

PNGMDR : une dernière ligne droite chargée pour le débat

Le débat public sur le plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) entre dans sa dernière ligne droite. Il a commencé le 17 avril (cf. *Enerpresse* n°12308) et doit se terminer le 25 septembre. C'est la première fois qu'un débat public est organisé sur le PNGMDR alors qu'il s'agit de sa cinquième mise à jour qui couvre la période 2019-2021. « *Des sujets extrêmement importants du PNGMDR vont être évoqués lors des dernières réunions prévues* », a déclaré Isabelle Harel-Dutirou, présidente de la Commission particulière du débat public sur le PNGMDR à *Enerpresse*. Il y aura des réunions thématiques par exemple à Gravelines cette semaine sur les déchets issus d'un accident nucléaire ou encore à Troyes la semaine suivante, sur les déchets de faible activité vie longue (FA-VL). D'autres réunions transversales sont également programmées. « *Une réunion est notamment prévue le 9 septembre sur la question de la confiance, a souligné Mme Harel-Dutirou. Nous constatons qu'il y a une défiance extrêmement importante à l'égard des acteurs du nucléaire, nous voulons essayer de comprendre pourquoi, d'où vient cette défiance et voir s'il y a des moyens pour essayer d'y remédier.* »

Le 30 août, la commission du débat PNGMDR a fait le point sur les sujets les plus discutés en ligne et elle a identifié 10 thèmes « *qui pourraient être approfondis et commentés par les participants* » : stockage géologique profond, déchets de très faible activité (TFA), recyclage des combustibles usés, sûreté et sécurité, financement sur le long terme, etc. L'annonce par le CEA fin août du report à la deuxième moitié du siècle du développement de la 4^e génération de réacteur (cf. *Enerpresse* n°12398) pourrait l'être aussi. « *Les substances sont classées selon la potentialité de leur réutilisation ultérieure et l'hypothèse de l'émergence de réacteurs à neutrons rapides était un moyen de considérer que certaines substances étaient des matières puisqu'elles pouvaient potentiellement être réutilisées dans l'avenir*, a expliqué Mme Harel-Dutirou. *Ce sujet va sans doute être abordé cette semaine dans la rencontre sur l'économie des matières et déchets radioactifs. Il est évident que si certaines substances cessent d'être considérées comme des matières et deviennent des déchets, ce qui pourrait être le cas, cela aura un impact important pour tous en termes de gestion.* » Cette question n'a pourtant pas l'air d'inquiéter EDF (cf. p. 8) qui a rendu son cahier d'acteur le 4 septembre. Après la réunion de clôture le 25 septembre, un travail de fourmi commencera pour la Commission qui débutera l'analyse de ces quelques mois de débat public afin de rédiger un rapport qui devrait être remis aux maîtres d'ouvrage, la direction générale de l'énergie et du Climat (DGEC) et l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), le 25 novembre prochain.

SOMMAIRE

NUCLÉAIRE

Finlande : Rapport sur la gestion des déchets radioactifs 2
Chine : L'EPR n°2 de Taishan est entré en exploitation commerciale..... 2

ÉLECTRICITÉ

France/Espagne : Des capacités d'échange limitées à 90 % à partir de décembre 2

ÉNERGIE

Le programme CEE finançant en partie le SPPEH publié au JO 3
UE : Des ONG appellent à plus de transparence sur les subventions 3
Europe : Résultats solides et hausse de la concurrence pour les opérateurs 4
Arabie saoudite : Un nouveau ministre de l'Énergie 4
Monde : Jean-Marie Dauger nommé président du CME 5

GAZ

Partenariat entre le Sycotm et GRTgaz 5
Europe : Pegas : bond de 48 % des volumes négociés en août 5

ÉNERGIES RENOUVELABLES

RU : Début de la construction d'un parc éolien sans subventions 6
Monde : 330 GW de nouvelles capacités éoliennes d'ici 2023 6

TRANSPORT

Le député Jean-Baptiste Djebbari nommé aux Transports 7
UE : Un deuxième consortium de batteries prend forme 7
Russie : RusHydro installe des bornes de recharge en Extrême-Orient 7

ENTRETIEN

Sylvain Granger (EDF) sur le PNGMDR 8 à 9

DOCUMENTS

Comité de prospective de la CRE – Le verdissement du gaz (2/4) 10 à 14

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ
ENERPRESSE

36,71 € (par MWh)



NUCLÉAIRE**FINLANDE****Rapport sur la gestion des déchets radioactifs**

Un rapport du groupe de coopération nationale sur la gestion des déchets nucléaires a rendu le 2 septembre son rapport final au ministère finlandais des Affaires économiques et de l'Emploi. Ce groupe de travail estime qu'il est important d'assurer une gestion appropriée de tous les déchets radioactifs existants et futurs en Finlande, indépendamment de leur origine, de leur producteur ou de la façon dont ils ont été produits. « *La Finlande doit disposer des procédures couvrant le traitement, l'entreposage et le stockage de tous les déchets nucléaires ainsi que des autres déchets radioactifs finlandais, peut-on lire dans le communiqué du ministère. Il est opportun d'utiliser dans un premier temps les infrastructures existantes. Cela requiert une coopération entre des producteurs de déchets et le développement de procédures de licence pour les installations nucléaires.* » Cependant, la réglementation des déchets radioactifs dépend, en Finlande, de deux lois différentes en fonction de la façon dont ils ont été produits : Nuclear Energy Act et Radiation Act. Le groupe de travail qui a été mis en place en juin 2017, préconise que ces deux lois doivent converger pour traiter les déchets au meilleur coût.

CHINE**L'EPR n°2 de Taishan est entré en exploitation commerciale**

Le réacteur EPR n°2 de la centrale nucléaire de Taishan est entré en exploitation commerciale samedi 7 septembre, a annoncé EDF. Cette phase consacre l'ultime test réglementaire de

fonctionnement en continu et à pleine puissance durant 168 heures qui a démarré le samedi 30 août à 17h15 heure locale. Mi-août, Taishan 2 avait atteint sa puissance nominale (cf. *Enerpresse n°12385*). « *L'expérience du premier réacteur mis en service le 13 décembre 2018 (cf. Enerpresse n°12223) a permis de raccourcir de trois mois la période entre le chargement du combustible et la mise en exploitation commerciale de l'unité 2 par rapport à l'unité 1, et ce, dans les mêmes conditions de sûreté* », a indiqué EDF dans un communiqué. Qui ajoute que depuis sa mise en service, Taishan 1 affiche « *un excellent bilan opérationnel* ». Le projet de centrale de deux EPR (de 1 750 MW chacun) est porté par TNPJVC, une joint-venture fondée par CGN (51 %), EDF (30 %) et l'électricien chinois provincial Guangdong Energy Group (19 %). Il s'agit du deuxième EPR à entrer en service.

ÉLECTRICITÉ**FRANCE/ESPAGNE****Des capacités d'échange limitées à 90 % à partir de décembre**

RTE a publié mercredi 4 septembre un point sur la gestion des travaux de la ligne 400 kV Cantegrit-Argia-Hernani dans le sud-ouest. Ces travaux imposent des réductions de capacité d'import/export avec l'Espagne. Le gestionnaire de réseau de transport (GRT) a confirmé que pendant ces travaux, les capacités d'échange sur la frontière France-Espagne « *resteront limitées à de l'ordre de 1/3 en moyenne de la capacité historique jusqu'à la fin des travaux prévue fin décembre* ». Début juillet, RTE avait indiqué que d'importants travaux de maintenance étaient à prévoir sur cette ligne (cf. *Enerpresse n°12363*). Ces travaux ne nécessitent pas tous de mettre la ligne hors tension et sont mutualisés au maximum avec des interventions déjà planifiées. RTE a précisé qu'à l'issue de cette période de travaux, les capacités d'échange devraient remonter significativement mais sans pour autant retrouver les niveaux d'avant les avaries du fait notamment de l'usure de conducteurs sur les lignes concernées. Conséquence, le GRT estime aujourd'hui que « *les capacités d'échanges sur la*

frontière France–Espagne resteront durablement à de l'ordre de 90 % en moyenne de la capacité historique ».

