

Réinventer l'énergie

L'innovation au service des nouveaux usages



Septembre 2014 – Le magazine du Club Énergie de Sia Partners



Stimulating Excellence



Préparons l'avenir...

Remettre l'innovation au cœur des grandes transformations du paysage énergétique, tel est l'enjeu. Pour cela, il faut développer davantage de compétences scientifiques et renforcer une filière industrielle française majeure pour pouvoir créer des emplois à l'export. La France, qui a longtemps disposé d'un temps d'avance, doit à nouveau faire des arbitrages technologiques, pour s'affirmer comme un des acteurs mondiaux de la transition énergétique.

Sortons des schémas de filières cloisonnées. Demain, l'électricité et le gaz prendront le pas sur les carburants classiques, et les cellules photovoltaïques seront aussi bien des matériaux de construction que des outils de production d'énergie. Quant au gaz, il devient un vecteur d'énergie entre les outils de production d'électricité renouvelable, le réseau de gaz, et les véhicules équipés de pile à combustible. L'innovation réside aussi dans les nouveaux usages de l'énergie : ces nouveaux modes de valorisation et de consommation pour l'électricité et le gaz, qui doivent être les moteurs de la croissance verte.

L'expertise existe déjà : des PME innovantes fleurissent en France, mais celles-ci doivent encore s'ancrer durablement et se trouver une place de champion mondial. Prenons l'exemple de McPhy Energy, qui a levé 32 millions d'euros lors de son entrée en Bourse en mars dernier. McPhy Energy mise sur l'hydrogène, pour répondre aux problématiques d'intermittence générées par l'essor de la production d'électricité décentralisée, mais aussi pour être l'une des clés de la mobilité du futur. Dans le secteur du photovoltaïque, DisaSolar, qui commercialise déjà des panneaux de 1^{ère} et 2^{ème} génération, mise sur la 3^{ème} génération pour faire du photovoltaïque sur mesure « haute-couture ». L'environnement des Smart Homes attire également les entrepreneurs français : Qivivo et Netatmo ont lancé respectivement leur thermostat en 2013. Autant de PME qui prennent aujourd'hui les devants pour se développer en France, mais aussi à l'international...

Cette 9^{ème} édition du magazine Énergie & Environnement revient sur une sélection d'usages innovants de l'énergie qui sont autant d'opportunités. De la production d'énergie renouvelable à la mutation du secteur du transport : les réseaux de transport et de distribution d'énergie sont de plus en plus sollicités et seront au cœur de systèmes toujours plus complexes et connectés.

Bonne lecture !



Matthieu Courtecuisse
PDG de Sia Partners

- 4 SMART HOMES**
Tour d'horizon des initiatives françaises sur les services de gestion de l'énergie
- 6 PHOTOVOLTAÏQUE**
L'intégration au bâti peut-elle redynamiser la filière photovoltaïque française ?
- 8 ÉOLIEN**
Les perspectives liées au développement de l'éolien offshore en Mer du Nord
- 10 POWER-TO-GAS**
État des lieux des projets réalisés, en cours ou programmés visant à préparer l'industrialisation du procédé
- 12 VOITURE À HYDROGÈNE**
Une nouvelle menace au développement commercial de la voiture électrique ?
- 14 BIOCARBURANTS**
Perspectives pour les biocarburants de 3ème génération
- 16 BIOGNV**
Le carburant vert qui redonne espoir à la filière du Gaz Naturel pour Véhicules (GNV)
- 18 BIOMÉTHANE**
L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, une vague de nouvelles installations à partir de 2015 ?

L'équipe de rédaction



Charlotte de Lorgeril
Senior Manager - Responsable Rédaction
charlotte.delorgeril@sia-partners.com



Valentine de Font-Réaulx
Consultant - Pilotage



Claire Allain
Consultant



Alexandre Bonaldi
Consultant



Noël Courtemanche
Consultant



Benjamin Dubillard
Consultant



Sophie Fleischmann
Consultant



Chani Guillard
Consultant



Baudouin Hallo
Consultant



Axel Augey
Consultant - Création & Design

SMART HOMES

TOUR D'HORIZON DES INITIATIVES FRANÇAISES SUR LES SERVICES DE GESTION DE L'ÉNERGIE

L'effervescence naissante en France autour de la maison connectée, certes plus discrète qu'outre-Atlantique, est bien réelle. Preuve en est le nombre de start-ups innovantes qui se positionnent sur ce domaine, ainsi que les poids lourds télécoms, équipementiers et autres énergéticiens qui viennent faire concurrence aux domoticiens⁽¹⁾ historiques.

Malgré la hausse du nombre d'acteurs positionnés dans le domaine des télé-services énergétiques et la multiplication des offres proposées au grand public, aucun véritable succès commercial n'est à noter pour l'instant. Ceci s'explique en partie par des spécificités techniques inhérentes au parc d'équipements de chauffe installé en France, mais également par une faible sensibilisation du public à la plus-value de ce type de solutions. La difficulté à trouver le bon business model reste néanmoins le principal frein à l'essor des télé-services. Décryptage des stratégies adoptées par les acteurs du secteur.

De nouveaux entrants viennent concurrencer les acteurs historiques

Les start-ups vertes ne sont pas l'apanage de la Californie. Qivivo, primé à la célèbre conférence LeWeb en 2012, est un thermostat intelligent à la française qui affiche des fonctionnalités prometteuses, dont notamment la réalisation d'un diagnostic sur l'isolation du bâti. En concurrence avec Nest, la start-up française Netatmo propose depuis octobre 2013 un thermostat connecté et promeut la simplicité et le design de ses objets (signés par l'architecte et designer P. Starck). En plus de la facilité d'utilisation, l'importance donnée à l'objet traduit l'ambition de rendre ces services « sexy » et attractifs pour le consommateur. Ces nouveaux entrants fondent leur business model sur la vente d'équipement affichant un coût ponctuel unique, compris entre 100€ et 179€ hors installation, bien que certaines offres comprennent l'accès à un portail Internet pour l'exploitation des fonctionnalités dans la durée⁽²⁾.

Ces acteurs viennent faire de l'ombre aux équipementiers comme ABB ou HoneyWell qui proposent des thermostats aux fonctionnalités évoluées mais souvent



complexes d'utilisation. Historiquement, les services relatifs à des situations anxiogènes (incendie, intrusion, fuite ...) ont toujours connu des adeptes, bien qu'en nombre limité. Les domoticiens ont donc peu à peu étoffé leur gamme avec les autres services associés à la maison intelligente, notamment la gestion de l'énergie. Schneider Electric a ainsi récemment lancé un nouveau système de pilotage du chauffage, *Wiser*, à grand renfort de campagnes publicitaires sur Internet. L'approche est la même que celle des nouveaux entrants, à savoir la vente d'équipements en pack ou à l'unité, mais les prix de ces solutions intégrées sont encore considérés comme prohibitifs et réduisent de facto la cible à une niche (CSP+, technophiles). Cependant, à la différence des nouveaux entrants, les domoticiens s'appuient sur une dynamique commerciale solide puisqu'ils disposent d'une part de différents prescripteurs (installateurs, chaudiéristes, CMIstes...), et d'autre part les kits de matériel sont proposés en grandes surfaces spécialisées comme Darty, Leroy Merlin ou Castorama, dont certaines proposent d'ailleurs leurs propres offres, à l'instar de l'offre *BlyssBox* de Castorama.

Les poids lourds de l'énergie et des télécoms se positionnent également

Dans cette course à la maison connectée, les énergéticiens ne sont pas en reste. Ils disposent en effet d'une relation client privilégiée et d'une légitimité forte pour tenir un discours sur la maîtrise de la consommation et l'optimisation de la gestion du chauffage. Pour eux, le business model repose sur un paiement du service récurrent, sous forme d'abonnement. En lançant de nouvelles offres dans ce domaine, les énergéticiens espèrent fidéliser leurs clients en proposant des leviers de différenciation vis-à-vis de leurs concurrents. Ainsi, GDF Suez a été le premier à s'introduire sur ce marché avec sa *ZenBox Suivi Conso* dans le neuf, et a récemment lancé son *Thermostat Connecté* dans la rénovation, dont le déploiement national est en cours. EDF ne propose à date que des offres expérimentales de suivi et de pilotage des consommations ainsi que d'autres axées sur l'effacement,

(1) Fabricants et distributeurs de systèmes domotiques (systèmes automatiques et électroniques installés dans les bâtiments).

(2) Qivivo propose l'accès gratuit au portail pendant 3 ans puis ensuite pour 4€ par mois.

Différentes typologies d'acteurs proposent une offre Smart Home incluant une dimension « gestion de l'énergie »

| | Energéticiens | Telcos | Domotiques (fabricants / distributeurs) | Nvx entrants, spécialistes des objets connectés | Constructeurs équipements de chauffe | Electro-ménager, multimédia (fabricants) | Distributeurs | Géants du web |
|--------------------------|---|---|--|--|--|--|--|---|
| | | | | | | | | |
| Forces | Contact client, expertise gestion de l'énergie, légitimité, facturation | Contact client, connectivité disponible grâce aux box internet | Offres domotiques complètes, réseau de prescripteurs | Design attractif, produits simples intelligents, auto-programmables à des prix abordables | Accès données de consommation de chauffage, légitimité pour parler d'énergie | Accès aux données de consommation des appareils au sein du logement, pilotage | Réseau de points de vente, bonne visibilité client, équipements permettant l'accès aux données | Connaissance des technologies, plateformes pour applications et données |
| Faiblesses | Difficultés à vendre du matériel | Peu de légitimité pour parler de téléservices énergie, sécurité ou autres | Prix élevés, services pas toujours digitalisés, présence historique sur le marché de la construction en berne | Acteurs isolés, peu de visibilité auprès des clients, canal de vente internet | Pure player, contact client limité, pas de facturation récurrente | Pure player, pas de solution intégrée avec l'énergie ou la sécurité | Expertise limitée sur la gestion de l'énergie | Vente de matériel éloignée du cœur de métier |
| Positionnement possibles | <ul style="list-style-type: none"> Développement de téléservices énergétiques intégrés, inclusion d'applications sur la sécurité Partenariats pour accéder/ obtenir des données | <ul style="list-style-type: none"> Offres BroC, stratégie principalement axée sur la sécurité Partenariats avec les utilities ou des acteurs experts Offres BroB, agrégation de services de gestion de données | <ul style="list-style-type: none"> Recherche de nouveaux prescripteurs, de nouveaux gisements (existant vs nouveaux), de nouveaux relais de croissance Partenariats pour élargir la base clients | <ul style="list-style-type: none"> Partenariats pour faciliter la commercialisation et pour s'intégrer à une solution domotique plus complète | <ul style="list-style-type: none"> Possible développement d'offres de gestion du chauffage en propre ou partenariats avec les acteurs disposant de la relation client | <ul style="list-style-type: none"> Développement d'interfaces utilisateurs en propre ou partenariats pour s'intégrer à une solution domotique plus complète | <ul style="list-style-type: none"> Offres BroB ou BroC avec agrégation de données de l'habitat, en partenariat avec les fabricants (électroménagers, équipement de chauffe) | <ul style="list-style-type: none"> Se positionner comme agrégateur de services et miser sur l'exploitation des données |

Analyse Sia Partners

mais ne devrait pourtant pas tarder à proposer une offre grand public dans le domaine. D'autant plus qu'avec l'avènement des compteurs communicants, de nouveaux services devraient voir le jour. Direct Énergie se démarque ainsi avec *Tribu*, son offre réservée aux clients « Linky », qui associe à un prix fixe pour l'énergie, de nouveaux services de coaching énergétique. La mise à disposition du pack d'équipements est même gratuite (box + module compteur, prises, détecteurs de fumée, détecteur de mouvement) !

