique de production de chaleur pendant les épisodes d'électricité à prix bas, ce qui permet une forme de stockage thermique et donne de la souplesse aux systèmes d'électricité, de chauffage et de gaz.

À noter qu'en France, une étude de 2016 effectuée par l'ADEME et l'ATEE [ADEME, ATEE, Étude PEPS3, 2016] sur les potentiels de stockage de chaleur et de P2H a estimé le potentiel de développement des PAC sur réseau de chaleur à près de 1 000 MWth à horizon 2030, hors géothermie. Les PAC alimentées par de l'électricité EnR s'ajoutent à l'usage des déchets et à la biomasse, tout en permettant de réduire les consommations de gaz naturel pendant les semi-pointes de demande. À noter que la valeur économique du service rendu par les PAC, qui conditionnera leur déploiement, va être fortement liée à l'évolution vers le haut des niveaux de température sur les réseaux.

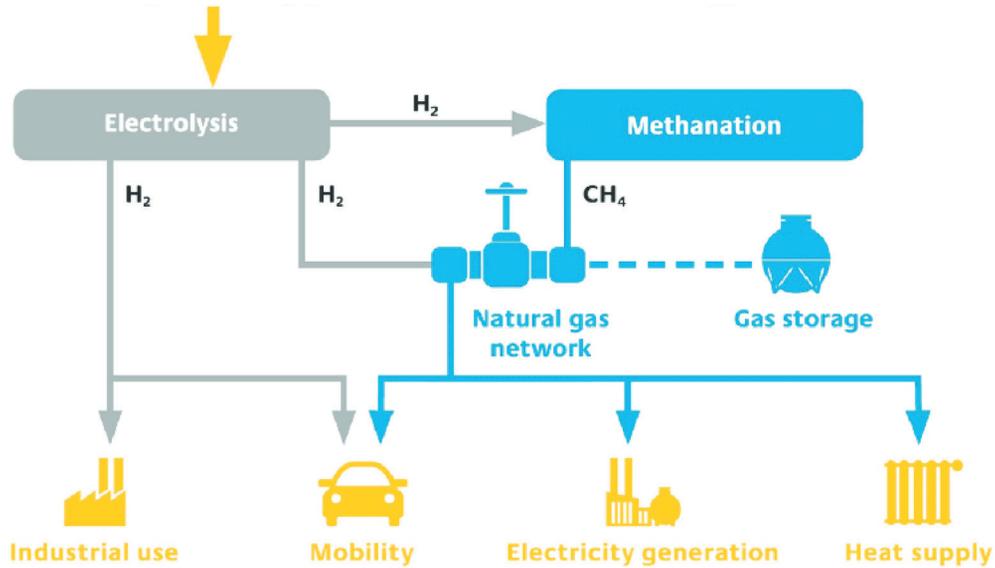
En résumé, dans les réseaux de chauffage urbain, comme d'ailleurs dans le chauffage des grands bâtiments tertiaires, les pompes à chaleur offrent d'importantes possibilités de décarbonation des usages chaleur. Mais les stratégies doivent être choisies en tenant compte des autres possibilités d'utiliser d'autres sources d'énergies renouvelables telles que la géothermie, la biomasse, la chaleur résiduelle des industries et l'énergie solaire thermique dans les réseaux de chauffage urbain. Comme dans certains pays la production d'électricité devrait reposer de plus en plus sur des sources d'énergie renouvelables intermittentes, la flexibilité offerte par ce couplage sectoriel prendra une valeur économique croissante. On voit ainsi que le Danemark, grâce à la combinaison de grands réseaux de chauffage urbain et une capacité très importante d'énergie éolienne, a de solides arguments pour développer le couplage sectoriel P2H [Skytte et al. 2018]. Ce devrait être aussi le cas en Allemagne et en Pologne. En France, rien n'exclut que les

gestionnaires de chauffage urbain soient intéressés par le P2H en complément de leur stratégie de verdissement de leurs réseaux d'ici 10 ans.

### 2. Le *Power-to-Gas* : quelle place dans la transition bas carbone du système gazier ?

Le P2G repose d'abord sur des équipements d'électrolyse producteurs d'«hydrogène vert» prolongés par la production de gaz naturel de synthèse par méthanation catalytique avec du CO<sub>2</sub> capté d'activités industrielles émettrices. Le procédé alcalin est actuellement le mieux placé économiquement, sans être encore concurrencé par le procédé d'électrolyse à membrane polymère (PEM) et l'électrolyse haute température (tous deux en cours de développement), mais il doit encore progresser pour pouvoir rivaliser avec le procédé classique du vaporeformage du gaz naturel (producteur d'«hydrogène gris») qui, lui, est émetteur de CO<sub>2</sub><sup>4</sup>. Des pilotes expérimentaux de production d'hydrogène électrolytique destinés à rivaliser avec le procédé classique ont été développés depuis le début des années 2000, qui, après croissance des tailles, présentent des promesses de compétitivité dès lors qu'une tarification du CO<sub>2</sub> élevée et crédible pénalisera le procédé actuel. Toutes les projections de coûts sont basées sur l'hypothèse d'avancées significatives des technologies (digestion anaérobie, pyrogazéification, électrolyseur alcalin ou PEM, etc.).

Certains, attachés à l'idée de mettre en place un système électrique 100 % EnR, proposent de produire de nouveau de l'électricité à partir de ce méthane de synthèse aux moments propices, faisant du P2G un moyen de stockage intersaisonnier. C'est tout de même ignorer le rendement faible des opérations successives de 14 % (produit du rendement de 55 % pour les productions de l'H<sub>2</sub> et du méthane de synthèse et celui de 25 % de la turbine à gaz qui leur succède) et le coût élevé du MWh qui aurait été ainsi «stocké» indirectement. On peut l'estimer par un calcul en coin de table à 400 €/MWh si le coût du MWh thermique sortant de



**Figure 1. Les filières *Power-to-Gas* de la production à l'usage des gaz**

la méthanation est de 100 €/MWh dans un futur lointain (voir Tableau 2), ce qui fait cher du MWh électrique en pointe. Curieusement, c'est sur la base de cette idée que le *Power-to-Gas* a été initialement mis sur le devant de la scène car, pour les ingénieurs focalisés sur l'objectif de 100 % de production EnR, c'est la seule possibilité de stockage électrique intersaisonnier<sup>5</sup>.