EN BREF

ROYAUME-UNI Le 6 septembre, l'opérateur du système électrique National Grid ESO, a annoncé avoir remis son rapport final à l'Ofgem sur la panne électrique du 9 août qui a touché un million de foyers (cf. *Enerpresse* n°12385). L'opérateur souligne sur Twitter que le rendu de ce rapport a été réalisé « conformément aux délais fixés par l'Ofgem » et précise que le contenu sera dévoilé dans la semaine. Dans son rapport préliminaire, National Grid ESO se défendait de toute défaillance de sa part (cf. *Enerpresse* n°12389). Deux enquêtes relatives à l'incident sont en cours : celle du régulateur et celle lancée par le gouvernement britannique au mois d'août.

ÉNERGIE

FRANCE

Le programme CEE finançant en partie le SPPEH publié au JO

L'arrêté portant validation du programme « service d'accompagnement pour la rénovation énergétique (SARE) » qui entre dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a été publié au *Journal officiel* du 8 septembre. Le service public de la performance énergétique de l'habitat (SPPEH) sera ainsi financé à 50 % par ce programme CEE dans la limite de 200 millions d'euros soit 40 TWh_{cumac} sur la période 2020-2024. L'Ademe va un appel aux obligés et délégataires CEE pour candidater au financement du programme. Olivier David, chef du service climat et de l'efficacité énergétique à la DGEC, évoquait en juillet une enveloppe de 150 M€, soit 30 TWh_{cumac} (cf. *Enerpresse* n°12358). Le financement des 50 % restant sera assuré par les collectivités territoriales. Le gouvernement s'est félicité dans la foulée de cette publication. « Ce nouveau programme a pour objectif de consolider et de compléter un service public qui existe déjà : les espaces FAIRE, peut-on lire dans le communiqué conjoint d'Elisabeth Borne, ministre de la Transition écologique et solidaire et de Julien Denormandie, ministre chargé de la Ville et du Logement. Le déploiement de ce programme sur tout le territoire reposera sur une implication forte des collectivités territoriales volontaires, et prioritairement des régions. » En août, le Premier ministre Édouard Philippe a publié une circulaire dans laquelle il appelle les préfets à la création de pactes territoriaux de la rénovation énergétique (cf. *Enerpresse* n°12384). Un moyen d'accompagner la mise en œuvre de ce programme CEE.

UNION EUROPÉENNE

Des ONG appellent à plus de transparence sur les subventions

Les États restent discrets sur les subventions aux énergies fossiles. Selon plusieurs ONG, aucun des projets de plans nationaux énergie/climat (PNEC) soumis par les capitales à la Commission européenne ne satisfait l'obligation prévue dans le règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie de lister de manière exhaustive ces subventions et de détailler les mesures prévues pour y mettre fin. Un rapport publié le 9 septembre par les ONG Overseas Development Institute, Friends of the Earth Netherlands et CAN Europe souligne que la majorité des États n'ont pas l'intention de mettre fin à ces subventions. Ces ONG déplorent que plusieurs pays, dont la France, affirment dans leur projet de plan ne pas subventionner les énergies fossiles alors que des études récentes effectuées pour le compte de la Commission montrent que tous les États membres subventionnent d'une manière ou d'une autre leur utilisation ou production. Toujours selon ces ONG, cinq pays – Allemagne, Grèce, Pologne, Royaume-Uni, Slovaquie – font état de leur intention de mettre en place de nouvelles aides en faveur des carburants fossiles. (I. S.)

EUROPE

Résultats solides et hausse de la concurrence pour les opérateurs

Le cabinet Watt's Next Conseil a publié le 9 septembre son nouveau baromètre qui analyse les performances financières des 25 principaux énergéticiens européens sur l'année 2018.

Dix-neuf milliards d'euros de profits nets ont été réalisés en 2018, c'est moins que les 30 mds€ de l'année 2017 mais, « *hormis cette année atypique, 2018 affiche la meilleure profitabilité des six dernières années* », précise le rapport. Un bon résultat que les opérateurs doivent à « *l'environnement favorable* », tels que la hausse des prix de gros. Ces derniers ont « *fortement augmenté en 2018. En moyenne, pour l'électricité, la hausse a atteint 23 % et les prix du gaz naturel ont également été orientés à la hausse.* » Sur 25 opérateurs, 21 ont réalisé des profits en 2018. Le rapport souligne que la flambée du prix du CO₂ a été un facteur majeur. Le prix moyen en 2018 est monté à 16 €/tonne contre environ 6 €/tonne en 2017. « *Le prix a même dépassé 25 €/tonne en fin d'année, c'est une aubaine pour les producteurs d'électricité décarbonée mais, bien sûr, une très mauvaise nouvelle pour les autres et un facteur d'accélération de la transformation des mix de production d'électricité des principaux producteurs* », commentent les analystes.

Le chiffre d'affaires des 25 opérateurs qui est de 548 mds€ est en baisse de 9 % en moyenne par rapport à l'année précédente mais la majorité des opérateurs a toutefois enregistré une croissance de l'activité. Selon Watt's Next, cette baisse est à relativiser car elle est due à un changement de norme comptable : « *L'application pour la première fois de la norme comptable IFRS 15 sur la reconnaissance du chiffre d'affaires a réduit le revenu de nombreux acteurs.* » Le top 10 des énergéticiens européens en termes de chiffre d'affaires a été chamboulé par rapport à 2017 : Uniper a pris la première place à Enel mais EDF conserve sa 3^e place. De leur côté, RWE et SSE ont été poussés hors du top 10. Enfin, le rapport note que la concurrence s'intensifie partout en Europe, ce qui provoque une érosion des parts de marché des énergéticiens en place. « *La véritable nouveauté, c'est l'accélération du virage vers l'électricité pris par les pétro-gaziers, et avec des moyens importants.* »

ARABIE SAOUDITE

Un nouveau ministre de l'Énergie

Le roi Salmane d'Arabie saoudite a nommé un de ses fils ministre de l'Énergie en remplacement de Khalid al-Falih, ont annoncé dimanche 8 septembre les médias d'État.

Un remaniement majeur au sein de ce poids lourd de l'Opep affecté par la faiblesse des cours du pétrole. La nomination du prince Abdel Aziz ben Salmane, demi-frère du puissant prince héritier Mohammed ben Salmane, survient alors que le royaume prépare l'introduction en Bourse du groupe pétrolier public Aramco à l'horizon 2020-2021 en espérant des conditions de marché plus favorables. Le limogeage de M. Falih survient quelques jours après son remplacement au poste de président d'Aramco par Yassir al-Roumayyan, le patron du fonds souverain saoudien supervisant un ambitieux plan de diversification de l'économie du royaume, fortement dépendant de l'or noir. Outre son départ de la tête d'Aramco, M. Falih avait également vu ses compétences amoindries au sein du gouvernement en perdant un des portefeuilles attachés à son ministère, celui de l'Industrie et des Ressources minières. Son successeur, le prince Abdel Aziz ben Salmane, « *travaille au ministère du Pétrole depuis plusieurs décennies* », a expliqué Ali Shihabi, fondateur de l'ancien think-tank pro-saoudien Arabia Foundation, a rapporté l'AFP. Il « *a participé à presque toutes les réunions de l'Opep depuis lors, et il apporte avec lui une grande expérience institutionnelle* », a-t-il ajouté. (avec AFP)

MONDE

Jean-Marie Dauger nommé président du CME

Les membres du Conseil Mondial de l'Énergie (CME) ont approuvé dimanche 8 septembre la nomination de Jean-Marie Dauger en qualité de président. M. Dauger, qui succède à Younghoon David Kim, p-dg du groupe sud-coréen Daesung Group, était co-président du CME depuis 2016 et président du comité des études du CME. Son mandat en tant que président est de trois ans. M. Dauger préside également le GIIGNL, un groupement international des opérateurs importateurs de gaz naturel liquéfié (GNL). De janvier 2005 à juillet 2015, il a été directeur général adjoint et membre du comité de direction générale d'Engie. Le CME a également nommé Angela Wilkinson, secrétaire générale. Elle est la première femme à ce poste depuis la création du conseil mondial. Mme Wilkinson succède à Christoph Frei qui a passé 10 ans comme secrétaire général. Alexandre Perra, directeur exécutif groupe en charge de la direction Innovation, Responsabilité d'entreprise et Stratégie à EDF, a été élu vice-président pour l'Europe du CME. Le 24^e congrès du CME se tient du 9 au 12 septembre à Abou Dhabi.

