

# Gaz et énergies renouvelables, la bonne combinaison pour un monde décarboné?

par

■ **Marie-Laure Charlot** ■

Chef de la délégation biométhane  
et *Power to Gas*, GRDF

■ **Benoit Decourt** ■

Expert *Power to Gas*,  
SBC Energy Institute

■ **Dominique Ramard** ■

Conseiller régional de Bretagne  
délégué à la transition énergétique  
Vice-président de Dinan Communauté

■ **Christophe Thébault** ■

Directeur marketing du groupe Atlantic

## En bref

Entre usage immodéré des énergies fossiles et rêves d'une énergie parfaitement propre et infiniment renouvelable, la réalité impose de passer par une phase de transition énergétique, désormais prévue par la loi. Or, produites localement sur les territoires, les énergies renouvelables sont fluctuantes et ne peuvent être mobilisées en fonction de la demande. Des solutions de stockage s'imposent alors et le biogaz, issu de la valorisation des déchets organiques, ou l'hydrogène, produit par électrolyse de l'eau, pourraient être des options avantageuses en utilisant les réseaux gaziers existants. Des projets pilotes existent, des réponses industrielles aussi : restent à résoudre les points délicats que sont les questions réglementaires et l'acceptation des citoyens.

Compte rendu rédigé par Pascal Lefebvre

*L'Association des Amis de l'École de Paris du management organise des débats et en diffuse des comptes rendus, les idées restant de la seule responsabilité de leurs auteurs. Elle peut également diffuser les commentaires que suscitent ces documents.*

Séance organisée en partenariat avec les groupes X-Gaziers et X-Renouvelables de l'Association des anciens élèves de l'École polytechnique, et grâce aux parrains de l'École de Paris (liste au 1<sup>er</sup> mai 2016) :

• Airbus Group • Algoé<sup>1</sup> • ANRT • Be Angels • Cap Digital • Carewan<sup>2</sup> • CEA • Chambre de Commerce et d'Industrie de Paris Île-de-France • CNES • Conseil Supérieur de l'Ordre des Experts Comptables • Crédit Agricole S.A. • Danone • EDF • ESCP Europe • FABERNOVEL • Fondation Charles Léopold Mayer pour le Progrès de l'Homme • Fondation Crédit Coopératif • Fondation Roger Godino • Groupe BPCE • HRA Pharma<sup>2</sup> • IdVectoR<sup>3</sup> • La Fabrique de l'Industrie • La Poste • Mairie de Paris • MINES ParisTech • Ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique, DGE • NEOMA Business School • Orange • PSA Peugeot Citroën • Renault • SNCF • Thales • Total • UIMM • Ylios

1. pour le séminaire Ressources technologiques et innovation
2. pour le séminaire Vie des affaires

## Biométhane et transition énergétique

GRDF est le principal gestionnaire de la distribution du gaz en France. La société exploite près de 200 000 km de réseau et alimente 11 millions de clients sur plus de 9 000 communes. Mon service est en charge du développement du biométhane en France dans le cadre de la transition énergétique, ce qui implique que nous, gaziers, nous nous inscrivions dans une véritable révolution industrielle.

Nous en avons déjà connu une première, au milieu du XX<sup>e</sup> siècle, avec la découverte du gisement de gaz de Lacq et sa mise en exploitation. Auparavant, la production se faisait sur un modèle local et décentralisé, à partir de la gazéification du charbon et avec des réseaux de distribution développés autour des sites de production. Les usages de ce gaz manufacturé étaient relativement restreints et se réduisaient essentiellement à l'éclairage et aux besoins domestiques. Avec l'exploitation du gaz naturel de Lacq, dans le contexte de la nationalisation de l'après-guerre, GDF a développé de grandes infrastructures de transport et de stockage, descendant de la production jusqu'aux territoires, ainsi que leurs interconnexions. Aujourd'hui, pour réussir la transition énergétique, il nous faut revenir à un schéma centré sur une production locale, à partir de ressources, également locales, issues, par exemple, de la biomasse ou de la reconversion en hydrogène de l'électricité produite en excédent.

Le biogaz est un gaz produit par la fermentation de matières organiques, processus biologique s'opérant dans un digesteur en l'absence d'oxygène. Il en résulte un gaz constitué à 55 % de méthane (CH<sub>4</sub>), de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) et d'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S). Le résidu solide, appelé digestat, est utilisé en agriculture où il se substitue aux engrais chimiques. Deux voies de valorisation s'offrent alors à ce biogaz. Soit il est brûlé, tel quel, pour produire chaleur ou électricité, voire les deux simultanément, ce qui s'appelle la cogénération : cela suppose, pour optimiser le rendement, d'avoir des besoins de chaleur à proximité du site de production. Soit il est épuré pour atteindre la qualité du gaz naturel et il peut alors directement être injecté dans les réseaux existants, avec les mêmes usages que ce dernier.