En parallèle, si la volonté de remplacer progressivement le gaz naturel par du « gaz vert » dans le système gazier se concrétise, des passerelles devraient être jetés entre les productions électriques et ce dernier système, avec des productions d'hydrogène par électrolyse, puis de GNS par méthanation. Les filières du *Power-to-Gas* intéressent en effet en Europe les acteurs du système gazier qui ont besoin de pérenniser les usages actuels du gaz naturel pour préserver le système gazier en mettant en avant les possibilités de sa décarbonation complète, car c'est la seule voie pour espérer disposer de grandes quantités de gaz décarboné, avec des prolongements dans l'utilisation du méthane de synthèse dans les transports, voire éventuellement sa transformation en carburants liquides. C'est aussi de cette façon que

pourraient prendre corps les filières *Power-to-Gas* qui s'inscriraient dans la mise en place d'une économie de l'hydrogène dirigée vers différents types d'usage de l'H<sub>2</sub> dans l'industrie, les transports et le système gazier.

Pendant, le fait de se focaliser sur les seules transformations de vecteurs — de l'électricité en hydrogène ou de l'électricité en méthane de synthèse — comme le font les avocats du P2G conduit à ignorer les difficultés de la mutation du système gazier en un système reposant uniquement sur des gaz verts (biogaz, biométhane, H<sub>2</sub> et méthane de synthèse du P2G). De même, pour la mise en place d'une économie tout hydrogène, dont le P2G pourrait être la clé de voûte, en alliant celle-ci à une économie électrique à très forte part d'EnR.

On abordera successivement la production de gaz à partir de l'électricité d'origine EnR dans le verdissement du système gazier, puis dans le développement d'une économie de l'hydrogène dans laquelle s'intégrerait cette production.

### 2.1. La place du P2G dans le verdissement du système gazier

Dans tous les cas, l'hydrogène vert ou le méthane issu de sa méthanation pourraient être en concurrence avec les autres gaz verts, le biogaz et surtout le biométhane, dans les politiques de remplacement du gaz naturel fossile [Lambert, 2018], mais en fait le P2G ne devrait intervenir qu'après le développement à grande échelle du biométhane. De quoi s'agit-il quand l'on parle de biogaz et biométhane ?

Issu de la digestion anaérobie de biomasses diverses dont les déchets animaux, agricoles et ménagers, le biogaz comprend entre 50 et 65 % de méthane, parfois jusqu'à 50 % de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et de petites quantités d'autres gaz et d'impuretés. La plupart des biogaz sont utilisés localement près du point de production pour produire de l'électricité ou de la chaleur, ou les deux à la fois. Chaque installation de production est de petite taille, entre 1 et 2 mégawatts (MW).

Quant au biométhane qui contient généralement plus de 90 % de méthane, il peut être injecté dans le réseau gazier sans difficulté. Il est produit presque exclusivement à partir du biogaz, à l'aide d'une séparation du méthane du CO<sub>2</sub> et des autres impuretés afin d'obtenir une composition acceptable pour le réseau de gaz naturel, ce qui peut se faire par diverses méthodes (absorption, adsorption, filtration sur membrane et séparation cryogénique)<sup>6</sup>. Le développement à grande échelle du biométhane, produit principalement de façon décentralisée, implique des injections au niveau des réseaux de distribution avec des possibilités d'excédent par rapport à la consommation locale (notamment en été). Ceci nécessitera l'installation de compresseurs à rebours pour remonter les surplus locaux dans le réseau haute pression, dont les coûts devront être pris en compte dans le bilan économique.

Dans une prospective « normative » de verdissement total du système gazier français à horizon 2050 sur la base de 4 scénarios, l'ADEME et GRTGaz [2018] n'envisagent le P2G que dans

un de ces scénarios. En revanche, dans les différents scénarios, elles envisagent deux autres technologies pour développer à grande échelle le biométhane : la production de méthane à partir de matières organiques par digestion anaérobie et la pyrogazéification qui produit du méthane à partir de ressources ligno-cellulosiques et qui permet donc d'accéder à un potentiel plus large de biomasse. Le P2G viendrait après.

Concernant le développement des gaz verts issus du P2G, l'hydrogène vert peut être injecté directement dans des réseaux de méthane, à hauteur de quelques pourcents sous des normes de sûreté strictes. Une teneur trop élevée en hydrogène soulèverait des problèmes techniques et de sécurité. Une teneur d'au moins 5 % et jusqu'à 10 % serait acceptable sans affecter le réseau de gaz ou l'équipement de l'utilisateur final et ses brûleurs qui devront être changés au-delà. (La Commission européenne est actuellement en train de normaliser le pourcentage des teneurs pour ne pas bloquer les échanges de gaz entre pays). Cette injection dans le réseau de gaz naturel permettrait d'économiser en infrastructures de réseaux pour diffuser ce nouveau gaz vert, mais cette solution est à l'évidence limitée, les problèmes venant principalement des questions de sécurité.

Une incertitude de taille sur la mise en œuvre à grande échelle du P2G dans le cadre d'un verdissement volontariste du système gazier porte sur celle du choix de l'infrastructure si on veut dépasser le stade où on se contente de mélanger de l'H<sub>2</sub> produit en P2G avec le gaz naturel fossile en de faibles proportions (jusqu'à 10 %). On est en effet face à l'alternative de convertir l'infrastructure actuelle du méthane à l'hydrogène, ou bien de transformer l'H<sub>2</sub> en méthane, ce qui n'implique aucun changement de l'infrastructure du système gazier actuel. Dans le premier cas, la transformation de l'infrastructure est coûteuse avec la mise aux normes de sécurité particulières, sachant que, comme on l'a dit, cette transformation concerne aussi celle des appareils utilisant le gaz pour la production de chaleur (cuisson,

	Rendement	Coût 2019 €/MWh	Coût 2050 €/MWh	Émissions kgCO <sub>2</sub> /MWh	Sources
Gaz naturel fossile		20-25 (prix)	30-40 (prix)	220 kg/MWh	
Électrolyse alcaline taille 10MW	63 %	95-110	50	0 (à partir élec EnR)	Enea, 2016
Électrolyse + méthanation (avec achat CO <sub>2</sub> )	55 %	170-185	95	0 (à partir élec EnR)	Enea, 2016
Biométhane par digestion anaérobie		90	50	24* à 134 kg/MWh	Lambert 2019 & Carbone 4
Biométhane par pyrogazéification		90-150	50	144 kg/MWh	Lambert 2019 & Carbone 4

**Tableau 2. Coûts de production et émissions des différents procédés de gaz verts**

Sources : Enea, 2016, p. 24-27; Lambert, 2019, p. 13-16; Carbone 4, 2019.

Note : \* avec prise en compte d'autres réductions d'émissions du fait de la nouvelle gestion des biomasses animales et végétales qu'ils permettent.

chauffage domestique, chaleur industrielle). Dans le second cas, il faut ajouter l'opération coûteuse de méthanation à la transformation de l'électricité EnR en hydrogène. À noter qu'une variante de la première alternative consisterait en des développements particuliers de réseaux d'hydrogène spécifiques, mais qui ne peuvent s'envisager qu'à l'échelle locale ou du district : l'hydrogène étant trois fois moins dense énergétiquement en volume par m<sup>3</sup>, ceci nécessitera un dimensionnement plus élevé des installations et des coûts plus élevés.