GAZ

FRANCE

Partenariat entre le Syctom et GRTgaz

L'agence métropolitaine des déchets ménagers (Syctom) et le gestionnaire du réseau de transport de gaz GRTgaz ont annoncé le 5 septembre leur partenariat « pour optimiser la valorisation des déchets d'Île-de-France en gaz renouvelables ». L'objectif est de valoriser une partie de 7 500 tonnes de déchets ménagers franciliens gérés chaque jour par le Syctom en gaz renouvelables. Pour ce faire, les partenaires vont partager leur expertise dans le domaine de la transformation des boues d'épuration et des déchets ménagers en gaz renouvelables et sur le couplage des filières de gaz renouvelables (méthanisation et pyrogazéification). Le partenariat s'inscrit dans le cadre du projet Cométha qui associe le Syctom et le SIAAP, syndicat interdépartemental pour l'assainissement de l'agglomération parisienne, pour mieux valoriser les déchets ménagers et les eaux usées domestiques, industrielles et pluviales en Île-de-France. Dans un premier temps, la coopération portera sur la filière pyrogazéification, y compris la partie méthanation. *« Il s'agit d'analyser la faisabilité technique d'utiliser la pyrogazéification comme solution de valorisation des digestats de la co-méthanisation, lié au postulat de non-retour au sol du digestat, peut-on lire dans le communiqué de presse. GRTgaz mettra à disposition du Syctom ses compétences sur les différentes technologies de production de gaz renouvelables et sur la qualité des gaz obtenus. L'entreprise mobilisera notamment les compétences de son centre de recherche et innovation RICE (Research & Innovation Center for Energy). »*

EUROPE

Pegas : bond de 48 % des volumes négociés en août

L'activité est restée intense cet été sur Pegas, la plateforme paneuropéenne de négociation du gaz du groupe EEX opérée par Powernext. Le volume des contrats futurs négociés a en effet bondi de 48 % par rapport à août 2018, pour atteindre un volume total de 22,31 TWh (contre 150,6 TWh en août 2018), tiré aussi bien par le marché spot que celui des produits dérivés, a indiqué le 4 septembre Powernext. Ainsi, le marché spot affiche une progression de 45 % sur un an, à 114,7 TWh (79,4 % en août 2018). En son sein, le marché néerlandais a été particulièrement dynamique avec des volumes qui ont plus que doublé en un an, passant de 25,7 TWh à 54,4 TWh, soit aussi son deuxième meilleur mois de l'année, après son record de mai dernier (66,9 TWh). À l'opposé, en France, la zone PEG est en retrait (- 9,6 %), à 10,3 TWh,

comparé à 11,4 TWh un an auparavant. Les zones de livraison allemandes NCG et Gaspool ont enregistré un volume de 30,5 TWh, en hausse de 16 % par rapport à 2018 (août 2018 : 26,3 TWh).

Le marché des dérivés a également enregistré une forte croissance, + 52 %, à 108,4 TWh (71,2 TWh en août 2018). En France, la zone PEG se distingue avec un volume de 1,2 TWh, soit une croissance d'un peu plus de 52 % par rapport à août 2018 (785,4 GWh). Mais, le marché du TTF affiche une plus forte croissance (+ 59 %) avec des volumes négociés s'élevant à 87,7 TWh (55,3 TWh en août 2018). De même, les zones de livraison NCG et Gaspool ont presque triplé les volumes négociés par rapport à l'an dernier, à 12,3 TWh contre 4,2 TWh.

ÉNERGIES RENOUVELABLES

ROYAUME-UNI

Début de la construction d'un parc éolien sans subventions

Muirhall Energy, entreprise écossaise spécialisée dans le développement des énergies renouvelables, a annoncé le 2 septembre le début de la construction d'un parc éolien terrestre qui pourrait être le premier à être construit sans subventions en Écosse. D'une capacité de 46 MW, le parc de Crossdykes est également l'un des premiers à être développé sans subventions au Royaume-Uni. Muirhall Energy développe ce projet en partenariat avec WWS Renewables. Il devrait commencer à produire de l'électricité en septembre 2020. RenewableUK, l'association britannique des industries des énergies renouvelables a profité de l'évènement pour réclamer, une fois de plus, aux nouveaux ministres « *un plan pour l'éolien terrestre* », prévoyant, entre autres, « *d'autoriser les nouveaux projets à concourir aux contrats subventionnés par le gouvernement* » ainsi que « *des mesures pour encourager le remplacement des vieilles turbines afin de maintenir la capacité actuelle* ».

MONDE

330 GW de nouvelles capacités éoliennes d'ici 2023

Le conseil mondial de l'éolien, le GWEC, a publié le 3 septembre un rapport qui prévoit que 330 GW de nouvelles capacités éoliennes soient installées à l'échelle mondiale d'ici 2023. Il s'agit d'une révision à la hausse de la précédente estimation effectuée par le conseil au premier trimestre 2019 : 9 GW de moins étaient initialement prévus sur la période 2019-2023. Si ces nouvelles estimations se révèlent justes, la capacité éolienne installée à l'échelle mondiale devrait atteindre plus de 900 GW en 2023. La croissance annuelle moyenne pendant ces cinq années serait supérieure de 14 GW par rapport au niveau de croissance de 2018. Les marchés éoliens terrestres en Chine et aux États-Unis sont les principaux architectes de cette croissance. D'après le GWEC, ils devraient représenter une nouvelle capacité installée de respectivement 10 GW et 6,5 GW sur les deux prochaines années. « *Le rôle grandissant de l'éolien offshore dans la transition énergétique mondiale est une des principales raisons de l'accélération de la croissance. Il représentera environ 18 % de la capacité éolienne totale en 2023 contre 9 % en 2018* », précise le rapport. Au-delà de 2023, le GWEC estime que la part croissante des projets non subventionnés et les PPA, des contrats de long terme d'approvisionnement en électricité, sont les deux tendances qui continueront de tirer la croissance du secteur. « *Ensemble, ces deux mécanismes contribueront à la compétitivité des coûts de l'énergie éolienne et assureront le développement de projets de grande échelle ainsi que la croissance continue de l'énergie éolienne à l'échelle mondiale.* »

TRANSPORT

FRANCE

Le député Jean-Baptiste Djebbari nommé aux Transports

Parallèlement à l'entrée au gouvernement de Jean-Paul Delevoye, qui porte la réforme des retraites, l'Élysée a également annoncé mardi 3 septembre la nomination du député (LaREM) de la Haute-Vienne, Jean-Baptiste Djebbari, comme secrétaire d'État aux Transports, l'ancien portefeuille d'Elisabeth Borne, appelée à succéder à François de Rugy en juillet (cf. *Enerpresse n°12367*). M. Djebbari est loin d'arriver en milieu inconnu. Ancien pilote de ligne, diplômé de l'École nationale de l'Aviation civile (ENAC), le député, élu pour la première fois en 2017, a été l'an dernier le rapporteur du projet de réforme ferroviaire et connaît donc déjà sa ministre de tutelle avec qui il s'entend bien. Adeptes des propositions chocs, il a suggéré récemment que les autoroutes reviennent dans le giron de l'État à la fin des concessions actuelles. L'anticipation des recettes des péages permettrait de financer dès à présent les infrastructures de transport, dont les besoins sont criants. Pour son baptême du feu au gouvernement, il devra défendre dès le 10 septembre le vaste projet de loi sur les mobilités (LOM), qui passe en nouvelle lecture à l'Assemblée nationale. (Avec AFP)

UNION EUROPÉENNE

Un deuxième consortium de batteries prend forme

Un deuxième consortium de batteries s'inscrivant dans le cadre de l'Alliance européenne des batteries est en train de prendre forme, a annoncé le ministre de l'Économie allemand Peter Altmaier dans les colonnes du quotidien économique allemand *Handelsblatt* le 6 septembre. « En un an à peine, nous avons réussi à mettre sur les rails deux projets européens majeurs de production de cellules de batterie », s'est félicité le ministre. L'objectif d'un développement et d'une production de cellules de batterie compétitifs, innovants et respectueux de l'environnement « se rapproche », a-t-il ajouté. Selon le ministère, neuf pays européens ont convenu avec une trentaine d'entreprises d'un programme de travail de ce deuxième consortium de batteries, qui vise notamment à déterminer quelles places occuperont les entreprises impliquées sur la chaîne de valeur des batteries. Plusieurs entreprises seraient déjà impliquées selon des sources proches du dossier, comme BMZ, BMW, BASF, ou encore Varta. Le gouvernement avait lancé un appel pour des subventions s'élevant à 1 milliard d'euros et M. Altmaier avait lancé avec son homologue français Bruno Le Maire ce projet d'Alliance de batteries début mai, avec le vice-président de la Commission européenne Maros Sefcovic (cf. *Enerpresse n°12317*). La France accueillera d'ailleurs le premier consortium de batteries.

