

12 DOSSIER BIOGAZ

Gaz renouvelables : développement et innovations à l'horizon

20 DOSSIER

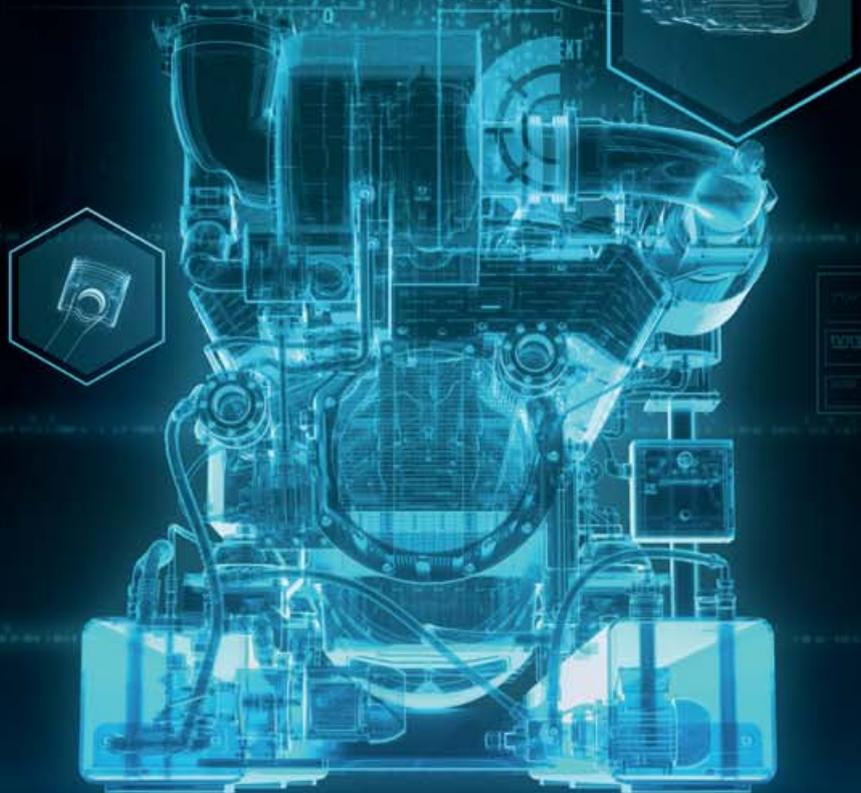
*Cométhanisation : développement
d'une filière complète innovante*

30 DOSSIER

*Méthanisation : comment
favoriser l'appropriation*

MWM DIGITALPOWER

L'efficacité devient numérique.



Le marché de l'énergie entre dans une nouvelle ère avec MWM Digital Power. Nos produits et prestations de service se perfectionnent toujours plus grâce à des composants de pointe alliés à une analyse intelligente et sûre des données, garantissant ainsi une efficacité accrue lors de la maintenance et de l'utilisation de vos installations. Vivez l'avenir – avec MWM Digital Power.

www.mwm.net

MWM
Energy. Efficiency. Environment.



Un projet à expliquer dans sa globalité

Clément Cygler, rédacteur en chef

Valorisation locale des déchets, contribution à la résilience du tissu agricole, décarbonation des secteurs énergétiques, création d'emplois... La filière du biogaz et plus largement des gaz verts présente des atouts indéniables mais également indispensables pour contribuer à la transition écologique et énergétique de nos territoires. Malgré cela, de nombreux projets, et encore aujourd'hui, rencontrent une opposition locale forte. «*Tout le monde s'entend pour dire que la méthanisation est vertueuse, et pour autant il y a le syndrome "Not in my backyard" (Nimby) qui freine localement la mise en place de projets*», rappelait dernièrement Hélène Berhault-Gaborit, animatrice générale au sein de l'Association des agriculteurs méthaniseurs de France (AAMF), lors d'un entretien. Cette opposition qui se traduit par des recours devant

les tribunaux, représente une des premières difficultés pour la mise en place et la réussite de ces projets, devant peut-être les longues démarches administratives et la recherche de financement. Mais il faut également préciser que c'est avant tout le porteur de projet qui aura sa part de responsabilité dans le climat autour de sa démarche. D'où l'importance pour eux de communiquer sur le projet dans sa globalité afin d'aider à l'appropriation locale. Comme rappelé dans ce numéro (voir article page 30), l'enjeu est d'expliquer chaque détail, notamment aux riverains qui seront les premiers concernés, sans oublier les impacts éventuels attendus. Et cette transparence ne doit pas se faire seulement à la mise en place du projet, mais de façon continue... l'évènement survenu mi-août à l'usine de méthanisation de Château-lin en est la preuve.

ENTREPRISES ET ACTEURS PUBLICS CITÉS DANS CE NUMÉRO

AAMF	29	CLUB POWER-TO-GAS ATEE	16, 17	IFREE	31	SIGEIF	25
ADEME	7, 16	CLUB PYROGAZÉIFICATION ATEE	17, 18	JEUMONT ELECTRIC	6	SOURCES	22
AGRIKOMP FRANCE	27	CTBM	26, 27	JOHN COCKERILL	21	SYCTOM	20, 21, 22, 25
AKUJOCOOP	6	DERICHEBOURG	7	LEROUX & LOTZ TECHNOLOGIES	18	TACT	30
AMIENS MÉTROPOLE	13	ENGIE	17	MERIDIAM	13	TÉRÉGA	27
AMORCE	24, 25	ENTENT	6	NOVAIR	7	TERRAWATT	18
ASTRADE	27	ETIA	18	OPEST	9	TILIA	22
BAXTER	7	FNCCR	24	RTE	7, 16	TPI	9
BIOGAZ DES MONTS	13	FONROCHE BIOGAZ	30, 31	SAUR	7	UNIVERSITÉ UNILASALLE BEAUVAIS	21
BOUYGUES IMMOBILIER	6	FRANCE DATACENTER	6	SETEC	22	UTILITIES PERFORMANCE	18
CABLE ENTERPRISE	7	FRANCE-BIOGAZ	21	SEVANA BIOENERGY	13	VATTENFALL	8
CC DES MONTS DU LYONNAIS	13	GRDF	16, 30	SIAAP	20, 21, 22	VERDEMOBIL BIOGAZ	27
CLARKE ENERGY	9	GRTGAZ	16	SIAD	9	WEG	7
CLUB BIOGAZ ATEE	6, 14, 28	IDEX	13	SIEMENS SMART INFRASTRUCTURE	7		

LE SALON
DES SOLUTIONS
ENVIRONNEMENTALES
ET ÉNERGÉTIQUES

1-4 DEC
2020

LYON
EUREXPO
FRANCE



pollutec

ACTIVATEUR DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

Organisé par
 Reed Expositions

POLLUTEC.COM



En association avec



Rédaction

- Tél : 01 84 23 75 98
- Fax : 01 49 85 06 27
- E-mail : energieplus@atee.fr

- Directeur de la publication : Christian Deconninck
- Rédacteur en chef : Clément Cygler (75 92)
- Rédacteurs : Olivier Mary (75 95)
Pauline Petitot (75 98)
- Ont participé à ce numéro : Thomas Blossville
Philippe Bohlinger
- Secrétaire de rédaction : Pauline Petitot
- Diffusion-abonnements : Alexandre Giroux (01 46 56 35 40)
a.giroux@atee.fr
- Photo en couverture : © thomasknospe/Adobe Stock

Publicité

- Société ERI
- Tél : 01 55 12 31 20
 - Fax : 01 55 12 31 22
 - regieenergieplus@atee.fr

Abonnement

- 20 numéros par an
- Tél : 01 46 56 35 40
 - France : 170 € (16,50 € à l'unité)
 - Étranger : 188 € (21 € à l'unité)



© ATEE 2020

Membre du Centre français
d'exploitation du droit de copie
www.cfcopies.com

Tous droits de reproduction réservés.
Les opinions exprimées par les auteurs dans les
articles n'engagent pas la responsabilité de la
revue.



(Association régie par la loi 1901)
Représentant légal : Christian Deconninck

Conception graphique :
Olivier Guin - olivier.guin@gmail.com



Imprimerie CHIRAT
744 route de Ste-Colombe
42540 St-Just-la-Pendue
Tél. 01 44 32 05 53
www.imp-chirat.fr

Dépot légal à parution.
Commission paritaire n°0521 G 83107



16



24



30

Infos pros

- 6 À lire. Les nominations.
- 7 En bref. Agenda. Les rendez-vous ATEE

Actualités

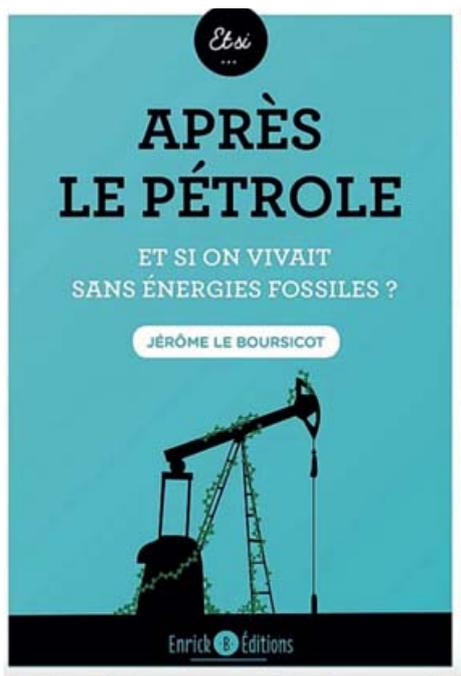
- 8 En bref
- 10 Veille et réglementation

Dossier *spécial Biogaz*

- 12 Gaz renouvelables : développement et innovations à l'horizon
- 13 En bref
- 14 Année décisive pour le biogaz
- 16 **Power-to-gas et pyrogazéification : les deux autres filières du gaz vert**
- 20 Cométhanisation : un projet d'envergure pour le développement d'une filière complète innovante
- 24 **Tri à la source des biodéchets : un levier pour le biogaz**
- 26 Quels débouchés pour le CO₂ ?
- 28 Un label pour sécuriser les porteurs de projets
- 29 Entretien avec Hélène Berhaut-Gaborit, animatrice générale au sein de l'Association des agriculteurs méthaniseurs de France (AAMF)
- 30 **Méthanisation : comment favoriser l'appropriation**

34 Répertoire des fournisseurs

À lire



Après le pétrole et si on vivait sans énergies fossiles ?

Jérôme Le Boursicot, Enrick B., 364 pages, 19,90 euros

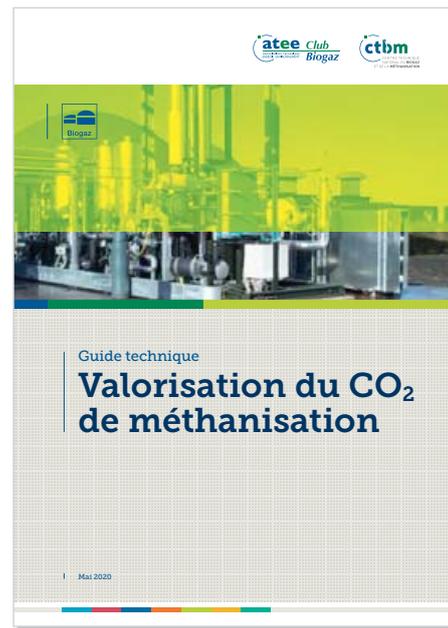
Jérôme Le Boursicot, journaliste indépendant, déroule dans ce premier ouvrage de la collection "Et si ?" des éditions Enrick B., une enquête mêlant journalisme prospectif et récit d'anticipation sur le devenir de la civilisation, menacée par l'épuisement des énergies fossiles et par les conséquences sur le climat de leur consommation effrénée. Le pétrole et le charbon assurent depuis des années le transport et les besoins quotidiens des populations. Mais d'ici 2025, le pétrole conventionnel pourrait être amené à manquer, de même que les autres ressources pétrolières, comme le gaz de schiste. Cette pénurie toucherait la France et les pays européens qui se placent comme les premiers importateurs de pétrole avant la Chine par exemple, accélérant la nécessité de nous tourner vers un nouveau mix énergétique. À travers l'histoire d'une française et de son frère devenus migrants climatiques, l'auteur explore l'effondrement d'un modèle et l'effort décuplé pour trouver des alternatives.

Guide sur les bonnes pratiques contractuelles pour réussir votre projet de méthanisation

Club Biogaz, ATEE, 112 pages, 116 euros

Ce nouveau guide élaboré par le Club Biogaz de l'ATEE présente, comme son titre l'indique, les bonnes pratiques contractuelles à mettre en œuvre lors de la conception et la réalisation d'une unité de méthanisation. Celles-ci ont été identifiées spécifiquement par le Club et son groupe de travail "Contrats", qui regroupe différents acteurs de la conception et de la réalisation (constructeurs, maîtres d'œuvre, avocats, banquiers, courtiers). Particulièrement adressé aux porteurs de projets, le guide s'appuie sur la pratique contractuelle observée par les rédacteurs lors des opérations de conception et réalisation de projets de méthanisation qu'ils ont accompagnés, construits ou dont ils ont été témoins.

À noter : une table ronde dédiée aux contrats est organisée par le Club Biogaz lors d'Expobiogaz à Lille le 3 septembre, de 9h30 à 10h15.



Nominations

- ▶ **Géraldine Camara** est la nouvelle déléguée générale de France Datacenter.
- ▶ **Jean-Christophe Guilmin** a rejoint Jeumont Electric en tant que directeur général adjoint.