Les estimations de coûts pour l'hydrogène vert sont basées sur les avancées significatives des technologies d'électrolyseur qui présentent un fort potentiel de réduction des coûts d'investissement, notamment par la croissance des tailles (de 1 MW à 10 MW). Actuellement, le coût du capital de l'électrolyse alcaline se situe entre 1000 et 2000 €/KWé. Mais une fois mise au point la technologie *Protons Exchange Membrane* (PEM), elle pourrait permettre de réduire les coûts d'investissement d'environ 1000 €/KWé à 400 €/KWé d'ici 2050 [Trinomics, 2018].

Les perspectives de développement de la production d'hydrogène vert et de méthane de synthèse par le P2G pour injection dans le système gazier sont limitées surtout par les difficultés de rentabilité des investissements dans l'électrolyse et la méthanation. Ce sont d'abord des équipements à fort CAPEX et leur rentabilité dépendra de la disponibilité incertaine d'électricité à faible prix horaire, qui conditionne directement le taux d'utilisation de ces équipements, sachant que le prix de l'électricité est un poste majoritaire du prix de revient de l'hydrogène électrolytique. C'est en effet la part des EnR dans la production électrique qui détermine les périodes où l'électricité est à bas prix. À noter que trois autres paramètres jouent aussi sur la rentabilité de ces deux gaz verts et la solidité des *business models* associés, à savoir la taxation de l'électricité, les prix du transport de l'électricité, et le coût de raccordement au réseau de gaz.

L'étude de référence de l'ENEA Consulting de 2016 sur les filières *Power-to-Gas* [ENEA, 2016] trouve des résultats voisins, à savoir 110 et 125 €/MWh d'H<sub>2</sub> vert en 2030 quand les EnRi

## La place des couplages sectoriels dans les scénarios de transition

produisent 40 % de l'électricité (voir Figure 2). Elle en déduit un coût de 170 à 185 €/MWh pour le méthane de synthèse à cette même date. En 2050, la baisse de coût des électrolyseurs pourrait amener les coûts du H<sub>2</sub> vert autour de 50 €/MWh, même avec des facteurs de charge moyens, et celle de méthane de synthèse vers 95 €/MWh, c'est-à-dire bien au-dessus de celui du méthane fossile dont le prix ne devrait pas dépasser 40 €/MWh à cette date, vu l'importance de ses ressources. Il faudrait un prix du carbone de 200 €/tCO<sub>2</sub> pour combler le différentiel de coût en pénalisant le gaz naturel fossile. En revanche, comme l'estime Lambert [2018] «si l'électricité à bas prix (<15 €/MWh) est disponible 75 % du temps, le coût du méthane issu du P2G pourrait approcher 50 €/MWh à long terme» (ce qui n'est pas trop éloigné des prix à attendre sur le marché du gaz naturel dans vingt ans).

De façon plus générale, les exercices d'évaluation du P2G [ENEA 2016; Trinomics, 2018; Frontier Economics, 2018; JRC, 2019] ne s'accordent pas sur le montant du facteur de charge minimal pour que la conversion de l'électricité en hydrogène par électrolyse soit

économiquement viable. Les plus optimistes donnent au moins 3000 heures par an, ce qui nécessite déjà environ 75 % de la production électrique par les EnR intermittentes. Les autres montrent qu'il faudrait au moins 6000 heures par an avec un prix de l'électricité très bas, ce qui implique que presque toute l'électricité serait produite par des EnR. Il en est de même pour les coûts de production de méthane de synthèse par la chaîne électrolyse-méthanation dont les coûts d'investissement par MWh de gaz produit sont plus importants que ceux de la seule production d'H<sub>2</sub> vert.

Ceci dit, on doit souligner que le concept strict du *Power-to-Gas* qui est basé sur l'approvisionnement des électrolyseurs par les surplus de production d'EnR intermittentes pénalise très sensiblement la production d'H<sub>2</sub> par électrolyseurs. C'est ce que montrent les calculs de RTE dans son récent rapport intitulé «La transition vers un hydrogène bas carbone» [RTE, 2020] en considérant trois cas d'approvisionnement des électrolyseurs, qui sont propres au mix électrique français. Son analyse considère 1/un approvisionnement sur le marché sur les périodes de surplus renouvelable ou nucléaire;

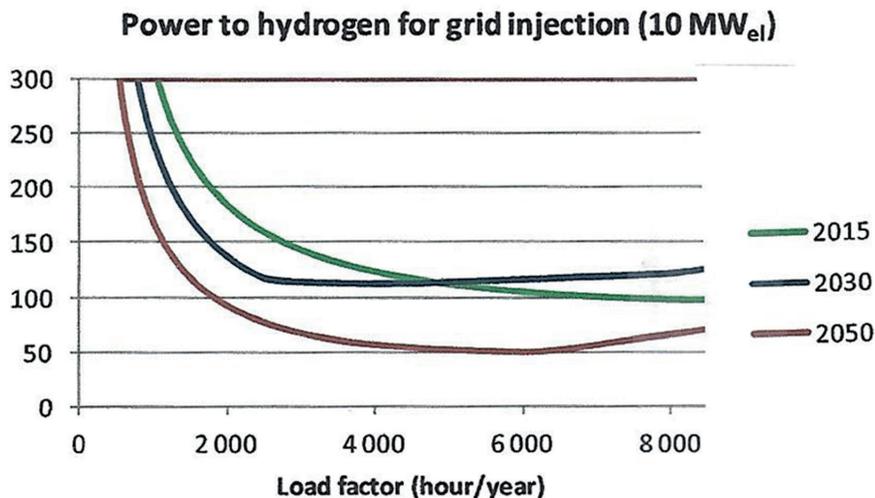


Figure 2. Rentabilité de la production d'H<sub>2</sub> vert en fonction du facteur de charge de l'électrolyseur (en €/MWh)

Source : ENEA, 2016, p. 26

2/ un autre sur le marché de l'électricité en base, hors situations de tension; et 3/ un couplage isolé avec une production renouvelable (par exemple photovoltaïque) dans le cadre d'un modèle local. Ces modèles conduisent à des facteurs de charge des électrolyseurs et à des enjeux techniques et économiques très différents d'un mode à l'autre.

Le premier modèle d'approvisionnement est le plus difficile à rentabiliser parce qu'il conduit à des durées de fonctionnement réduites, qui conduisent à augmenter le dimensionnement des électrolyseurs pour avoir une même production d'H<sub>2</sub>, et à ajouter à la chaîne aval une installation de stockage dédiée. Ce fait plombe l'économie de ce modèle par rapport aux deux autres. Il double pratiquement le coût de production d'hydrogène par rapport aux deux autres modèles : 175 €/MWh en H<sub>2</sub> contre respectivement 77 € et 90 €/MWh tandis que le vaporeformage produit à 46 €/MWh pour les coûts anticipés des électrolyseurs en 2035 et un prix du carbone à 30 €/tCO<sub>2</sub> dans tous les cas [RTE, 2020, p. 10].