Derniers grands acteurs lancés dans la bataille : les industriels télécoms. En amont de la chaîne, les telcos surfent sur la vague des smart cities et sur le déploiement des compteurs communicants. En aval, ils semblent décidés à capitaliser sur l'atout que représente la box Internet installée dans plus de 70% des logements français, et capable de constituer une plate-forme de connectivité et d'orchestration des objets connectés au sein du logement. *Home by SFR* ou, auparavant, le partenariat entre Bouygues Telecom et Ijenko sont la preuve des velléités de ces acteurs. Orange a de son côté annoncé la sortie prochaine d'une offre Smart Home, testée en Pologne depuis mai 2013. À l'instar des énergéticiens, les telcos jouissent d'une relation directe avec le client final. Le smartphone et la tablette deviennent les « hubs » du foyer digital et seront demain la télécommande universelle. Pour ces acteurs, moins légitimes pour tenir un discours autour de l'énergie, la voie royale pour adresser le client final pourrait être la construction de partenariats avec des énergéticiens. Il s'agira ensuite d'élargir leur présence à l'ensemble des applications Smart Home, à travers la création de plate-formes de services, davantage orientées BroB.

Des acteurs aux modèles alternatifs

Peu d'acteurs proposent au final une offre intégrée sur les Smart Homes. Somfy, le spécialiste des volets roulants, s'efforce grâce à sa *Taboma Box* d'agrégier différents services connectés de plusieurs fabricants de matériel : Velux, Atlantic, Ciat et Honeywell y prennent part. Ce faisant, Somfy prend une place intéressante d'agrégateur de services au sein du logement. D'autres acteurs cherchent à faire le pont entre Smart Homes et effacement. Certes, en Amérique du nord, Nest, avec ses « rush-hour programs », proposés en partenariat avec certaines utilities américaines, va jusqu'à reverser au client une rémunération pour l'énergie effacée. Mais en France, la faible intensité concurrentielle ne favorise pas l'émergence de ce type d'offre pour le moment.

A date, aucun modèle d'affaires ne se démarque vraiment au sein de la multitude d'acteurs attirés par les Smart Homes, mais les initiatives foisonnent. Les fondamentaux de la promesse client sont mieux maîtrisés : objet au design séduisant, discours centré sur les économies d'énergie, promesse de confort accru. Mais ce n'est pas tout : la simplicité d'interaction avec le matériel, notamment sur les supports digitaux, constitue une attente forte de la part des consommateurs. Reste à mener un travail de pédagogie pour éduquer le marché sur l'intérêt de ces nouvelles solutions et réussir à convaincre le consommateur de la valeur ajoutée au quotidien de ces produits ■

PHOTOVOLTAÏQUE

L'INTÉGRATION AU BÂTI PEUT-ELLE REDYNAMISER LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE FRANÇAISE ?

La France fait partie des pionniers du photovoltaïque. Les chiffres provisoires de la DGEC font état d'un parc photovoltaïque dépassant les 5 GW de puissance installée à fin juin 2014. La filière française peine pourtant à se développer durablement. Depuis 2006, l'état français a choisi de privilégier l'intégration au bâti : celle-ci peut-elle redynamiser la filière française du photovoltaïque qui peine à trouver sa place ?

Une filière qui se développe par à-coups, au rythme d'une politique de soutien instable

La filière s'est développée rapidement grâce à des tarifs d'achat généreux, jusqu'au moratoire fin 2010. Forte de 31 550 emplois en 2010, la filière photovoltaïque n'en comptait plus que 17 980 en 2012⁽¹⁾. Bien qu'elle soit peu présente sur la production des modules photovoltaïques en surcapacité mondiale, la France a connu un ralentissement des activités, des restructurations et des cessations d'activité. L'État français lance alors un plan d'urgence pour la relance de la filière photovoltaïque française, avec pour objectif de créer ou maintenir 10 000 emplois. Les acteurs du photovoltaïque font certes face à un contexte concurrentiel fort, mais, il est vraisemblable que la forte instabilité réglementaire qui entoure la filière française ne l'ait pas vraiment aidée à s'installer.

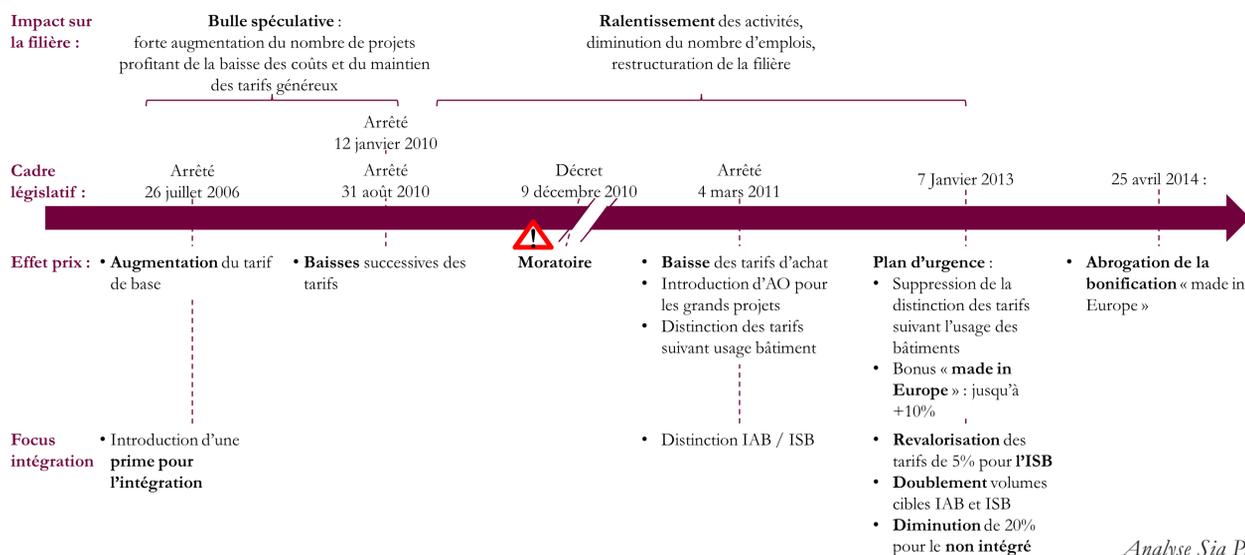


Le choix de l'intégration au bâti : une spécificité française dont le financement est remis en question

Déjà affirmé en 2006, le soutien aux techniques d'intégration au bâti est confirmé en 2011 avec l'apparition de deux références : l'ISB « intégré simplifié au bâti », et l'IAB « intégré au bâti »⁽²⁾. La France espère alors développer une filière française d'excellence au travers de l'intégration au bâti, vouée à se développer pour répondre aux besoins des bâtiments à énergie positive. Cette stratégie française est justifiée par deux enjeux : privilégier des technologies a priori développées en France et disposer d'un savoir-faire exportable.

Grâce au plan lancé en 2013, l'État français souhaite réduire le déficit de la balance commerciale du photovoltaïque, estimé à 1,35 Mds € en 2011⁽³⁾. Avec la dévalorisation du tarif pour les installations non intégrées au bâti, le financement des projets qui ne contribuent pas au développement d'une filière en France doit être réduit. Le surcoût attribué à ces projets, via la CSPE⁽⁴⁾, était estimé à 10 à 40 millions d'euros par an,

Une politique de soutien instable qui déstabilise la filière en construction



(1) Cour des comptes, rapport thématique « La politique de développement des énergies renouvelables », juillet 2013. Données ADEME.

(2) Un système est ISB s'il remplace des éléments de la toiture, et s'il est dans l'axe de la toiture. Pour être IAB, il faut également que le module assure l'étanchéité du bâtiment, et ne dépasse pas le plan de la toiture de plus de 2 cm.

(3) Cf. Dossier de presse « Mesures d'urgence pour la relance de la filière photovoltaïque française », DGEC, 7 janvier 2013.

(4) En 2014, les charges de service public prévisionnelles pour le photovoltaïque sont de 2,1 milliards d'euros.

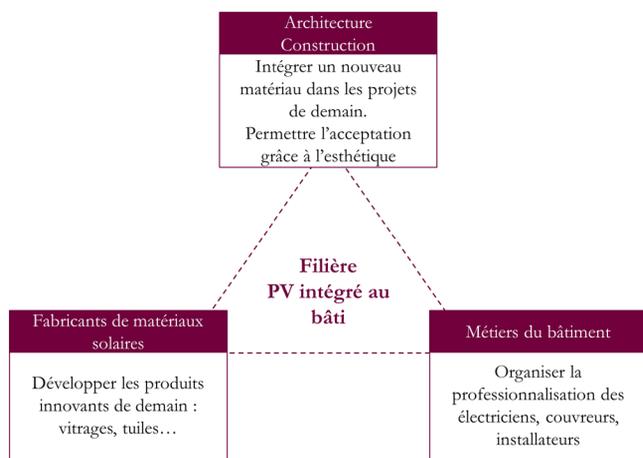
sur la durée pendant laquelle ces installations pouvaient bénéficier d'un tarif avantageux. Le soutien privilégié de l'intégration au bâti est également remis en cause pour deux raisons : le tarif d'achat est estimé trop généreux⁽⁵⁾, et une forte suspicion de fraude entoure le soutien à l'IAB⁽⁶⁾. La Cour des comptes appelait ainsi en 2013 à un abandon du soutien au photovoltaïque intégré au bâti à cause de « l'absence de preuve de son efficacité ».

À regarder de plus près, ce n'est pas tant le concept d'intégration au bâti qui est remis en cause, que l'incitation à faire de l'intégration au bâti dans le cas de bâtiments existants. Si l'intégration au bâti prend tout son sens dans le cadre de bâtiments neufs, plusieurs difficultés sont en effet pointées du doigt dans le cadre de rénovations : difficulté à reconnaître les critères différenciant l'ISB de l'IAB, surcoût des projets lorsqu'il faut démonter des toitures en bon état afin de répondre aux critères d'intégration, ou encore problèmes d'étanchéité. Sur ce dernier point, il faut remarquer que l'intégration au bâti rassemble les compétences de métiers totalement différents : la qualité doit être assurée par une formation des professionnels et une coordination entre les métiers du bâtiment (couvreur, électricien...).

Pour le neuf, une opportunité de développement à saisir aujourd'hui

La réglementation thermique RT2020 et l'obligation de faire des bâtiments à énergie positive doivent inciter les constructeurs à prévoir des solutions intégrant la production d'énergie via des systèmes photovoltaïques. En plus d'assurer les fonctions de production d'énergie, le photovoltaïque devient un matériau de construction. Il doit être pris en compte dès le début des projets, y compris dans le design et l'architecture. On voit ainsi, au travers de nouveaux bâtiments, se développer une nouvelle

Des métiers à synchroniser pour permettre l'émergence d'une véritable compétence française



Analyse Sia Partners

approche du photovoltaïque, et l'émergence d'une filière mieux organisée qui mêle architecture et design, construction et production d'électricité : l'intégration au bâti offre de nouvelles possibilités d'innovation, notamment pour développer les vitrages de demain et de nouveaux matériaux solaires. Les acteurs du bâtiment et de la construction préparent déjà la RT2020, et les innovations sur le photovoltaïque-matériau fleurissent au même titre que les premiers projets de bâtiments à énergie positive. La France possède une forte expérience dans le bâtiment : le développement de l'intégration dans le bâti est une opportunité que ce secteur doit saisir.