TÉLEX

/// La start-up aixoise **ENTENT** a été distinguée par le concours d'innovation I-Lab, pour la mise au point d'une d'exploiter les déchets thermiques jusqu'alors inutilisables. /// **BOUYGUES IMMOBILIER** pilote la reconversion de la fourniture de générateurs dans le cadre d'un projet de stockage offshore au Brésil. /// **AKUOCOOP** a réussi une /// Le nouveau programme de recherche AQACIA (Amélioration de la Qualité de l'Air : Comprendre, Innover, Agir) de l'air de demain". Les dossiers pourront être déposés du 15 septembre au 27 novembre, plus d'informations sur autour des services aux collectivités locales dans les métiers de l'eau et de l'assainissement. /// **SIEMENS SMART** s'associent pour la création d'unités mobiles de réanimation à destination des hôpitaux afin de se préparer à de



En bref

Parc éolien en mer de Saint-Nazaire : installation du premier câble sous-marin

Dans le cadre des travaux de raccordement du parc éolien en mer de Saint-Nazaire, RTE procède depuis l'automne dernier à des travaux sur la plage de la Courance, lieu d'atterrage des câbles sous-marins aux souterrains. Depuis le 9 août, l'installation et le déroulage du premier câble sous-marin ont été lancés, en présence du navire câblé Cable Enterprise. Ce chantier a commencé par la mise en place du câble à l'entrée du fourreau avec l'aide de plongeurs. Puis, il a été tiré jusqu'à la chambre de jonction située en haut de la plage de la Courance. Dès le 12 août, le navire s'est dirigé vers le banc de Guérande en procédant au déroulage/ensouillage du câble de 225 000 volts avec l'aide d'une charrue à environ 1,5 mètre de profondeur, sur une distance d'environ 30 kilomètres qui l'amènera jusqu'à la zone du futur parc éolien d'ici la fin du mois. Le second câble devrait être installé en septembre de la même façon. Ces travaux de raccordement représentent un investissement de 285 millions d'euros, soit environ 15 % du coût total du projet. Ils comprennent aussi l'installation d'un câble souterrain de 27 km traversant les communes de Saint-Nazaire, Trignac, Montoir-de-Bretagne, Donges et Prinquiau et la construction d'un poste électrique sur le territoire de cette dernière. Sur une surface d'environ trois hectares, cet équipement permettra d'insérer sur le réseau existant l'électricité produite par le parc éolien en mer. Une partie des composants 225 000 volts du poste seront intégrés dans un bâtiment dédié pour limiter l'emprise totale des installations. Le parc éolien en mer en projet au large de Saint-Nazaire sera constitué de 80 éoliennes. Il représentera une puissance installée de 480 MW et sa mise en service est prévue à l'horizon 2022.

technologie brevetée, utilisant les très basses températures comprises entre 60 et 100°C et qui permet l'édifice strasbourgeois de l'Hôtel des Postes. /// **WEG**, fabricant de moteurs électriques, a été sélectionné pour la levée de fonds de 1,215 million d'euros pour clôturer le financement participatif de la centrale solaire Curbans. de **ADEME** a lancé son premier appel à propositions sur le thème "Comment préparer aujourd'hui la qualité" <https://appelsprojets.ademe.fr/aap/AQACIA2020-154>. /// **SAUR** et **DERICHEBOURG** ont conclu un partenariat **INFRASTRUCTURE** et **TOUTENKAMION GROUP**, accompagnés du laboratoire **BAXTER** et du groupe **NOVAIR** futures épidémies/pandémies ciblées par l'OMS.

Rendez-vous ATEE

Retrouvez les programmes de ces manifestations sur www.atee.fr

ATEE NORD-PAS-DE-CALAIS

24 septembre – Arras

Journée technique "Les CEE, un dispositif au cœur de la transition énergétique".

ATEE PACA

29 septembre – Fos-sur-Mer

Visite du démonstrateur power-to-gas Jupiter 1000

ATEE GRAND OUEST

15 octobre – Angers

Colloque "Chaleur fatale et économies durables", pour les collectivités comme pour l'industrie.

Webinaires nationaux

ATEE CLUB POWER-TO-GAZ

17 septembre

"Le power-to-gas, un outil de flexibilité du réseau électrique parmi d'autres ?"

Agenda

2/3 SEPTEMBRE – LILLE

→ Édition 2020 du **Salon Expobiogaz**. www.expo-biogaz.com

8/10 SEPTEMBRE – TOULOUSE

→ **Journées Recherche Innovation Biogaz Méthanisation (JRI)**, qui réunissent l'état de l'art de la recherche et de ses applications sur le terrain. <https://atee.fr>

29 SEPTEMBRE – BRUXELLES

→ **Sommet Solarpower** : le Green Deal européen. www.solarpowersummit.org

7 OCTOBRE – EN LIGNE

→ **Colloque annuel de l'AFCE**. www.afce.asso.fr

3 NOVEMBRE – PARIS

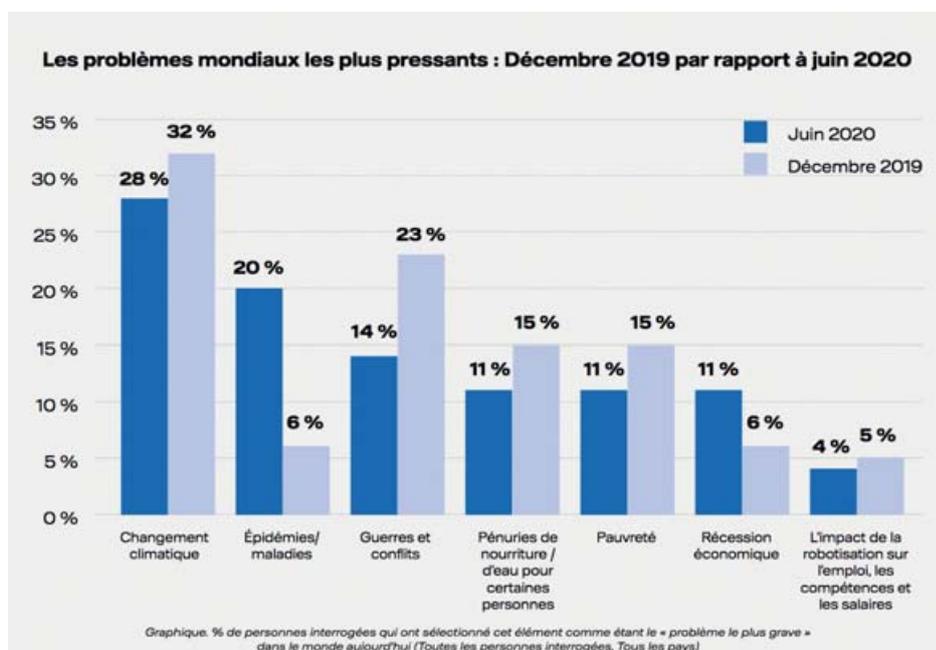
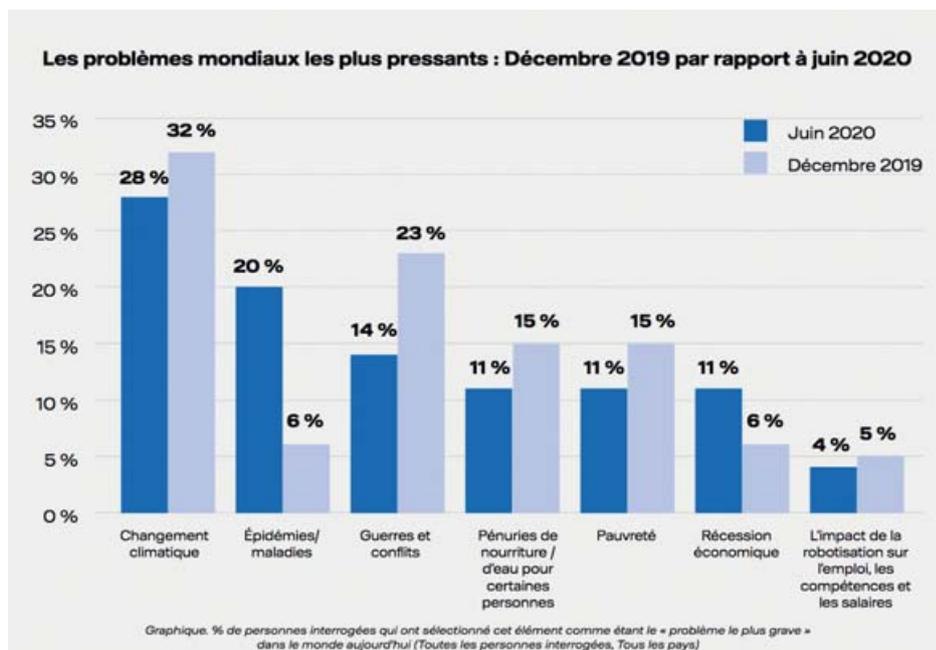
→ Conférence nationale **EnR Entreprises 2020**, organisée par l'Institut Orygeen, Enerplan et France Énergie Éolienne, en partenariat avec l'Ademe. www.enrentreprises.com

9/10 NOVEMBRE – GRENOBLE

→ **5^e rencontres Business Hydro** : "L'hydroélectricité à l'ère de la transition numérique". www.hydro21.org

Le changement climatique reste perçu comme le problème prioritaire

Malgré la crise sanitaire qui perdure désormais depuis plus de six mois, le changement climatique est toujours considéré par l'opinion publique de plusieurs pays européens comme le principal problème auquel doit faire face l'humanité. Telle est la conclusion d'une récente étude de Vattenfall, et qui vient compléter un rapport réalisé par ce même fournisseur d'énergie en décembre 2019. Ce rapport explorait les attitudes et la réaction émotionnelle des citoyens européens face au débat sur le changement climatique. « Cette première série de recherches a révélé que le changement climatique était considéré comme le problème le plus grave dans le monde – avant tout autre problème mondial tel que la pauvreté, les guerres et les conflits, ou la récession économique », indique Vattenfall, ajoutant que « l'étude de suivi, entreprise en juin 2020, visait à déterminer si et comment les opinions sur le changement climatique ont évolué à la suite de la pandémie sanitaire mondiale ». Ainsi, alors qu'il y a une forte augmentation de l'inquiétude des gens face aux épidémies et à la récession économique, près d'un tiers des personnes interrogées, issus de sept pays européens (France, Finlande, Suède, Royaume-Uni, Danemark, Pays-Bas et Allemagne) placent toujours le changement climatique en tête de leur préoccupation. En outre, 69 % des personnes se décrivent comme « assez » ou « fortement » inquiètes au sujet du changement climatique. Une autre donnée intéressante de cette enquête indique que les émotions autour du débat sur le changement climatique n'ont au final que peu évolué entre décembre 2019 et juin 2020. 41 % des sondés déclarent que le changement climatique les a rendus « anxieuses à propos de ce qui pourrait arriver à notre planète » et 33 % en colère contre le manque d'efforts consentis. Pour 63 % des personnes interrogées, « la priorité absolue doit être accordée à la poursuite (ou à l'augmentation) des engagements en matière de changement climatique, même si cela ralentit l'économie », précise l'enquête 2020. Mais plus de la moitié est assez préoccupée (44 %), voire très préoccupée (10 %) de voir que les progrès et les efforts réalisés pour lutter contre le changement climatique seront affectés dans un avenir proche par la mise en œuvre des plans de relance économique.



Source: Vattenfall



14^{ème} COLLOQUE

Jeudi 5 novembre 2020
LILLE

Compétitivité de la première énergie renouvelable : le BOIS-ENERGIE



Avec le soutien de



Développer les EnR dans le secteur agricole

Le 21 juillet dernier, l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques a présenté son rapport sur l'agriculture face au défi de la production d'énergie. En France, le secteur agricole, avec un minimum de 50 000 exploitations concernées par la production d'énergie, assure déjà 20% de la production d'énergies renouvelables (396 GWh, soit 3,5% de la production nationale d'énergie). Ce rapport formule 20 propositions afin de développer davantage les énergies renouvelables dans le secteur agricole. Neuf ont un caractère général comme par exemple la conciliation de la politique énergétique française avec les objectifs du monde agricole (production alimentaire, de lutte contre l'artificialisation des sols, de stockage du carbone dans les sols, de maintien de la biodiversité et de santé publique...), le soutien de la recherche sur la production d'énergie ou encore la mise en place d'un suivi régulier et rigoureux de la production d'énergie dans ce secteur. Les autres propositions sont davantage sectorielles et couvrent les différentes filières EnR (éolien, solaire, biogaz). Plusieurs propositions concernent par ailleurs le thème du biogaz et de la méthanisation, mettant en avant l'importance de cette filière pour les politiques. Le rapport indique ainsi la nécessité «*de développer de manière prioritaire la méthanisation, la coupler le plus souvent possible à la méthanation, mobiliser la biomasse au service de la bioéconomie et accroître les ambitions trop modestes de la Programmation pluriannuelle de l'énergie sur le biogaz*». Enfin, les parlementaires ont également rappelé le défi à relever du stockage de l'énergie, à travers notamment le développement des technologies et infrastructures telles que le "power-to-gas".

Épuration de biogaz en biométhane

Expert en valorisation des gaz, Clarke Energy propose deux types de solutions différentes et complémentaires dans le mix énergétique de demain : la cogénération et l'injection. Pour cette dernière solution, Clarke Energy et son partenaire exclusif TPI (Techno Project Industriale), filiale du groupe italien SIAD, ont joint leurs compétences et leurs complémentarités afin de développer des solutions de production de biométhane et de récupération de CO₂ à partir des gaz de rejets issus de l'épuration. Dans ce cadre, deux technologies d'épuration de biogaz sont proposées : la filtration membranaire en base ou le traitement aux amines pour des cas très spécifiques. Pour la filtration membranaire, des filtres à trois étages de chez Evonik sont utilisés. L'installation est analysée en permanence au moyen d'un chromatographe multiplexé qui permet une exploitation des plus fines et des plus performantes.

La voie de valorisation du biogaz par purification présente le double avantage de produire à la fois un bio-CH₄, mais également de permettre la capture et la récupération d'un bio-CO₂, gaz qui entre dès à présent dans une multitude de voies de valorisation, et prochainement dans celle de la biométhanation. La technologie de liquéfaction cryogénique délivre un bio-CO₂ de qualité alimentaire et offre un rendement épuratoire en CH₄ à partir du biogaz proche de 100%.

Énergies fossiles

Le décret n° 2020-843 du 3 juillet 2020 publié le 4 juillet porte diverses dispositions d'adaptation des règles relatives à la sécurité et à l'autorisation des canalisations de transport et de distribution de gaz naturel ou assimilé, d'hydrocarbures et de produits chimiques. Il prévoit des ajustements de la procédure d'autorisation. Les canalisations qui ne font l'objet ni d'une étude d'impact, ni d'une enquête publique (longueur inférieure à 2 km et produit de la longueur par le diamètre externe inférieur à 500 m²) ne font plus l'objet d'une autorisation lorsque de surcroît leur pression maximale en service est inférieure à 4 bar. Le décret transfère la compétence de délivrance de l'autorisation au préfet (sauf pour les canalisations transfrontalières ou relevant de la défense nationale), et limite le nombre de consultations obligatoires. Il introduit par ailleurs d'autres ajustements concernant notamment les procédures de modification, les servitudes d'utilité publique "risque" les études de dangers, la mise à jour des données cartographiques, ainsi que le dossier de mise en service.