### 2.2. Le P2G dans la mise en place d'une « économie de l'hydrogène »

Quand les partisans d'une économie de l'hydrogène plaident pour sa mise en place, ils font valoir des scénarios idéaux dans

lesquels l'hydrogène est supposé devenir le second vecteur de base de la décarbonation du système énergétique [Boucly, 2019]. Dans ces scénarios, on part de l'idée que l'hydrogène viendra de sources non émettrices de CO<sub>2</sub>, qu'il doit s'imposer de façon autonome par rapport au système gazier en raison de cette vocation particulière qui se joue d'abord dans les usages spécifiques (hydrogène industriel, transport longue distance, production électrique décentralisée, etc.). Puis on cherche à identifier ce qui peut bloquer les évolutions sur quelques types de trajectoire de production et d'utilisation. Pour la production, on se réfère en premier chef à l'électrolyse qui doit prendre le pas sur le procédé classique de production par vaporeformage. Elle doit être alimentée par de l'électricité bas carbone, en particulier par celle d'origine EnR, via les passerelles du P2G.

Le développement à grande échelle de l'hydrogène comme vecteur énergétique propre n'est pas une idée neuve pour des usages dans les transports ou en combustion. Mais il n'existe aucun consensus sur la meilleure façon de déployer l'économie de l'hydrogène dans un système énergétique décarboné. Une première possibilité est que l'hydrogène soit utilisé directement comme carburant de transport, via l'usage de piles à combustible installées dans les véhicules à moteur électrique. Mais ce type de véhicule sera en concurrence avec le véhicule

	Rendement	Coût 2019 €/MWh	Coût 2050 €/MWh	Avantage en émissions évitées €/MWh	Émissions kgCO <sub>2</sub> / MWh	Sources
Vaporeformage du gaz naturel (H <sub>2</sub> gris)	65 à 80 %	47-51	36-63		225	Navigant 2019
Électrolyse alcaline (avec taille 10 MWé)	63 %	95-110	50	22,5 (à 100 €/tCO <sub>2</sub> )	0	Enea, 2018

**Tableau 3. Comparaison des coûts et des émissions des hydrogènes gris et vert**

NB. On voit qu'avec un prix du carbone élevé, l'hydrogène vert pourrait devenir compétitif avec l'hydrogène gris dans ses usages matières premières quand l'écart de coût privé n'est plus que de 20 €/MWh, ce qui pourrait survenir vers 2030.

électrique à batteries, ce qui devrait compliquer son développement dans le créneau des véhicules légers (voir dessous). Cet hydrogène pourrait aussi être utilisé dans l'industrie dans les usages actuels de H<sub>2</sub> matière première. L'H<sub>2</sub> vert est ici en concurrence avec l'H<sub>2</sub> «gris» produit par vaporeformage du gaz naturel. Un autre usage dans l'industrie serait la production de chaleur, dans les applications industrielles qui exigent des températures élevées.

Une dernière possibilité est de l'utiliser pour des productions électriques décentralisées par des piles à combustible de grande taille dans des systèmes locaux, ou éventuellement en cogénération dans l'industrie.

*Quid de la mise en place d'une économie de l'hydrogène?*

Pour mettre en place une économie intégrée de l'hydrogène qui se substituerait progressivement à l'économie gazière actuelle, il faut réaliser des investissements importants dans la production d'H<sub>2</sub> à grande échelle, le stockage, le transport et la distribution en stations-service sous contrainte de sûreté forte. Si on se contente d'une distribution de H<sub>2</sub> par camions depuis le centre local de production, il faut s'assurer de la sécurité des dépôts et des stations-service qui posséderont des réservoirs d'hydrogène sous pression et se trouveront au cœur des villes.

Des obstacles économiques se dresseront à plusieurs niveaux. D'abord, la rentabilisation des équipements de production d'H<sub>2</sub> par électrolyse qui sont à fort CAPEX est exposée à de nombreux risques, en particulier ceux liés aux incertitudes des niveaux de prix de l'électricité et de leurs évolutions. Ensuite, le développement des infrastructures de transport nécessite des investissements très importants ainsi qu'une bonne coordination avec le développement des consommations dans les différents types d'usage, à moins de choisir une option de développement décentralisé ne nécessitant pas un tel développement, comme on le voit ensuite.

Dans ces différents usages, la concurrence des autres vecteurs énergétiques constituera un obstacle déterminant. C'est en particulier le cas de la concurrence des véhicules à piles à combustible avec les véhicules électriques à batteries [Lesser, 2019]. Du côté de ces derniers, elle est en partie conditionnée par l'existence d'un réseau de bornes de recharge, tandis que du côté des véhicules à piles à combustibles, elle est contrainte par le développement plus coûteux de stations-service spécialisées en nombre suffisant. De façon plus générale, le développement de la mobilité par piles à combustibles se heurte à plus de contraintes de développement que celles des véhicules à batteries (infrastructure spécifique de transport, stations-service à lourde logistique, contraintes de sécurité élevées). Toutefois, certaines analyses de cycle de vie révèlent que des segments du marché de la mobilité, notamment ceux des flottes captives et de certains modes de transport de fret sur longue distance, pourraient être mieux servis par l'hydrogène que par les batteries<sup>7</sup>. En d'autres termes, pour le transport routier et le transport maritime, il pourrait constituer une solution appropriée, éventuellement dans une combinaison de véhicules «propres» comprenant aussi d'autres carburants liquides synthétiques dérivés de l'hydrogène.

*Une possibilité de développement décentralisé*

Le développement de l'hydrogène vert dans les usages industriels, à savoir les usages H<sub>2</sub> matière première et chaleur haute température, peut se passer du développement des réseaux parce que la production par électrolyse peut se faire *in situ*, sur les sites industriels. Les usages sur chaque site peuvent être suffisamment importants pour permettre de mettre en place des électrolyseurs de grande taille jusqu'à 10 MWé de puissance d'utilisation, qui seront meilleur marché que les électrolyseurs actuels majoritairement en dessous de 1 MWé.

Le développement de systèmes complets à hydrogène incluant du P2G peut se faire aussi à l'échelon local d'une ville, comme on l'expérimente en Corée du Sud dans plusieurs projets de villes nouvelles<sup>8</sup> et au Japon, ce qui éviterait

de transformer l'ensemble du système de gazoducs ou de développer un nouveau système de transport spécifique. Dans cette approche, la ville et les particuliers développent avec l'appui financier de l'État les équipements de production (électrolyseurs), l'infrastructure de réseau et de stations-service, des flottes de véhicules à piles à combustibles et l'installation de grandes piles à combustibles dans le secteur commercial et tertiaire. Dans un schéma idéal, l'électricité vient en majorité d'installations solaires PV au sol ou d'éoliennes installées à proximité. Si ce schéma se généralise, on serait en face d'une transition bas carbone en *Power-to-Gas* développée depuis l'échelon local. L'histoire dira si la réalisation de tels projets est susceptible d'enclencher une dynamique de développement de l'économie de l'hydrogène par le bas.