RUSSIE

RusHydro installe des bornes de recharge en Extrême-Orient

L'entreprise russe spécialisée dans l'hydroélectricité RusHydro a annoncé le 3 septembre le lancement du premier corridor de bornes de recharge pour véhicules électriques dans l'Extrême-Orient russe. Dix stations de recharge pour VE ont ainsi été inaugurées dans les villes de Vladivostok, d'Ussuriysk et d'Artyom. Un tiers de l'ensemble du parc de VE russe est concentré dans la région, a indiqué RusHydro dans son communiqué, et seules trois bornes de recharge étaient jusqu'à maintenant opérationnelles, aucune d'entre elles ne permettant de plus une recharge rapide. Les propriétaires de VE devaient ainsi les recharger *via* des prises secteur, souvent en violation des règles de sécurité, a précisé l'énergéticien russe.

SYLVAIN GRANGER**DIRECTEUR DES PROJETS DÉCONSTRUCTION ET DÉCHETS CHEZ EDF**

« EDF voudrait développer en France une installation de traitement des TFA métalliques »

Dans le cadre du débat public sur le plan national de gestion des matières et déchets radioactifs 2019-2021 (PNGMDR) qui se tient du 17 avril au 25 septembre, les acteurs de la filière et les associations rendent leurs avis sous la forme de cahiers d'acteur. Celui d'EDF a été mis en ligne le 4 septembre sur le site du débat public.

Enerpresse – Il s'agit du cinquième PNGMDR auquel participe EDF mais le premier à entrer dans le cadre d'un processus de débat public, est ce que cela change quelque chose pour vous ?

Sylvain Granger - Oui, c'est différent et en même temps, depuis le début, l'élaboration du PNGMDR est un exercice pluraliste puisqu'il consiste à réunir un groupe de travail animé par l'État et regroupant des acteurs industriels et des associations pour faire le point sur les avancées des précédents plans et discuter de ce qui serait bien de mettre dans le prochain. Il s'agit d'une co-construction ouverte au milieu associatif. C'est un sujet sur lequel, de fait, la transparence et le débat contradictoire existaient déjà avec la présence de diverses associations y compris certaines non favorables au maintien ou au développement du nucléaire.

La différence vient du fait que, jusqu'à présent, il n'y avait pas de débats à proprement parlé organisés dans différentes villes, il n'y avait pas tout le système mis en place sur internet qui a vocation à toucher un public plus large. L'élément nouveau, c'est aussi que le débat public nécessite une mobilisation de notre part qui est beaucoup plus forte. Il faut assumer les réunions dans les différentes villes, il faut être présent sur le site du débat. En termes d'engagement, c'est significativement plus important. Notre ambition c'est que le « vrai » public puisse s'exprimer et qu'on puisse échanger avec lui. Nous avons un porte-parole, Olivier Giraud, qui participe à toutes les réunions, avec d'autres personnes en appui quand il s'agit de sujets un peu plus spécifiques.

Quels sont les grands enjeux du PNGMDR pour EDF ?

Aujourd'hui, tous les déchets radioactifs ont une solution de gestion en France ce qui n'était pas le cas il y a 30 ans. Depuis la loi de 2006, énormément de progrès ont été faits. Ce n'est pas parce qu'un dispositif industriel existe qu'il ne peut pas être amélioré. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit que nous allons arrêter un réacteur à Fessenheim et que d'ici 2035, nous pourrions en arrêter 14 au total. Nous voyons que cela préfigure un programme de déconstruction important de nos réacteurs et, du coup, nous nous y préparons. Quand on regarde la déconstruction d'un réacteur, il y a beaucoup de tuyaux, de composants métalliques à découper qui étaient dans des zones nucléaires, qui peuvent donc être radioactifs ou pas, mais la réglementation française prévoit aujourd'hui que, même si ces composants ne sont pas radioactifs, ils soient considérés par précaution comme radioactifs. Il s'agit des déchets de très faible activité (TFA) métalliques. Concrètement, en France, cela représente (installation EDF et autres installations confondues) 500 000 tonnes de matériaux métalliques qui sont considérés radioactifs. Nous sommes une exception par rapport à l'ensemble des autres pays de l'UE puisqu'il y a une directive européenne de 2013 qui prévoit des seuils de libération. En effet, puisqu'il existe une radioactivité naturelle, il faut définir un niveau en dessous duquel on sait qu'il n'y a pas de risque sanitaire quel que soit l'usage qu'on veut faire du produit. Notre proposition est de définir ce seuil.

Pourquoi souhaitez-vous qu'un seuil de libération soit fixé ?

Nous pensons qu'il y a un sujet important sur les TFA métalliques. Nous sommes pour une approche graduée. Notre proposition n'est pas l'utilisation généralisée de seuils de libération pour tous les TFA mais il serait dommage de stocker des matériaux qui ont de la valeur et d'utiliser de la place en stockage qui pourrait être mobilisée pour des choses qui le nécessitent vraiment. L'enjeu c'est une économie de 40 % de la place en stockage. C'est un sujet important. EDF voudrait développer en France une installation de traitement des TFA métalliques, comparable à celle que nous avons en Suède, afin de traiter le sujet à l'échelle industrielle dans la perspective des démantèlements à venir. Notre solution est un traitement par fusion qui permet de retirer la radioactivité des métaux et de les transformer en lingots homogènes, ce qui permet de garantir une mesure fiable de la radioactivité résiduelle sur tout le lingot. C'est une opportunité que nous ne pourrions développer que si nous sommes rassurés sur le fait que si le matériau traité est en-dessous le seuil de libération, il ne sera plus considéré comme radioactif.

Quel est le coût de cette solution de traitement par rapport au stockage ?

Si nous ne pouvons pas recycler les métaux, le coût de traitement est plus important que le stockage alors nous enverrons nos TFA métalliques au centre de l'Andra. Si le seuil de libération est décidé, nous avons la conviction que nous pouvons développer une installation qui permette de mettre en place ce procédé avec une neutralité économique par rapport à la solution de stockage mais avec un avantage environnemental évident, une économie de la ressource stockage et la réutilisation de matériaux à forte valeur ajoutée.

L'autre préconisation que vous évoquez dans le cahier d'acteur concerne les combustibles usés ?

Aujourd'hui, les combustibles usés peuvent être recyclés mais seulement une seule fois. Cela permet cependant de réduire le tonnage de combustibles usés à entreposer chaque année qui est d'environ 100 tonnes. Il y avait des incertitudes sur le timing de développement de nouvelles technologies comme la 4^e génération permettant de recycler davantage les combustibles usés. La situation se clarifie aujourd'hui : les réacteurs de 4^e génération représentent un enjeu important mais plutôt dans la 2^e partie du siècle - si cette option est développée - que dans la première partie. Du coup, nous avons besoin pour ces combustibles d'un entreposage de plus longue durée.