Des PME innovantes se développent ainsi sur le photovoltaïque « sur mesure ». Pour utiliser ce nouveau matériau dans les bâtiments, il faut repenser l'architecture et intégrer le panneau photovoltaïque dans l'esthétique : jouer sur la couleur, la transparence, la souplesse... Les couches minces apportent déjà une flexibilité aux panneaux photovoltaïques, qui peuvent être intégrés dans des structures courbes. Les nouvelles technologies doivent permettre d'aller encore plus loin dans la souplesse, la finesse et la légèreté des modules photovoltaïques. C'est en tout cas le pari fait par DisaSolar, PME française créée en 2009 qui investit sur le photovoltaïque 3^{ème} génération et espère installer dans la région de Limoges, en 2016, une usine de production de panneaux photovoltaïques organiques sur mesure⁽⁷⁾. Au-delà des modules, l'intégration au bâti a également favorisé l'émergence de nouvelles activités pour les fabricants de composants de structure, c'est-à-dire tout élément utilisé pour l'installation des modules : membranes assurant l'étanchéité, auvents, verrières, fixations et ossatures pour l'enveloppe du bâtiment, visserie... Les acteurs existants, comme les nouveaux, ont saisi l'opportunité de cette spécificité française pour développer des produits conformes aux règles de l'intégration. La filière française pourrait bien profiter de l'expansion mondiale de ce marché de niche, amené à croître de 18,7% entre 2013 et 2019 pour atteindre une capacité installée de 1,15 GW⁽⁸⁾.

Le bilan de la politique de soutien pour l'intégration au bâti est méconnu. Cependant, il est important aujourd'hui de distinguer dans le bilan du photovoltaïque les écueils liés à la construction de la filière, des signes prometteurs et du savoir-faire qui se développe en France dans le bâti. C'est principalement sur le maillon des constructions neuves, que la filière française doit pouvoir se démarquer. Il ne faut pas se tromper de cible : il ne s'agit pas de vouloir l'intégration à tout prix mais de se positionner sur une filière d'avenir, et de ne pas manquer un nouveau départ pour faire une vraie place à la filière française ■

(5) Cf. avis de la CRE du 20 décembre 2012, portant sur le projet d'arrêté du 7 janvier 2013.

(6) D'après la Cour des comptes, l'intégration au bâti représentait en 2011 99% des contrats d'achat, alors que l'intégration est relativement exigeante.

(7) Interview de Stéphane Pougbon, président de DisaSolar dans l'émission Green Business, BFM Business, le 6 juillet 2013.

(8) Building Integrated Photovoltaics Market : Global Industry Analysis, Size, Share, Growth, Trends and Forecast, 2013-2019, Transparency Market Research.

ÉOLIEN

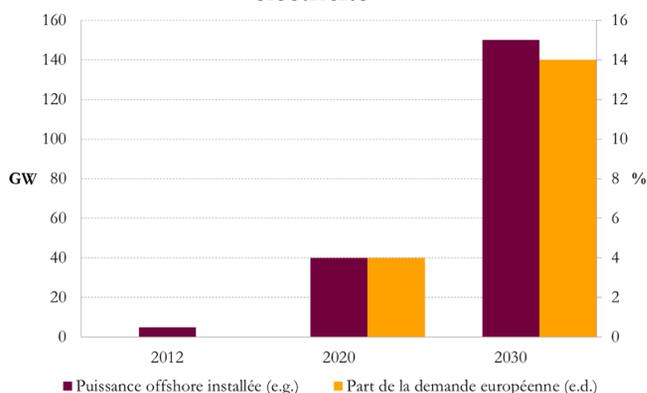
LES PERSPECTIVES LIÉES AU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN OFFSHORE EN MER DU NORD

La Mer du Nord occupait une place de choix dans le paysage énergétique mondial depuis le 1^{er} choc pétrolier grâce à ses gisements d'hydrocarbures. Malgré la diminution drastique des réserves fossiles, elle a réussi à conserver une position forte dans ce paysage énergétique de part ses ressources renouvelables. En effet, les parcs éoliens se multiplient en Mer du Nord depuis les années 2000, et les projets permettant le stockage de l'électricité produite tels que le « Power-to-Gas » (P2G) émergent. Des collaborations entre les pays riverains se développent pour permettre une exploitation optimale des ressources. Malgré la multiplication des projets, quel est le vrai potentiel de la Mer du Nord dans cette transition énergétique ? Et comment les pays riverains s'organisent-ils pour exploiter les ressources ?

L'explosion de l'éolien offshore permet d'envisager de nouveaux partenariats en Mer du Nord

Dans un contexte de protection de l'environnement, les énergies renouvelables ont connu un réel essor ces dernières années, et notamment l'éolien offshore. En effet, depuis fin 2012, il représente 10% des installations éoliennes - onshores et offshores confondues - soit une puissance mondiale de 5 534 MW, dont 90% sont installés en Europe, et plus précisément en Mer du Nord où les eaux sont peu profondes.

Part de l'éolien offshore dans la demande européenne en électricité

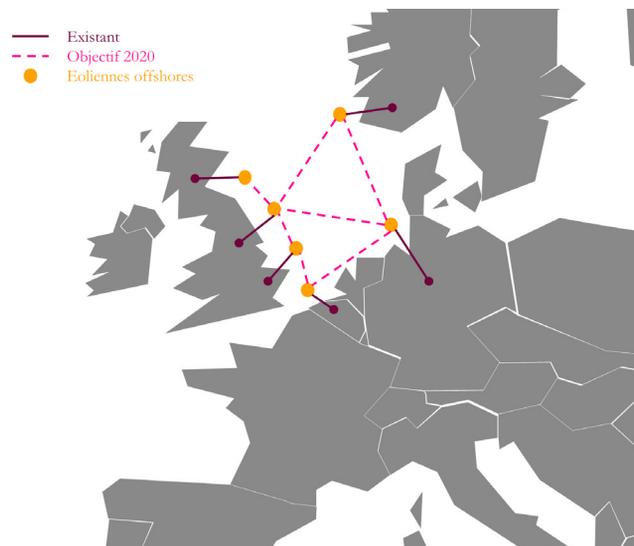


Analyse Sia Partners d'après The North Seas countries' offshore grid initiative, Memorandum of Understanding, 2010



Une montée en puissance qui augure des perspectives d'autant plus positives. D'ici cinq ans, la puissance installée européenne sera multipliée par huit, et permettra de répondre à 4% de la demande en électricité en Europe. La puissance du vent et la multiplication des projets de parcs éoliens en Mer du Nord ne sont pas des critères suffisants pour garantir une exploitation optimale de cette ressource. En effet, il est également nécessaire de développer un réseau électrique robuste pour relier les parcs offshores aux pôles de consommation de l'énergie. Dans cette optique, plusieurs collaborations ont émergé entre les pays riverains de la Mer du Nord ce qui permettra à terme de construire un SuperGrid reliant les différents parcs éoliens et donc les pays riverains entre eux. L'intérêt principal est d'effacer les pointes de consommation locales, et donc d'assurer la sécurité d'approvisionnement de l'Europe du Nord.

Développement d'un SuperGrid en Mer du Nord pour l'exploitation des parcs éoliens



Analyse Sia Partners d'après Friends of the SuperGrid, Position paper on the EC Communication for a European Infrastructure Package, Décembre 2010

Projets visant la construction d'un SuperGrid en Mer du Nord

| | BritNed | Skagerrak 4 | NORD.LINK | Interconnecteur « Royaume-Uni – Norvège » |
|----------------------------------|---|---|--|---|
| Pays concernés | Entre l'Île de Kent au Royaume-Uni et Rotterdam au Pays-Bas | Entre Tjele au Danemark et Kristiansand en Norvège | Entre l'Allemagne et la Norvège | Entre le Royaume-Uni et la Norvège |
| Début du projet | 1999 | 2011 | 2014 | 2014 |
| Mise en service (prévisionnelle) | 1er avril 2011 | Fin 2014 | 2018 | 2020 |
| Longueur & puissance de la ligne | 260 km 1000 MW | 244 km 700 MW | 600 km 1,4 GW | 700 km 1,4 GW |
| Coût du projet | 600 millions d'euros | 400 millions d'euros | 1,5 - 2 milliards d'euros | 1,5 milliards d'euros |
| Partenaires | National Grid & TenneT – GRT resp. au Royaume-Uni et aux Pays-Bas | Statnett & Energynet.dk – GRT resp. en Norvège et au Danemark | TenneT, Statnett & KfW IpeX – banque allemande | Statnett & National Grid |

Analyse Sia Partners

Le tableau ci-dessus présente quelques exemples de projets visant à développer ce réseau offshore. La construction d'un tel réseau est coûteuse, le principal enjeu reste donc le montant de l'aide accordée par l'Union Européenne. Initialement fixé à 9,1 milliards d'euros, le budget total pour l'ensemble des projets énergétiques sera finalement de 5,2 milliards d'euros. Mais la question du partage du budget entre les différents projets reste, pour le moment, entière⁽¹⁾.

Le stockage de l'électricité d'origine éolienne en Mer du Nord, un test grandeur nature

Outre son atout incontestable pour le développement de l'éolien, la Mer du Nord mise sur des nouvelles technologies qui permettraient le stockage de l'électricité produite par ses parcs offshore. Pour cela et grâce au succès des collaborations actuelles entre les pays riverains, de nouveaux projets expérimentaux voient le jour.

Une des principales ambitions de la Mer du Nord est de développer la technologie P2G⁽²⁾. Ce procédé permet d'utiliser le surplus de l'énergie éolienne produite en Mer du Nord et de réduire les problèmes d'intermittence.

D'ailleurs, onze entreprises européennes référentes du secteur, dont Fluxys, le gestionnaire de réseau de transport de gaz en Belgique, National Grid au Royaume-Uni, ou encore Open Grid Europe, le premier gestionnaire de réseau de transport de gaz en Allemagne, ont décidé d'unir leurs forces pour étudier la faisabilité et la viabilité du P2G en Mer du Nord. Pour cela, elles se sont regroupées pour former la « North Sea Power-to-Gas Platform », plate-forme industrielle dédiée à la promotion et au développement de la filière P2G dans les pays du Nord de l'Europe⁽³⁾.

Un autre projet de stockage d'électricité a été largement médiatisé en Mer du Nord : il s'agit d'un atoll énergétique au large des côtes belges, c'est-à-dire une île circulaire artificielle posée sur un banc de sable qui comprendrait, en son centre, un grand puits. Théoriquement, l'île pourra stocker la consommation d'une grande ville pendant 24h⁽⁴⁾. Son fonctionnement repose sur le mécanisme simple des stations de transfert d'énergie par pompage. Lorsque la production d'électricité d'origine éolienne sera supérieure à la demande, des pompes videront le puits en utilisant l'électricité excédentaire. En période de sous-production, le puits se remplira, activant ainsi des turbines électriques qui généreront de l'électricité. Celle-ci pourra alors être injectée sur le réseau. Pour le moment, seul l'accord de principe a été donné pour l'établissement de cet atoll énergétique. Si sa mise en opération est annoncée pour 2016, ses coûts encore inconnus pourraient représenter un vrai frein à sa construction.