### **3. La difficile économie des couplages sectoriels**

Les études économiques allemandes ou celles faites pour la Commission européenne sur les trajectoires de transition les plus économiques démontreraient l'avantage de coupler étroitement les secteurs. L'étude de la DENA, l'agence de l'énergie allemande, sur la possibilité pour l'ensemble du système énergétique d'atteindre la neutralité carbone en 2050, [DENA, 2018] montre que «les scénarios qui se concentrent uniquement sur l'électrification à grande échelle seraient plus coûteux que ceux qui reposent sur un mix très diversifié de technologies énergétiques avec des couplages sectoriels multiples. La différence est si importante que le scénario de combinaisons à grande échelle de technologies qui permettrait une réduction des GES de 95 % serait moins coûteux qu'un scénario d'électrification à grande échelle qui ne permettrait qu'une réduction des émissions de GES de 80 %. La différence s'explique principalement par une forte augmentation des coûts d'investissement.»

À sa suite, le consultant Frontier Economics [2019] estime que «pour l'Allemagne, un scénario de couplage sectoriel permettrait de réaliser

une économie annuelle de 12 milliards d'euros ou une économie cumulée de 268 milliards d'euros d'ici 2050, par rapport à un scénario purement électrique». Les scénarios prospectifs de ces études qui sont basés sur des évaluations économiques des options P2G et P2H mettent en relief l'importance des différences de taxation entre énergies sur les résultats. Ces évaluations sont aussi étroitement dépendantes de deux types d'hypothèses : celles des baisses de coûts des technologies qui devront être confirmées et celles sur les prix horaires du marché électrique à forte part d'EnR intermittentes sur l'année considérée. Comme dit plus haut, les prix horaires dépendent des parts de production de ces dernières ; plus cette part est importante, plus le nombre d'heures avec des prix faibles ou nuls sera élevé. Dans un exercice de l'AEN-OCDE de 2019 sur l'optimisation de long terme du système électrique sous contrainte de développement des EnR [AEN-OCDE, 2019], on voit que les prix sont nuls sur un nombre d'heures croissant : 1000 h/an quand la part de production d'EnRi atteint 50 %, et de 3000 à 3800 h/an avec 75 à 80 % de production d'EnRi.

Ce qui amène à souligner en premier la nécessité de bien coordonner le développement des couplages sectoriels avec le niveau de déploiement des EnRi dans le système électrique. On considèrera ensuite les barrières réglementaires devant leur développement.

#### **3.1. Trouver le bon synchronisme entre développements des EnR et des couplages sectoriels**

Les grandes études de référence sur la transition intégrant les couplages sectoriels [ENEA, 2016 ; Trinomics, 2018 ; ADEME, 2017 ; DENA, 2018 ; Salient, 2019] dressent un tableau optimiste de l'«économité» des filières P2G et P2H. Mais elles posent problème car les scénarios qu'elles mettent en avant se situent dans un monde parfait, sans incertitude, sans effet inattendu et en information parfaite sur les coûts futurs. On suppose anticiper parfaitement les baisses des coûts des différents procédés ainsi que les effets du déploiement des EnR sur les prix du marché horaire dans chaque scénario.

Mais, dans le monde réel, on est loin de tout cela, surtout quand sont concernées des décisions d'investir dans des équipements lourds en capital avec de longs temps de retour sur investissement et pour lesquels il faut limiter les risques.

À ceci s'ajoutent les interactions fortes entre les décisions des uns et des autres aux différents points du système électrique, qui vont influencer sur la valeur de l'équipement créé par leurs investissements respectifs, comme le montrent les deux exemples suivants. Des investisseurs en stockage hydraulique par pompage (les stations de transfert d'énergie par pompage ou STEP) peuvent être confrontés à la réduction de la valeur de leurs équipements qu'ils s'apprêteraient à développer si s'accroissent en même temps les productions en solaire PV car celles-ci vont réduire l'écart entre les prix de jour et les prix de nuit (le *spread*) sur lequel les investisseurs tablent pour dégager une valeur d'arbitrage suffisante pour rentabiliser leur projet. Second exemple, les interactions dynamiques entre décisions des acteurs individuels créent aussi des difficultés pour évaluer la rentabilité des équipements de couplage P2G et P2H, car le déploiement du P2G et P2H, subventionné ou non, va rehausser les prix horaires de l'électricité sur les périodes où il y aurait eu des surplus sans ce déploiement. C'est sans doute une bonne chose pour mieux valoriser de nouveaux MW d'EnRi. En revanche, si cela rehausse les prix horaires de l'électricité sur une grande partie des heures où ces prix auraient été bas ou nuls, il y aura une perte de compétitivité de l'H<sub>2</sub> produit par les électrolyseurs et du méthane de synthèse émanant du P2G dans les usages gaz, comme de la chaleur émanant des grandes pompes à chaleur dans les usages industriels ou de réseaux de chaleur. Ces effets inattendus, sources d'incertitude, ne sont pas aimés des financiers dans leur analyse de risques avant de prêter aux investisseurs, car ils sont difficilement anticipables.

### 3.2. La correction des barrières réglementaires

En dehors de ces difficultés économiques, des obstacles institutionnels et réglementaires vont gêner le déploiement des filières sectorielles<sup>9</sup>. Il convient d'examiner aussi les réformes nécessaires au niveau des législations nationales pour les réduire [Pielbags et Olczak, 2018]. Dans la plupart des pays, la fourniture d'électricité, de gaz et de chaleur urbaine ont traditionnellement reposé sur des infrastructures séparées sans combinaison de vecteurs, à l'exception de la cogénération dans les systèmes de chauffage urbain. Par conséquent, le commerce de chaque vecteur d'énergie est régi par des régulations et des régimes fiscaux distincts avec des différences plus ou moins marquées entre eux. L'objectif devrait être de créer des conditions de concurrence équitables entre vecteurs, en éliminant les distorsions en chaque point de contact entre secteurs [Skytte et al, 2017].