On a eu des discussions avec l'ASN et la logique dans ces cas-là est de faire un entreposage avec des caractéristiques de sûreté adaptées à la longue durée et au fait qu'il s'agit de combustibles particuliers dont certains contiennent du plutonium. Cela nous a conduit à l'idée de réorienter tous ces combustibles dans un entreposage spécifique différent des piscines sur réacteur ou de la Hague. Nous avons déposé un dossier d'option de sûreté il y a un an, et nous avons eu un retour de l'ASN cet été qui a validé nos options de sûreté qui font que c'est un bâtiment adapté aux particularités de la longue durée et du type de combustible concerné (cf. *Enerpresse* n°12376). Nous n'avons pas de problème à court terme mais nous anticipons le fait que, dans une dizaine d'années, ces assemblages vont représenter un certain volume et qu'il est préférable de se donner la capacité de les entreposer sur la longue durée. Dans une perspective de long terme où nous voulons garder l'option 4^e génération ouverte, il y a un vrai intérêt à les conserver dans un entreposage sûr, de longue durée et à avoir la possibilité de les reprendre.

Le centre de stockage géologique profond Cigéo arrivera avant la 4^e génération, que ferez-vous ?

Pour les 10 % de déchets « à vie longue », qui devront être isolés de l'homme et de l'environnement pendant plusieurs générations, Cigéo est une option de gestion « passive » pour les générations futures afin de leur éviter une gestion « active » de nos déchets (par exemple en renouvelant les entreposages existants). Il faut l'ouvrir rapidement pour permettre le démarrage de la phase industrielle pilote mais ce n'est pas un besoin industriel prégnant car on ne résout pas un problème de court terme, on prépare l'avenir de manière responsable. Dans les plannings actuels, Cigéo est plutôt prévu à l'horizon 2030 alors que la 4^e génération ou le multi-recyclage des combustibles sont plutôt attendus sur la 2^e partie du siècle.

Propos recueillis par Christelle Deschaseaux

LE VERDISSEMENT DU GAZ

Source : Comité de prospective de la CRE – Juillet 2019 – 2^{ème} Partie

Le Président de la Commission de régulation de l'énergie, Monsieur Jean-François CARENCO, a créé à l'automne 2017 un comité de prospective qui rassemble les grands acteurs du secteur afin d'éclairer le régulateur français sur les perspectives à moyen terme du secteur de l'énergie en France. Trois groupes de travail ont été mis en place à cette occasion. Pour la saison 2, le groupe de travail n°1 a été chargé de travailler sur le verdissement du gaz. Nous reprenons ci-après, ainsi que dans nos prochaines éditions, leur rapport.

3. L'INTÉGRATION DANS LE MODÈLE ÉCONOMIQUE DE LA MÉTHANISATION DE SES EXTERNALITÉS CONFÈRE À CETTE TECHNOLOGIE UNE PERTINENCE ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE

Le modèle économique de la méthanisation ne peut être regardé à la seule aune du coût du MWh de biométhane produit. Cette approche par le coût de l'énergie occulte les bénéfices de la production de biométhane par rapport à l'importation de gaz naturel. C'est en intégrant ces externalités dans le modèle économique de la méthanisation que l'on peut estimer sa rentabilité pour la collectivité, tout en prenant en compte les aides publiques et les coûts de raccordement au réseau de gaz naturel.

3.1. La principale externalité associée au biométhane est la réduction des émissions de gaz à effet de serre

C'est le principal atout du biométhane que de permettre, en tant qu'énergie renouvelable, la diminution de l'empreinte carbone de la consommation de gaz. Dès lors que la production du biométhane se fait à partir de biomasse, les émissions de CO₂ associées à la combustion du biométhane sont des émissions biogéniques, qui s'inscrivent dans le cycle naturel du carbone et sont donc considérées comme neutres en carbone. Les seules émissions sont liées à la production elle-même (consommation d'électricité, transport des intrants et du digestat, etc.), qui sont plus de sept fois inférieures à l'équivalent en gaz naturel. La méthanisation peut également contribuer à réduire les émissions liées au stockage des effluents d'élevage, au traitement des déchets et à limiter l'utilisation des engrais de synthèse, par le biais de l'épandage des digestats.

L'analyse du cycle de vie (ACV) du biométhane fait ainsi apparaître une nette supériorité de cette technologie, pour l'objectif de neutralité carbone, par rapport à l'importation de gaz naturel. Les travaux gagneraient néanmoins à être approfondis sur ce sujet, notamment en intégrant les fuites de biogaz au niveau des installations de méthanisation, aujourd'hui encore peu documentées alors que leur impact est potentiellement important sur les émissions de gaz à effet de serre et sur l'ACV de la méthanisation.

LE VERDISSEMENT DU GAZ

La réduction des émissions de gaz à effet de serre, par rapport à l'usage du gaz naturel, est une externalité cruciale du biométhane, qu'il est possible de valoriser dans le modèle économique de la méthanisation. En faisant l'hypothèse d'une valeur du carbone à 100 € par tonne de CO₂ en 2030, conformément à la trajectoire prévue par la loi¹, cette externalité peut être chiffrée à 20,6 €/MWh de coûts liés au CO₂ évités². Même dans l'hypothèse d'une valeur du carbone à 50 € par tonne de CO₂, l'économie reste substantielle. Enfin, cette valeur atteindrait entre 40 et 50 €/MWh en prenant en compte la valeur de l'action pour le climat, estimée par la Commission Quinet à 250 € par tonne en 2030³.

3.2. Le biométhane préserve, par ailleurs, tous les avantages du gaz et peut s'appuyer sur les mêmes infrastructures que le gaz naturel, à condition de développer des infrastructures de raccordement et d'injection

En comparaison avec les autres énergies renouvelables, le biométhane bénéficie des nombreux avantages du gaz dans le mix énergétique. Ce n'est pas une énergie intermittente ou dépendante du vent ou du soleil. Elle est facilement stockable et adaptée aux usages thermo-dépendants, grâce à la puissance appelable en période de pointe. Le gaz conserve un potentiel d'usages important à moyen terme, notamment dans l'industrie (haute température) et les mobilités, et en particulier dans les transports lourds où il est amené à se développer. Le biométhane constitue ainsi un levier d'intégration des énergies renouvelables dans ce secteur.

Par conséquent, l'intégration du biométhane dans le mix énergétique est facilitée par rapport à des énergies intermittentes, dont l'insertion dans les réseaux existants est coûteuse. Par rapport aux énergies intermittentes, qui pourraient, en cas d'intégration massive, nécessiter la mise en place de solutions de flexibilité telles que le stockage, le gaz permet, par son stockage et la constance de sa production, d'assurer à moindre frais l'appariement de l'offre et de la demande. Le cabinet ENEA Consulting, qui a publié une étude sur le sujet en partenariat avec les acteurs de la filière, estime que l'adaptation des infrastructures gazières au développement des filières du gaz vert est beaucoup moins coûteuse que l'adaptation du système électrique aux énergies éolienne et solaire⁴. Dans le cas du gaz, les investissements nécessaires et, en particulier, les installations de rebours, ne sont pas hors de portée des gestionnaires d'infrastructures de gaz naturel (cf. § 4).

Plus encore, l'augmentation de la production de biométhane injecté dans les réseaux permet d'utiliser les infrastructures gazières déjà en place pour transporter l'énergie. En effet, la réduction des volumes de gaz dans le réseau augmente mécaniquement le coût du transport et de la distribution par MWh, les coûts des investissements se répartissant sur une assiette plus réduite. Le cabinet ENEA a estimé que cette externalité permettait d'éviter 7,2 €/MWh d'augmentation de coûts des réseaux.

3.3. Source d'énergie locale, le biométhane permet d'améliorer l'équilibre de notre balance commerciale et de renforcer l'indépendance énergétique française

La méthanisation contribue à développer une offre nationale de gaz, qui accroît d'autant la sécurité énergétique de la France. Aujourd'hui, le gaz consommé en France est presque entièrement importé : le gisement de gaz naturel de Lacq (Pyrénées-Atlantiques) a cessé d'injecter dans le réseau en 2013 et la production de gaz de mine, dans le nord de la France, est amenée à disparaître (247 GWh en 2015, contre 2 TWh au début des années 2000). La France est donc aujourd'hui entièrement dépendante du gaz naturel qu'elle importe. Ainsi, l'injection de biométhane produit localement contribue à la sécurité énergétique, en complément des dispositions prises par les autorités (diversification des

¹ VIII de l'article 1^{er} de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015 : « Le Gouvernement se fixe pour objectif[...] d'atteindre une valeur de la tonne carbone de 56 € en 2020 et de 100 € en 2030 ».