L'arrêté du 8 juillet 2020 publié le 19 juillet fixe les modalités de mise à disposition des données des clients aux tarifs réglementés de vente du gaz par les fournisseurs historiques. Il encadre les modalités de mise à disposition aux fournisseurs alternatifs des données des personnes disposant d'un contrat de fourniture aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel.

L'arrêté du 8 juillet 2020 publié le 19 juillet fixe la liste des données mises à disposition des fournisseurs de gaz naturel qui en font la demande par les fournisseurs proposant des contrats aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

L'ordonnance n° 2020-921 du 29 juillet 2020 publiée le lendemain porte diverses mesures d'accompagnement des salariés dans le cadre de la fermeture des centrales à charbon.

Bâtiment

L'arrêté du 13 juillet 2020 paru le 14 juillet modifie l'arrêté du 14 janvier 2020 est relatif à la prime de transition énergétique. Il actualise les montants forfaitaires de prime attribués pour les dépenses d'isolation des murs, en façade ou pignon, par

l'extérieur, et introduit pour ces mêmes dépenses un plafond de surface éligible à l'aide. Il est accompagné du décret n° 2020-864 du 13 juillet 2020 modifiant le décret n° 2020-26 du 14 janvier 2020 qui adapte les modalités d'octroi de la prime de transition énergétique pour les travaux d'isolation des murs, en façade ou pignon, par l'extérieur, en restant au moins aussi favorable que le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE).

L'arrêté du 7 juillet 2020 paru le 29 juillet est relatif à l'agrément des modalités de prise en compte des systèmes de puits hydrauliques dans la réglementation thermique 2012.

Union européenne

L'ordonnance n° 2020-866 du 15 juillet 2020 publié le 16 juillet porte diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine de l'énergie et du climat.

Chaleur et froid

Le décret n° 2020-886 du 20 juillet 2020 paru le 21 juillet est relatif aux modalités d'accès aux informations de consommation et de facturation liées aux consommations de chaleur, de froid et d'eau chaude sanitaire dans les immeubles collectifs dotés de dispositifs d'individualisation des frais de chauffage, de froid ou d'eau chaude sanitaire et dans les immeubles raccordés à un réseau de chaleur ou de froid. Il définit la fréquence et les modalités d'information, d'une part, des occupants sur les consommations de chaleur, de froid et d'eau chaude sanitaire de la quantité de chaleur, de froid et d'eau chaude sanitaire consommée, dans les immeubles collectifs d'habitation ou mixte, et, d'autre part, des propriétaires ou des syndicats de copropriétaires d'un immeuble à usage d'habitation ou à usage professionnel et d'habitation raccordés à un réseau de chaleur ou de froid.

Le décret n° 2020-887 du 20 juillet 2020 paru le 21 juillet est relatif au système d'automatisation et de contrôle des bâtiments non résidentiels et à la régulation automatique de la chaleur. Il transpose les articles 8, 14 et 15 de la directive 2010/31/UE du Parlement européen et du Conseil du 19 mai 2010 sur la performance énergétique des

bâtiments requérant la mise en œuvre de systèmes d'automatisation et de contrôle des bâtiments non résidentiels, et de systèmes de régulation automatique de chaleur. Il vise à la fois les bâtiments neufs et existants en prévoyant des ajustements pour ces derniers. L'objectif est d'équiper tous ces bâtiments de systèmes d'automatisation et de contrôle d'ici le 1^{er} janvier 2025. Les systèmes de régulation automatique de chaleur sont obligatoires pour tous les bâtiments dont les générateurs de chaleur sont changés après la publication du décret.

Le décret n° 2020-912 du 28 juillet 2020 paru le 29 juillet est relatif à l'inspection et à l'entretien des chaudières, des systèmes de chauffages et des systèmes de climatisation. Il transpose les articles 14 et 15 de la directive européenne sur la performance énergétique des bâtiments qui a été révisée en 2018. Il procède à la mise à jour du rendement minimum des chaudières et des modalités d'inspection et d'entretien des systèmes de chauffage et de climatisation.

Électricité

L'arrêté du 9 juillet 2020 publié le 22 juillet modifie l'arrêté du 12 décembre 2019 relatif à l'information des consommateurs aux tarifs réglementés de vente d'électricité par leur fournisseur dans le cadre de la suppression de leur contrat à ces tarifs. Il fixe le dernier courrier d'information qui doit être adressé aux clients sur leur perte d'éligibilité aux tarifs réglementés de vente de l'électricité par les fournisseurs proposant de tels tarifs.

Éolien

L'arrêté du 30 juin 2020 publié le 29 juillet est relatif aux règles d'implantation des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation ou à déclaration au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement par rapport aux enjeux de sécurité aéronautique. Il introduit des critères de distance et de hauteur afin de préserver la sécurité des vols d'aéronefs et de ne pas perturber de manière significative le fonctionnement des radars et des aides à la navigation aérienne. Il précise les conditions dans lesquelles le préfet saisit pour avis conforme

le ministre chargé de l'aviation civile dans le cadre des demandes d'autorisation environnementale.

Qualité de l'air

L'arrêté du 10 juillet 2020 paru le 29 juillet fixe les modalités de calcul de l'indice de la qualité de l'air ambiant (indice ATMO). Il abroge l'arrêté du 22 juillet 2004 modifié relatif aux indices de la qualité de l'air.

Économies d'énergie

L'arrêté du 24 juillet 2020 paru le 31 juillet est relatif aux contrats de performance énergétique. Il définit les modalités que doivent intégrer les CPE pour répondre à certaines mesures réglementaires.

Transports

Le décret n° 2020-955 du 31 juillet 2020 publié le 1^{er} août est relatif aux aides à l'acquisition ou à la location des véhicules peu polluants. Il modifie les conditions d'attribution et les montants de la prime à la conversion. Le plafond de revenu fiscal de référence par part, les catégories des ménages très modestes (appartenant aux deux premiers déciles de revenu) et "gros rouleurs" (habitant à plus de 30 kilomètres de leur lieu de travail) et les montants de prime applicables avant l'entrée en vigueur du décret n° 2020-656 du 30 mai 2020 relatif aux aides à l'acquisition ou à la location des véhicules peu polluants, sont restaurés.

CEE

L'arrêté du 24 juillet 2020 paru le 2 août modifie l'arrêté du 22 décembre 2014 définissant les opérations standardisées d'économies d'énergie. Il entre en vigueur le lendemain de sa publication pour les nouvelles fiches d'opérations standardisées des secteurs Résidentiel et Transport et le 1^{er} octobre 2020 pour les fiches d'opérations standardisées révisées des secteurs Agriculture, Résidentiel, Tertiaire, Industrie et Réseau à l'exception des fiches d'opérations standardisées BAR-EN-101, BAR-EN-103 et BAR-EN-106 qui entrent en vigueur le 1^{er} septembre 2020. La fiche BAR-TH-121 est abrogée à compter du 1^{er} octobre 2020.

L'arrêté du 27 juillet 2020 publié le 6 août porte modification de programme dans le

cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie. La fiche PRO-INNO-43 "INTERLUD" est remplacée par la fiche en annexe du présent arrêté.

Hydroélectricité

Le décret n° 2020-1027 du 11 août 2020 publié le 13 août est relatif aux autorisations de travaux dans les concessions d'énergie hydraulique et porte diverses modifications aux dispositions réglementaires applicables à ces concessions. Il a pour objet principal de moderniser les procédures d'autorisation de travaux réalisés dans le cadre d'une concession d'énergie hydraulique. Il améliore la cohérence des dispositions du code de l'énergie avec le code de l'environnement en ce qui concerne l'autorisation environnementale, l'évaluation environnementale et la participation du public afin notamment de tenir compte des évolutions législatives et réglementaires récentes. Le décret confie également la compétence de principe pour l'octroi des autorisations d'occupation temporaire du domaine public hydroélectrique concédé au concessionnaire. Enfin, il complète et précise certaines dispositions réglementaires applicables à ces concessions (modification de contrat de concession, règlement d'eau).

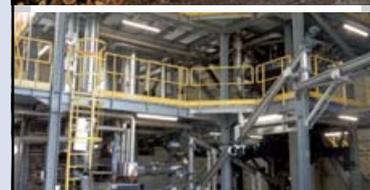
Cogénération

Le décret n° 2020-1079 du 21 août 2020 publié le 23 août supprime l'éligibilité au complément de rémunération et à l'obligation d'achat pour les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel. Il est complété par l'arrêté du 21 août 2020 qui porte abrogation de l'arrêté du 3 novembre 2016.



Biomass to Energy thanks to the NOTAR® Wood Gasifier

- with standard readily available woodchips
- using 30% less biomass than incineration technology (steam cycle)
- Full integrated turnkey project
- Clean syngas proved WITHOUT tars (No – tars)
- Trigeneration : electricity - heat - cold
- Zero waste plant
- Circular and Renewable 24/7 energy production



Contact : XYLOWATT S.A.

Avenue Jean Monnet, 1
1348 Louvain-la-Neuve - Belgium
info@xylowatt.com
www.xylowatt.com



Dossier Biogaz

Gaz renouvelables : développement et innovations à l'horizon

Malgré l'impact de la crise sanitaire, les gaz verts se portent bien en France, comme en témoignent les nombreux projets actuellement menés ou étudiés. La principale filière, celle du biogaz, verra prochainement son cadre réglementaire évoluer mais veut toutefois continuer sur le chemin de la croissance, et même dépasser l'objectif de développement fixé par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (*page 14*). D'autres filières comme le power-to-gas et la pyrogazéification ont également l'ambition de se développer afin de participer à l'atteinte d'un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 (*page 16*). Cela va demander un effort à tous les acteurs afin de passer du stade de pilotes et de démonstrateurs à des unités industrielles pour ces filières complémentaires qui présentent bien des avantages. La question d'une meilleure valorisation énergétique des intrants et de leur cométhanisation est également mise en avant à travers

le projet Cométhà. Celui-ci vise à concevoir de nouvelles filières de traitement innovantes couplant différents procédés afin de traiter plusieurs substrats, notamment les biodéchets. Ces biodéchets, issus pour une partie des particuliers, feront l'objet d'un tri à la source mis en place par les collectivités d'ici 2025 ce qui nécessitera de concevoir des filières de traitement approprié (*page 25*). L'innovation sera également essentielle dans la valorisation du dioxyde de carbone obtenu lors de l'épuration du biogaz (*page 28*). Mais l'innovation n'est pas à elle seule suffisante pour sécuriser les projets, et au final améliorer l'image de la filière... Des labels existent comme Qualiméthà pour attester de ces bonnes pratiques et rassurer les parties prenantes (*page 29*) mais également aider à l'appropriation locale d'un projet. En outre, différentes solutions et pratiques existent pour faciliter cette dernière qui reste un sujet clé (*page 30*).

En bref

Amiens Métropole : la modernisation et l'exploitation de son usine de méthanisation confiées à Idex

© Arnaud-kehon-scaled



Suite à un appel d'offres, Amiens Métropole a de nouveau attribué à Idex le contrat de délégation de service public pour l'exploitation de son usine de méthanisation des déchets ménagers pour une durée de 15 ans. Dans ce cadre, le groupe devra moderniser le site sur lequel il est présent depuis trois décennies. Ce processus d'amélioration des performances en

matière de traitement des ordures ménagères répond à un double objectif : la diminution de la part des déchets ménagers finissant en centre d'enfouissement, et l'optimisation de la valorisation énergétique. Des travaux pour un montant de 20 M€ sur trois ans ont ainsi été annoncés par Idex afin de créer une unité de traitement dédiée aux biodéchets avec la construction d'un cinquième digesteur, la suppression des excédents hydriques par la mise en place d'un évapoconcentrateur et enfin la mise en place d'un atelier

de préparation de combustibles solides de récupération. Celui-ci permettra de transformer 26 000 tonnes de refus, auparavant envoyés en centre d'enfouissement, en 20 000 tonnes de CSR. Avec ces améliorations, le taux de valorisation des déchets ménagers et biodéchets devrait passer de 57 % aujourd'hui à 80 % après travaux.

Meridiam se lance aux États-Unis avec un premier projet de biogaz

Spécialisée dans le développement, le financement et la gestion de projets d'infrastructures publiques en Europe, la société Meridiam a conclu un accord pour développer un projet de biogaz, situé dans l'Idaho aux États-Unis. Ce projet est mené avec Sevana Bioenergy, et Meridiam agira en tant que partenaire de développement, prestataire de services et co-investisseur à long terme. Il consiste en l'acquisition et la modernisation d'une installation de biogaz en service depuis 2011, afin de produire du gaz naturel renouvelable. Ce dernier sera ensuite commercialisé sur le marché californien comme carburant pour les véhicules. Ce projet est le premier de ce type aux États-Unis, et représente un investissement d'environ 35 millions de dollars pour Meridiam.

Une station-service biogaz naturel mise en service à Saint-Denis-sur-Coise

À Saint-Denis-sur-Coise, dans le département de la Loire, sera mise en service courant septembre une station-service entièrement dédiée au biogaz naturel pour véhicules. La société Biogaz des Monts a en effet procédé en août à l'installation des équipements nécessaires au fonctionnement tels que les compresseurs, systèmes de stockage et distributeurs. Ce projet est porté par la communauté de communes des Monts du Lyonnais avec l'objectif de devenir "Territoire à énergie positive". Professionnels et particuliers auront accès à cet équipement qui sera exploité par Biogaz des Monts.



Le spécialiste de la cogénération.

Biogaz, gaz naturel.
Haut rendement,
qualité et proximité
au service de
l'exploitant.

2G Energie SAS
9 rue Jean Mermoz
Zac Maison Neuve 2
44980 Sainte-Luce-
Sur-Loire
www.2-g.fr

2G Energie SAS

Année décisive pour le biogaz

Depuis le début de l'année, la filière biogaz a vu la publication de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) associée à la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). Elle attend aussi de multiples évolutions réglementaires, alors qu'elle a été marquée par l'apparition du Covid-19, aux conséquences limitées mais réelles.