De façon générale, l'électricité est plus taxée que les autres vecteurs énergétiques, ce qui peut affecter l'usage de PAC dans les réseaux de chauffage urbain, du fait de la moindre taxation des combustibles utilisés dans les chaudières urbaines. C'est le cas aussi des électrolyseurs du P2G par rapport à la production classique d'H<sub>2</sub> par vaporeformage du gaz naturel, car celui-ci est moins taxé, à contenu énergétique identique. Toujours en matière de taxation, il conviendrait aussi de réorganiser le système de redevances sur les consommations électriques ou gazières destinées au financement des dispositifs de subventions aux EnR électriques ou gazières (la CSPE en France, l'EEG en Allemagne, le Green Levy au Danemark). Les producteurs d'H<sub>2</sub> vert à partir d'énergie électrique achetée pendant les périodes de surplus des productions d'EnR pourraient être exemptés du paiement de cette «taxe verte», car leur but est de produire un vecteur décarboné. Il en serait de même pour l'utilisation d'électricité dans de grandes pompes à chaleur dans le chauffage urbain et les usages chaleur industriels.

On pourrait aller plus loin en redimensionnant les tarifs de transport d'électricité vers l'électrolyse ou les PAC de l'industrie et des systèmes de chauffage urbain. Leur allègement se ferait pendant les périodes de faibles tensions entre l'offre et la demande horaires. Il se justifierait pour tenir compte des particularités de l'usage du vecteur électrique venant des surplus de production des EnR électriques pour sa transformation en H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> ou en chaleur. Il se justifierait donc par le mode avantageux du fonctionnement des électrolyseurs et des PAC pour le système électrique. De même, du côté des tarifs de transport de gaz, on peut aussi tenir compte des avantages que l'injection de gaz EnR provenant de producteurs locaux peut offrir pour la gestion des réseaux locaux de distribution, en allégeant pour eux les tarifs d'injection.

### 3.3. Les politiques publiques

Différents moyens de politique publique peuvent être utilisés pour encourager le développement des technologies et des équipements de couplage sur le moyen et long terme.

#### *Quel rôle pour un prix du carbone?*

La tarification du carbone, qui est le moyen que privilégient les économistes dans les politiques climatiques, devrait avoir un rôle effectif sur les substitutions entre vecteur fossile et vecteur décarboné en pénalisant le premier dans ses différents usages, ou dans le domaine du chauffage urbain, en pénalisant les productions à base de combustibles fossiles. Un prix du carbone crédible est censé provoquer des substitutions de court terme avec des vecteurs plus propres sur la base des équipements existants (ce qui est le cas des centrales à gaz en production électrique en substitution du charbon) et, à plus long terme, par changement d'équipements vers ceux qui utilisent un vecteur non carboné.

Dans le domaine gazier, c'est ce qu'on pourrait attendre du remplacement du procédé de vaporeformage du gaz naturel qui est fortement émetteur, par la production d'H<sub>2</sub> par électrolyse

à base d'électricité des surplus EnRi dans le futur (voir Tableau 3). De fait, avec un prix effectif du carbone rapidement croissant vers des niveaux élevés (par exemple de 100 €/tCO<sub>2</sub> en 2030), certains procédés, comme la production d'H<sub>2</sub> vert par l'électrolyse à partir des surplus d'électricité EnR, pourraient accéder à la compétitivité par rapport à la filière en place qui émet du carbone, comme on le montre dans le Tableau 3.

En revanche, quand le vecteur fossile en question est remplacé par le même vecteur produit de façon «verte» comme le gaz naturel remplaçable dans le système gazier par les gaz verts (hydrogène et méthane de synthèse du P2G, ou surtout le biométhane), le prix du carbone ne peut provoquer de lui-même le remplacement du gaz fossile par ces gaz verts car tous ces gaz ne peuvent pas être dissociés du gaz fossile lors de la fourniture de gaz aux consommateurs. Cela concerne donc le biométhane, l'hydrogène du P2G mélangé à hauteur de 5 à 10 % au méthane fossile, et le méthane de synthèse produit à partir de cet H<sub>2</sub> vert, car on ne peut les dissocier, sauf éventuellement par un artifice de marché que sont les certificats d'origine, mais qui présente d'importantes limites (que l'on présente en encadré 1).

Quand l'externalité positive de réduction des émissions ne peut être reflétée de façon adéquate dans les prix de l'*output* après tarification du carbone, l'intervention publique peut prendre différentes formes, tarifs d'achat, soutien à l'investissement, rabais de taxe. Dans le cas du tarif d'achat, il peut être fixé de telle sorte que son surplus par rapport au prix du marché du gaz naturel corresponde à la valeur des émissions évitées. (Par exemple, en se référant aux valeurs présentées dans le Tableau 2, un tarif d'achat du biométhane à partir de la digestion anaérobie de 49,5 €/MWh serait justifié car il permettrait d'économiser 195 kg/MWh (220 kg – 25 kg) d'émissions quand le prix de marché de référence du gaz naturel est de 30 €/MWh, car la valeur des 195 kg/MWh d'émissions évitées pour un prix du CO<sub>2</sub> de 100 €/tCO<sub>2</sub> est de 19,5 €/MWh).

### Encadré 1. L'intérêt des dispositifs de certificats d'origine pour les gaz verts

Pour contourner le premier problème, on peut certes recourir à l'artifice de marché inspiré de celui mis en place pour l'électricité verte, que sont les «certificats d'origine» (CO). Ils sont vendus par les producteurs de gaz verts d'abord à des fournisseurs, et à des utilisateurs de gaz volontaires qui paient un surplus de prix pour ce faire. Le commerce de certificats permet de distinguer les quantités de gaz verts injectés dans le système de celles de gaz fossiles.

Mais cet artifice qui permet de donner une valeur à la partie verte du gaz (c'est-à-dire aux émissions évitées de CO<sub>2</sub>), ne crée pas suffisamment de valeur et de visibilité sur les revenus que peuvent attendre les investisseurs en gaz verts pour pouvoir investir. Les dispositifs mis en place dans les différents pays européens, dont la France, n'imposent même pas d'obligation d'achat de gaz verts sur les fournisseurs de gaz, ce qui ne garantit en rien un flux de revenus prévisibles pour les investisseurs en gaz verts.

Ce serait différent avec un système d'obligation de certificats verts mise sur les fournisseurs de gaz, accompagné d'un marché de certificats, comme c'est le cas dans certains pays pour l'électricité verte. Ce n'est qu'à cette condition que des revenus peuvent être anticipés de façon prévisible par les développeurs/investisseurs en gaz verts. Sans cela le système des CO ne sert pas à grand-chose, sauf à contenter les tenants à la fois du marché et des énergies vertes, désormais nombreux en Europe.

À ceci, s'ajoute la nécessité de contourner deux autres défaillances de marché, à savoir les externalités dynamiques de baisses de coûts et le fort CAPEX des technologies. Dans le premier cas, le déploiement tiré par des dispositifs de subvention permet ces baisses de coût par les effets d'apprentissage, les externalités de réseau, et les effets de série et d'accroissement des tailles entraînés par ce déploiement. De fait, les technologies bas carbone, dont celles à base d'EnR, présentent un potentiel important de réduction des coûts à long terme sur les bases d'un *scaling up* (changement d'échelle) significatif. Dans le deuxième cas, il s'agit de réduire la barrière à l'entrée des technologies de gaz verts que constitue leur structure de coûts des technologies EnR à fort CAPEX, dans un environnement de marchés volatiles sur le court terme, et de forte incertitude sur le prix du gaz naturel et du carbone à long terme.