Cette filière biométhane se développe avec une répartition des rôles bien définie. Le *producteur* est en charge de la sécurisation des intrants, qui peuvent être des déchets provenant de l'industrie agroalimentaire, des résidus agricoles ou ménagers, ou des boues de stations d'épuration. Le biogaz ainsi produit, puis épuré, est alors appelé biométhane. Le *gestionnaire de réseau*, en l'occurrence GRDF, peut alors intervenir par le biais des postes d'injection dont il est propriétaire, dans lesquels la qualité du gaz sera contrôlée et la quantité injectée régulée et comptabilisée, conditions nécessaires à sa facturation ultérieure. Ensuite, le *fournisseur*, quel qu'il soit, pourra contractualiser avec le producteur et s'engager à acheter la totalité de sa production, à un tarif réglementé et selon des mécanismes de compensation contrebalançant les éventuels surcoûts, sur une durée de quinze ans. Ce fournisseur, grâce à un système de garantie d'origine permettant la traçabilité de ce biométhane, pourra ainsi proposer une offre de gaz vert aux consommateurs.

GRDF est présent en amont du projet, en réalisant des études de faisabilité pour le compte des producteurs, afin d'évaluer la compatibilité entre les quantités prévues et la capacité du réseau à les accepter en fonction des consommations locales. Nous évaluons également les coûts de raccordement et la typologie des clients sur la zone considérée. Nous exerçons donc une fonction de conseil auprès du futur producteur en lui permettant d'apprécier les risques qu'il encourt.

Nous intervenons ensuite au niveau du poste d'injection en proposant un service qui couvre l'amortissement de l'investissement, sa maintenance et le raccordement au réseau existant. Dans ce poste, nous contrôlons également, toutes les deux minutes, la conformité du biogaz aux spécifications du gaz naturel, ce à quoi s'ajoutent des contrôles ponctuels sur des paramètres particuliers. Nous sommes, par ailleurs, gestionnaires du registre des garanties d'origine dans le cadre d'une délégation de service public qui a débuté en 2012.

À ce jour, nous avons dix-sept sites d'injection opérationnels, chiffre qui a triplé en un an. Quatorze d'entre eux injectent sur le réseau exploité par GRDF, les trois autres étant raccordés sur les réseaux d'autres opérateurs (TIGF, GDF et GRTgaz). Il s'agit essentiellement de projets agricoles, mais nous avons également quelques sites qui valorisent des ordures ménagères. Notre capacité de production actuelle s'élève à 260 GWh/an soit la consommation de 22 500 foyers ou 1 200 bus ou camions alimentés au bioGN.

Les perspectives de production sont ambitieuses puisque la loi sur la transition énergétique stipule que le biométhane, énergie renouvelable, devra représenter 10% de la consommation de gaz en France, à l'horizon 2030. Cet objectif est également soutenu par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, et par l'ensemble des acteurs de la filière. Il s'appuie sur le scénario volontariste fixé par la feuille de route biométhane de l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), dont GRDF est copilote, qui considère que la production de biométhane devrait atteindre 30 TWh/an en 2030. GRDF est convaincu que ce développement se fera si l'on parvient parallèlement à tirer la demande vers le bioGNV, biométhane utilisable dans les véhicules, ce qui est le meilleur usage possible de ce gaz pouvant se substituer aux dérivés pétroliers actuels.

## ■ Exposé de Benoit Decourt

---

### Qu'est-ce que le *Power to Gas*?

Mon propos sera basé, d'une part sur les axes de travail de mon doctorat et, d'autre part, sur les conclusions d'un rapport dont j'ai été chargé pour le compte du SBC Energy Institute. Cet institut est un groupe de recherche à but non lucratif, créé à l'initiative de Schlumberger, en 2011, et qui, dans le cadre d'un récent transfert d'activité, est désormais hébergé et financé par Accenture.

Les définitions étant parfois fluctuantes, qu'est-ce donc que le *Power to Gas*? Pour certains, il s'agit de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, quelle que soit l'utilisation qui en est ultérieurement faite. Pour d'autres, ce concept est restreint à la production de méthane de synthèse. Pour ma part, je retiendrai qu'il s'agit de l'ensemble des technologies qui permettent le lien entre le système électrique, d'un côté, et le système gazier de l'autre.

En termes de technologies, cela correspond effectivement à la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, à laquelle s'adjoignent l'injection directe dans les réseaux de gaz et la combinaison avec une source carbonée pour produire du méthane de synthèse. La présentation qui est faite du *Power to Gas* le limite souvent à une technologie de stockage permettant de valoriser la production excédentaire d'électricité d'origine renouvelable, en utilisant l'infrastructure gazière existante et sa grande capacité énergétique. Cette utilisation est effectivement intéressante, mais elle risque fort de ne l'être qu'à moyen ou long terme et elle reste subordonnée à un taux de pénétration important de l'électricité d'origine renouvelable.

À plus court terme, l'application qui semble la plus intéressante en termes économiques, c'est la faculté du *Power to Gas* à décarboner un certain nombre d'usages énergétiques, au premier rang desquels ceux liés à la mobilité, qui dépendent fortement de sources fossiles. Dans une moindre mesure, l'utilisation de chaleur à des fins industrielles, résidentielles ou commerciales peut lui offrir des débouchés significatifs. Enfin, cette technique peut également constituer une source de matières premières dans la chimie et la carbochimie.