La majorité des pays riverains de la Mer du Nord s'impliquent donc dans des projets visant à développer et promouvoir la production d'électricité d'origine éolienne dans cette région. L'État français, à l'image de ses voisins, a décidé de développer cette énergie renouvelable sur son territoire, le long de ses côtes atlantique et méditerranéenne. Dans cette optique, il s'est fixé l'objectif ambitieux de 6 GW d'éoliens offshore installés en 2020 par le biais de deux appels d'offres lancés en 2012 et 2013 ■

(1) Parlement Européen, *Connecting Europe : Trans-European Networks*, Novembre 2013.

(2) Voir l'article pp.10-11 pour plus de détails sur cette technologie.

(3) *Fuel Cells Bulletin*, *Euro cooperation for North Sea Power to Gas energy storage*, Mai 2013.

(4) *Le Monde*, *La Belgique veut créer une île pour stocker l'énergie éolienne*, Janvier 2013.

POWER-TO-GAS

ÉTAT DES LIEUX DES PROJETS RÉALISÉS, EN COURS OU PROGRAMMÉS VISANT À PRÉPARER L'INDUSTRIALISATION DU PROCÉDÉ

Le « Power-To-Gas »⁽¹⁾ (P2G) est une solution qui permet de répondre aux problématiques de stockage de l'électricité d'origine renouvelable. Dans ce contexte, de nombreux projets ont vu le jour en Europe avec un leadership marqué de l'Allemagne sur le sujet. La technologie se développe par étape et les projets P2G sont aujourd'hui à différents stades de développement. Il peut s'agir en effet, d'études de faisabilité, de projets de R&D ou de projets démonstrateurs/pilotes.

Les études de faisabilité ont généralement pour but d'étudier la viabilité technico-économique du P2G et les contraintes liées à l'injection directe d'hydrogène dans les réseaux de gaz. Les projets de R&D visent, quant à eux, à développer les technologies au cœur du procédé P2G pour optimiser le rendement et réduire les coûts de fabrication. Mais aujourd'hui, ce sont les projets pilotes ou démonstrateurs qui jouent un rôle essentiel pour préparer la commercialisation et l'industrialisation du procédé.

En Allemagne, les projets pilotes sont à un stade de développement avancé

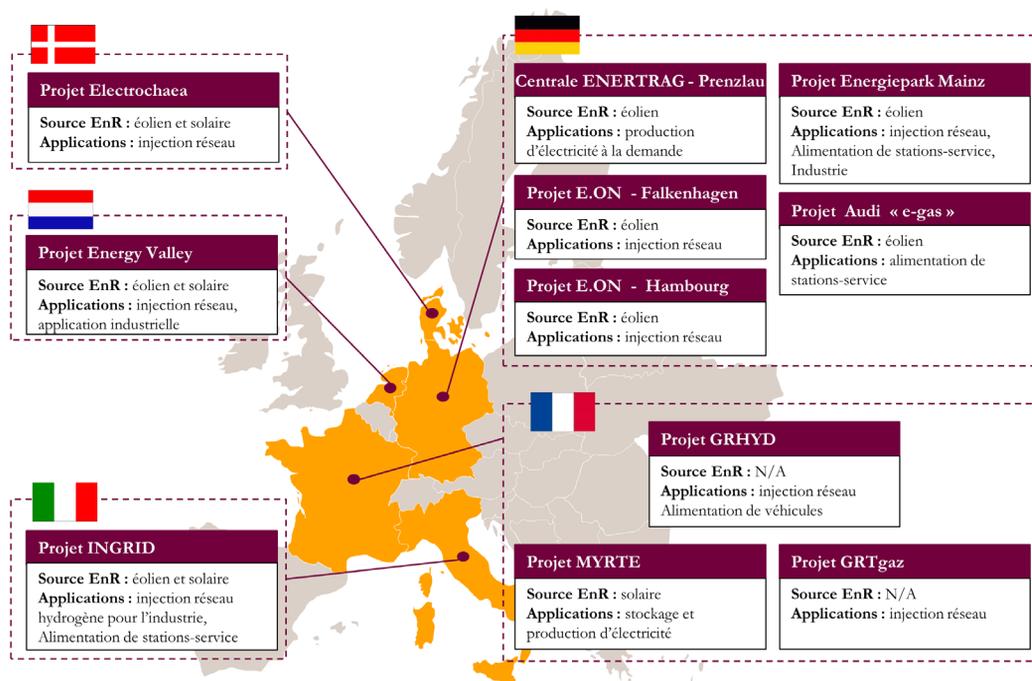
Ils s'inscrivent en effet dans un contexte de développement fort des énergies renouvelables qui représentent aujourd'hui plus de 20% du mix énergétique et devraient être portées à 35% en 2020, 50% en 2030 et même 80% en 2050. Le besoin en solutions de stockage et en gestion de l'intermittence est donc vital, et se traduit par un engagement politique important.



Pour répondre à ces préoccupations, le producteur d'énergie allemand ENERTRAG a inauguré en 2011 à Prenzlau une centrale hybride qui produit de l'hydrogène à partir d'énergie éolienne. Cet hydrogène est injecté sur le réseau⁽²⁾ et alimente des stations-service de TOTAL pour véhicules à hydrogène. L'installation est couplée à une centrale biogaz, qui réinjecte de l'électricité sur le réseau lorsque la demande est plus importante.

De son côté, l'énergéticien E.ON a construit une usine pilote de 2MW à Falkenhagen, au Nord Est de l'Allemagne, basée sur le même concept de conversion d'électricité éolienne en hydrogène et d'injection dans le réseau national de gaz. L'installation a été mise en service en 2013 et une seconde centrale similaire est en cours de construction à Hambourg afin de valider une technologie d'électrolyse différente (mise en service prévue pour 2016).

Carte des principaux projets P2G européens



Analyse Sia Partners

(1) Le principe consiste à transformer l'électricité fatale en hydrogène vert par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène vert sert alors de vecteur énergétique pour différentes applications : production d'électricité, production de méthane de synthèse via une étape de méthanation, mobilité verte (hydrogène ou GNV), injection dans le réseau de gaz...

Plus surprenant, le constructeur automobile Audi s'intéresse aussi de près au P2G et a développé une installation de méthanation à Wertle en Allemagne. En effet, Audi a lancé en 2013 la production d'une nouvelle version de sa célèbre A3 roulant au « méthane de synthèse éolien » aussi appelé « e-gas ». Le projet a été réalisé en partenariat avec une PME locale ETOGAS (ex-SolarFuel) et l'institut de recherche Fraunhofer IWES. L'installation de Wertle peut injecter dans le réseau une quantité de méthane permettant d'alimenter 1 500 voitures par an (roulant en moyenne 15 000km/an).

En mai 2014, Siemens, The Linde Group et l'énergéticien Stadtwerke Mainz AG ont lancé la phase de construction du projet pilote Energiepark Mainz de 6 MW. Ce projet financé à 50% par le ministère de l'économie allemand produira en 2015 de l'hydrogène par électrolyse PEM⁽³⁾ avec injection dans le réseau de gaz local.

En France, malgré une attente forte de signaux politiques et réglementaires qui permettraient de soutenir la généralisation de ces installations, d'importants projets de démonstration sont aujourd'hui en cours ou prévus

La plate-forme MYRTE (Mission Hydrogène Renouvelable pour l'intégration au réseau Electrique), première installation P2G sur le territoire français est un projet de démonstration d'une solution de stockage d'électricité via des technologies hydrogène. L'objectif final du projet est de lisser les fluctuations de la production d'électricité issue d'un champ solaire et d'assurer la sécurité du réseau électrique de la Corse. La centrale électrique photovoltaïque de 560 kWc est connectée à un système de stockage d'énergie développé par Hélium, une filiale d'AREVA (électrolyseur, stockages d'hydrogène et d'oxygène et une pile à combustible). La plate-forme est connectée au réseau électrique corse depuis le 16 décembre 2011. Suite à cette expérience acquise dans le stockage via le vecteur hydrogène, AREVA a créé en mai 2014 avec CETH2 (filiale de SMART ENERGIES) la co-entreprise AREVA H2-Gen. Cette nouvelle société spécialisée dans la fabrication et le développement d'électrolyseurs PEM pour le P2G et la mobilité hydrogène a pour ambition de devenir un « leader mondial de l'électrolyse ».

D'autres énergéticiens français s'activent sur le sujet, à l'image de GDF Suez qui a initié fin 2012 à Dunkerque un projet P2G baptisé « GRHYD », dont l'objectif est d'expérimenter l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel d'un nouveau quartier et l'injection d'hythane® (carburant composé de 20% d'hydrogène et 80% de GNV) dans une station de bus GNV de la Communauté Urbaine de Dunkerque. Le projet a été officiellement lancé en janvier 2014 et devrait aboutir

en 2018. Enfin, GRTgaz prépare actuellement un projet pilote collaboratif composé d'une électrolyse de 1 MW, d'une unité de méthanation, d'un captage de CO₂ et d'un poste d'injection de gaz dans le réseau de transport.

Mais l'Allemagne et la France ne sont pas les seuls pays hôtes de projets démonstrateurs. D'autres pilotes sont actuellement en cours de développement, notamment en Italie, au Danemark et aux Pays-Bas

La PME danoise Electrochaea a ainsi lancé plusieurs installations de démonstration à différentes échelles, dont la dernière en date est la plus grande usine pilote P2G basée sur la méthanation biologique. Electrochaea développe en parallèle une étude de faisabilité pour un projet de centrale P2G (1MW) au Royaume-Uni, initialement prévu pour fin 2013.

En Italie, un consortium de sept partenaires européens, dont l'énergéticien ENEL Distribuzione et la PME iséroise McPhy, collaborent sur un projet d'installation pilote baptisé INGRID. Cette centrale produira de l'hydrogène, qui sera stocké sous forme solide puis réutilisé pour créer de l'électricité via une pile à combustible ou pour alimenter des clients industriels et des stations de chargement de véhicules. Elle sera mise en place en 2014 dans le sud de l'Italie, une zone particulièrement fournie en champs éoliens et photovoltaïques.

Enfin, c'est en Hollande que le plus gros projet de P2G se construira. L'unité de 12 MW de production d'hydrogène par électrolyse pour des applications industrielles ou pour de l'injection réseau après une étape de conversion en méthane de synthèse est prévue pour 2016. Ce projet est coordonné par la fondation Energy Valley en partenariat avec Torrgas, Siemens et Gasunie.

Vers un déploiement à l'horizon 2030 lorsque les leviers permettant d'atteindre la rentabilité auront été actionnés

Le P2G comme solution de stockage à grande échelle est aujourd'hui en phase de démonstration. Les équipementiers et énergéticiens doivent lever les derniers verrous techniques (réduction des coûts, optimisation des rendements, des durées de vie et de la flexibilité du système) et réglementaires (sécurité, taux d'H₂ dans les réseaux etc.) pour assurer la viabilité du procédé. En parallèle, la mise en place d'un cadre permettant de valoriser les services rendus par le P2G est nécessaire pour préparer au mieux un déploiement potentiel à l'horizon 2030 ■

(2) Depuis 2013, l'hydrogène et le méthane de synthèse profitent des mêmes conditions d'injection réseau que le biogaz en Allemagne. Mais si l'Allemagne est aujourd'hui en avance, ceci s'explique par la plus grande proportion d'EnR dans son mix électrique et des besoins en stockage plus importants.

(3) Proton Exchange Membrane.

VOITURE À HYDROGÈNE UNE NOUVELLE MENACE AU DÉVELOPPEMENT COMMERCIAL DE LA VOITURE ÉLECTRIQUE ?