² Source : ENEA Consulting, « État des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion pour le développement de la filière » (2017).

³ Source : Commission présidée par Alain Quinet, « La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques » (février 2019).

⁴ Source : ENEA Consulting, « État des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion pour le développement de la filière » (2017).

LE VERDISSEMENT DU GAZ

approvisionnement, stockage). La méthanisation permettrait aussi d'améliorer la balance commerciale de la France. L'hypothèse d'une injection de 10 % de biométhane dans les réseaux gaziers en 2030 se traduirait par 1,6 md€ d'importations en moins dans la balance commerciale¹. La méthanisation permet ainsi d'envisager une amélioration de la balance commerciale française dans un secteur où elle est aujourd'hui totalement déséquilibrée. Il faut cependant mettre cet impact positif sur la balance commerciale en regard avec les dépenses publiques mobilisées. L'amélioration de la balance commerciale peut aussi concerner les engrais, du fait de l'emploi en fertilisation du digestat produit par les installations de méthanisation. Alors que la France importe plus de deux tiers de sa consommation d'engrais azotés, ces digestats peuvent offrir un substitut, produit localement, à ces importations et augmenter l'indépendance de l'agriculture française dans le domaine des engrais (cf. § 3.5).

3.4. La méthanisation crée de nouvelles dynamiques territoriales et développe l'économie circulaire

Le développement de la filière biométhane présente l'atout d'ancrer la dynamique d'économie circulaire et de transition énergétique dans les territoires. Le retour d'expérience montre que le développement de projets de méthanisation dans un territoire catalyse divers projets connexes (production d'autres énergies renouvelables, refonte du système de gestion des déchets) et contribue à la transition agro-écologique des exploitations agricoles.

Surtout, la méthanisation ouvre un nouveau débouché potentiel pour la valorisation des déchets organiques des industries agroalimentaires et des collectivités locales, ce qui se traduirait par une baisse des coûts de traitement de ces biodéchets. Derrière le coût d'une installation de méthanisation se cache un coût évité, celui du traitement de déchets organiques, que la collectivité finit toujours par payer.

Cette externalité directe est difficile à chiffrer. Néanmoins, les données de l'exploitation du projet Méthamoly, dans les Monts du Lyonnais, ont permis une première estimation². Cette installation de méthanisation produit 125 N.m³/h de biométhane et permet de traiter annuellement 17,5 kt de déchets et effluents et d'éviter 3,3 kt CO₂ (190 kg CO₂/t déchet). En fixant le prix de la tonne de CO₂ à 50 €³, une redevance bio-déchets fixée à 70 € la tonne permettrait au coût du biométhane de rivaliser avec celui du gaz naturel (25 €/MWh). Une redevance de 70 € la tonne de déchets n'est pas déraisonnable au regard de la redevance payée pour le compostage des biodéchets. La redevance sur les effluents d'élevage serait quant à elle de 30 € la tonne. Une aide agricole à cette fin nécessiterait un budget de 450 à 900 M€ pour atteindre l'objectif de 30 TWh au niveau national. Enfin, la méthanisation est un facteur de dynamisme économique pour des territoires souvent enclavés. Elle permet la création d'emplois non délocalisables, au profit d'une filière industrielle française en développement. La filière crée à la fois des emplois directs, pour l'exploitation des unités, et des emplois indirects, notamment pour la fourniture d'équipement, la conception, les travaux, le gros œuvre et l'entretien. On estime que la production de 1 TWh de biogaz se traduit par la création de 260 emplois⁴. Cette création de valeur nouvelle a le mérite de développer les territoires ruraux dans lesquels elle s'inscrit, souvent situés dans la « diagonale du vide », où elle pourra constituer un relais futur de dynamisme économique.

3.5. La méthanisation présente également de nombreuses externalités pour le monde agricole

Sans qu'il s'agisse à proprement parler d'une externalité, il faut d'abord souligner que la méthanisation se traduit par un supplément de revenus pour les agriculteurs, en complément de leur activité agricole. Contrairement aux ventes de produits agricoles, la rémunération du capital investi dans l'unité de méthanisation a l'avantage de rapporter des revenus stables, fixés par le tarif d'achat.

¹ En faisant l'hypothèse d'une consommation totale de gaz naturel de 481 TWh et en reprenant le prix spot européen du gaz naturel de 33,2 €/MWh en 2030

² Source : IFPEN

³ La Commission Quinet estime que toute action d'un coût inférieur à 250 €/t de CO₂ doit être engagée pour atteindre la cible de décarbonation en 2030.

⁴ Source : Ministère de la transition écologique et solidaire

LE VERDISSEMENT DU GAZ

En cas de développement des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE), cela se traduit par une activité supplémentaire pour les agriculteurs qui leur apporte divers avantages agro-écologiques tout en étant rémunérée, contrairement aux autres cultures intermédiaires, développées dans le cadre réglementaire pour la protection de l'eau. En outre, l'épandage du digestat permet de diminuer les achats d'engrais ou d'amendement, ce qui réduit d'autant les coûts opérationnels des agriculteurs. On estime que les économies d'engrais peuvent représenter un gain de 3 à 4 € par MWh de biométhane produit¹.

C'est la raison pour laquelle la méthanisation est, dans l'ensemble, bien perçue par le monde agricole. Elle traduit une évolution sociologique du métier d'agriculteur, qui devient à la fois producteur d'aliments et producteur d'énergie, tout en favorisant l'accès à de nouvelles cultures (par exemple la luzerne) et en devenant un acteur de la transition énergétique.

Au-delà, la méthanisation est susceptible de générer, au profit du monde agricole, deux externalités environnementales : la valorisation des digestats et le développement de cultures intermédiaires.

3.5.1. La valorisation des digestats peut permettre, à certaines conditions, d'améliorer le bilan environnemental du secteur agricole

La méthanisation produit ses propres déchets à partir des intrants : c'est le digestat, qui peut être à son tour utilisé comme intrant en agriculture. Les digestats peuvent présenter un double intérêt agronomique : contribuer à la bonne structure et au stock de carbone du sol et fournir des éléments minéraux (azote, potassium et phosphore) aux plantes, ce qui permet de réduire l'utilisation de fertilisants de synthèse. Alors qu'en France et dans le monde, l'utilisation non raisonnée d'engrais peut avoir pour effet la pollution des nappes phréatiques et des rivières par lessivage de l'azote, excédentaire ou non, assimilable par les plantes (eutrophisation), l'épandage de digestat est susceptible de limiter la pollution des eaux par les nitrates.

Néanmoins, cet intérêt agronomique peut être minoré par divers effets négatifs potentiels, comme la perte de valeur fertilisante par volatilisation ammoniacale, la lixiviation de nitrates et des émissions de N₂O. De nombreux paramètres influencent la valeur agronomique et l'innocuité environnementale et sanitaire des digestats. Les plus importants sont la nature des intrants et les post-traitements, qui influencent à la fois les éléments fertilisants, la concentration en éléments indésirables (éléments traces métalliques, polluants minéraux et organiques, etc.) et la composition biochimique de la matière organique. À cela s'ajoutent d'autres variables, comme le procédé de méthanisation, l'état initial du sol, le contexte climatique, le système de culture ou encore les modalités d'épandage.

Afin que la valorisation des digestats reste une externalité positive pour l'agriculture et l'environnement, la question du digestat doit être prise en compte, dès le départ, dans tout projet de méthanisation. Elle est un enjeu essentiel pour la viabilité du projet et son acceptabilité locale. Les atouts des digestats ne se révèlent qu'à condition d'adapter le type de digestat aux caractéristiques des territoires et aux objectifs agronomiques spécifiques des agriculteurs. Cela passe par une gestion rigoureuse de l'épandage pour adapter les dosages et les périodes d'épandage. Cela peut également passer par des traitements supplémentaires, avant retour au sol, notamment pour limiter l'épandage d'azote ammoniacal (NH₄) en cas d'excédent.