Nous pouvons également envisager deux bénéfices secondaires. En premier lieu, le *Power to Gas* permet de mutualiser la flexibilité des systèmes électriques et gaziers en contribuant à l'équilibrage entre offre et demande ou, dans certains cas, en valorisant le réseau de gaz tout en évitant d'investir dans une nouvelle ligne électrique. En second lieu, bénéfice non négligeable, le *Power to Gas* peut participer à la sécurité et à la souveraineté énergétique du pays, ainsi qu'à son corollaire, la création locale d'emplois et de valeur ajoutée par l'usage d'une ressource domestique.

Deux options s'offrent donc au *Power to Gas*. La première, l'injection directe de l'hydrogène dans les réseaux, a l'avantage de la simplicité, technique et financière, dans la mesure où elle se limite, peu ou prou, à une électrolyse de l'eau. En fonction des technologies retenues et des localisations, un compresseur et un stockage tampon reliés à un poste d'injection suffisent. Mais cette solution est limitée par la concentration maximale en hydrogène tolérée par le réseau de gaz. Outre la sécurité et l'intégrité des conduites, il faut également prendre en considération la capacité et la performance du réseau du fait de la densité énergétique de l'hydrogène, plus faible que celle du méthane à volume égal. Plus importante encore est la contrainte de la performance et de la tolérance d'un certain nombre d'utilisations finales, calibrées pour des compositions de gaz très stables et contenant peu d'hydrogène. Autant injecter 20 à 30 % d'hydrogène dans les réseaux ne pose pas de problèmes majeurs pour les brûleurs des chaudières à gaz, autant, pour les turbines, très sensibles aux variations de concentration, le seuil de tolérance est fixé par les constructeurs à environ 3 % en volume. Quant à la mobilité, le seuil actuellement autorisé en Europe est de 2 %, ce qui n'empêcherait pas d'aller au-delà en calibrant les moteurs et avec une composition relativement stable, comme le testent actuellement ENGIE et ses partenaires dans le cadre du projet GRHYD. Sans modifications majeures du réseau, il devrait donc être possible d'atteindre, à court terme, des concentrations de 5 %, ce qui représenterait un débouché très important pouvant permettre de lancer la filière, de commencer à optimiser les systèmes et de tirer parti des effets d'apprentissage.

La deuxième option, la méthanation, consiste à combiner l'hydrogène à une source de carbone pour produire du méthane. C'est une technologie relativement mature, semblable à celles développées, par le passé, pour la gazéification du charbon ou la production d'ammoniac. En revanche, cette solution se heurte à une difficulté, celle de l'approvisionnement en carbone. Cela peut paraître contre-intuitif dans le cadre actuel de la transition énergétique, mais obtenir localement une source de carbone économique et suffisamment abondante reste un challenge pour la filière. Trois possibilités s'offrent à nous. La première, idéale, consisterait à capter ce carbone dans l'air ; le problème est alors lié à la faible concentration de ce carbone dans l'atmosphère, ce qui entraînerait un coût de captation trop élevé à moyen terme. La deuxième, retenue par GRTgaz<sup>1</sup> dans le cadre du projet Jupiter 1000, valorise le CO<sub>2</sub> issu de certains procédés industriels. C'est une solution moins onéreuse que la précédente mais qui fait débat, puisque le carbone reste d'origine anthropique, le gaz ainsi produit ne pouvant alors être considéré comme renouvelable. La dernière option consiste à valoriser les excédents de CO<sub>2</sub> issus de la production de biométhane. Cela permet d'augmenter cette production à intrants équivalents, de mutualiser les postes d'injection et, enfin, de recycler la chaleur issue de la méthanation en optimisant ainsi le bilan énergétique de l'unité de biogaz. D'une manière plus générale, cette dernière solution permet de maximiser l'utilisation de bioénergie et donc d'en favoriser le développement.

Le *Power to Gas* utilise des techniques qui, pour la plupart, sont matures et ne nécessitent donc pas de ruptures technologiques, même s'il est encore besoin de recherche pour développer la coélectrolyse à haute température ou pour la voie biologique de la méthanation, par exemple. Le challenge de la filière réside donc principalement dans son modèle économique et c'est à ce niveau que subsistent les principales incertitudes.

En ce qui concerne les coûts, le prérequis est, fondamentalement, de réduire ceux relatifs à la production d'hydrogène en diminuant ceux liés aux investissements de l'électrolyse. Parler du *Power to Gas* en ne considérant que les faibles coûts de l'électricité néglige le fait que l'électrolyse est un processus fondamentalement capitalistique et, en conséquence, que le taux de son utilisation, 55 % du temps dans les hypothèses les plus favorables, a un impact majeur sur la viabilité économique du système.