*Le soutien au déploiement des équipements de couplage sectoriel en P2G et P2H*

De façon générale, pour amener les coûts de l'H<sub>2</sub> vers les prix du gaz naturel fossile, l'effort

doit porter sur la baisse des coûts des électrolyseurs et des unités de méthanation par l'amélioration des procédés classiques (celle des rendements des électrolyseurs alcalins et des matériaux pour diminuer les coûts de maintenance) et par la mise au point de procédés concurrents, comme les procédés PEM et SOEC pour les électrolyseurs. La recherche de baisse des coûts passe aussi par la recherche des effets d'apprentissage appuyée sur des dispositifs de subvention de long terme de «*technology pull*», en recherchant des effets de série par la production d'électrolyseurs à plus grande échelle et avec des équipements de plus grande taille. De la même façon, une dynamique de déploiement appuyée sur ces dispositifs devrait permettre le passage des tailles unitaires de 1 à 10 MW avec des effets de réduction des coûts.

Il faudrait pour ce faire mettre en place des dispositifs de soutien qui puissent garantir les revenus des investisseurs dans les équipements P2G et P2H à fort CAPEX du même type que ceux utilisés pour la promotion des projets d'éoliennes à terre et en mer et de solaire PV. Ils permettent d'éliminer l'exposition à la

volatilité des prix des marchés électriques et gaziers, et à leurs incertitudes de long terme. On pense sur ce dernier point aux effets inattendus des développements en parallèle des EnR, des sources de flexibilité (stockage) et des couplages sectoriels P2G et P2H, précisés plus haut. Sans penser à ce qu'il faudrait ajouter au prix de marché du gaz naturel dans le cas du P2G pour ajouter la valeur des émissions évitées sur le cycle de vie des différents gaz verts par rapport à celui du gaz naturel fossile (que l'on a traité plus haut).

Ces dispositifs sont de deux types : des tarifs de rachat de gaz verts (H<sub>2</sub>, biométhane, méthane de synthèse) par les gestionnaires de réseaux soumis à une obligation d'achat (dont le coût leur est remboursé à partir des ressources tirées de la taxe verte) d'une part, ou des contrats de long terme à prix garantis passés avec une agence publique d'autre part, qui assurent les revenus des investisseurs par MWh produit à long terme, que ce soit à partir d'un électrolyseur, d'une unité de méthanation ou d'une pompe à chaleur de grande taille. Dans les deux cas, les garanties de revenus à long terme permettent de diminuer radicalement le coût du capital qui passerait par exemple de 9 % à moins de 5 %, ce qui est un atout très important pour le financement de ces équipements à CAPEX élevé. De plus, comme pour les projets d'EnR électriques, ces contrats peuvent être attribués par enchères pour instaurer une pression concurrentielle qui peut avoir des effets bénéfiques de baisse du prix garanti demandé par les investisseurs, comme on le voit pour les projets d'éolien ou de solaire dans les contrats attribués par enchères dans les pays européens. Ce type de dispositif vient d'être adopté en France pour la réalisation des objectifs de la PPE 2020 en matière de verdissement du système gazier, avec des appels d'offre prévus tous les six mois afin d'atteindre 7 % de parts des consommations en 2028.

Ceci dit, lors de la définition de ces politiques, il conviendrait, pour bien piloter le développement des P2G et P2H, de prendre en compte les interactions entre le déploiement de ces projets et les politiques de promotion

des EnR électriques, car le premier va entraîner une hausse des prix du marché électrique, comme on l'a précisé juste avant (en 3.1). Mais on peut légitimement se demander si le processus politique actuel, soumis au jeu des groupes d'intérêt constitués autour des EnR et des ONG vertes, le permettra.

*Le besoin d'un cadre de réglementation stable et prévisible*

En considérant les possibilités de développement du P2G, via la production d'hydrogène «vert» produit par électrolyse pour alimenter différents usages et celle de méthane de synthèse, cet hydrogène «vert» est loin d'être compétitif avec l'hydrogène «gris» d'origine fossile issu du vaporeformage du gaz naturel; de même avec le gaz naturel fossile au niveau du système gazier, que ce soit l'hydrogène vert ou le méthane de synthèse. Pour faire baisser le coût de cet hydrogène «vert» et au-delà, celui du méthane de synthèse, il faudrait produire en série des électrolyseurs de taille croissante, ce qui exigerait une stabilité du cadre réglementaire basé sur un dispositif de subvention de long terme, condition pour que s'enclenche et se consolide une dynamique de déploiement du P2G. Cette observation concerne les investissements dans toutes les nouvelles technologies de couplage P2H et P2G (PAC de grande taille, électrolyseurs alcalin, PEM ou SOEC à haute température, pyrogazéification, etc.). Ces cadres d'incitations doivent être fiables et financièrement prévisibles pour que puissent émerger de nouveaux modèles d'affaires. Les développements technologiques et industriels souhaitables ne pourront pas se concrétiser sans cela. En d'autres termes, il faut des signaux politiques et économiques clairs basés sur des régulations novatrices.

### 4. En guise de conclusion

Il y a un besoin patent d'une gouvernance forte de l'énergie à tous les niveaux pour le développement des couplages sectoriels. La concrétisation des évolutions souhaitées vers un verdissement du système gazier,

et/ou vers la mise en place d'une économie de l'hydrogène, basée en majeure partie sur le couplage P2G, comme vers un verdissement des systèmes de chauffage collectifs et urbains basé en partie en jetant des passerelles P2H, implique une volonté politique forte au niveau central, mais pas seulement. Elle doit être relayée au niveau local par des acteurs fortement engagés et dotés des moyens réglementaires et financiers nécessaires. Le niveau des collectivités locales est important. Celles-ci peuvent s'appuyer sur les réseaux de distribution dont elles ont la maîtrise en tant que propriétaires et qu'elles peuvent coplanifier et cogérer avec les acteurs industriels en s'engageant aussi dans la mise en valeur des ressources locales. Il faudrait en particulier que puisse être élaborée une planification stratégique qui parte du niveau local et qui soit fondée sur une cartographie précise à chaque niveau de la demande d'électricité, de gaz, de chaleur et des sources possibles d'approvisionnement.