Les filières biogaz et biométhane restent dynamiques. Le *Panorama du gaz renouvelable 2019*⁽¹⁾ et l'*Observatoire du biométhane*⁽²⁾, parus en mai, l'attestent. Fin 2019, on comptait 738 installations de biogaz produisant de l'électricité et de la chaleur. Ces unités en cogénération forment 86 % de toutes les installations en France. Au même moment, le parc français a dépassé le seuil symbolique d'1 TWh de production réelle injectée dans le réseau de gaz naturel. Il a atteint 1,2 TWh à la fin de l'année dernière, contre 0,71 TWh un an auparavant. La capacité maximale annuelle d'injection atteint, quant à elle, 2,1 TWh fin 2019, contre 1,2 TWh fin 2018. 47 nouveaux sites d'injection ont été mis en route l'année dernière. Cette croissance ne paraît pas pour l'instant s'estomper. Plus de mille projets représentant une capacité totale de 25 TWh/an étaient enregistrés dans le registre des capacités d'injection fin mars, ce qui promet une vague importante d'installations dans les prochaines années. Mais ensuite, la filière devrait se stabiliser. En effet, après deux années de réservation massives de capacités (plus de 10 TWh/an qui pourraient être en service à la fin de l'année prochaine ou au début 2022), le nombre de nouveaux projets semble ralentir.

Des évolutions réglementaires attendues

Les politiques (PPE, tarifs d'achat) en cours ou à venir peuvent ne pas rassurer les porteurs de projets. Dans la nouvelle PPE publiée le 23 avril 2020, les pouvoirs publics ont baissé

les trajectoires de développement de la filière biométhane. À l'horizon 2028, c'est une fourchette de 14 à 22 TWh/an qui est fixée, avec la baisse des coûts de production comme variable d'ajustement (24 à 32 TWh/an pour le biogaz). Le but de la PPE est que le biogaz et le biométhane atteignent 7 % de la consommation de gaz en 2030

Outre la remise à plat des tarifs, la filière est aussi dans l'attente de la transposition par ordonnance de la directive européenne RED II prévue pour novembre 2020

si les baisses de coût visées sont effectives et jusqu'à 10 % en cas de réduction plus importante. «*Depuis la loi de transition énergétique pour la croissance verte, l'ensemble de la filière comprenait un objectif de 10 % de biométhane alors que l'adminis-*



tration y inclut le biogaz de cogénération», regrette Marc Schlienger, délégué général du Club Biogaz de l'ATEE.

La PPE prévoit aussi des procédures d'appels d'offres pour le biométhane injecté. Deux seront lancés chaque année, avec un objectif de production annuelle de 350 GWh pouvoir calorifique supérieur (PCS) par an chacun. Ils seront basés sur une trajectoire de tarif d'achat de référence dont la cible sera de 75 €/MWh PCS pour les installations de biométhane injecté retenues en 2023 et de 60 €/MWh PCS en 2028. Après la publication de la PPE, la filière attend d'ici la fin de l'année un projet de révision du cadre

réglementaire et tarifaire du biométhane injecté et un projet d'arrêté tarifaire qui abrogera celui du 23 novembre 2011. Néanmoins, les installations ayant signé leur contrat d'achat avant la publication du nouvel arrêté devraient bénéficier des conditions précédentes qui restent garanties pendant quinze ans. Les installations nouvelles d'une puissance inférieure à 25 GWh/an traitant des déchets agricoles, des biodéchets et/ou de la fraction fermentescible des ordures ménagères (FFOM) bénéficieront de nouveaux tarifs sur quinze ans avec un contrat d'achat signé avec un fournisseur de gaz naturel. Le tarif d'achat de base (Tbase) est diminué d'environ 10 % par rapport à l'actuel. Une prime aux effluents d'élevage (Pef) est toujours prévue mais elle est aussi plus faible que la prime actuelle, que ce soit en injection ou en cogénération. Les cultures intermédiaires à vocation énergétique (Cive) et autres déchets agricoles ne peuvent en bénéficier. Une autre prime (Pre) est envisagée pour les installations de production de biométhane raccordées à un réseau de distribution de gaz non-concédé ou appartenant à un distributeur non nationalisé (DNN). Enfin, «*le tarif d'achat sera révisé tous les trimestres en fonction de l'atteinte de la cible trimestrielle qui est de 200 GWh/an sous la forme d'un coefficient K, qui ne comprend plus d'indexation sur l'inflation. Le tarif applicable sera dégressif en fonction de l'atteinte du volume*



cible de projets», précise Marie Verney, juriste du Club Biogaz de l'ATEE. Ce dispositif déplaît à la filière qui aimerait que

l'inflation soit prise en compte. Les unités d'une puissance supérieure seront sélectionnées par un appel d'offres. Elles bénéficieront de la rémunération proposée par le candidat sous la forme d'un contrat d'achat sur quinze ans. Cela



concernera l'ensemble des installations agricoles. Pour les unités qui traitent des eaux usées urbaines et industrielles et les installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND), rien n'est sûr et les organisations se mobilisent. Une catégorie d'unité semble avoir été oubliée. «Les installations traitant des eaux usées urbaines et industrielles et les ISDND d'une puissance inférieure à 25 GWh/an n'auront plus de tarif d'achat à la date de publication du nouvel arrêté tarifaire, jusqu'à la sortie d'un nouvel arrêté tarifaire», précise Marie Verney. Un certain flou est donc de mise. Outre la remise à plat des tarifs, la filière est aussi dans l'attente de la transposition par ordonnance de la directive européenne RED II prévue pour novembre 2020. Son objectif est d'atteindre une part d'énergie renouvelable de 32 % en 2030 avec des objectifs différenciés sur la chaleur renouvelable et le transport. La plupart des obligations concernent les installations dont la puissance thermique dépasse les 2 MW qui injectent du biométhane. Le texte fixe aussi un seuil de 14 % d'énergie renouvelable dans le secteur des transports en 2030. Dans ce pourcentage, les biocarburants et biogaz produits à partir de certaines

matières (paille, fumier, boues d'épuration, etc.) doivent représenter au moins 0,2 % en 2022, 1 % en 2025 et au moins 3,5 % en 2030.

Une filière touchée par le coronavirus

Depuis début mars, la filière biogaz n'a pas été épargnée par le Covid-19 : retards sur les chantiers, difficultés d'approvisionnement en intrants, accès plus difficile en équipements et pièces détachées, travail partiel des conducteurs de travaux et des personnels de bureau d'études sont quelques-unes des conséquences constatées à court terme. Pour gérer la situation, des initiatives ont été prises rapidement. Il a été possible de prolonger l'assurance TRC (tous risques chantier montages essais) jusqu'à trois mois. De son côté, l'État n'a pas tardé à réagir. Le 2 avril, l'ex-ministre de la Transition écologique et solidaire Elisabeth Borne a annoncé des mesures, «afin d'accompagner les porteurs de projets de production de biogaz actuellement confrontés à des difficultés pour finaliser les projets en cours de construction». Des délais additionnels ont notamment été octroyés pour la mise en service des installations encore en travaux. Pour le biométhane injecté, la prolongation

des délais de mise en service, devrait être complétée par un décret qui prévoit un délai supplémentaire de sept mois. De plus, une suspension temporaire du contrat d'achat de biogaz pour les installations incapables de produire, pour des raisons comme le manque d'intrants, a été annoncée. Enfin, l'ordonnance n°2020-306 du 25 mars 2020 a prorogé les délais échus et a permis d'adapter certaines procédures pendant la période d'urgence sanitaire. Une autre conséquence de la pandémie, indirecte, pourrait toucher la filière. La baisse du prix des hydrocarbures – le baril de pétrole est à environ 40 dollars – et l'absence d'une taxe carbone d'ampleur suffisante n'aident pas pour les gaz renouvelables, pourtant acteurs de l'économie circulaire et pourvoyeurs d'emplois non délocalisables. «La filière doit enclencher un processus de réduction des coûts pour les nouvelles installations. Cela passe par plus de standardisation pour être plus compétitive et reprendre le chemin de la croissance», conclut Marc Schlienger. ●

Olivier Mary

(1) www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2020/Panorama-du-gaz-renouvelable-2019.pdf

(2) www.energylab.sia-partners.com/observatoire-biomethane-2020

Power-to-gas et pyrogazéification : les deux autres filières du gaz vert

Les voies du power-to-gas et de la pyrogazéification pourraient offrir une alternative supplémentaire aux gaz d'origine fossile en vue d'atteindre un mix de gaz 100 % renouvelable à l'horizon 2050 en France, selon l'Ademe.



le stockage de l'énergie», analyse **David Le Noc**, délégué général du Club Power-to-gas de l'ATEE.

Cette opportunité de stocker des mégawattheures intéresse vivement le gestionnaire du réseau de transport d'électricité. RTE a estimé dernièrement dans une étude que les scénarii de production d'électricité en France reposant très majoritairement sur les énergies renouvelables impliquaient de s'appuyer davantage sur le stockage. Dans le détail, le power-to-gas se fonde sur le principe d'électrolyse pour séparer les molécules d'eau (H₂O) en oxygène (O₂) et hydrogène (H₂). L'hydrogène ainsi obtenu présente l'avantage de pouvoir être utilisé directement dans des process industriels, mais également stocké en vue de son emploi dans des véhicules à hydrogène ou encore injecté dans le réseau dans la limite de quelques pourcents aujourd'hui, mais jusqu'à 10 ou 20 % en 2030. Le couplage à une unité de méthanation permet d'aller encore plus loin. Ce procédé recombine l'hydrogène avec du CO₂ capté sur une installation industrielle ou une unité de

méthanisation, en vue de reformer une molécule de méthane, le composé majoritaire du gaz naturel. Les avancées obtenues par les démonstrateurs de ce procédé dont le rendement avoisine 70 %, apparaissent encourageants. Le plus important d'entre eux, Jupiter 1000, a injecté ses premiers mètres cubes d'hydrogène vert dans le réseau gazier le 20 février 2020 à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône). D'ici la fin de l'année, le couplage de cette installation de 1 MW à un réacteur de méthanation devrait permettre à GRTgaz de franchir une étape supplémentaire en injectant du méthane de synthèse sur le réseau. Le choix d'implantation de Jupiter 1000 ne doit rien au hasard, éclaire David Le Noc, dans la mesure où «les zones portuaires accueillent les grandes raffineries, principales consommatrices d'hydrogène industriel, devant les fabricants d'engrais.»

20 % d'hydrogène injecté dans le réseau

À l'autre extrémité du territoire, à Dunkerque (Nord), le démonstrateur Grhyd a annoncé il y a quatorze mois avoir atteint le niveau de 20 %

In'y a désormais plus un, mais des gaz verts. Deux procédés complémentaires à la méthanisation montent en effet en puissance en France, en vue d'accroître la part de cette ressource renouvelable. Ces nouvelles filières permettraient d'atteindre un mix de gaz 100 % vert à l'horizon 2050 dans l'hexagone, selon une étude Ademe, GRTgaz et GrDF. Preuve de la maturité de ces voies, plusieurs démonstrateurs ont franchi ces derniers mois des étapes décisives. La première technologie, le power-to-gas, convertit l'électricité d'origine renouvelable en hydrogène ou en méthane. «La quantité d'électricité verte générée par les installations solaires photovoltaïques ou éoliennes augmente, mais demeure soumise à d'importantes fluctuations. Dans ce contexte, le power-to-gas bénéficie de nombreux atouts. Outre l'avantage de verdir l'usage du gaz, ce procédé pourrait améliorer la flexibilité du réseau d'électricité en développant

► Le power-to-gas présente l'avantage de produire de l'H₂ directement utilisable dans les process industriels, comme ici, à Fos-sur-Mer.



Échangeurs de chaleur de gaz d'échappement

Chaudières à vapeur

Catalyseurs et systèmes SCR (DeNOx)

Silencieux


Tel.: +49 (0) 9826 / 6583 - 050 · info@aprovis.com

www.aprovis.com

d'hydrogène injecté dans le réseau de distribution de gaz d'un écoquartier d'une centaine de logements. Inauguré en juin 2018 par Engie, le démonstrateur avait démarré à des niveaux proches de 6%. La voie power-to-gas pourrait couvrir près d'un tiers de la production de gaz renouvelable en 2050 selon les projections de l'Ademe. Son développement se heurte toutefois à un écueil majeur, son prix. Le coût de production de l'hydrogène vert avoisine 5 euros par kilogramme, contre 1,5 à 2 € pour son homologue d'origine fossile. «Pour ces raisons, la force publique doit pouvoir soutenir la filière au travers de mécanismes de compensation des surcoûts. Il s'agit concrètement de faire émerger une offre en massifiant la demande simultanément dans trois segments : l'industrie, la mobilité et l'injection. Cette dernière voie est moins considérée en France. C'est dommage, car elle a l'avantage de pouvoir s'appuyer sur le réseau gazier existant», analyse David Le Noc. Certes, la loi énergie-climat de décembre 2019 planifie le développement de l'hydrogène vert dans l'industrie et vise 40% de la consommation d'hydrogène dans ce secteur en 2030. Mais elle reste silencieuse sur l'injection. De même,

la programmation pluriannuelle de l'énergie pour 2028 (PPE) repousse l'arrivée de l'hydrogène dans le mix énergétique français à moyen terme pour le transport et à long terme comme "solution structurante de décarbonation". Par ailleurs, la PPE dont le décret est paru le 23 avril dernier, chiffre le soutien au développement de l'hydrogène décarboné à 50 millions d'euros par an. Par comparaison, l'Allemagne a annoncé au sortir de la crise sanitaire la mobilisation de 9 milliards d'euros d'ici à 2040 pour sa filière hydrogène.

Économie circulaire

La seconde technologie, la pyrogazéification, revient sur le devant de la scène. Ce procédé offre aujourd'hui une opportunité unique, selon **Madeleine Alphen**, déléguée générale du Club pyrogazéification de l'ATEE, celle «de relocaliser la production d'énergie tout en proposant des débouchés pour des filières nationales qui peinent à trouver des exutoires, à l'image des déchets non recyclables.» Selon l'Ademe, la pyrogazéification pourrait couvrir jusqu'à 40% de la production de gaz renouvelable en France en 2050. Ce procédé thermo-chimique



une opportunité unique, selon **Madeleine Alphen**,

déléguée générale du Club pyrogazéification

de l'ATEE, celle «de relocaliser la production d'énergie tout en proposant des débouchés pour des filières nationales qui peinent à trouver des exutoires, à l'image des déchets non recyclables.» Selon l'Ademe, la pyrogazéification pourrait couvrir jusqu'à 40% de la production de gaz renouvelable en France en 2050.