Même si l'on parvient à réduire ces coûts d'investissement, il est peu probable que le gaz ainsi produit soit compétitif, sur la base de son pouvoir calorifique face aux sources alternatives, y compris en prenant en compte une éventuelle prime pour le verdissement, une taxe carbone ou toute autre méthode d'internalisation des coûts externes. En conséquence, le *Power to Gas* va devoir s'appuyer sur la vente d'un produit, le gaz, et sur le verdissement, mais aussi sur des sources complémentaires de revenus, que ce soit la fourniture de services, telle la participation

---

1. GRTgaz est une société française créée le 1<sup>er</sup> janvier 2005, filiale à 75 % du groupe GDF SUEZ (actuellement ENGIE) en 2012. Jupiter 1000 est le premier démonstrateur en France pour valoriser les surplus d'électricité renouvelable et recycler le CO<sub>2</sub>.

à l'équilibrage de l'offre et de la demande électrique, ou la valorisation des coproduits que sont l'oxygène et la chaleur. Ce faisant, il implique de multiples acteurs et génère ainsi des coûts de transaction qui doivent être pris en compte.

Le *Power to Gas* repose sur un modèle complexe, difficilement lisible pour les investisseurs qui lui sont pourtant indispensables. Nous avons donc besoin de développer un cadre réglementaire stable, de favoriser un dialogue étroit entre les parties prenantes et de continuer à développer des outils d'optimisation.

## ■ Exposé de Christophe Thébault

---

### Des solutions hybrides au quotidien

La partie amont du *Power to Gas* ayant été évoquée, j'en aborderai la partie aval, c'est-à-dire les solutions hybrides destinées à être installées dans l'habitat résidentiel. Le groupe Atlantic est un groupe industriel, spécialiste des solutions de confort thermique – chauffage et eau chaude sanitaire (ECS) – dont la mission est de transformer les énergies disponibles en bien-être durable. Nous sommes une société familiale française, qui a réalisé un chiffre d'affaires de 1 500 millions d'euros en 2015. Nous avons désormais dix sites industriels pour un effectif global de 5 500 personnes, dont les deux tiers en France.

Le plan climat de l'Union européenne, adopté en 2008, consiste à atteindre, d'ici 2020, les trois objectifs suivants : 20 % d'énergies renouvelables en plus ; 20 % de consommation d'énergies primaires et 20 % d'émissions de CO<sub>2</sub> en moins. Ces objectifs ont été pris en compte lors du développement de nos produits pour que nous puissions répondre aux diverses réglementations telles la RT2012 qui impose l'obligation, dans tous les logements individuels neufs, de mettre en place une énergie renouvelable (EnR). Dans un tel logement, la solution gaz seule est interdite et son association à une EnR ou à une production d'électricité est désormais obligatoire.

Chez Atlantic, l'association du gaz et des EnR a déjà une longue histoire. Nous avons donc élaboré une solution hybride, optimisée par un seul système de régulation, associant une chaudière gaz à condensation et une pompe à chaleur (PAC) Split Inverter de 3 kW, issue d'un codéveloppement avec ENGIE et leur centre de recherche, le CRIGEN. Le projet comportait deux enjeux : le premier était de limiter la consommation d'énergie primaire, fixée à un maximum de 50 kW/h d'énergie primaire par mètre carré et par an, ce qui nous imposait une régulation afin de la minimiser. Le second était l'obligation d'utiliser une EnR pour au moins 10 % de ce maximum, ce qui imposait à notre PAC des performances lui garantissant un fonctionnement optimal, y compris lors de faibles températures extérieures.

Nous avons donc développé, depuis novembre 2012, deux systèmes générateurs hybrides, dits Titre V, répondant à cette réglementation. La principale innovation n'a donc pas consisté dans l'association de deux produits existants, la chaudière et la PAC, mais dans la régulation de l'ensemble. En fonction des besoins, la PAC fonctionne donc seule lorsque son coefficient de performance est supérieur à celui de la chaudière ; les deux sont associées lorsque les besoins augmentent mais que la PAC reste plus efficace que la chaudière, celle-ci prenant seule le relais lorsque son coefficient de performance est supérieur à celui de la PAC.

Avec le CRIGEN, nous avons lancé deux instrumentations de sites. La première a été testée dans une maison, à Jébsheim, en Alsace, durant les deux hivers 2012/2013 et 2013/2014, avec un rendement sur énergie primaire de, respectivement, 116 % et 141 %. La seconde s'est déroulée à Quimper, où le climat est plus tempéré, avec une performance de 147 %. Pour une chaudière à condensation, référence actuelle pour le chauffage au gaz, les rendements théoriques se situent plutôt aux alentours de 98 %. Nos produits hybrides répondent donc, à la fois, aux exigences EnR de la nouvelle réglementation et aux besoins d'économie d'énergie.

La deuxième réglementation, qui nous aide à communiquer autour de ces produits, est la directive ErP (*Energy related Products*) ou Ecodesign, loi européenne applicable depuis septembre 2015, qui a pour objectif de réglementer la performance des appareils utilisant de l'énergie, chaudières et PAC comprises. À cette fin, elle a instauré un étiquetage simple, avec un code couleur analogue à celui informant le consommateur sur les performances des appareils ménagers. Une chaudière classique se situera à un niveau C, éventuellement B; une chaudière à condensation obtiendra un A; la seule solution gaz permettant d'atteindre le A++ sera alors son association à une EnR. Atlantic a donc développé une gamme complète de produits destinés soit au neuf, dimensionnés pour des logements à très faibles besoins thermiques, soit pour la rénovation, plus puissants, les uns comme les autres obtenant A+ ou A++.