Sous ces conditions, le digestat peut être valorisé en produisant des externalités positives pour l'environnement, notamment en comparaison de l'épandage direct de lisiers et de fumiers, au compostage, à l'incinération ou à l'enfouissement des déchets. Par rapport au lisier, le digestat est plus simple à maîtriser et peut être épandu au moment idoine pour chaque culture. Il est mieux assimilé par le sol, avec un apport d'azote mieux réparti dans le temps. Les nutriments apportés par le digestat sont mieux fixés par les plantes, ce qui permet de diminuer la matière organique à apporter pour un même résultat de fertilisation.

¹ Source : ENEA Consulting, « État des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion pour le développement de la filière » (2017)

LE VERDISSEMENT DU GAZ

Enfin, le stockage et l'épandage du digestat produisent en principe moins d'odeurs que le stockage et l'épandage des fumiers et lisiers, si la digestion anaérobie est conduite à son terme.

Certaines incertitudes demeurent toutefois, notamment sur les conséquences à long terme de l'épandage des digestats sur l'évolution de la matière organique des sols et celle de l'activité biologique des sols (micro-organismes, vers de terre, etc.), qui devront être évaluées.

3.5.2. Le développement des CIVE a des atouts écologiques

L'un des mérites de la méthanisation est d'offrir une voie de valorisation intéressante pour les cultures intermédiaires. La possibilité de faire pousser, entre deux cultures principales, des cultures intermédiaires est porteuse de plusieurs bénéfices environnementaux dont le monde agricole peut profiter :

- La diminution de la pollution de l'eau par les nitrates. Par rapport au maintien du sol nu, les cultures intermédiaires permettent de mieux contrôler le cycle de l'azote : elles limitent notamment le lessivage des nitrates par les pluies, la minéralisation et la fixation d'azote atmosphérique. Les CIVE peuvent même se révéler plus performantes que les cultures intermédiaires pièges à nitrates (CIPAN) pour contrôler le retour au sol, dans la mesure où les agriculteurs méthaniseurs sont incités à maximiser le rendement des CIVE, donc l'utilisation de l'azote.
- L'amélioration écologique du rendement des cultures principales. Les CIVE permettent de limiter l'expansion de certaines maladies de la culture principale, freinent le développement des adventices, réduisent l'érosion et augmentent la teneur du sol en carbone. L'allongement des rotations et la diversification des cultures contribuent à réduire la pression des bio-agresseurs, ce qui permet une réduction de l'usage de produits phytosanitaires. C'est un atout méconnu de la méthanisation que de permettre une diminution de l'usage des herbicides et, par suite, d'encourager les agriculteurs à la transition vers l'agroécologie, voire l'agriculture biologique.
- La préservation de la biodiversité. Les cultures intermédiaires permettent utilement de maintenir un couvert végétal lors des périodes d'intercultures, qui favorise les populations de pollinisateurs, notamment pour les cultures mellifères. L'enjeu est particulièrement important quand on sait la vitesse à laquelle les insectes pollinisateurs déclinent en France.
- Le stockage du carbone dans les sols. L'INRA a récemment estimé que la mise en place de couverts intermédiaires pourrait représenter 35 % du potentiel total d'augmentation du stockage du carbone dans les sols, dans la perspective de l'objectif « 4 pour 1 000 » consistant à augmenter chaque année d'un quatre millièmes le stock de carbone présent dans les sols¹. Même si les CIVE sont récoltées, le maintien du système racinaire au sol contribue au stockage du carbone.

Toutes ces externalités profitent autant aux agriculteurs qu'à la société dans son ensemble. Le développement des cultures intermédiaires a jusque-là été freiné par des contraintes de coût pour les agriculteurs, qui n'étaient pas rémunérés pour cela. La méthanisation, en offrant potentiellement un débouché économique avantageux à de telles cultures, est susceptible d'accroître leur développement et, par suite, accroître les effets de ces externalités sur le territoire.

¹ Source : INRA, « Stocker du carbone dans les sols français. Quel potentiel au regard de l'objectif 4 pour 1 000 et à quel coût ? » (juin 2019). Dans cette étude, l'INRA montre que l'insertion de cultures intermédiaires ou leur allongement permet un stockage additionnel de carbone de l'ordre de +2,3 ‰ à condition que toute la culture soit restituée au sol. Il conviendrait donc d'identifier les dispositions qui permettraient d'optimiser le bilan de matière.

LE VERDISSEMENT DU GAZ

3.6. Certaines de ces externalités peuvent être chiffrées et montrent la rentabilité de la méthanisation pour la collectivité

Beaucoup de ces externalités sont impossibles à évaluer de façon monétaire. Le cabinet ENEA a proposé des évaluations de certaines de ces externalités qui, si elles doivent encore être approfondies, montrent les coûts que la méthanisation permet d'éviter :

Évaluation monétaire de certaines externalités de la méthanisation

Bénéficiaires	Externalités	Évaluations monétaires	Total
Intérêt public	Diminution des émissions de gaz à effet de serre	10,3 €/MWh pour 50 € la tonne de CO ₂ 20,6 €/MWh pour 100 € la tonne de CO ₂ (~50 €/MWh pour 250 € la tonne de CO ₂ ¹)	15 à 30 €/MWh
	Limitation de la pollution des eaux ²	6,3 €/MWh (AA) 6,4 €/MWh (AT) 5 €/MWh (IT) ³	
Consommateurs d'énergie	Production d'une énergie non variable et stockable ⁴	12,5 €/MWh évités par rapport aux réseaux électriques	20 €/MWh
	Rentabilisation des réseaux de gaz existants	7,2 €/MWh d'augmentation de coûts évitée	
Producteurs de biodéchets (IAA, collectivités).	Réductions des coûts de traitement des déchets	0 €/MWh (AA) 6,2 €/MWh (AT) 16,3 €/MWh (IT)	0 à 16 €/MWh
Agriculteurs	Diminution du recours aux engrais minéraux azotés ⁵	3,0 €/MWh (AA) 2,9 €/MWh (AT) 4,3 €/MWh (IT)	3 à 4 €/MWh
Total	De 40 à 70 €/MWh (et jusqu'à 100 € dans l'hypothèse d'une tonne de CO ₂ à 250 €)		

Source : ENEA Consulting

Ces chiffres doivent être maniés avec précaution. Ils incluent à la fois des externalités, au sens économique du terme, et des bénéfices dont profitent des acteurs bien identifiés. Les calculs doivent encore être approfondis, notamment s'agissant des réseaux. De plus, ces chiffres ne peuvent être intégrés au modèle économique de la méthanisation sans tenir compte des coûts de réseau et des subventions publiques, qui ne sont pas tous pris en compte dans le tarif d'achat. Quoi qu'il en soit,

¹ La tonne de CO₂ vaut aujourd'hui environ 20 € sur le marché ETS et 44,5 € dans la taxe carbone. Le rapport Quinet (2019) envisage une valeur de l'action pour le climat de 250 € la tonne en 2030.

² Sous réserve de respecter les prescriptions indiquées au § 3.5.1 sur le retour au sol des digestats.

³ La modélisation d'ENEA Consulting se base sur trois cas types représentatifs de la filière biométhane française : • AA : unité Agricole Autonome ayant une capacité d'injection de 100 N.m³/h de biométhane et dont les intrants sont majoritairement des effluents agricoles ; • AT : unité Agricole Territoriale ayant une capacité d'injection de 200 N.m³/h de biométhane et dont les intrants sont majoritairement des lisiers, fumiers et CIVE ; • IT : unité Industrielle Territoriale à socle agricole ayant une capacité d'injection de 300 Nm³/h de biométhane et dont les intrants sont majoritairement des biodéchets.

⁴ Cette estimation reste à valider par les gestionnaires de réseaux et le régulateur.

⁵ Dès lors qu'il bénéficie aux agriculteurs, ce bénéfice n'est pas à proprement parler une externalité. Sa présence dans le tableau se justifie par le surplus de revenu pour les agriculteurs.