Toutefois, la domination de la culture de marché au sein de la Commission européenne et des administrations nationales tend à empêcher toute réflexion sur le besoin de planification et de coordination étroite entre les secteurs et entre les différents niveaux spatiaux, quels que soient les discours convenus sur l'intérêt de la subsidiarité. Ce constat conduit plutôt au scepticisme concernant la concrétisation des politiques de transition «intégrative» censées organiser les couplages sectoriels si la gouvernance de l'énergie n'est pas renforcée à tous les niveaux. Pour cela, des dispositifs de garanties de financement et de soutien à l'investissement doivent pouvoir se substituer aux signaux du marché, car ils sont seuls à même d'enclencher les décisions d'investissement souhaitées. Sans cela, les développements intégrateurs souhaités resteront des vœux pieux.

### RÉFÉRENCES

- ADEME, 2016. Mix électrique 100% renouvelable? Analyses et optimisations. Accessible sur le site de l'ADEME.
- ADEME et ATEE, 2016. Étude de valorisation du stockage thermique et du *power-to-heat*. Accessible sur le site de l'ADEME.
- ADEME et GRDF, 2018. Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050? Étude de faisabilité technico-économique. Accessible sur le site de l'ADEME.
- Boucly P., 2019. «Transition énergétique : l'hydrogène, vecteur des possibles». *La Revue de l'Énergie*. n° 644. Mai-juin 2019.
- Carbone 4, 2019. Biométhane et climat font-ils bon ménage? <http://www.carbone4.com/wp-content/uploads/2019/06/Publication-Carbone-4-biométhane-et-climat.pdf>
- Council of European Energy Regulators (2018) "Study on the future role of gas from a regulatory perspective", <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6a6c72de-225a-b350-e30add12bdf22378>
- DENA, 2018. Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. (Étude de la transformation intégrée du système énergétique – Impulser le changement de conception du système énergétique jusqu'en 2050).
- ENEA, 2016. The potential of power-to-gas. Accessible à <http://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/2016/01/ENEA-Consulting-The-potential-of-power-to-gas.pdf>
- ENTSO-G and ENTSO-E (2018) "TYNDP 2018 Scenario Report", <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/>.
- Frontier Economics, 2018a. The future costs of electricity based synthetic fuels. London: Frontier Economics reports.
- Frontier Economics, 2018b. International aspects of a Power-to-X roadmap (Report to the World Energy Council). London, October 2018.
- Imperial College (Energy Futures Lab.), 2017, "Unlocking the potential of energy systems integration". Auteur principal : Richard Lanne.
- JRC, 2019. Decarbonising the EU heating sector, Integration of the power and heating sector (Kavvadias K., Jiménez-Navarro J.P., Thomassen G.).
- Lambert M., 2018, Biogas, Biomethane, and Power-to-Gas, Oxford Energy Forum, September 2018: Issue 116.
- Lesser E., 2019, «Le match batteries contre piles à combustible». *Transitions et Énergies*, n° 3, hiver 2019, p. 31-37.

Meus L., Roach M., 2019. "The Welfare and Price Effects of Sector Coupling with Power-to-Gas". FSR et RSCAS working Paper 2019-46.

Morage J.L., Mudler M., Pérey P., 2019. "Future Markets for green gases and Hydrogen: what would be the optimal regulatory provisions". September 2019.

Navigant, 2019. "Gas for Climate: The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system", [https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Navigant\\_Gas\\_for\\_Climate\\_The\\_optimal\\_role\\_for\\_gas\\_in\\_a\\_net\\_zero\\_emissions\\_energy\\_system\\_March\\_2019.pdf](https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Navigant_Gas_for_Climate_The_optimal_role_for_gas_in_a_net_zero_emissions_energy_system_March_2019.pdf)

Pielbags A., Olczak M., 2018. Sector coupling: the new EU climate and energy paradigm? FSR energy working paper n° 2018-17.

RTE, 2020. La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035. [https://www.rte-france.com/sites/default/files/rapport\\_hydrogene\\_vf\\_2.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/rapport_hydrogene_vf_2.pdf)

Skytte, K., Bergaentzlé C., Fausto F., Gunkel, Philipp A., 2019. Flexible Nordic Energy Systems. DTU library.

Skytte, K., Olsen, O.J., Soysal, E.R, Sneum, D.M., 2017 'Barriers for district heating as a source of flexibility for the electricity system'. *Journal of Energy Markets* 10(2), 1–19, 2017.

Trinomics. 2018. Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise? Rapport à la Commission Industry Research Energy du Parlement européen, Novembre 2018. Rotterdam : Trinomics B.V.

World Energy Council, 2019. "New Hydrogen Economy – Hope or Hype?" Innovation Insights Brief 2019.

de remplissage et de vidange plus lente que pour les techniques de stockage à court terme, mais il offre une possibilité de stocker l'énergie thermique pendant des périodes plus longues.

4. On parle d'hydrogène bleu quand les quantités de CO<sub>2</sub> émises au vaporeformage sont récupérées par captage avant d'être éventuellement enfouies.

5. Voir la première étude de l'ADEME sur le 100 % EnR électriques [ADEME, 2016].

6. En 2019, sa production a atteint 21 TWh en Europe, ce qui équivaut à environ 1,9 milliard de mètres cubes de gaz naturel correspondant à moins de 0,5 % de la consommation totale de gaz naturel.

7. Le camion à hydrogène offre non seulement une bien meilleure autonomie que le camion électrique à batteries (700-1000 kilomètres contre 350-400 kilomètres) mais il n'a pas à emporter plusieurs tonnes de batteries. Un autre avantage de l'hydrogène est que les réservoirs se remplissent de la même façon et en quelques minutes dans les stations-service équipées.

8. Voir l'article d'E. Lesser du 10 décembre 2020 sur le site de *Transitions & Énergies*. <https://www.transitionsenergies.com/coree-sud-villes-nouvelles-hydrogene/>

9. Au passage, il conviendrait d'ajouter les limites physiques des réseaux en place parmi les contraintes au déploiement des couplages. Toutefois, la situation est différente d'un pays à l'autre selon la présence de réseaux de chauffage urbain, ou d'un réseau gazier dense en dehors des zones urbanisées. La densité facilite en effet les connexions des unités de productions locales d'H<sub>2</sub> vert, de méthane de synthèse ou de biométhane.

### NOTES

1. On utilisera ici cet oxymore, car ce terme est fréquemment utilisé dans la littérature ad hoc.

2. Le chauffage urbain peut utiliser de multiples sources d'énergie renouvelables comme la géothermie (basse enthalpie), le solaire thermique, à côté des sources de biomasse dont les déchets ménagers. Il peut également utiliser la chaleur résiduelle de centrales ou de procédés industriels, et la chaleur du solaire thermique.

3. Le stockage de court terme désigne le stockage horaire et quotidien dans des citernes d'eau chaude et celui dans le réseau de chauffage urbain lui-même. Le stockage de chaleur saisonnier désigne le stockage thermique entre les saisons dans des réservoirs, ce qui se fait avec une vitesse