À l'horizon 2020, si l'on considère que les problématiques liées au CO<sub>2</sub> seront davantage mises en avant, l'avantage de ces produits hybrides sera d'être *Smart Grid Ready*, c'est-à-dire que, si nos produits reçoivent un signal leur indiquant un problème de surcharge du réseau électrique, ils sont, d'ores et déjà, capables d'arrêter la PAC et de passer en production de chaleur uniquement gaz. À l'inverse, avec le dimensionnement adéquat, ce sont également des produits bas carbone, favorisant l'énergie électrique, plutôt en mi-saison lorsque la production est essentiellement d'origine nucléaire. En plein hiver, lors de la remise en route des centrales thermiques au fuel, on pourra alors repasser à un biogaz de production locale, ce produit étant parfaitement approprié à la transition énergétique.

## ■ Exposé de Dominique Ramard

---

### La transition et les territoires

C'est au titre de conseiller régional de Bretagne, nouvellement réélu et délégué à la transition énergétique, que j'interviens ce soir. Au cours de mon précédent mandat et dans le cadre de la délégation à l'énergie, nous nous étions consacrés au Pacte électrique breton, réponse à la fragilité de notre région qui ne produisait alors que 8% de l'électricité qu'elle consommait. Désormais, nous en sommes à 13%, mais cette fragilité reste réelle, tant en termes de besoin que d'approvisionnements puisque nous sommes une péninsule, non seulement géographique, mais également électrique et gazière. Cette fragilité structurelle nous a donc amenés à réfléchir à la sécurisation de notre situation énergétique. Ce Pacte électrique breton, adopté en 2010, est un équilibre entre la maîtrise des consommations d'électricité, le développement des énergies renouvelables et un important volet de sécurisation. Dans ce volet, notre attention s'est portée sur la question du gaz et il comporte un projet de centrale à cycle combiné gaz de 423 MW, confié à Direct Energie et Siemens, qui devrait voir le jour à Landivisiau.

Le Pacte électrique nous a permis de revisiter la façon dont une politique énergétique se met en place et comment un territoire comme le nôtre peut s'en emparer. Avant la loi sur la transition énergétique, cette politique, élaborée au niveau du gouvernement, était largement descendante, avec une programmation pluriannuelle de l'énergie décidée sans les collectivités. Le Pacte électrique a pu renverser cette approche, grâce à un travail en commun de la région, de l'ADEME et de la préfecture de région, qui a permis d'adopter une feuille de route pour la transition et la sécurisation énergétiques.

Au-delà, il nous a ouvert la voie vers d'autres opportunités, notamment en ce qui concerne le gaz et, dans la foulée, des conventions ont été signées avec GRTgaz et GRDF, dont le premier acte a été un travail sur la substitution du gaz à l'électricité, en situation de pointe de consommation, pour le chauffage de logements bien isolés dans la région de Saint-Brieuc. Nous faisons ainsi d'une pierre deux coups, en allant vers des bâtiments basse consommation tout en soulageant le réseau électrique breton. Bien d'autres éléments se sont déclinés depuis lors et, aujourd'hui, nous préparons ce qui pourrait être un "pacte gazier breton" dans le cadre d'une stratégie territoriale de transition énergétique, comme la loi nous y incite fortement.

En nous intéressant aux actions à venir dans ce contexte et en nous focalisant sur les liaisons entre gaz et énergies renouvelables, il convient de bien prendre en compte les besoins et les ressources du territoire. Nous avons développé, ces dernières années, l'éolien terrestre et la production de biogaz en cogénération. Aujourd'hui, 12 MW électriques sont produits par 45 unités de méthanisation installées en Bretagne, dont les deux-tiers dans des fermes. Cette production d'énergie renouvelable constitue une force importante sur laquelle nous fondons de grands espoirs, aux côtés du bois, énergie historique dans la région. Une troisième composante s'y adjoint désormais avec les énergies marines renouvelables. Un premier parc éolien de 500 MW verra le jour, avant la fin de la décennie, dans la baie de Saint-Brieuc. Un projet pilote d'hydrolienne, soutenu par la région et l'ADEME, mis en place par 55 mètres de fond, dans le passage du Fromveur, alimente désormais Ouessant, et une seconde hydrolienne, fabriquée par OpenHydro, a été installée provisoirement au large de Paimpol-Bréhat, pour essais. D'autres devraient bientôt suivre avec l'installation de fermes hydroliennes. L'énergie marine est donc, à nouveau, une réalité en Bretagne, faisant ainsi suite au barrage marémoteur historique sur la Rance, alors que des projets de houlomoteurs ou d'éoliens flottants sont à l'étude afin de valoriser un potentiel énergétique considérable, estimé à plus de 60 GWh à horizon 2050 alors que 6 GWh suffiraient à assurer la consommation électrique bretonne.