Le mythe de la voiture propre ne rejetant que de l'eau ne date pas d'hier - la technologie a connu ses débuts avec les premiers moteurs au gaz de houille du XIX^{ème} siècle - mais l'arrivée des véhicules à hydrogène dans le paysage urbain semble plus proche que jamais.

La voiture électrique, un marché au ralenti ?

Initié en 2003, le marché mondial des véhicules électriques représentait 10 ans plus tard une flotte de 380 000 véhicules, particuliers et utilitaires confondus⁽¹⁾. Malgré une belle volonté de développement, la France n'a écoulé en 2013 que 8 779 véhicules électriques, soit 0,49%⁽²⁾ de part de marché des véhicules particuliers, dont 658 Bluecar, principalement dans le cadre du programme Autolib' à Paris. Au-delà du coût à l'achat souvent supérieur à celui d'une voiture à essence de taille comparable, les réels freins au développement commercial sont d'ordre technique. En effet, l'autonomie des véhicules dépasse difficilement les 100 à 200 km et le temps de recharge de la batterie peut atteindre plusieurs heures. Les constructeurs automobiles ayant fait le choix de l'hydrogène comptent donc s'appuyer sur les points faibles du véhicule tout-électrique pour mettre en avant les atouts de leur technologie.

Pourquoi l'Hydrogène (re)vient sur le devant de la scène

Le dihydrogène (H₂), communément appelé « hydrogène », est la molécule la plus énergétique : 120 MJ/ kg, soit 2,2 fois le gaz naturel⁽³⁾. Ni polluant, ni toxique, sa combustion dans l'air ne génère que de l'eau. Les process chimiques permettant sa production sont variés puisqu'il peut s'obtenir à partir des énergies fossiles, nucléaires ou renouvelables. Outre les difficultés techniques liées à son stockage et sa distribution, le principal frein au développement de la filière reste d'ordre économique. Cependant, les avancées scientifiques permettent aujourd'hui de le produire par vaporeformage (95% de la production mondiale) pour un coût attractif de l'ordre de 2€/kg en sortie d'une unité de production industrielle⁽⁴⁾ et de 6€/kg pour une production décentralisée⁽⁵⁾ plus proche du consommateur. Ces coûts sont donc désormais compétitifs par rapport



à un véhicule à essence, un kilogramme d'hydrogène permettant de parcourir environ 100 kilomètres avec un véhicule de tourisme.

Des projets pilotes à la commercialisation de masse ?

Depuis les années 90 et la présentation d'un concept de moteur à hydrogène par Mazda, les constructeurs automobiles d'une part et les grands leaders mondiaux des secteurs énergétiques et chimiques (Air Liquide, Total, Linde et Air Products) d'autre part, multiplient les projets pilotes afin d'étudier le véhicule à hydrogène sous différents angles.

La performance et l'autonomie des véhicules a été étudiée pour les courses automobiles : GreenGt, une PME française, a construit en 2012 la première voiture de course propulsée par 2 piles à combustible avec pour ambition, à terme, de participer aux 24 heures du Mans. Le marché des véhicules spéciaux est également une cible intéressante, car moins contrainte par des facteurs de poids : on compte aujourd'hui environ 5 200 chariots-élévateurs à hydrogène aux États-Unis. En France, un partenariat entre Air Liquide et Ikea Lyon vise à en mettre prochainement une vingtaine en service. Enfin, la compatibilité avec les attentes des consommateurs a été testée, notamment par Honda, qui propose la FCX Clarity à la location dans certains pays. Par exemple aux États-Unis où, depuis 2008 et pour 600\$/mois (assurance et carburant inclus), quelques dizaines de californiens peuvent s'essayer au véhicule hydrogène.

Le 25 juin dernier, Toyota a annoncé la commercialisation au Japon de sa première berline alimentée en hydrogène d'ici avril 2015. Avec un prix avoisinant les 7 millions de yen HT (environ 50 000 €), ce véhicule qui doit avoir une autonomie de plus de 700 km et un temps de remplissage des deux réservoirs d'environ 3 minutes, pourrait déjà convaincre certains consommateurs. D'autres grands constructeurs tels Daimler et Opel en Allemagne, Général Motors et Ford aux États-Unis ou encore Hyundai et Kia

(1) Jeff Cobb (16 janvier 2014), « Top 6 Plug-In Vehicle Adopting Countries » - HybridCars.com.

(2) Donnée ADEME.

(3) Donnée Association Française de l'Hydrogène.

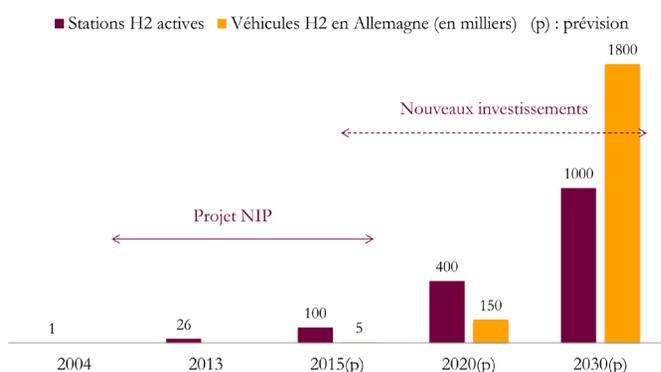
en Corée devraient également entrer dans la course d'ici 2015-2017, tandis que Volkswagen ou Nissan semblent quant à eux attendre le décollage du marché prévu vers 2020.

Développement des stations de recharge : comment l'Allemagne fait le pari de l'hydrogène ?

A l'inverse des voitures électriques qui, pour certaines, peuvent être rechargées sans équipement particulier, la massification des voitures à hydrogène ne peut être spontanée et nécessite donc le déploiement préalable d'une infrastructure dédiée. Or, à l'heure actuelle, on compte moins de 200 stations de recharge à hydrogène à travers le monde. Les principaux freins à leur construction sont d'ordre réglementaire et financier : le coût unitaire peut dépasser le million d'euros, en fonction de la capacité de distribution. Plusieurs projets de roadmap pour le déploiement d'infrastructures de recharge sont actuellement en cours en Europe, comme l'illustre le projet européen HIT (Hydrogen Infrastructure for Transport) pour le développement d'une autoroute européenne de l'hydrogène. Ce projet est décliné à l'échelle de certains territoires nationaux, notamment l'Allemagne, la France, et le Royaume-Uni, par des consortiums de partenaires académiques, institutionnels et industriels.

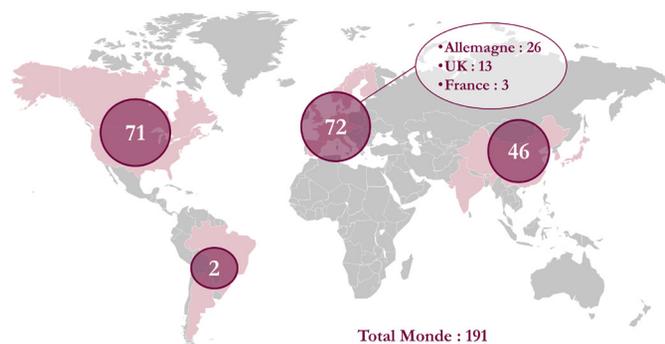
L'Allemagne, qui a su percevoir relativement tôt le potentiel environnemental et économique de cette énergie, a lancé en 2006 le projet NIP (National Innovative Program). Doté d'un budget réparti entre pouvoirs publics et investissements privés de 1,4 milliard d'euros jusqu'en 2016, il regroupe de grands industriels tels que Daimler, Linde, Shell, Total, Air Liquide ou encore Air Products. L'objectif est de proposer une rampe de lancement commerciale au marché de l'hydrogène, notamment par le financement et le développement d'un premier maillage du réseau de stations de recharge, afin d'attirer par la suite des investisseurs externes au programme. Avec 26 stations actives en 2014, l'Allemagne se positionne

Stations de recharge actives et parc automobile H2 en Allemagne



Analyse Sia Partners d'après NOW, National Organisation Hydrogen and Fuel Cell Technology

Stations de recharge hydrogène actives en 2014



Analyse Sia Partners d'après Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH et TÜV SÜD

en précurseur européen du futur marché des véhicules à hydrogène et rejoint ainsi le Japon, la Corée du Sud et les États-Unis tournés également vers cette énergie.

En France, une véritable prise de conscience politique du potentiel de l'hydrogène a lieu depuis 2013 pour appuyer la dynamique industrielle et faire émerger la filière

En 2013, le gouvernement a lancé 34 plans visant à repenser la France industrielle de demain. Parmi ces 34 chantiers, le Plan « Autonomie et puissance des batteries » piloté par Florence Lambert du CEA Liten, intègre l'hydrogène avec pour objectif principal de « structurer une filière énergétique complète du vecteur hydrogène ». Parallèlement, un rapport de l'Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Technologiques (OPECST) a été adopté au Sénat fin 2013. Il fait le constat des avancées technologiques de la filière et souligne l'importance d'un engagement fort du gouvernement pour fédérer l'ensemble des acteurs de cette nouvelle filière. Une partie du document traite spécifiquement de la mobilité hydrogène. Des réserves ont cependant été émises par France Stratégie, qui a appelé fin août 2014 à privilégier le financement de la R&D sur l'électrolyse et sur les piles à combustible, plutôt que celui sur les expérimentations à l'aval de la filière, tant que la production décarbonée de l'hydrogène ne sera pas compétitive.

Ainsi, certaines problématiques demeurent : disparité de vitesse de déploiement des infrastructures par pays, optimisation du bilan carbone global de la filière, prix élevé des véhicules⁽⁶⁾ et également, interrogations quant à l'acceptation de cette technologie par les consommateurs. Cependant, les derniers verrous au développement de ce carburant sont bien en passe d'être levés. Les véhicules à hydrogène, de facto particulièrement attractifs par leurs avantages techniques intrinsèques, pourraient donc vraisemblablement être prochainement aperçus dans nos rues ■

(4) Livret Hydrogène 2013 du CEA.

(5) Rapport parlementaire de l'OPECST « L'hydrogène : vecteur de la transition énergétique ? ».

(6) Toyota prévoit un rapprochement tarifaire de la voiture à hydrogène avec une voiture électrique classique à horizon 2030.

BIOCARBURANTS

PERSPECTIVES POUR LES BIOCARBURANTS DE 3ÈME GÉNÉRATION

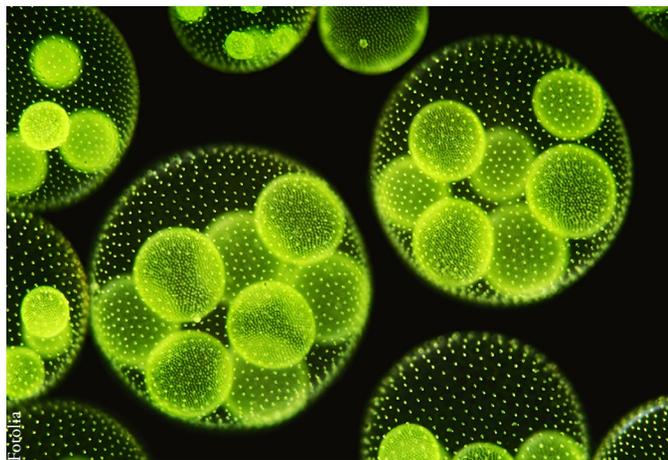
La production de biocarburant en Europe doit contribuer de façon significative à l'atteinte de l'objectif de 10% d'énergie renouvelable dans les transports d'ici à 2020⁽¹⁾. Le parlement européen a plafonné fin 2013 les biocarburants de première génération (1G) à 6% de l'énergie finale consommée dans les transports, et s'est fixé en parallèle l'objectif de 2,5% de biocarburants de deuxième et troisième génération (2G et 3G). La 3G, reposant sur la biomasse algale, suscite aujourd'hui l'attention des pouvoirs publics et de nombreux investisseurs, malgré des freins techniques et économiques encore importants.