Ce procédé thermo-chimique

décompose la matière carbonée (déchets solides ou biomasse) en molécules gazeuses par chauffage à très haute température (800 à 1 500°C) en l'absence d'oxygène. Le gaz de synthèse qui en résulte ou "syngas" est composé principalement d'hydrogène, de CO₂ et de monoxyde de carbone (CO). La technologie peut être couplée, comme pour le power-to-gas, à une méthanation en vue d'obtenir un gaz équivalent au gaz naturel. La filière s'inscrit dans une dynamique d'économie circulaire, c'est là un de ses grands avantages. En effet, elle peut traiter de la biomasse difficilement méthanisable, mais surtout des combustibles solides de récupération (CSR), une fraction non recyclable de nos déchets (*lire encadré p. 18*). Dans ce contexte, le double mouvement à l'œuvre en Asie et sur nos territoires joue en sa faveur. D'un côté la Chine a durci en janvier 2018 ses importations de déchets plastiques, dont elle était le principal exutoire pour l'Europe et les États-Unis. De l'autre, les plans régionaux de prévention et gestions des déchets (PRPGD) planifient des réductions significatives des volumes déposés dans les centres de stockage ultimes.

À lire

- ▶ "Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050?" Étude Ademe, GRTgaz, GrDF (janvier 2018)
- ▶ "Gaz renouvelables : la route vers l'industrialisation", livre blanc Energys (juin 2019)
- ▶ "La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035", rapport RTE (janvier 2020)
- ▶ "Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel", rapport des opérateurs gaziers GRTgaz, GrDF, Teréga, Storengy, Elengy, Géométhane, Régaz, R-GDS (juin 2019)

► Un des autres atouts du syngas est qu'il se substitue au gaz naturel, moyennant une reconversion à moindre coût des installations existantes. Par ailleurs, la technologie



apparaît peu émissive en fumées comme le signalent **Bruno Bretel** et



Pierre Flandrois, respectivement directeur général et directeur commercial du bureau d'ingénierie Utilities Performance :

«La pyrogazéification est en mesure de concurrencer les incinérateurs, car elle divise par cinq les émissions de fumées de combustion. Par ailleurs, le syngas est directement utilisable sur un moteur, alors que dans un procédé d'incinération, la chaleur récupérée doit être convertie dans une centrale de cogénération».

Le bureau d'ingénierie, filiale du groupe E'nergys s'est fendu d'un livre blanc en juin 2019 pour promouvoir les gaz renouvelables. Certes le coût de production du MWh par pyrogazéification apparaît encore élevé : autour de 100-140 €, contre 90 € pour la filière méthanisation et 30 à 40 € pour le gaz naturel fossile selon Utilities Performance. Mais Madeleine Alphen identifie des premiers signes de soutien à la filière dans la loi énergie-climat. Le texte programme notamment un appel à projets pour la production de gaz renouvelable

hors méthanisation. La déléguée générale du Club pyrogazéification appelle cependant de ses vœux une évolution de la réglementation sur installations classées ICPE, peu adaptée, selon elle, à l'échelle relativement modeste des projets, «*les procédés de pyrogazéification pour une valorisation en cogénération restant assimilés à des incinérateurs*». Ces derniers mois ont apporté leur lot d'avancées démontrant la validité de l'ensemble de la chaîne technologique. Fin 2019, la plateforme semi-industrielle Gaya opérée par Engie à Saint-Fons (Rhône) a produit du biométhane de deuxième génération à partir de biomasse. L'installation de 1 MW développée par sept partenaires avec le soutien de l'Ademe et des Investissements d'avenir, va maintenant expérimenter la production de gaz vert à partir de CSR.

Impact du Covid-19

L'autre avancée significative concerne le pilote Titan V porté par GRTgaz, Leroux & Lotz Technologies et Terrawatt à Nantes (Loire-Atlantique). En janvier 2020, les partenaires ont connecté l'unité de méthanation biologique au gazéifieur déjà existant sur la plateforme. De ce fait, ils ont franchi une étape majeure dans leur ambition de démontrer la faisabilité technique de produire du gaz renouvelable en associant

pyrogazéification et méthanation biologique ; une combinaison qui laisse espérer des réductions de coûts conséquentes par rapport aux procédés conventionnels. À noter également, à Compiègne (Oise), le projet pilote de production de méthane issu de la pyrolyse de déchets renouvelables ou non Synthane. Le projet est mené par la pépite innovante Etia, sur la base d'une technologie de pyrolyse haute température couplée à une méthanation catalytique. La crise sanitaire va-t-elle couper l'herbe sous le pied des filières pyrogazéification et power-to-gas ? Utilities Performance évoque la mise en stand by des projets en pré-études : *«Des industriels reconsidèrent leurs prises de risque d'autant plus que les retours d'expérience sur ces deux filières demeurent peu nombreux. Entre la production d'électricité verte par pyrogazéification de biomasse ou par cogénération couplée à une chaufferie biomasse, les acteurs peuvent être amenés à privilégier la seconde option, plus éprouvée et par conséquent davantage sécurisée d'un point de vue financier.»*

Mais cette situation pourrait n'être que temporaire, des dizaines de milliards d'euros devant être en effet mobilisés pour la transition énergétique dans le cadre des plans de relance français et européen. ●

Philippe Bohlinger

Combustibles solides

de récupération

Les combustibles solides de récupération (CSR) proviennent de la fraction non recyclable des déchets qui sont traités dans les centres de valorisation des déchets non-dangereux des entreprises et, dans une moindre mesure, des ménages. Cette fraction composée de déchets de papier, cartons et plastiques était jusqu'à présent principalement enfouie en centres de stockage. De ces "refus de tri", les grands groupes de gestion des déchets vont extraire la partie combustible afin de la valoriser sous forme de CSR.



Vous recherchez des fonds propres pour votre projet de méthanisation ?

- ✓ Apport en fonds propres ou quasi fonds propres
- ✓ Accompagnement levée de dette aux meilleures conditions
- ✓ Contractualisation et démarrage rapides de votre projet



Fin juin 2020, SWEN a réalisé un investissement dans le projet Méthagri, sous la forme d'une dette obligataire.

Le projet de méthanisation, situé dans la Meuse, sera livré à l'automne et devrait permettre de produire environ 400 nm³/h.

"SWEN CP a rapidement compris les besoins de notre projet, et a su trouver une solution d'investissement adaptée. La contractualisation s'est faite en moins de trois semaines malgré le contexte particulier lié au COVID"

**Manon, Dominique,
Alexis et Enzo Lelarge**

Vous êtes porteur d'un projet de méthanisation ?

Contactez-nous: biogaz@swen-cp.fr

www.swen-cp.fr

Cométhanisation : un projet d'envergure pour le développement d'une filière complète innovante

Produire du biométhane et des matières valorisables, tout en réduisant au maximum le volume des boues d'épuration et la fraction organique résiduelle des déchets. Telle est l'ambition du projet "Cométha", porté par le Siaap ainsi que le Syctom, et associant de nombreux acteurs industriels, institutionnels et universitaires dans le cadre d'un partenariat d'innovation.

Avec des volumes de plus en plus importants, la gestion des déchets ultimes que sont les boues d'épuration et la fraction organique résiduelle (FOR) des déchets, issus des 9 millions de Franciliens, représente un défi majeur. Dans cette optique, le Syndicat francilien de traitement des déchets ménagers (Syctom) et le Syndicat interdépartemental pour l'assainissement de l'agglomération

parisienne (Siaap) se sont lancés dans un projet de cométhanisation, baptisé "Cométha". La question de mutualiser le traitement de fractions organiques venant des eaux usées et des déchets n'est toutefois pas nouvelle pour ces deux collectivités. «Une première tentative commune au Blanc-Mesnil en 2011 avait malheureusement été abandonnée, mais on a conservé la volonté de travailler sur ce sujet conjointement afin d'associer nos compétences, nos expertises techniques et nos installations», indique Lionel Benard, responsable du service études et prospective au Siaap. Tant pour ce dernier que le Syctom, l'enjeu est crucial, au vu des difficultés grandissantes rencontrées par ces acteurs dont les activités génèrent des déchets organiques pour lesquels le retour au sol après valorisation matière est devenu complexe, voire totalement proscrit.

Émergence d'une chaîne de traitement spécifique

Étudié dès 2016 et débuté en 2018, le projet "Cométha" vise donc à concevoir de nouvelles filières de traitement innovantes de méthanisation conjointe de plusieurs substrats – FOR, boues d'épuration mais aussi fumier équin et résidus gras dans un but de valorisation maximale des sous-produits. Il entend également démontrer que ce mélange d'intrants peut déboucher sur un bilan énergétique et environnemental supérieur à celui atteint dans des filières séparées. Plusieurs objectifs ont par ailleurs été

fixés dès le début du projet : maximiser la transformation de la matière organique en méthane, avoir un bilan énergétique le plus favorable possible et valoriser au mieux les nutriments (azote et phosphore). En outre, le "zéro retour au sol" du digestat était imposé. C'est à ces objectifs et contraintes que plusieurs groupements réunissant industriels, institutionnels et universitaires tentent actuellement de répondre, à travers un partenariat d'innovation mis en place par le Siaap et le Syctom pour ce projet. Cette procédure (voir encadré ci-contre) qui comprend trois phases et autant d'étapes de sélection, doit permettre de favoriser la R&D et ainsi l'émergence d'un système de traitement spécifique, encore inexistant à ce jour. Suite aux résultats de la première phase d'essais en laboratoire (2018-2019), deux groupements* sur les quatre en lice ont été retenus pour la deuxième phase qui a débuté en avril dernier. Ils auront trois années pour concevoir, construire et exploiter leurs unités pilotes sur deux sites distincts du Siaap, avant un possible développement d'une unité industrielle si les résultats sont concluants.

Zéro retour au sol

Mais répondre aux attentes élevées des deux maîtres d'ouvrage nécessite, de la part des groupements, un important effort d'innovation. «Plusieurs critères ont été fixés, notamment d'atteindre une productivité de méthane supérieure à 100% par rapport aux résultats obtenus en laboratoire avec des tests méthanogène. Cet enjeu de performance a imposé une solution technique beaucoup plus poussée et complexe qui va au-delà de performances traditionnelles», indique Yvan Tritz, gérant de France-Biogaz, membre du groupement Gicon Tilia.

Partenariat d'innovation

En l'absence d'idées préconçues sur les filières de traitement à mettre en place, le Syctom et le Siaap ont souhaité s'engager dans une procédure conçue pour favoriser l'émergence de solutions de rupture, le partenariat d'innovation. Cette procédure permet la création d'un cadre propice aux travaux de R&D. «On a profité de cette procédure de partenariat d'innovation, assez récente et adaptée à nos besoins car elle prévoit de pouvoir contracter avec les opérateurs aussi bien la recherche en amont, les phases de développement ou encore la construction d'une unité de traitement en aval», explique Pierre Hitzberger. Les maîtres d'ouvrages sont en charge de 100% du financement du projet, estimé dans sa globalité à 90 millions d'euros en prenant en compte la construction de l'unité industrielle. Les groupements titulaires sont eux rémunérés pour leurs travaux et reçoivent les moyens nécessaires à leur recherche. Les deux collectivités seront propriétaires de l'ensemble des résultats qui sont issus des travaux développés dans le cadre de ce partenariat d'innovation. «Comme chaque équipe a appuyé sa solution technologique sur des travaux antérieurs qu'elle avait développés, il a fallu établir la liste de ces connaissances pour bien identifier ce qui est issu du projet "Cométha". L'objectif est qu'il n'y ait pas de développement commercial fait sur le dos des collectivités», souligne le directeur général des services techniques du Syctom.

TER'GREEN, acteur de la transition énergétique et agronomique, est le partenaire pour votre projet : une offre de services sur-mesure, une expertise industrielle, administrative et financière en méthanisation, un investissement sécurisé par l'apport de fonds propres, des leviers pour optimiser la performance de l'exploitation et de votre business plan.



Forte de ses 15 ans d'expérience dans la construction d'unités de méthanisation, Naskeo compte une cinquantaine de références et propose des solutions adaptées aux spécificités de chaque projet.

Constructeur français doté d'un bureau d'études intégré, Naskeo est certifiée ISO 9001 qui garantit la qualité des prestations de services et la capitalisation maximale de l'expérience. Naskeo s'inscrit également dans la démarche Qualiméth@.



Développement de projets et construction clé en main d'unités de méthanisation en France et à l'international



SIÈGE SOCIAL
TECHNICIENS
STOCK DE PIÈCES
LABORATOIRE



Audits



Exploitation



Laboratoire



Téléassistance
7j/7

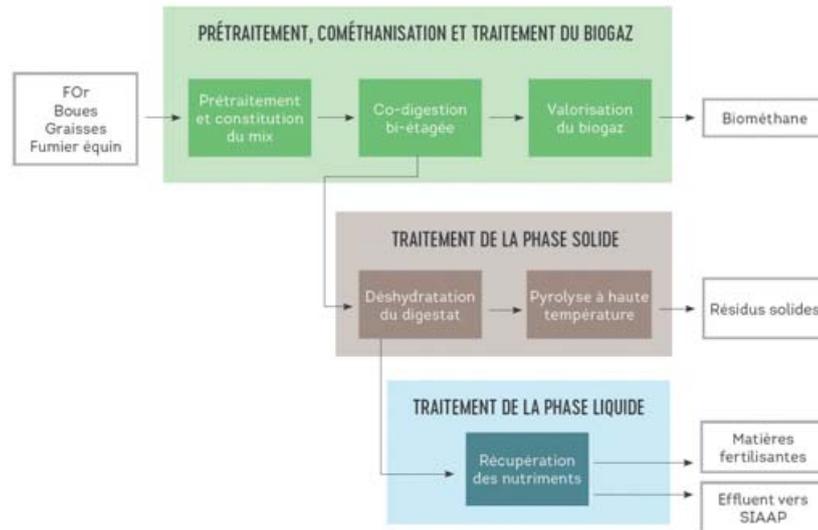


Maintenance
Pièces détachées



Services

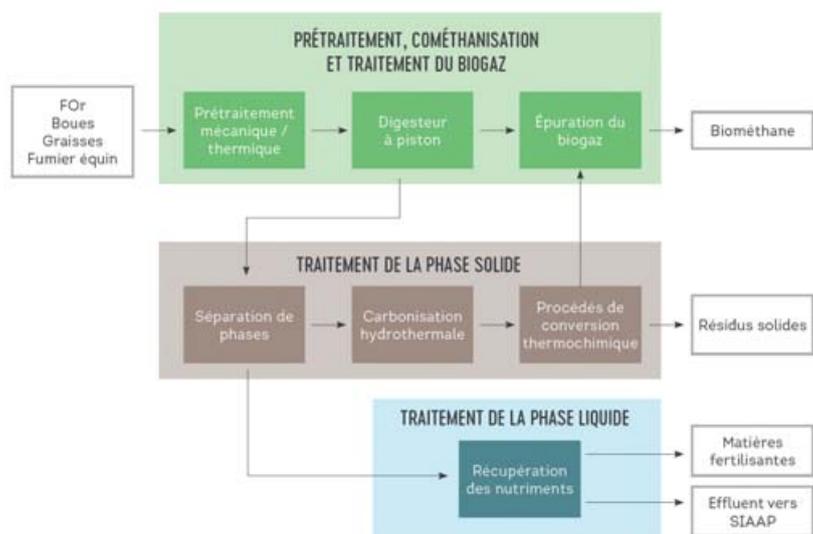
Autre enjeu central, l'absence de retour au sol qui requiert également des procédés pour optimiser la conversion du carbone en méthane pendant la phase gazeuse, réduisant ainsi le volume de digestat à gérer en aval, mais aussi la mise au point de techniques de traitement de la phase solide et liquide du digestat pour permettre une valorisation énergétique et de récupération des nutriments. «Le zéro retour au sol est une demande particulière que l'on a à vrai dire jamais industrialisé. Le projet est donc identifié comme stratégique, avec un volet Innovation qui peut amener à une vraie rupture technologique», souligne Jean-François Benedetto, chef de projet chez John Cockerill. Pour chaque étape (prétraitement des intrants, cométhanisation et traitement du digestat), les groupements titulaires étaient ainsi libres de proposer une filière associant plusieurs briques process qu'ils considéraient comme les plus adaptés. La phase 1, d'une durée de 18 mois, leur a tout d'abord permis d'étudier les différents types d'intrants, avant de se lancer dans la conception des différents modules. «Des analyses de caractérisation fine des substrats et