En termes gaziers, c'est le biogaz qui va constituer la première avancée avec son injection dans le réseau régional. À ce jour, une exploitation agricole des environs de Rennes injecte déjà le biogaz qu'elle produit et vingt-deux autres projets sont en cours, qui pourraient fournir, à terme, environ 3% de la consommation gazière bretonne. Nous sommes donc dans la perspective des 10% de gaz renouvelable à l'horizon 2030. Nous nous orientons prioritairement vers le gaz naturel pour véhicules (GNV) et une première station de distribution a été inaugurée, durant l'été 2015, à Locminé, dans le nord du Morbihan. Cette station est utilisée par les véhicules de la communauté de communes locale, principalement pour la collecte des déchets, et elle sera prochainement ouverte aux particuliers. Nous réfléchissons actuellement, avec une dizaine de professionnels du secteur, au développement de telles stations en direction du transport routier, avec une implantation possible à Vannes.

Le développement actuel des énergies renouvelables est donc sans précédent en Bretagne et la fragilité énergétique de la région pourrait bientôt trouver son terme si les conditions réglementaires et financières sont au rendez-vous. Le gaz, jusque-là parent pauvre de la transition énergétique, évolue également de façon importante et je suis convaincu qu'il en sera désormais un élément décisif grâce à sa bonne complémentarité avec les énergies renouvelables électriques. Le *Power to Gas* nous intéresse donc fortement en tant que débouché possible pour d'éventuels excédents de production électrique.

En termes de gestion des réseaux électriques et de gaz, dans le cadre d'une transition énergétique intelligente, nous développons une réflexion sur la façon dont ces *Smart Grids* pourraient être intégrés dans un schéma global, toutes énergies confondues.

Enfin, en tant qu'élu, la question de l'acceptation par nos concitoyens de toutes ces évolutions est prioritaire et suppose une large concertation, tant en ce qui concerne les projets de production qu'en matière d'habitudes de consommation avec d'éventuelles nouvelles offres de services de l'énergéticien. Pour la Bretagne, comme nous l'avons constaté en développant le pacte électrique, une telle concertation est le gage de la réussite de cette transition énergétique.

## Vers la transition énergétique

**Un intervenant:** *Le gaz est une merveilleuse solution pour la transition énergétique, mais il semble pourtant qu'il ne fasse pas l'unanimité. On parle ici d'énergie décarbonée, mais le vrai problème n'est-il pas celui des gaz à effet de serre? Intellectuellement, il est alors difficile de comprendre qu'en produisant du gaz, on puisse réduire cette pollution.*

**Didier Holleaux<sup>1</sup>:** *Ces exposés montrent de façon convaincante que le gaz est effectivement une bonne solution technique et économique, même si le modèle Power to Gas est plus délicat à faire fonctionner. Mais il nous faut maintenant concilier une réalité microéconomique où l'on constate que cela marche bien, et une réalité macroéconomique où l'on a des difficultés à en convaincre nos concitoyens et, en conséquence, à faire croître la demande de gaz.*

**Dominique Ramard:** Comme très souvent, l'information sur de tels sujets passe mal auprès du citoyen. Nous le constatons avec le projet de Landivisiau, le gaz est uniquement perçu comme une énergie fossile et aucune analyse comparative n'est faite en termes de risques sanitaires ou de pollution par rapport à des centrales au fuel ou au charbon, d'autant que le prix du gaz reste indexé sur celui du pétrole. La Bretagne a refusé le nucléaire; la centrale au charbon de Cordemais a été prolongée jusqu'en 2023, ce qui est une très mauvaise nouvelle pour la transition énergétique; nous ne sortons du fuel, en particulier pour le chauffage domestique et en milieu rural, que très progressivement. À part le gaz, que reste-t-il alors comme alternative crédible? Il faut faire partager à nos concitoyens l'idée même de transition: on ne peut passer du système actuel à un système idéal, 100% renouvelable et géré intelligemment, que de façon graduelle. Pour moi, le gaz est la meilleure solution de transition en nous permettant de franchir quelques étapes vers un système vertueux.

**Christophe Thébault:** Nos produits sont adaptables. Si, à l'avenir, une réglementation nous impose des critères d'émission de CO<sub>2</sub> plus contraignants, nous serons capables de les faire fonctionner sur cette nouvelle base, tout comme nous savons le faire aujourd'hui avec les énergies primaires ou comme nous le faisons déjà sur la base du tarif des énergies, l'appareil choisissant lui-même l'énergie qu'il utilise en fonction du tarif.

**Int.:** *Qu'en est-il du coût de telles installations?*

**C. T.:** La législation impose désormais une obligation d'EnR dans le neuf. Le coût de l'association gaz/EnR, comparé à d'autres solutions, reste alors très acceptable, voire se situe parmi les solutions gaz les plus performantes. En ce qui concerne la rénovation, les produits sont aujourd'hui significativement plus chers mais, si la réglementation les pousse et que les volumes de production augmentent, nous espérons que ces coûts baisseront de façon importante. Nous travaillons également à optimiser le dimensionnement des appareils, entre autres, en réduisant les puissances des pompes à chaleur associées à une chaudière gaz.