Un nouveau souffle pour les biocarburants grâce aux microalgues

Les biocarburants 1G, issus d'huiles et de sucres alimentaires (blé, maïs, betteraves, colza), ont atteint depuis quelques années la maturité industrielle. Cette filière reste cependant très dépendante des aides publiques pour se soustraire à la volatilité croisée des prix du baril et des commodités agricoles. Elle est de plus largement décriée pour sa concurrence avec la production alimentaire et est désormais plafonnée en Europe.

La 2G, basée sur le traitement de matières végétales non alimentaires comme le bois ou les pailles, repose sur des technologies matures. Le coût global de production de 0,7€ par litre, à partir duquel le bioéthanol devient compétitif avec l'essence, est devenu une cible accessible à court terme. Une première unité commerciale de production a d'ailleurs été mise en service en Italie en 2013 (BetaRenewables - 80 000m³/ an). Par ailleurs, 116 unités de production existent ou sont en construction dans le monde, et en France les projets Futurol et BioTfuel devraient déboucher sur une offre commerciale d'ici 2016⁽²⁾.

La production de 3G, à partir de biomasse algale, n'en est qu'au stade de recherche et développement. Les algues sont sélectionnées pour leur production d'acides gras à haut contenu énergétique, qui peuvent être convertis en biocarburants de type EMHV⁽³⁾ (biodiesel), de gaz de synthèse ou de biokérozène. De multiples avantages par rapport à la 1G et à la 2G expliquent l'engouement



autour des microalgues. Tout d'abord, elles bénéficient d'un rendement à l'hectare au moins 30 fois supérieur à celui des oléagineux : selon le mode de culture, les microalgues pourraient produire jusqu'à 100 fois plus de litres d'huile par hectare que le palmier à huile, et 200 fois plus que le colza⁽⁴⁾. Autre avantage, leur croissance par photosynthèse permet de recycler et valoriser le traitement d'effluents liquides et de fumées industrielles (CO₂, nitrates, phosphates entre autres). Enfin, la 3G s'affranchit du problème de concurrence des sols en offrant la possibilité de cultiver dans des zones non arables. Couplé avec un marché du CO₂ efficace et des directives européennes sur la pollution, ce modèle d'économie circulaire aurait de quoi plaire.

Baisser les coûts d'approvisionnement, améliorer les rendements de production et développer la logistique : des enjeux encore nombreux pour permettre une industrialisation de la filière

La culture de microalgues est une forme particulièrement intensive d'agriculture, consommatrice d'importantes quantités d'intrants. Si le soleil, et dans certaines conditions l'eau, sont peu coûteux, les phases de culture et d'extraction sont extrêmement gourmandes en nutriments, en dioxyde de carbone et en énergie, ce qui altère à la fois la performance financière et les rendements énergétiques finaux.

Plusieurs leviers d'amélioration sont à l'étude, à tous les niveaux de la chaîne de production. Le premier porte sur la sélection des souches d'algues les plus productives. Sur les centaines d'espèces de microalgues existantes dans le monde, seules 35 000 sont connues et quelques dizaines sont exploitées. On obtient aujourd'hui, dans les meilleures conditions, des fractions lipidiques représentant 70% de la matière algale, mais le potentiel de découverte et de sélection est encore vaste, et une véritable course aux brevets a lieu entre les chercheurs américains, européens et asiatiques.

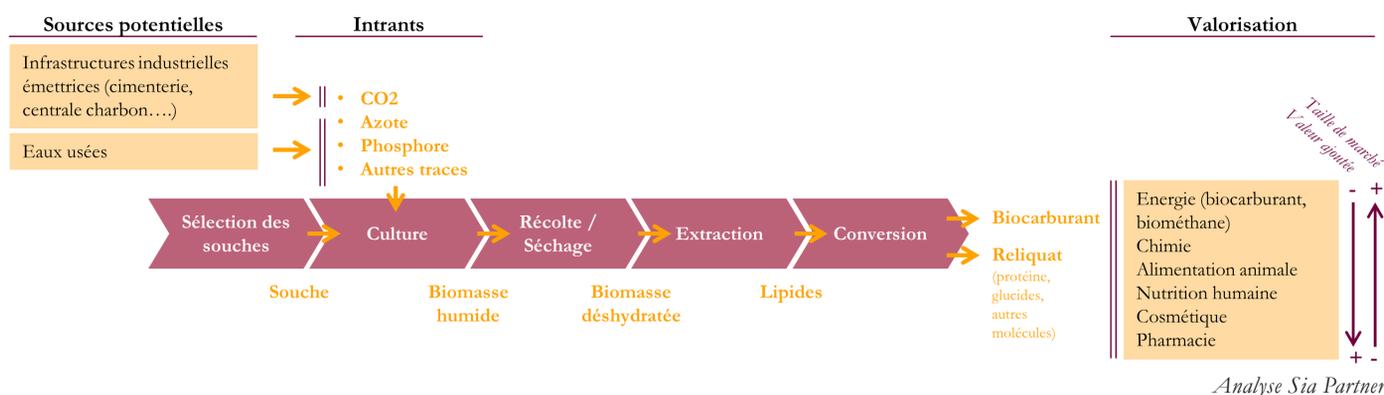
(1) Directive 2009/28/CE.

(2) Panorama 2014, IFP Energies nouvelles.

(3) Esters méthyliques d'huile végétale.

(4) Academic journals, calculs Sia Partners.

Chaîne de valeur de la production de biocarburant 3G



Le second levier porte sur l'amélioration des coûts sur la phase de culture, qui représente entre 30% et 50% du coût de production, et sur la phase d'extraction-séchage, qui consomme plus de la moitié de l'énergie utilisée sur la chaîne de production. La phase finale de conversion est, elle, déjà assez mature, car elle réutilise les technologies déployées pour la 1G⁽⁵⁾.

Enfin, la localisation et la logistique sont particulièrement importantes pour l'optimisation des coûts de production. L'ensoleillement et l'eau ne sont disponibles en grande quantité que dans des zones géographiques restreintes. De même, les polluants ou les déchets de l'industrie, comme le dioxyde de carbone, les nitrates ou les phosphates sont émis de manière localisée. Pour pouvoir les valoriser dans le cadre de la production de microalgues, un réseau logistique intelligent et des infrastructures dédiées à la capture et au transport de ces matières premières peu conventionnelles devront être développés.

Avec un coût de production du litre de biodiésel de 5 à 10€⁽⁶⁾, une filière commerciale du biocarburant 3G ne sera probablement pas opérationnelle avant une dizaine d'années. En effet, le coût du baril⁽⁷⁾ de biocarburant 3G peut alors être estimé entre 1 000 et 2 000\$, contre environ 100\$ pour un baril de pétrole. Pourtant, ce marché est porteur et attire déjà les investissements.

La course aux microalgues est lancée et attire de plus en plus d'investisseurs

L'utilisation des microalgues est à l'heure actuelle plus ou moins mature selon le champ d'application. Plusieurs marchés sont accessibles à court terme comme l'alimentation animale, l'utilisation de certaines molécules à haute valeur ajoutée pour l'industrie, la chimie et la cosmétique. Plus de 2 milliards de dollars d'investissements et plus de 200 projets de recherche et développement ont été recensés, en majorité aux États-Unis⁽⁸⁾. L'Union Européenne (UE) soutient des projets tels qu'All-GAS, BIOFAT et INTESUSAL. Ces trois

projets ont un budget sur 5 ans de 31 millions d'euros, dont les deux tiers sont financés par l'UE dans le cadre du programme FP7⁽⁹⁾. Ils ont pour objectif la création de cultures de plus de 10 hectares atteignant une productivité de 90 tonnes/ha/an.

La France dispose de son côté de grands laboratoires de recherche sur le sujet et souhaite se positionner en leader mondial avec le projet GreenStars, lancé en 2011. Porté par l'Institut National de la Recherche Agronomique, ce projet regroupe 45 industriels, PME et instituts de recherche et est doté par l'État de 12 millions d'euros sur 3 ans. Dès 2015, GreenStars disposera de démonstrateurs industriels qui permettront de construire un modèle économique et environnemental viable.

D'autres projets se sont lancés ces dernières années comme le projet Probio3, également porté par l'INRA avec des partenaires comme le CNRS, EADS, Tereos et Sofiprotéol, qui doit développer une nouvelle filière de production de biokérosène 3G pour l'aéronautique. Purple Sun a pour objectif d'étudier le partage de photons entre panneaux photovoltaïques et microalgues à vocation énergétique. Le projet Defi-μAlg, porté notamment par l'Université de Nantes, vise le développement d'une plate-forme R&D dédiée aux microalgues. Citons enfin le projet Salinalgues, porté par la Compagnie du Vent avec des partenaires industriels et de recherche, avec pour objectif la culture et le bioraffinage d'une microalgue native (*Dunaliella salina*) à grande échelle, en milieu ouvert, sur des salines inexploitées. Son budget s'élève à 6,8 millions d'euros.

À l'heure actuelle, la commercialisation à grande échelle n'est pas envisagée avant 2018. Le Programme d'Investissements d'Avenir lancé par le gouvernement en 2010 contribue à développer une filière 3G rentable qui, selon le projet GreenStars, pourrait permettre la création de 7 000 emplois en France, en 10 ans. Le maintien de cet élan sera probablement conditionné par la stabilité et l'enrichissement des politiques de soutien de la filière ■

(5) Présentation biocarburants 3G, CEA, Décembre 2012.

(6) Jean-Philippe Steyer, directeur de recherches au laboratoire de biotechnologie de l'environnement de l'Inra à Narbonne.

(7) 1 baril = 159 litres.

(8) INRA, 2012.

(9) EU Seventh Framework Programme.

BIOGNV

LE CARBURANT VERT QUI REDONNE ESPOIR À LA FILIÈRE DU GAZ NATUREL POUR VÉHICULES (GNV)

Ce gaz issu de nos déchets est une des clés pour atteindre les objectifs de 10% de carburants d'origine renouvelable dans le transport d'ici 2020. L'autorisation d'injecter le biométhane dans les réseaux de gaz naturel offre une voie pour le verdissement du gaz carburant. Si la technique est éprouvée depuis longtemps, un coup de pouce est attendu pour développer, en France, un parc de véhicules et un réseau de distribution adapté.

Le GNV est un carburant alternatif composé essentiellement de méthane : il s'agit de gaz naturel comprimé à 200 bars. Il est reconnu pour son impact environnemental positif, sur les émissions de gaz à effet de serre, de particules fines ou d'oxyde d'azote. Sa version renouvelable, le bioGNV, est issue de la compression de biométhane. L'utilisation de ce gaz vert pourrait relancer la filière du GNV, dont la technologie est déjà éprouvée depuis des dizaines d'années. Le bioGNV permettrait ainsi de répondre en partie aux objectifs de 10% de carburants d'origine renouvelable d'ici 2020, mais son développement ne peut se faire sans celui de l'ensemble de la filière GNV, c'est-à-dire un réseau de stations-service et un parc de véhicules compatibles. La distribution du bioGNV est aujourd'hui embryonnaire, quel est donc son potentiel ? Quels leviers permettront de développer la distribution de ce carburant vert, soutenue par l'émergence de la filière GNV ?