← Chaîne de traitement du biogaz et du digestat développée par le groupement John Cockerill/Sources. Source : Cométh@

des essais en réacteurs pilotes de digestion anaérobie ont été réalisés afin de définir le mélange le plus adapté aux procédés envisagés», indique Thierry Ribeiro, enseignant-chercheur en bioprocédés – méthanisation à l'université UniLaSalle Beauvais. Les briques de process ont ensuite été testées individuellement et leur intégration a été validée dans la chaîne complète de traitement. «Cette dernière n'est toutefois pas restée figée et a évolué en fonction des résultats obtenus au

cours de la phase 1 pour aboutir à une solution plus robuste en avant-projet sommaire (APS)», précise Claire Vittoz, directrice du projet Cométh@ pour le groupement d'assistance à maîtrise d'ouvrage technique Setec énergie environnement/Setec Hydratec, qui ajoute qu'«un travail important d'analyse des APS des quatre groupements en fin de phase 1 a été effectué en fonction de critères de jugement clairement définis et du respect du programme technique du



← **Chaîne de traitement du biogaz et du digestat développée par le groupement Gicon Tilia.**
Source : Cométhé

► projet «Cométhé». Et si seulement deux groupements aux chaînes de traitement différentes ont été retenus pour la phase 2, tous les participants sont parvenus à atteindre le niveau de performance attendu, démontrant ainsi l'intérêt à traiter ensemble ces intrants pour atteindre un bilan énergétique et environnemental très supérieur à celui atteint dans le cadre de filières séparées.

Des solutions innovantes et différentes

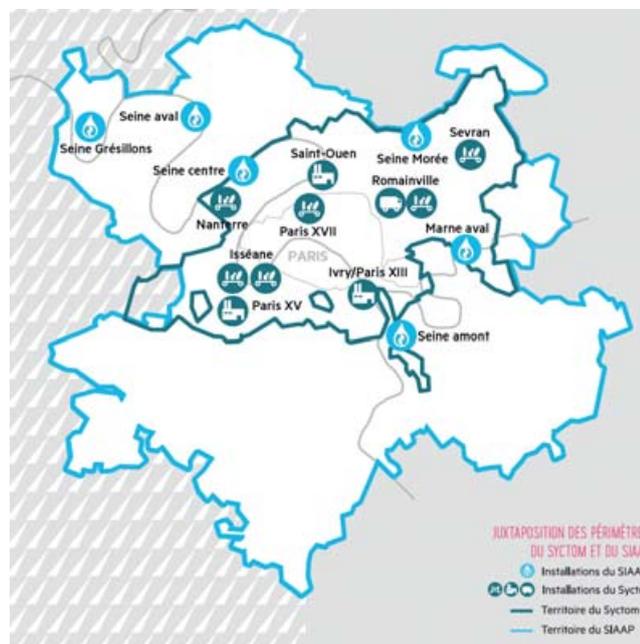
Au final, les deux chaînes de traitement retenues pour la phase 2 correspondant à la construction et à l'exploitation des unités pilotes, remplissent les mêmes objectifs mais suivent des philosophies différentes en termes de cométhanisation et de gestion du digestat. «Chaque groupement s'est appuyé sur ses expertises et ses forces pour choisir son procédé», explique ainsi Antoine Brunet, ingénieur responsable d'affaires chez Sources. La chaîne de traitement mis au point par le groupement John Cockerill intègre ainsi une méthanisation bi-étagée par voie liquide qui procure plusieurs avantages, notamment l'optimisation des différentes étapes biologiques (acidogenèse et méthanogénèse) pour une meilleure conversion de la matière organique en méthane. Le digestat sera quant à lui traité par pyrolyse après déshydratation. «Le rôle du réacteur de pyrolyse est de diminuer le volume du digestat

mais aussi permettre sa transformation ultérieure en une matière fertilisante (phosphore)», détaille Jean-François Benedetto. De son côté, le groupement Gicon Tilia a opté pour une digestion à piston par voie sèche pour la méthanisation. En outre, une brique méthanation via des procédés de conversion thermo-chimique a également été ajoutée. «Après l'étape de carbonisation hydrothermale et une séparation de phase, la phase solide subira une méthanation aboutissant à la génération de biométhane additionnel», souligne Cécile Dalverny, chef de projet chez Tilia. Pour les maîtres d'ouvrage, le fait de suivre et d'analyser deux solutions différentes est forcément plus attrayant. «Comme le projet prévoyait la construction d'une ou deux unités pilotes, on avait provisionné le financement des deux mais seulement si elles étaient intéressantes et basées sur des technologies différentes», précise Pierre Hirtzberger, directeur général des services techniques du Sycotm. Validés en laboratoire lors de la première phase, les protocoles expérimentaux et les mélanges d'intrants proposés devront désormais être testés sur site. Passer de la vie de laboratoire à des conditions réelles sur site sera tout l'enjeu de cette phase 2. Les deux sites du SIAAP recevant les unités pilotes – une sur l'usine Seine-Valenton (94) et l'autre sur Seine-Grésillons (78) – sont actuellement en cours de préparation

(déblaiement, raccordement,...). Mais la construction des pilotes ne pourra commencer avant la validation des dossiers administratifs : permis de construire, dossier de demande d'autorisation, porter-à-connaissance pour autoriser le fonctionnement des installations... «On espère avoir toutes les autorisations pour le premier trimestre 2021, puis la construction des pilotes sur des surfaces globales de 1 500 à 2 000 m² pourrait être envisagée à partir de mars/avril 2021 pour une durée comprise entre 9 à 12 mois, avant une année de tests en 2022 pour les optimiser. Le but étant quand même d'obtenir des résultats exploitables permettant une prise de décision», note Pascale Jehanno du SIAAP. Pendant la phase d'exploitation, les groupements devront arriver à démontrer le niveau de maturité de leurs solutions pour tenir les objectifs définis et ainsi avoir des certitudes avant de se lancer dans une unité industrielle qui pourrait voir le jour en 2026. ●

Clément Cygler

* Le premier est composé de John Cockerill, Sources, UniLaSalle et UTC. Le second rassemble Tilia, Gicon France Biogaz, DBFZ et Fraunhofer IGB.



Clarke Energy®

GROUPE KOHLER

Ingénierie - Installation - Maintenance

Cogénération :
Moteurs à Gaz (Jenbacher)

Injection :
Epurateur membranaire & Récupérateur de CO₂ (TPI)



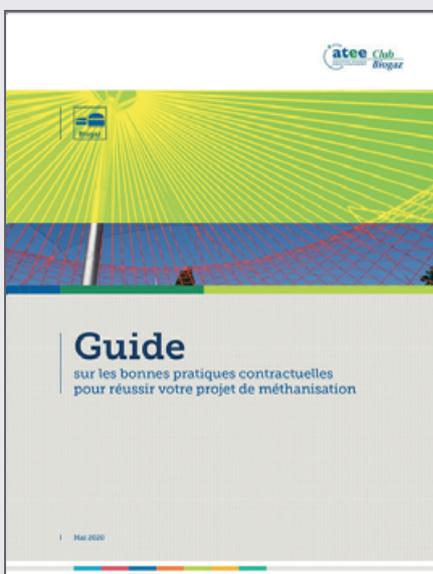
- Expert en gaz renouvelables et en valorisation du CO₂
- Société de service spécialisée dans l'Ingénierie, l'Installation et la Maintenance
- Solutions clé en main sur-mesure
- 70 Techniciens de maintenance Biogaz, implantés sur tout le territoire

JENBACHER
INNIO

TPI TECNO
PROJECT
INDUSTRIALE
SIAD Group

111 rue Marcel Dassault ZAC des Chabauds 13320 Bouc Bel Air
Tél. +33 4 42 90 75 75
france@clarke-energy.com
www.clarke-energy.com/fr

Guide sur les bonnes pratiques contractuelles pour réussir votre projet de méthanisation



Ce guide propose des **bonnes pratiques contractuelles à mettre en oeuvre lors de la conception et la réalisation d'une unité de méthanisation**, identifiées par le Club Biogaz ATEE et son « Groupe de Travail Contrats » regroupant différents acteurs de la conception et de la réalisation (constructeurs, maîtres d'oeuvres, avocats, banquiers, courtiers). Il s'adresse en particulier aux porteurs de projets.

Il s'appuie sur la pratique contractuelle que les rédacteurs ont pu constater lors des opérations de conception et réalisation de projets de méthanisation qu'ils ont accompagnés, construits ou dont ils ont été témoins.

Pour le commander,
rendez-vous sur le site de l'ATEE Rubrique Actualités
et par téléphone 01 46 56 91 43

atee Club
ASSOCIATION TECHNIQUE
ENERGIE ENVIRONNEMENT
Biogaz

Disponible également sur le
Salon Expobiogaz 2020 Lille
Grand Palais - Stand du Club
Biogaz ATEE n° G56

Tri à la source des biodéchets, un levier pour le biogaz

D'ici peu, les biodéchets des particuliers feront l'objet d'un tri à la source mis en place par les collectivités. Ceci donne l'occasion à ces dernières de réfléchir à la gestion des déchets sur leur territoire, leur traitement, leur valorisation et plus globalement au développement du biogaz localement.

On estime qu'un tiers des 38 millions de tonnes de déchets générés en France sont organiques (des résidus d'origine végétale ou animale). Il s'agit d'un gisement de matière assez colossal, qui pourtant n'est pas encore valorisé de façon optimale : «*Les déchets organiques sont probablement le parent pauvre de l'économie circulaire aujourd'hui*», déclare



Nicolas Garnier, délégué général d'Amorce.

Ce constat pourrait évoluer dans les prochaines années : en effet, la

législation prévoit en 2025 la généralisation du tri à la source de tous les déchets organiques, quelle que soit leur quantité, et concerne donc les particuliers⁽¹⁾. La Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) précise que chaque citoyen devra bénéficier d'une solution de tri à la source proposée par les collectivités. Par exemple, une gestion de proximité, permettant de réduire le volume des déchets organiques grâce à l'action des habitants – lombricomposteurs, compostage individuel ou collectif – peut être adaptée en zone pavillonnaire. En zone plus dense, notamment urbaine, les déchets organiques peuvent faire l'objet d'une collecte séparée de celle des ordures ménagères. Ces biodéchets sont principalement valorisés sous forme de compostage industriel et de méthanisation. Actuellement, deux grandes options sont offertes aux collectivités, le tri mécano-biologique (TMB) et la collecte sélective. Cependant le choix, qui revêt des enjeux financiers et

économiques, n'est pas si évident. Malgré l'orientation donnée par les textes, qui privilégient aujourd'hui la collecte sélective dans la perspective de valoriser davantage les biodéchets sous forme de biogaz, les collectivités continuent de faire des choix assez équilibrés entre les deux solutions. L'extraction de la matière organique grâce à un processus mécanique est moins onéreuse que la mise en place d'une collecte sélective, qui engendre des surcoûts (camions, bennes, etc.) et peut poser des difficultés d'adhésion par la population. En revanche, le digestat sous forme de compost peut être plus facilement valorisé dans le second cas que dans le premier, grâce aux garanties de qualité apportées par le tri "de la main de l'Homme". «*L'État doit accompagner avec beaucoup plus d'ambition les collectivités, et mettre en place des dispositifs financiers qui incitent clairement à la collecte sélective, avec des niveaux bien supérieurs à ce qu'ils sont actuellement*», considère Nicolas Garnier.