**Int.:** *Quelles sont les mesures prises pour éviter des accidents comme celui qui s'est récemment produit en Californie?*

**D. H.:** En France, nous exploitons des stockages de gaz souterrains depuis 1951, et il n'y a eu, en tout et pour tout, qu'une seule fuite significative. Cela s'est passé à Chémery, en 1989, et l'incident a duré trois jours, ce qui est sans commune mesure avec ce qui se passe en Californie. Dans ce cas particulier, ce qui est fondamentalement en cause,

---

1. Didier Holleaux, X- Mines, dirige l'exploration et la production (E&P) du groupe ENGIE depuis 2007 et assure la direction générale de GDF Suez E&P International SA depuis 2010. Il est également directeur adjoint chargé des activités industrielles de la branche global Gaz & GNL depuis 2010.

ce sont un défaut d'entretien des puits, une absence de vannes de sécurité de fond, ainsi qu'une législation très peu contraignante envers les opérateurs. Globalement, les stockages européens sont bien mieux entretenus.

## Quelle efficacité ?

**Int. :** Dans un débat avec l'ADEME<sup>2</sup> nous avons évoqué le rendement du Power to Gas. Selon elle, il serait de 33 % et, selon l'association Sauvons le climat, de 20 %. Quand aurons-nous une unité pilote qui puisse trancher ce désaccord ?

**Marie-Laure Charlot :** Nous avons réalisé une analyse du cycle de vie du biométhane injecté dans les réseaux pour voir quel était l'impact du développement de la filière sur la situation actuelle. Les résultats de cette étude<sup>3</sup> montrent que, pour une projection à l'horizon 2020, quelle que soit la filière, déchets agricoles, stations d'épuration ou ordures ménagères, et selon un mix de production représentatif de notre portefeuille de projets actuels, l'impact serait une réduction de 188 gr de CO<sub>2</sub> par kilowatt-heure de biométhane injecté.

Quant au projet pilote du *Power to Gas*, nous y sommes impliqués par le biais du projet GRHYD. Ce pilote vise à tester l'injection d'hydrogène mélangé à du gaz naturel afin de voir comment réagit un réseau d'une centaine de logements et un autre, de bus urbains, et quels en sont les usages finaux les plus appropriés. Nous réalisons toutes les études qui permettront cette injection à partir de 2017. Mais, à ce stade, ce n'est pas l'intérêt économique de l'hydrogène en tant que tel qui nous intéresse. Nous nous préparons à un développement massif des énergies renouvelables électriques, qui sont variables ce qui implique de les stocker. L'une des possibilités est alors de transformer cette énergie électrique excédentaire en hydrogène pour ensuite le redistribuer, pur ou après méthanation, via les réseaux.

**Benoit Decourt :** À côté du projet GRHYD, le projet Jupiter 1000, est installé à Fos-sur-Mer et il développera 1 MW avec deux électrolyses de 0,5 MW chacune. Piloté par GRTgaz et TIGF, le projet rassemble la Compagnie nationale du Rhône (production d'électricité renouvelable), McPhy Energy (technologies d'électrolyse), le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives, ATMOSTAT (méthanation) et Leroux & Lotz (captage et stockage du CO<sub>2</sub>) et il devrait être opérationnel en 2018.

Outre ces deux projets français, quatorze autres sont déjà en cours et deux autres sont prévus en Allemagne, qui se répartissent équitablement entre injection directe dans les réseaux et méthanation, que ce soit par voie biologique ou voie catalytique. D'autres projets sont prévus au Danemark et aux Pays-Bas. Nous attendons avec impatience d'avoir les premiers retours de ces projets pilotes pour réunir des données qui ne soient pas seulement celles des thuriféraires ou des adversaires de telle ou telle technologie.

À côté des marchés industriels classiques, l'intérêt du *Power to Gas* est de distribuer l'hydrogène par le biais de l'infrastructure existante. L'acceptation du consommateur, habitué à utiliser le gaz naturel, n'en sera que facilitée.

## L'âme de la transition énergétique

**Int. :** Est-on capable, désormais, de vendre des solutions technologiquement moins dépendantes de la qualité des intrants et permettant d'assurer une production régulière de biogaz ?

**M.-L. C. :** Je ne suis pas convaincue que nous ayons un problème de technologies. La réglementation mise en place en 2011 permet aux projets d'injection d'avancer, tant chez nous que chez d'autres opérateurs. Nous avons plutôt un problème de lourdeur administrative, quatre années, en moyenne étant nécessaires pour le montage du dossier administratif, le financement et la réalisation du site, avant de pouvoir injecter du gaz dans le réseau. Un comité national Biogaz s'est constitué, en 2015, à l'initiative de la ministre Ségolène Royal, afin de trouver des solutions, en particulier sur la question des procédures. Cela a donné lieu à l'*autorisation unique* qui a déjà réduit de cinq mois les délais nécessaires à l'obtention du permis de construire et de l'autorisation d'exploiter.