LE VERDISSEMENT DU GAZ

cette étude souligne le nombre et l'importance des externalités et des bénéfices que la méthanisation génère, dont l'évaluation monétaire aboutit au résultat de 40 à 70 €/MWh. Ainsi, en tenant compte de ces externalités et bénéfices et en faisant l'hypothèse d'un prix du gaz naturel autour de 30 € par MWh à horizon 2030¹, la compétitivité relative du biométhane, par rapport au gaz naturel, serait assurée à un coût de production du biométhane compris entre 70 et 100 € par MWh. Des recherches complémentaires doivent néanmoins encore être menées sur l'évaluation monétaire de ces externalités et de ces bénéfices, ainsi que sur leur prise en compte par les politiques publiques. Cela posera la question de savoir, in fine, qui du contribuable ou du consommateur de gaz les paie.

4. LES RÉSEAUX GAZIERS S'ADAPTENT DÉJÀ AU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

Le biométhane permet d'offrir une énergie renouvelable qui peut s'insérer dans les infrastructures existantes. Le territoire français bénéficie d'infrastructures gazières denses, avec plus de 37 500 km de réseaux de transport, 208 000 km de réseaux de distribution, quatre terminaux méthaniers et quatorze sites de stockage souterrains (permettant le stockage d'environ un tiers de la consommation annuelle). Ces installations constituent un actif important pour l'avenir, qui permettra une modulation été-hiver importante.

Ces réseaux peuvent être mis au service de l'essor des gaz renouvelables. Des investissements seront certes nécessaires. Alors que le gaz naturel arrive aujourd'hui par une dizaine de points d'importation seulement, les réseaux devront être adaptés à une production décentralisée, émanant de près d'un millier d'installations de production de biométhane. La problématique de l'appariement entre offre et demande sera également renouvelée. En effet, le développement de l'injection de biométhane pourrait conduire, pour certaines mailles du réseau de distribution, à un volume de gaz injecté supérieur au volume consommé localement, eu égard à l'écart entre une production relativement constante et une consommation variable dans l'année (le gaz est consommé en grande partie en hiver, dans un usage de chauffage).

Trois possibilités d'injection dans le réseau sont envisageables pour une unité de méthanisation donnée : le raccordement sur le réseau de distribution de gaz naturel (par création d'une branche de réseau, sans compression supplémentaire), le raccordement sur le réseau de transport de gaz naturel (qui nécessite une mise en pression du gaz, donc un compresseur) et l'injection portée de gaz (qui implique de conditionner et stocker le gaz sur le site de production). Mais on estime aujourd'hui que près de 90 % des sites de production de biométhane qui injecteront dans les réseaux de gaz naturel le feront dans les réseaux de distribution, avec un coût de raccordement de 100 € par mètre aujourd'hui.

Dans la plupart des hypothèses, des solutions matures permettent l'injection, soit en réglant la pression de certaines mailles du réseau différemment en été et en hiver, soit par le maillage, c'est-à-dire le fait de relier des zones de faible consommation à des zones de consommation plus importante. Les gestionnaires ont également travaillé afin de rendre possible l'ouverture au stockage du gaz issu des unités de production de biométhane depuis le 1^{er} juin 2017.

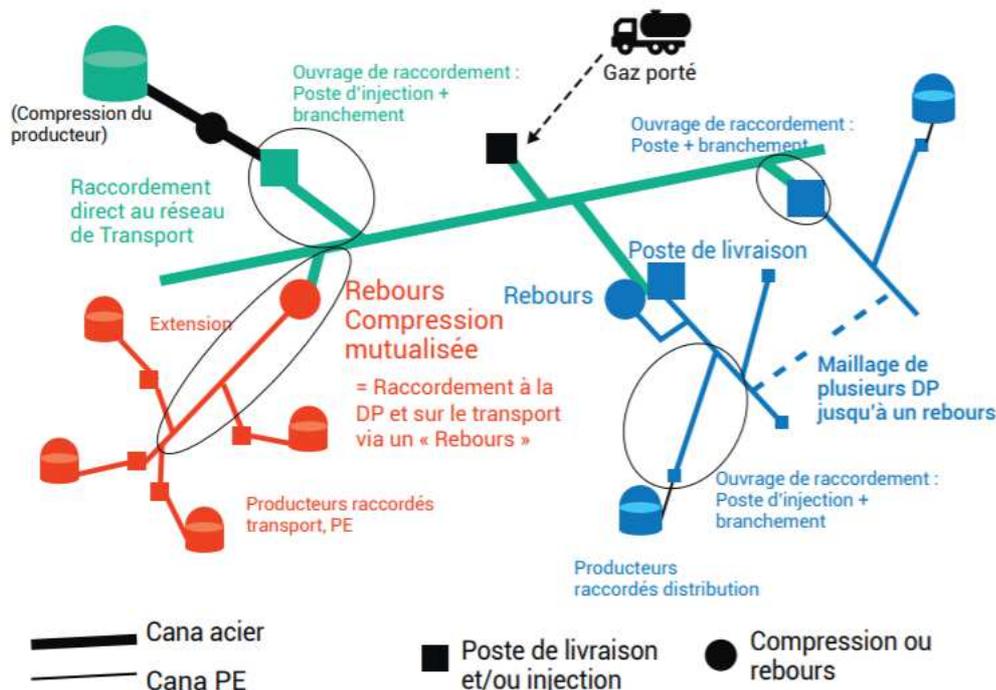
Enfin, les gestionnaires de réseaux de gaz naturel sont en train de mettre en œuvre une solution plus innovante : les installations de rebours. Elles consistent à comprimer le gaz pour le faire passer d'une maille de distribution à une maille de pression supérieure (transport), susceptible d'absorber le biométhane injecté. Il s'agit d'une technologie mature, déjà mise en œuvre en Allemagne ; deux installations pilotes de rebours doivent être mises en service en 2019. Elles ont néanmoins un coût non-négligeable, de l'ordre de 3 M€ par unité².

¹ En cohérence avec les prévisions de l'AIE, qui évalue le prix spot à 33,2 € en 2030 (Source : « IEA Outlook for Natural Gas » (2017))

² Source : CRE

LE VERDISSEMENT DU GAZ

Les différentes technologies d'adaptation des réseaux de gaz



Source : GRTgaz, Téréga

Toutes ces solutions technologiques doivent être articulées dans des programmes de développement plus globaux des réseaux de gaz, tirant profit du Smart grid. Les outils mobilisés devront s'adapter à l'évolution des technologies au fur et à mesure du développement de la filière, en privilégiant dans chaque territoire l'option la moins coûteuse - y compris, dans certains cas, le gaz porté ou liquéfié - et des arbitrages qui relèvent des acteurs locaux. Une procédure permettant d'optimiser les investissements des gestionnaires d'infrastructures est en cours d'élaboration, en application du droit à l'injection.

Mais en tout état de cause, les solutions technologiques existent et s'agissant d'outils à rendements croissants qui bénéficient rapidement d'économies d'échelle, le coût sera d'autant mieux absorbé que la filière se développe.

À suivre

Président / Directeur de la publication : Julien Elmaleh - **Directrice éditoriale :** Christine Kerdellant (01 77 92 94 83) - **Rédacteur en chef :** Philippe Rodrigues (01 79 06 71 78) - **Rédacteurs :** Christelle Deschaseaux (01 79 06 71 75) - Stéphanie Frank (01 79 06 71 73) - Louise Rozès Moscovenko (01 79 06 71 77) - Edwige Wamanisa (01 79 06 71 76) - **Assistante :** Stéphanie Leclerc (01 79 06 71 80) Courriel : stephanie.leclerc@infopro-digital.com
Principal actionnaire : INFO SERVICES HOLDING - **Société éditrice :** Groupe Moniteur SAS au capital de 333 900 euros. RCS : Paris B 403 080 823
Siège social : 10 place du général de Gaulle, BP20156, 92186 Antony Cedex - **N° ISSN :** 0153-9442 - **Numéro de commission paritaire :** 0420 T 79611
Numéro de commission paritaire : 0420 T 79611 - **Impression :** AB Printed - BAT A2, 21 rue Georges Méliès, 95 240 Cormeilles en Parisis - **Dépôt légal :** à parution