Développer l'injection

En outre, les collectivités doivent s'assurer que la collecte des biodéchets dispose de débouchés, en termes de valorisation organique sous forme de compost⁽²⁾, mais aussi énergétique sous forme de biogaz. La LTECV fait état d'un rôle de chef de file endossé par les régions, notamment en ce qui concerne l'élaboration et le suivi d'un plan régional de prévention et de gestion des déchets (PRPGD). C'est pourquoi la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) plaide en faveur d'une gestion basée sur un diagnostic territorial et son intégration dans un schéma global, l'évaluation de l'organisation des services et des outils – comme les points de collecte – en fonction des territoires, et



l'application d'une tarification incitative. «Ceci permettra de dynamiser les efforts de tri et aura une incidence sur les coûts généraux de la collecte sélective, qui sont variés selon le périmètre et la population de la collectivité: ils oscillent globalement autour de 88 euros HT/hab, avec un ratio



moyen de 200 kg/hab.an, indique **Charles-Antoine**

Gautier, directeur adjoint pour l'énergie et autres infrastructures

en réseau. Mais dans les collectivités déjà engagées dans un cercle vertueux et ambitieux de la gestion des déchets, ces coûts peuvent descendre à moins de 80 euros/hab et 150 kg/hab.an.» L'intégration de la démarche dans le cadre de l'économie circulaire est bien sûr un pivot de sa réussite. «Celle-ci doit s'intégrer dans un schéma territorial cohérent permettant notamment de sécuriser



les débouchés de la filière, témoigne **Lionel**

Guy, chef du service EnR-MDE de la FNCCR. La collectivité doit rassembler

les acteurs et coconstruire le projet pour diminuer le volume de déchets, les collecter et pouvoir les valoriser sous la forme d'une production d'énergie.» Toutefois, l'injection de biogaz dans le réseau de transport se développe dans des conditions plus ou moins favorables, ainsi que le souligne le délégué général d'Amorce, car «les dispositifs de compensation ont du mal à rendre les projets attractifs. Pourtant, en tant que propriétaire du réseau de gaz, la collectivité, productrice de biogaz, devrait jouer un rôle dans le développement des conditions d'injection.» Dans l'attente de solutions d'injection intéressantes, les collectivités locales peuvent se tourner vers des alternatives, comme celle de produire de la chaleur et de la distribuer. Encore

peu répandue, cette alternative a été par exemple adoptée à Montpellier. De même, de par leur position de cheville ouvrière de la transition énergétique, les collectivités devraient pouvoir proposer des dynamiques territoriales de gestion des déchets organiques, en s'appuyant sur leurs gisements économiques, comme la restauration collective et l'industrie agroalimentaire. «Elles pourraient conduire une politique territoriale de montée en puissance de la filière biogaz, qui subit trop de "stop and go" depuis 25 ans, estime Nicolas Garnier. Chez Amorce nous trouvons très intéressante la proposition du Premier ministre de généraliser la contractualisation territoriale. La promotion des contrats de relance et de développement écologique, qui devraient permettre de déployer des projets territoriaux de biogaz en bien plus grande quantité que cela a été le cas jusqu'à maintenant.»

D'autant plus que stratégiquement, on observe un intérêt croissant des collectivités pour la mutualisation de leurs moyens techniques, financiers et juridiques afin de développer des projets de méthaniseurs. Le rapprochement des territoires autour des intercommunalités, des syndicats d'énergie, des métropoles joue aussi en faveur de l'acceptabilité des installations, incontournable dans la réussite d'un projet de production de biogaz. ●

Pauline Petitot

(1) Depuis le 1^{er} janvier 2012, les "gros producteurs" de biodéchets doivent les trier à la source.

(2) La qualité du compost doit respecter la norme NFU44-051, sans laquelle il n'est pas possible de valoriser les déchets organiquement.

(3) Discours de politique générale de Jean Castex à l'Assemblée nationale le 15 juillet 2020.

De la méthanisation sur le port fluvial de Gennevilliers



Un grand projet de méthanisation sur le port de Gennevilliers (92) est conduit par le Sigeif et le Syctom (en groupement d'autorités concédantes), pour une mise en service en 2024.

Le Sigeif, service public du gaz, de l'électricité, et des énergies locales en Île-de-France, s'est lancé dans le projet de cette unité de méthanisation pour alimenter le réseau avec du gaz renouvelable, mais aussi car le site industriel du port de Gennevilliers se prêtait à accueillir ce type d'installation, à proximité d'une zone dense et urbanisée. Le Syctom, qui assure le service public de traitement et de valorisation des déchets ménagers de 85 communes en Île-de-France, apporte son expertise



pour le traitements des biodéchets. «Tout le biogaz produit sera épuré et injecté dans le réseau de distribution», annonce **Jean-Michel Philip**, directeur général adjoint du Sigeif. L'installation traitera entre 35 000 et

50 000 tonnes de biodéchets par an. En outre, le port de Gennevilliers possède déjà une station de distribution de GNV, exploitée par GNVert (Engie). «Le Sigeif Mobilité réalise une station BioGNV/GNV, qui sera mise en service en septembre, complète-t-il. Elle comporte 4 pistes et 8 distributeurs, raccordés au réseau de transport de gaz. On estime que 200 camions par jours pourront rouler grâce au BioGNV produit par l'installation.» La station garantira par ailleurs la consommation d'été en BioGNV lorsque la demande des industriels de la zone sera moins importante.

Quels débouchés pour le CO₂ ?

Le biogaz contient presque autant de dioxyde de carbone que de méthane. Pourtant, seul le second gaz est valorisé pour être injecté dans les réseaux alors que le premier pourrait aussi être commercialisé. La filière commence à s'interroger sur cette possibilité et un premier projet pilote vient de démarrer en France.

Lorsqu'une unité de méthanisation produit du biogaz, celui-ci est composé de 50 à 60% de méthane (CH₄) et de 40 à 45% de dioxyde de carbone (CO₂). Pour valoriser le bio-méthane et pouvoir l'injecter dans les réseaux de gaz naturel, il faut l'épurer pour le séparer du CO₂ et d'autres molécules comme la vapeur d'eau et l'hydrogène sulfuré. Ce CO₂ est alors rejeté dans l'atmosphère sans être valorisé. Pourtant, ce gaz a des débouchés. Le marché français représente aujourd'hui 1,1 million de tonnes de CO₂ par an. Il est en général produit par vaporeformage du gaz naturel dans des raffineries. Il est donc inégalement réparti sur le territoire. Cela laisse une possibilité pour la filière méthanisation d'investir le marché en mettant en avant une production locale et plus écologique car tournée vers l'économie circulaire et nécessitant des distances de transport courtes. La filière est consciente que ce gaz pourrait

être commercialisé (il est vendu entre 50 et 200 €/t HT). Depuis juillet 2019, un groupe de travail sur ce thème est piloté par le Centre technique national du biogaz et de la méthanisation (CTBM). Ce printemps, il a publié les résultats de ces travaux sous la forme d'un guide⁽¹⁾ qui se veut le reflet des connaissances actuelles sur ce thème.

Différentes techniques de purification

Les événements d'épuration ne sont pas du CO₂ pur car il reste du méthane résiduel et d'autres composés traces (azote, oxygène, eau, voire composés organiques volatils). Il faut donc les traiter pour purifier le CO₂ et atteindre les critères de qualité demandés par les clients. Trois techniques de purification sont disponibles sur le marché aujourd'hui. La plus commune dans les quelques installations en fonctionnement en Europe est la distillation cryogénique. Elle fonctionne à très basse température (entre -50 et -10°C) sur le principe de la distillation. Comme le gaz s'évapore à plus haute température que le CH₄ et les autres molécules indésirables, le gaz récupéré en haut du conduit de distillation est plus pauvre en CO₂ que le flux initial. Le CO₂ capté sous forme liquide en bas du conduit peut alors être stocké. «C'est actuellement

la principale technique pour la purification de ce gaz car elle permet d'atteindre un niveau de pureté important qui correspond à la norme

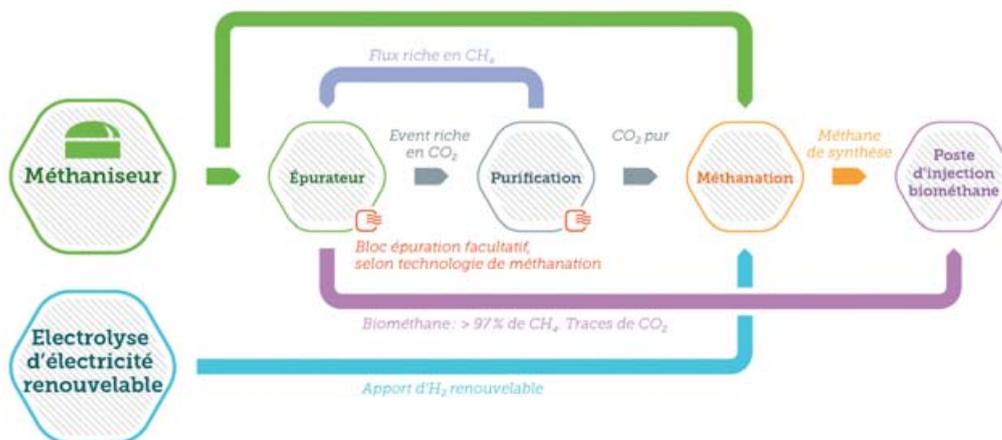


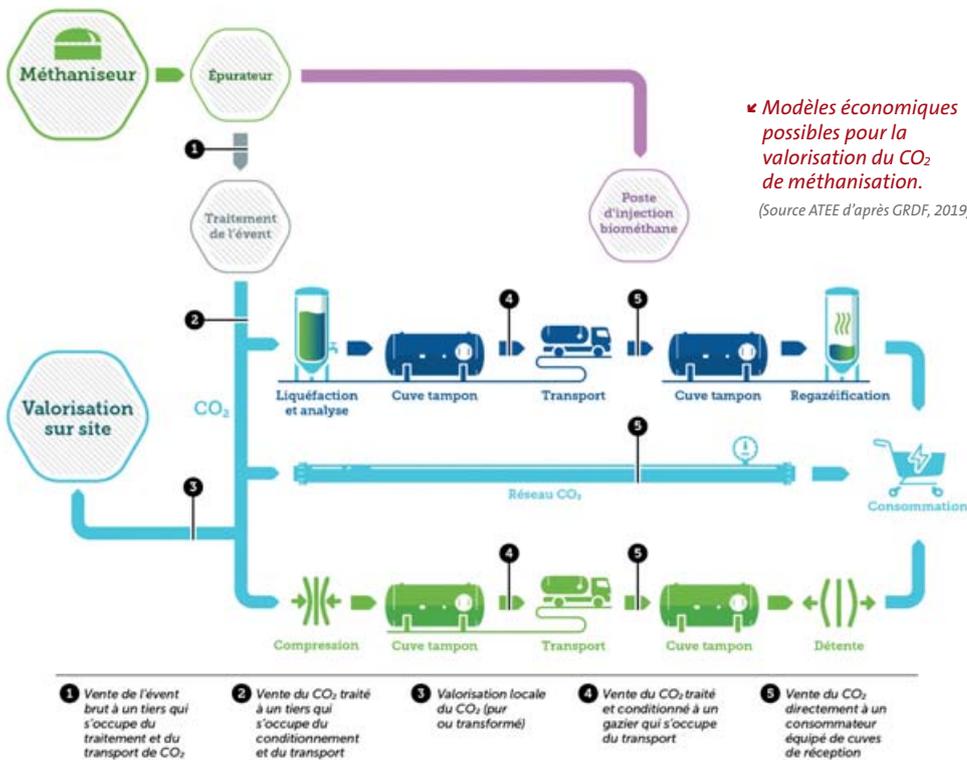
alimentaire EIGA⁽²⁾», explique Alice L'Hostis, directrice du CTBM. L'adsorption⁽³⁾ par inversion de pression

fait quant à elle passer le mélange à haute pression dans un réacteur qui contient un adsorbant. Le CO₂ est capté sur celui-ci et le gaz qui ressort est plus riche en méthane. Pour le libérer, il faut régénérer l'adsorbant en baissant la pression de gaz. Ce procédé repose sur deux réacteurs fonctionnant sur le principe des vases communicants : l'un se vide pendant que l'autre se remplit. Enfin, la purification par absorption fait réagir le CO₂ présent dans le biogaz avec un solvant (en général des amines) dans un premier réacteur. Puis le solvant est chauffé dans un second réacteur pour libérer le CO₂. Après cette phase de purification et quelle que soit la technologie utilisée, il est stocké sous forme liquide, en bouteille ou en camion-citerne. Son transport garde un coût raisonnable jusqu'à 200 km. Cependant, les coûts de ces technologies sont importants au départ. «Les investissements de charges fixes sont élevés. Ils peuvent aller de 300 000 à 1 million d'euros selon le débit et cela pose problème car les unités de méthanisation standard sont déjà difficiles à financer», estime Alice L'Hostis. La valorisation du CO₂ est donc bien plus adaptée aux grandes unités de méthanisation. Mais cela pose un problème car elles n'auront pas forcément assez de débouchés toute l'année, la demande en CO₂ étant très saisonnière (avec un pic en été). Tant que l'unité fonctionne, elle produit du CO₂, qu'il faudra donc stocker en attendant de dénicher de nouveaux acheteurs. Le revendre à des distributeurs de gaz qui assurent le stockage et le transport semble

► Schéma de principe du couplage méthanisation/méthanation renouvelable.

(Source ATEE)





Modèles économiques possibles pour la valorisation du CO₂ de méthanisation.

(Source ATEE d'après GRDF, 2019)



être une solution viable pour s'affranchir de la demande irrégulière.

Des débouchés industriels et agricoles

En France, 80 % de la production commercialisée est utilisée dans l'agroalimentaire, en particulier pour la production de boissons gazeuses. Cela explique le pic de demande en été. Il est classé comme additif alimentaire (E290), ce qui lui impose d'être pur à 99 %. Ce gaz peut être utilisé dans des industries chimiques pour produire des combustibles (méthane, méthanol) ou des matériaux utilisés en construction ou en chimie fine (polycarbonates polyols). Il peut aussi servir dans l'agriculture pour faire pousser des algues mais surtout pour alimenter des serres. Ce débouché est particulièrement intéressant car unités de méthanisation et cultures sous serres peuvent être présentes sur un même territoire. Celles-ci consomment jusqu'à 7 000 t de CO₂ par an pour les plus grandes, ce qui correspond à la production de CO₂ d'une installation de méthanisation. Ce débouché est aussi saisonnier. La demande des serristes est concentrée surtout au printemps et très faible en hiver. Le premier projet pilote français repose sur la coopération entre

des agriculteurs méthaniseurs et des serristes. L'unité de production de biométhane MéthaTreil, située à Machecoul, a été construite par agriKomp France avec le bureau d'études Astrade et fonctionne depuis décembre 2019. La matière première est composée principalement du fumier et du lisier de l'exploitation, mais aussi de déchets végétaux. Sa capacité de production est de 125 Nm³/h, revendus à Engie qui garantit un prix d'achat minimum pendant quinze ans. Elle utilisera une unité de purification cryogénique et de liquéfaction du CO₂ conçue par Verdemobil Biogaz. Elle a prévu de réaliser ses premiers essais cet été. À terme, l'installation produira 1 500 t de CO₂ par an. Si cela sera insuffisant pour satisfaire l'ensemble de la demande du client qui exploite dix hectares de serres maraîchères, cela lui permettra de bénéficier d'une meilleure régularité d'approvisionnement et de s'affranchir un peu de la volatilité des prix de ce gaz, qui fluctuent en fonction du prix des hydrocarbures et de la demande des industriels. Enfin, une autre voie de valorisation est possible à plus long terme. Il s'agit de la méthanation. Ce procédé consiste à combiner le CO₂ avec de l'H₂ obtenu à partir d'électrolyse

MéthaTreil est le premier pilote français de valorisation du CO₂ reposant sur une coopération entre agriculteurs méthaniseurs et serristes.

de l'eau pour créer du méthane de synthèse directement injectable dans les réseaux de gaz naturel. L'avantage est de valoriser le CO₂ dans l'unité de méthanisation pour améliorer sa production de CH₄. Pour que ce procédé soit rentable, il faudrait élargir les mécanismes de soutien. «Des discussions sont en cours mais les autorités souhaitent garantir la traçabilité de toutes les ressources impliquées, hydrogène compris. De plus, la méthanation est aujourd'hui trop coûteuse en l'absence de soutien», reconnaît Alice L'Hostis. Un projet pilote, développé par Teréga (CO₂Meth) devrait tout de même être mis en service en 2021-2022. Toutefois, la valorisation du CO₂ issu du biogaz dans l'industrie, l'agriculture ou la méthanation, ne devrait pas se généraliser. La faiblesse des prix des hydrocarbures et l'absence de taxe carbone ne lui permettent pas de rivaliser avec le vaporeformage, cinq fois moins cher. Seuls des projets associant offres et demandes proches géographiquement peuvent être rentables à moyen terme. ●

Olivier Mary

(1) Guide technique "Valorisation du CO₂ de méthanisation", juin 2020

(2) Association internationale des gaz industriels

(3) L'adsorption est le phénomène par lequel des atomes, des ions ou des molécules (adsorbats) se fixent sur une surface solide (adsorbant).