---

2. Didier Roux, David Marchal, François Moisan, Bernard Tamain, Claude Henry, "Quel système électrique pour 2050?", séminaire Vie des affaires de l'École de Paris du management, 8 janvier 2016.

3. Résultats consultables sur le site [www.grdf.fr/ges-biométhane](http://www.grdf.fr/ges-biométhane) et sur le site de l'ADEME..

En France, les pouvoirs publics souhaitent développer prioritairement une voie de valorisation des déchets, ce qui est plus complexe du fait de la saisonnalité et de la variété des intrants. Potentiellement, les gisements, hors cultures dédiées, de matières pouvant être méthanisées s'élèvent, selon des études convergentes, à 200 TWh ce qui est bien supérieur aux objectifs de 30 TWh fixés par la loi sur la transition énergétique.

**Int. :** *Considérer que les énergies intermittentes sont gratuites est une erreur économique et le fait même d'être intermittentes est une difficulté pour un électrolyseur. Pourquoi ne pas revenir à l'idée première d'utiliser les centrales nucléaires pour fabriquer cet hydrogène ?*

**B. D. :** Utiliser les excédents d'énergie renouvelable ne va pas rendre l'hydrogène gratuit et, si le solaire ou l'éolien sont bien gratuits, leur collecte, quant à elle, est très capitalistique. Le point essentiel est, en effet, le taux d'utilisation de l'électrolyse, couplé à une source d'énergie bas carbone si l'on veut que le *Power to Gas* ait du sens. Ce dernier peut donc parfaitement s'adapter au système français basé sur le nucléaire.

Si les électrolyseurs alcalins traditionnels demandaient effectivement à être utilisés de manière constante, les axes de recherche actuels visent désormais à réduire cette contrainte et explorent d'autres voies, celles des membranes échangeuses de protons (PEM) en particulier, qui sont plus dynamiques et moins impactées par l'intermittence.

**Int. :** *Développez-vous des partenariats avec des acteurs individuels ou de petite taille ?*

**D. R. :** Les différents projets que j'ai évoqués montrent bien qu'il faut des partenariats multiples pour que nous puissions aboutir. Ils ne se nouent pas seulement avec les acteurs déjà présents dans le système et il nous faut donc aller chercher l'innovation là où elle se trouve, dans les laboratoires mais aussi sur le terrain. Mon rôle d' élu est d'être un point de contact entre ces acteurs et les réseaux déjà constitués. L'agence économique de Bretagne joue également un rôle important dans la mise en relation de ces divers protagonistes.

Les textes de loi, tout comme les schémas que nous pouvons élaborer dans les territoires, servent aussi d'éléments déclencheurs. Ils alertent l'opinion et les acteurs en marge de ces projets sur les réalisations en préparation. Au moment où nous lançons ces initiatives, nous constatons, par exemple, que tel entrepreneur, qui travaillait de façon isolée, va réaliser que la région et ses partenaires sont engagés sur tel ou tel projet proche du sien et va alors pouvoir se faire accompagner. La constitution de clusters, thématique par thématique, constitue l'âme de la transition énergétique en ne la réduisant pas à des textes que l'on applique platement, mais en stimulant l'innovation des différents types d'acteurs. C'est cette nouvelle forme d'accompagnement des politiques que nous initiions sur les territoires.

## ■ Présentation des orateurs ■

**Marie-Laure Charlot**: diplômée de l'INSA (Institut national des sciences appliquées) de Lyon en 2008; de 2009 à 2013, elle travaille chez Primagaz, entreprise de distribution et de fourniture de GPL (gaz de pétrole liquéfié – butane et propane); en détachement au Comité Français du Butane et du Propane (CFBP) dès 2010, elle a pour mission de défendre les usages du gaz, leur efficacité et la pertinence du gaz dans le mix énergétique; en 2013, elle a intégré l'entreprise GRDF, en tant que chef de mission biométhane; elle est notamment en charge des relations institutionnelles sur le sujet, et particulièrement attentive aux évolutions législatives et réglementaires qui pourraient impacter le développement de la filière biométhane.

**Benoit Decourt**: diplômé d'HEC et doctorant en économie de l'énergie à l'UCL (*University College London*); il supervise les études relatives aux technologies bas carbone et au gaz naturel au sein du SBC Energy Institute.

■ [www.sbc.com/en/SBCInstitute.aspx](http://www.sbc.com/en/SBCInstitute.aspx)

**Dominique Ramard**: ingénieur agronome de formation (Rennes, 1999); il est conseiller régional de Bretagne en charge de la transition énergétique depuis 2010; maire de Saint-Juvat (commune de 650 habitants, Côtes-d'Armor) et vice-président de Dinan Communauté en charge des déchets et de l'énergie.

■ [www.bretagne.bzh/jcms/c\\_13210/fr/encourager-une-politique-durable-pour-l-energie](http://www.bretagne.bzh/jcms/c_13210/fr/encourager-une-politique-durable-pour-l-energie)

**Christophe Thébault**: directeur marketing chez Atlantic, fabricant de pompes à chaleur et chaudières.

---

Diffusion mai 2016

---