La distribution du GNV commence à s'ouvrir aux particuliers

Le parc français atteint aujourd'hui plus de 13 000 véhicules roulant au GNV, alimentés dans des stations privées ou publiques. Les principaux utilisateurs du GNV sont les collectivités et les entreprises qui alimentent des transports



urbains, des utilitaires ou des bennes à ordures. La moitié des villes de plus de 200 000 habitants se sont ainsi dotées de bus roulant au GNV.

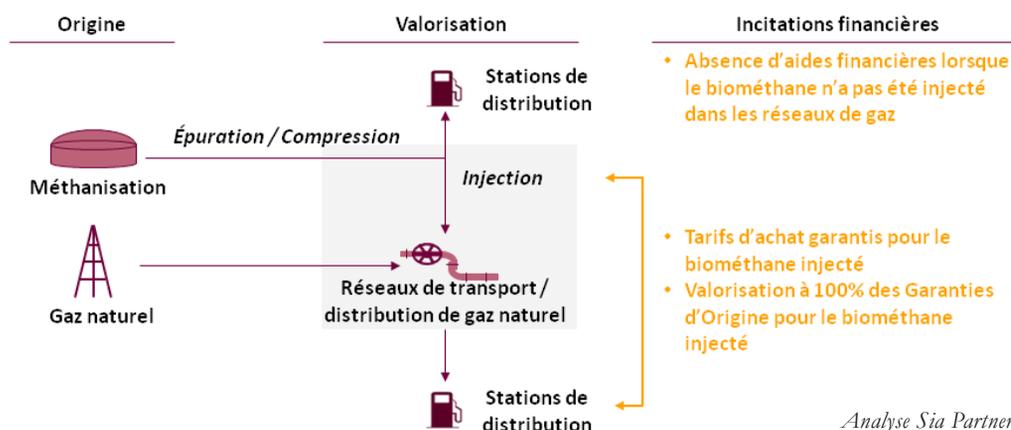
Les particuliers ne peuvent « faire le plein » que dans les stations de distribution publiques. Il en existe une quarantaine aujourd'hui en France, dont 31 appartenant au réseau GNVert⁽¹⁾. Cette très faible densité du réseau de stations-service GNV, à comparer aux près de 900 stations en Italie ou en Allemagne, est aujourd'hui le principal frein à un développement de ce carburant auprès des particuliers à une échelle nationale.

Le bioGNV est un débouché privilégié pour le biométhane

Avec l'autorisation récente d'injecter le biométhane dans les réseaux de gaz, la filière (bio)GNV doit connaître un nouveau souffle. Les deux gaz étant totalement miscibles, on peut imaginer une transition progressive et un verdissement du gaz carburant : la part de bioGNV dans le GNV serait augmentée progressivement grâce au développement des sites d'injection ou des unités de méthanisation.

C'est en tout cas l'objectif de la politique de soutien à l'injection qui privilégie la valorisation du biométhane sous forme de carburant : le biométhane injecté dans le réseau de gaz bénéficie des tarifs d'achat garantis et, lorsque celui-ci est consommé sous forme de carburant,

Des réseaux de gaz et biogaz complémentaires



Analyse Sia Partners

(1) « Le bioGNV, un carburant propre et renouvelable pour nos villes ! », ATEE, février 2013.

la totalité des bénéfices financiers liés à la valorisation des Garanties d'Origine peut être conservée par les fournisseurs de gaz, contre 25% seulement lorsqu'il est consommé sous forme de combustible.

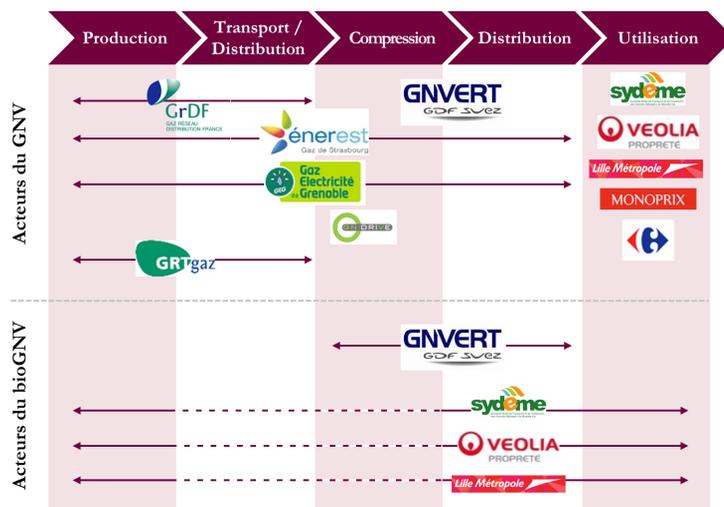
En France à horizon 2030, nos déchets pourraient alimenter plus de 3 millions de véhicules, soit près de 8% du parc actuel⁽²⁾

La France possède en effet un des potentiels de matières méthanisables le plus important d'Europe, ce qui fait de ce carburant un des moyens à privilégier pour atteindre les objectifs européens. La distribution de bioGNV trouve notamment sa justification dans la valorisation locale des déchets. Les initiatives territoriales se multiplient, à l'image de la station de Forbach, première station de distribution de bioGNV ouverte au public en juillet 2012. Ce projet s'est inscrit dans une démarche globale : en parallèle de la construction de l'unité de méthanisation et de la station, les bennes à ordures et de nombreux véhicules de la ville de Forbach ont été équipés pour pouvoir fonctionner au gaz, et les systèmes de collecte et de tri ont été optimisés afin de traiter 42 000 tonnes de déchets organiques par an. Ainsi, la production de biodéchets des 400 000 habitants de l'agglomération de Forbach peut potentiellement fournir en carburant plus de 5 500 véhicules de particuliers⁽³⁾. Cependant, des actions coordonnées entre les acteurs de différents maillons de la chaîne de valeur doivent être mises en place afin d'assurer à la fois le développement de la production et celui de la consommation de bioGNV.

Des acteurs de plus en plus intégrés pour permettre la croissance de la production et de la consommation de bioGNV

L'injection de biométhane dans le réseau de gaz et le développement du bioGNV, est une opportunité pour les acteurs traditionnels de se diversifier. Les filières du GNV et du bioGNV, autrefois distinctes, sont désormais fortement imbriquées. De nombreuses collectivités ou entreprises, utilisateurs initiaux de GNV, cherchent désormais à produire leur propre biométhane à l'image de Lille Métropole qui exploite une flotte de bus au GNV classique depuis les années 1990 et qui assure désormais une production de bioGNV pour alimenter une centaine d'entre eux. On retrouve ainsi dans les secteurs amont, au côté des gaziers, les collectivités et les agriculteurs fortement impliqués dans la production de biométhane. Le développement des stations-service n'est cependant viable que si la demande se développe en étant soutenue par l'émergence d'un parc de véhicule GNV et inversement. Les équipementiers automobiles sont donc fortement attendus pour proposer une offre de véhicules. Le développement de la filière GNV est confronté au paradigme des « causes premières » (couramment

Acteurs du GNV et du bioGNV : une filière de plus en plus intégrée



Analyse Sia Partners

appelé paradigme de « l'œuf et de la poule ») et seuls des choix stratégiques, pris par les pouvoirs publics, peuvent permettre de le résoudre. Deux stratégies sont envisageables : la première option consiste à favoriser le développement d'un parc de véhicules GNV (incitation à l'achat, exonérations de taxes à la consommation pour les carburants, renforcement des normes environnementales pour les véhicules) et créer ainsi un marché pour les stations-service qui doivent, « mécaniquement », se développer sous la pression de la demande. La deuxième option, choisie par l'Allemagne ou l'Autriche par exemple, consiste à soutenir le développement d'un réseau de stations-service afin de créer ensuite les conditions favorables à la croissance de la filière.

Afin de faire émerger une technologie qui existe depuis des années, un engagement important des pouvoirs publics et des industriels du secteur est essentiel pour développer le réseau de stations-service et le parc automobile en parallèle. Un projet de directive sur le déploiement d'infrastructures pour carburants de substitution a été adopté par le Parlement européen en avril 2014 : un nombre suffisant de stations doivent être installées pour que les véhicules GNV puissent circuler librement au sein des agglomérations d'ici 2020, et au sein du réseau transeuropéen de transport d'ici fin 2025. Alors que le projet initial devait fixer des objectifs contraignants, le projet actuel ne fixe que des exigences minimales pour l'installation de stations de distribution. Les objectifs sur le nombre de stations devront être déclinés par chaque pays dans des cadres d'action nationale. L'application d'une telle directive devrait être accompagnée d'un soutien au réseau de stations-service, en supposant que les constructeurs automobiles suivront ■

(2) Analyse Sia Partners, hypothèse principale : 50% du biogaz produit est utilisé en tant que bioGNV. Sources : ADEME, GrDF, GRTgaz. Périmètre considéré : véhicules légers, bus et bennes à ordures.

(3) Analyse Sia Partners, données Club Biogaz.

BIOMÉTHANE

L'INJECTION DE BIOMÉTHANE DANS LES RÉSEAUX DE GAZ NATUREL, UNE VAGUE DE NOUVELLES INSTALLATIONS À PARTIR DE 2015 ?



Depuis 2011, le biométhane, gaz issu de la fermentation des déchets, peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel. Ce gaz renouvelable, neutre en CO₂, a été identifié comme un vecteur important de la transition énergétique lors du Grenelle 1 et le gouvernement a renouvelé son intérêt pour la filière biogaz et biométhane en 2013 en lançant le plan *Énergie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA)*⁽¹⁾. La cinquième installation injectant du biométhane dans les réseaux de gaz a été mise en service en juillet 2014. Deux ans et demi après la publication de la loi autorisant l'injection, ce nombre peut paraître faible. Pourtant de nombreux indicateurs témoignent aujourd'hui d'un développement imminent de ce mode de valorisation.

Le territoire français, propice au développement de l'injection de biométhane

Tout d'abord, les 240 000 kilomètres de canalisations de gaz assurent un maillage particulièrement dense du territoire, ce qui augmente les possibilités de raccordement en limitant les surcoûts. Il faut également noter que les réseaux de gaz naturel disposent de nombreuses capacités de stockage (près de 300 TWh⁽²⁾) ce qui procure plus de flexibilité⁽³⁾ que la production d'électricité par cogénération. L'injection de biométhane serait donc un

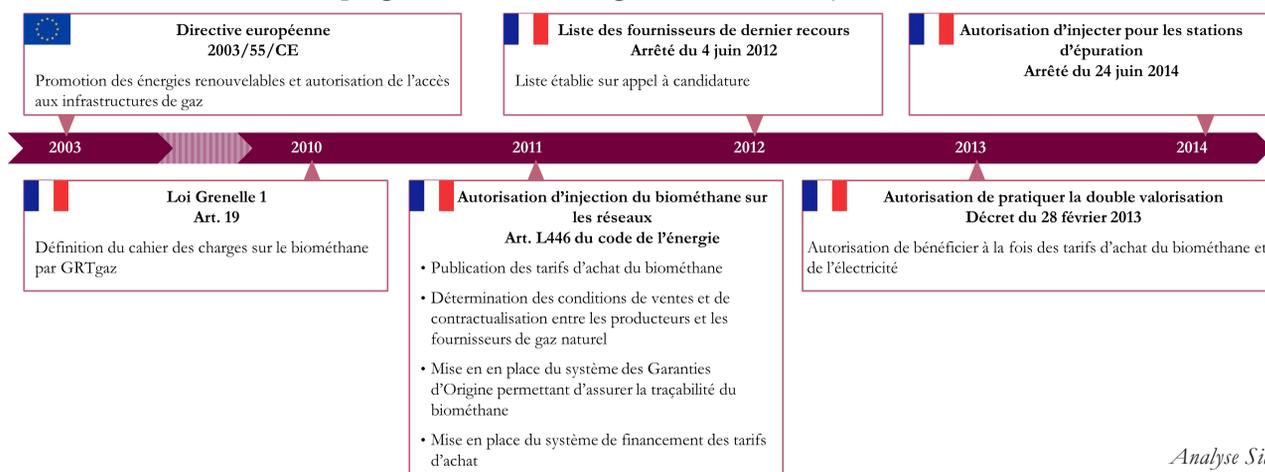
moyen de valoriser les infrastructures gazières au sein de la transition énergétique.

De plus, avec 60% de la surface de son territoire consacrée à l'agriculture, la France est le premier producteur agricole européen. Ce qui, de fait, assure un potentiel de matière méthanisable très important. A cela s'ajoute les déchets industriels et ménagers dont une grande partie peut être méthanisée. L'ADEME a évalué ce potentiel à 184 TWh, soit près de 35% du gaz consommé en France chaque année si la totalité des déchets méthanisables était mobilisée⁽⁴⁾.

Le démarrage timide s'explique facilement et la filière bénéficie désormais d'un cadre réglementaire plus complet

L'aboutissement de seulement 5 projets en deux ans et demi s'explique par 2 raisons. Premièrement, les délais pour monter les dossiers de telles unités, techniques mais surtout administratifs, sont particulièrement longs. Il faut compter au minimum 3 ans et il n'est pas rare que des projets s'étendent sur 4 ou 5 ans. Deuxièmement, malgré l'autorisation d'injecter dans les réseaux dès 2011, le cadre réglementaire a été progressivement complété jusqu'à encore très récemment : autorisation de la double

Évolution progressive du cadre réglementaire de l'injection de biométhane



Analyse Sia Partners

(1) L'objectif du plan EMAA est d'avoir, en France, un parc de 1 000 méthaniseurs agricoles en 2020.

(2) Source : MEDDE, 2009.

(3) Remarque : seul le biométhane injecté sur le réseau de transport (GRTgaz et TIGF) peut être acheminé, si nécessaire, vers des capacités de stockage.

(4) Étude ADEME, avril 2013. Le chiffre de 184 TWh correspond à la quantité de matière méthanisable techniquement mobilisable dans le contexte français (pas de culture vivrière) et sans distinction du mode de valorisation (injection, cogénération, chaleur, carburant, etc.).

valorisation en 2013 (injection dans les réseaux de gaz et d'électricité) et autorisation d'injecter le biométhane issu des stations d'épuration en juin 2014. De plus, les gestionnaires de réseaux ont dû construire et mettre en place les procédures nécessaires à la constitution du dossier et définir les exigences techniques des postes d'injection. Les projets qui voient le jour actuellement ont donc servi de « projets pilotes ».

Les démarches administratives doivent cependant encore être simplifiées

Malgré son potentiel important et son arrivée progressive à maturité, la filière souffre encore de certaines faiblesses : de nombreux projets ne survivent pas à la lourdeur et la complexité des démarches administratives. Les professionnels du secteur attendent beaucoup du « dossier unique » annoncé en septembre 2013 et expérimenté dans 7 régions françaises depuis mars 2014. Ce dossier doit permettre de regrouper au sein d'un dossier unique toutes les autorisations qui concernent le projet : ICPE, permis de construire, autorisation de défrichement, etc. En parallèle, afin de mieux accompagner les porteurs de projets dans ces « labyrinthes administratifs » les gestionnaires de réseaux se sont davantage impliqués dans la partie amont des projets en fournissant de l'information et des conseils : GrDF a lancé en 2012 avec l'ADEME le site www.injectionbiomethane.fr et GRTgaz propose l'outil RésoVert qui permet de visualiser la proximité des projets par rapport à son réseau.

La première vague de projets verra le jour en 2015 et 2016 mais l'injection restera plus adaptée aux unités de grande taille

Désormais, les conditions sont réunies pour que ce mode de valorisation soit compétitif par rapport à la cogénération seule : avec l'autorisation d'injecter le biométhane issu des stations d'épuration et la possibilité de pratiquer le double valorisation, le cadre réglementaire n'est désormais plus un obstacle. De plus, les démarches administratives sont en voie de simplification, les gestionnaires de réseaux s'impliquent davantage et les porteurs de projet sont de mieux en mieux accompagnés. Les bureaux d'études ont en effet laissé la place à des entreprises intégrées sur toute la chaîne de valeur, assurant les études techniques mais également le financement, la construction et l'exploitation tandis que les collectivités jouent un rôle grandissant. Étant donné les investissements importants, et comme en témoignent les premières installations, les projets d'injection sont en général des projets à l'échelle du territoire et de grande taille. Les professionnels du secteur attendent donc des pouvoirs publics qu'ils adoptent une stratégie claire et

qu'ils jouent le rôle de facilitateur entre les différents acteurs concernés : producteurs de déchets, acteurs de la collecte, riverains, industriels, énergéticiens, etc.

A ce jour, force est de constater que les annonces politiques faites au national peinent à être déployées en région. Cependant, le nombre de dossiers déposés chez les gestionnaires de réseaux – près de 500 – témoigne de l'engouement que rencontre actuellement l'injection. On peut donc s'attendre à ce qu'une partie d'entre eux voit le jour dès 2015 et 2016. Avec le lancement, progressif, de mesures à l'échelle régionale favorisant la méthanisation et l'injection, la production de gaz « vert » pourrait bien atteindre 5 à 16 TWh d'ici 2020, ce qui permettrait d'alimenter 120 000 à 390 000 logements basse consommation⁽⁵⁾. Le biométhane circulant dans les réseaux de gaz est aujourd'hui issu de la méthanisation mais il pourrait aussi, à plus ou moins long terme, être produit par gazéification⁽⁶⁾ de biomasse ou valorisation de microalgues ■

Propos recueillis auprès de Jérémy Ravillon, agriculteur porteur d'un projet d'injection de biométhane

J'ai débuté le projet en 2009, lorsque l'on parlait de la réforme de la PAC. Je cherchais alors des moyens pour diversifier le revenu au niveau agricole. La méthanisation permet de gagner en valeur ajoutée sur les exploitations et de gérer plus durablement la fertilisation des parcelles agricoles.

J'ai choisi l'injection car il n'y avait pas de valorisation thermique à proximité, et le terrain est à côté du réseau de gaz. D'autre part, il y a pas mal d'éoliennes dans la région donc les postes sources pour l'électricité sont assez saturés. Les discussions avec GRTgaz ont commencé en 2010, avant même que le cadre réglementaire ne sorte. Finalement, le projet était un peu trop en avance : les difficultés viennent de là, et nous avons subi le retard. Ce qui ralentit le projet, c'est l'ensemble des démarches administratives, que nous avons débutées il y a 2 ans.

Le projet regroupe 37 agriculteurs et doit valoriser 40 000 tonnes de matières issues des exploitations ou de coopératives agricoles. Il devrait permettre d'injecter 250 Nm³/h de biométhane dans le réseau. L'investissement pour l'injection de biométhane est très important et impose un seuil sur la taille des projets : pour Metha Horizon, l'investissement s'élève à 9 à 10 millions d'euros.

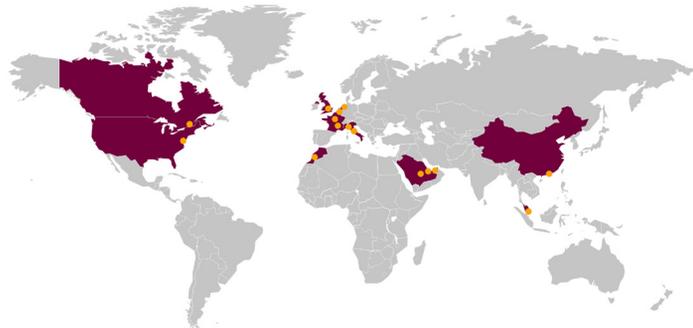
Il y a beaucoup de volonté politique affichée au niveau national, mais malheureusement très peu de transcription au niveau régionale et départementale. Entre le national et ce qui se passe en région, on voit des résultats très hétérogènes : dans certains cas, les études sont financées par les régions et les projets bénéficient de beaucoup de subventions, dans d'autres cas, c'est beaucoup moins vrai.

(5) Perspectives d'injection selon GrDF.

(6) Le projet GAYA, coordonné par GDF Suez, vise ainsi à mettre en place d'ici 2017 une filière de production de biométhane de 2^{ème} génération (par gazéification de biomasse), transportable via les infrastructures gazières.

Sia Partners, 15 ans de dynamisme et de croissance

550 consultants, 88 M€ de chiffre d'affaires,
15 bureaux



Une approche sectorielle...

- Énergie & Utilities
- Services Financiers
- Télécoms & Médias
- Transport & Logistique
- Manufacturing

... de la stratégie aux opérations

- Stratégie opérationnelle
- Organisation
- Stratégie SI
- Assistance à maîtrise d'ouvrage
- Change Management
- Fonction Finance

Notre offre, en s'appuyant sur une connaissance fine des enjeux métiers de nos clients, nous permet de situer nos interventions au cœur de l'actualité. En effet, en tant qu'acteur du changement, nous souhaitons faire bouger les lignes. Nous intervenons essentiellement pour de grands groupes européens et mondiaux. En France, notre portefeuille de clients est presque exclusivement constitué de 50% du CAC40 et de grandes entreprises publiques.

Sia Partners, incubateur d'idées



Blog Énergie & Environnement : notre déchiffrement de l'actualité énergétique

Retrouvez notre analyse des enjeux, nos rencontres avec différents acteurs du monde de l'énergie et de l'environnement, complétées par des mises en perspective à moyen / long terme.

energie.sia-partners.com

Retrouvez-nous sur Twitter : [@SiaEnergie](https://twitter.com/SiaEnergie)



Gas In Focus : l'observatoire du gaz naturel, en partenariat avec GRTgaz

Une information consolidée, pédagogique et fiable sur le secteur du gaz qui met en lumière la place du gaz naturel dans les politiques énergétiques françaises et européenne.

www.gasinfocus.com



Génération Énergies : notre concours étudiant en partenariat avec RTE et l'Expansion

Chaque année, un nouveau thème de réflexion autour des enjeux énergétiques de demain, 10 articles récompensés lors de la remise des prix et un jury au rendez-vous pour un débat de qualité.

www.generation-energies.com



Sia institute : l'organisme de formation de Sia Partners

Sia institute accompagne le développement des organisations et met à disposition ses 35 experts dans la conception de modules de formation et leur expertise dans leurs secteurs d'activité acquise grâce aux missions conseil Sia Partners.

<http://siapartners.wix.com/sia-institute>

Paris | Lyon | Londres | Bruxelles | Amsterdam | Rome | Milan | Casablanca | Dubaï
Riyad | Abu Dhabi | New-York | Montréal | Hong-Kong | Singapour

18, boulevard Montmartre - 75009 Paris - France - Tel. + 33 (0)1 42 77 76 17
Web : www.sia-partners.com - LinkedIn : Sia Partners - Twitter : @SiaPartners