Un label pour sécuriser les porteurs de projets

Le label Qualiméthà est entré dans sa phase de déploiement après une phase pilote ayant abouti à la labellisation de cinq entreprises.

En attestant des bonnes pratiques adoptées par les acteurs de marché sur les installations de méthanisation, il vise à protéger les porteurs de projets et rassurer les parties prenantes.

Des tuyaux mal calibrés ou des cuves de stockage mal dimensionnées, faute d'un suivi qualité correct des entreprises intervenues dans la conception et la construction de l'installation de méthanisation, engendrent des surcoûts que le porteur de projet devra *in fine* supporter. Afin de sécuriser ce dernier, mais aussi de démontrer aux banques, assureurs et acteurs institutionnels la professionnalisation de la filière biogaz, le label Qualiméthà a été lancé début 2020. Développé par le Club Biogaz de l'ATEE, il concrétise la volonté de protéger les porteurs de projets grâce à des solutions fiables et de donner de la visibilité aux entreprises engagées dans une démarche qualité (assistants à maîtrise d'ouvrage, constructeurs

contractants généraux et ensembleurs, maîtres d'œuvre).

Marion Mélix, chargée de mission méthanisation au Club Biogaz développe : «L'idée

est de mettre en place un référentiel qui détermine ce que les acteurs doivent être

en capacité de faire sur une installation de méthanisation. Le label Qualiméthà sécurise le porteur de projets en clarifiant les responsabilités de chacun.» Ainsi, il ne s'agit plus pour les entreprises de proposer des compétences techniques mais aussi d'être en capacité de les mettre en œuvre, sur le plan organisationnel notamment. En conséquence, le label devrait faciliter l'accès de la filière aux financements. Certes, il est d'application volontaire, «mais l'Ademe et les appels à projets des régions administratives ayant conditionné l'attribution des subventions aux projets de méthanisation accompagnés par les professionnels labellisés à partir de 2021, il va rapidement devenir incontournable», témoigne Marion Mélix. Depuis janvier, déjà près de 50 entreprises, tous secteurs d'activité confondus, ont pris contact avec le Club Biogaz pour entrer dans la démarche. Le premier acteur a été audité⁽¹⁾ fin juillet, les autres le seront entre septembre et novembre. La période de confinement a d'ailleurs été propice à ce que les acteurs

se manifestent pour participer à la labellisation : «Ils ont eu le temps de réaliser un travail nécessaire de documentation, d'archivage, de suivi et de traçabilité», remarque la chargée de mission au Club Biogaz.

Des ajustements à venir

Le développement du label a été mené avec la participation directe des acteurs de marché, car comme en atteste Marion Melix, «pour que les professionnels acceptent de se soumettre à un label, il ne faut pas leur imposer un cadre qui n'a rien à voir avec leurs pratiques». Les critères du label couvrent l'ensemble de la chaîne de conception et de construction (respect de réglementations applicables, existence d'une démarche qualité accompagnée d'un processus d'amélioration continue, ingénierie financière, etc.). Les compétences évaluées sont, par exemple, la prédiction du potentiel méthanogène réalisée par l'AMO à partir de l'étude de gisement, le dimensionnement du digesteur par les constructeurs-concepteurs du lot méthanisation, ou encore la certification CE du lot épuration biogaz en biométhane. Les premiers retours d'expérience, attendus en fin d'année, devraient permettre des ajustements avant les premiers renouvellements en 2022 : «Les réunions du groupe de travail vont être relancées afin de revoir l'intégralité des critères en fonction des retours des audits», confirme Marion Melix. En outre, le label devrait être intégré aux réflexions du comité stratégique de filière méthanisation⁽²⁾ sur le volet industrialisation et standardisation des pratiques. Qualiméthà pourrait en effet servir de vecteur à l'adoption de pratiques communes à la filière. ●

Pauline Petitot

(1) Les audits sont menés par Afnor Certification, SGS France ou Bureau Veritas.

(2) Les comités stratégiques de filières (CSF) font partie de la démarche du Conseil national de l'industrie. Leur objectif est d'instaurer un dialogue concret, performant et régulier entre l'État, les entreprises et les représentants des salariés sur les sujets-clés qui permettront la reconquête industrielle française, et ce, filière par filière.



«La rentabilité des projets doit être bien regardée»

Hélène Berhault-Gaborit décrypte la dynamique actuelle de la méthanisation agricole, rappelle l'importance de se former pour la réussite de ce type de projet et revient sur la question épineuse du cahier des charges du digestat agricole.



Quel regard portez-vous sur la filière méthanisation agricole ?

Hélène Berhault-Gaborit :

La filière se dynamise. Beaucoup d'agriculteurs

s'y intéressent, preuve en est le nombre de dépôts de dossiers en file d'attente pour l'injection de biométhane mais également pour la cogénération qui continue à se développer. Toutefois, on est dans un contexte où il devrait y avoir prochainement une réduction de tarif pour l'injection du biométhane (injection) ; où une diminution de 0,5 % par trimestre depuis le 1^{er} janvier 2018 est déjà effective à la signature des contrats d'électricité (cogénération). Dans le même temps, on constate actuellement une augmentation des coûts de développement de projets, de construction et même de fonctionnement. Cette situation pourrait rapidement aboutir à un effet ciseaux pour la rentabilité des projets. Vis-à-vis des agriculteurs, l'AAMF insiste donc sur l'importance de regarder la rentabilité des projets, car même si c'est une filière vertueuse sur beaucoup d'aspects, et on en est convaincu, il faut que le projet soit rentable pour qu'il puisse voir le jour et soit également financé. Suite à l'annonce de la PPE en janvier 2019, il y a eu un emballement dans la filière méthanisation, et un certain nombre de projets se sont engagés avant de connaître les tenants et aboutissants.

D'où l'importance de se former ?

H.B.G. : Il est important que les agriculteurs qui souhaitent s'engager dans la filière prennent le temps de découvrir la réalité de ce nouveau métier grâce aux visites d'unités, au partage d'expérience entre agriculteurs-méthaniseurs et futurs méthaniseurs*... De plus c'est important qu'ils prennent le temps de se former, avec minimum une formation de quatre jours pour aborder les différents points d'attention d'un projet de méthanisation pour avoir une vue globale et connaître également les différentes démarches administratives à réaliser. En complément, les porteurs de projets peuvent aussi suivre des modules complémentaires en fonction des spécificités des projets, que ce soit sur l'agrément sanitaire/ICPE, la banque d'échanges de matières (intrants/digestat...), la sécurité, l'organisation du travail/DUER (document unique d'évaluation des risques), ou sur les volets juridiques. Désormais, l'offre de formation s'est développée, mais pas sûr que tous les acteurs les connaissent et les suivent. Une fois mis en place, il faut du personnel compétent pour faire fonctionner les unités de méthanisation. C'est pourquoi, l'AAMF a en outre été missionnée par le ministère de l'Agriculture pour mettre en place le diplôme d'état Certificat de spécialisation "Responsable d'une unité de méthanisation agricole" (CS Ruma). Six lycées agricoles sont parties prenantes et proposent ce diplôme qui est une formation professionnalisante sur une année, avec une partie de cours théoriques et une partie de formation sur site. Outre les formations, les démarches qualité dans la filière sont également essentielles. Un nouveau label Qualimétha (voir article ci-contre) a par exemple été mis en place pour sécuriser la partie bureau d'étude et constructeur. Une fois que les unités sont en fonctionnement, l'AAMF a aussi mis en place en 2016 une charte avec huit

engagements à signer et une certification par un organisme certificateur indépendant. Pour l'avenir de la filière, il faut être tous engagés dans ces démarches afin d'être exemplaire et d'exister encore demain.

Quelle est votre position vis-à-vis de l'évolution du cahier des charges des digestats ?

H.B.G. : AAMF a obtenu en 2017 et 2019 la possibilité pour les unités de méthanisation agricole (L311-1 et D311-18) d'épandre du digestat sur de nouvelles surfaces en dehors de leur plan d'épandage (sortie du statut "déchet" au profit du statut "produit") à condition de respecter les règles des cahiers des charges 1, 2 ou 3... cela pour faciliter l'adaptation à la vraie vie d'un site sans remettre en cause la base du plan d'échange. L'AAMF s'oppose aujourd'hui à l'ouverture des cahiers des charges à des sites non agricoles qui iraient à l'encontre des intérêts du monde agricole et des territoires ruraux. Le plan d'épandage est nécessaire pour la maîtrise sanitaire. De plus, les agriculteurs-méthaniseurs du Groupe de travail "Retour au sol et agronomie" d'AAMF considèrent que les agriculteurs ont la responsabilité de nourrir leurs concitoyens et par conséquent de s'assurer du bon fonctionnement de leurs sols et de la bonne qualité des matières qui y sont épandues. À ce titre, il est légitime qu'ils disposent d'outils réglementaires qui leurs sont spécifiquement dédiés. ●

Propos recueillis par Clément Cygler

► Pour en savoir plus : <https://aamf.fr/>

* AAMF organise des rencontres nationales 3 fois par an et des rencontres spécifiques à thème au fil de l'eau (pour les porteurs de projets et pour les sites en fonctionnement)



Méthanisation : comment favoriser l'appropriation

Pour faciliter l'appropriation par la population d'un projet de méthanisation, pas de recette miracle. Les bonnes pratiques se jaugent au cas par cas, mais il existe plusieurs règles d'or.

O deurs, circulation des camions ou encore risques d'explosion : «En France, la méthanisation est

bien moins connue que le solaire ou l'éolien. C'est la porte ouverte aux a priori, voire aux peurs et aux fantasmes.» En quelques mots, **Xavier**

Passezard, directeur biométhane du gestionnaire de réseau de gaz GRDF, pose l'enjeu. Pour la filière biogaz, l'acceptabilité et l'appropriation des projets est un sujet clé et «il ne faut pas attendre que les riverains posent des questions.»

Dans la pratique, comment faire ? Il y a d'abord le cas des sociétés spécialisées. «Quand nous démarrons un projet, les rencontres avec les acteurs du territoire sont primordiales», témoigne **Fabien**

Haas, directeur général adjoint de Fonroche Biogaz. «Nous constituons une équipe projet en y incluant, par exemple, des agronomes pour aller discuter avec les acteurs du monde agricole.» Son entreprise, qui développe, construit et exploite les installations, s'inscrit dans la durée. Elle cherche donc à ce que son chef



de projet lors du développement soit ensuite responsable de l'unité pendant la phase d'exploitation. Mais dans bien des cas, le porteur du projet est un novice. C'est typiquement le cas des agriculteurs qui souhaitent s'équiper, mais qui ne le feront qu'une fois dans leur vie. Dans ces conditions, «il existe des guides pratiques. Mais ce qui compte, ce sont là aussi les échanges sur le terrain», souligne **Thomas Muselier**, président de l'agence Tact, spécialisée dans l'intégration territoriale des projets sensibles. Même si l'agriculteur (ou le collectif d'agriculteurs) est implanté dans son territoire depuis longtemps, et même s'il connaît bien ses voisins, il ne peut s'épargner le temps d'aller à leur rencontre.

Présenter son projet

Spécialistes du biogaz comme débutants, tous devront informer les riverains de leurs intentions. Et l'enjeu ne se limite pas à un simple exercice de pédagogie. Première question clé : à quel stade du projet faut-il rencontrer les acteurs du territoire ? Dès que possible et bien en amont du dépôt du dossier

destiné à l'enquête publique, mais pas trop tôt non plus. Si le projet est encore trop flou, il peut susciter des méfiances. Le moment idéal ? Quand vous êtes capable de «présenter votre projet, les contraintes auxquelles vous faites face et les marges de manœuvre existantes», suggère Xavier Passezard. Il faut avoir un discours de clarté et de transparence.

Même si les modalités peuvent varier d'une situation à l'autre, il existe quelques règles d'or. La première d'entre elles est de commencer par prendre le temps de décrypter l'écosystème des acteurs locaux. Les réunions publiques ne sont pour cela pas la panacée. Fonroche Biogaz, par exemple, rencontre d'abord séparément les parties prenantes : chambre d'agriculture, élus, riverains, services de l'État... «Il faut bien réfléchir à la place et au rôle de chacun dans le territoire», abonde Thomas Muselier. Il en va ainsi des élus locaux qui constituent certes un maillon essentiel, mais si vous les exposez, vous risquez de fragiliser votre projet», prévient le dirigeant de l'agence Tact. Car le rôle des élus est de s'assurer que le débat se déroule correctement et «ce n'est qu'à la toute fin, lors de l'enquête publique, qu'ils se prononceront.» Avant cela, ce n'est pas à eux de répondre

▼ *En matière d'acceptabilité du projet, la première règle d'or est de prendre le temps de décrypter l'écosystème des acteurs locaux...*

aux questions, ni de prendre position, c'est au porteur de projet. Parmi les multiples parties prenantes, les riverains occupent une place particulière. «L'enjeu est de leur expliquer les impacts attendus et d'aborder des questions très pratiques», décrit Thomas Muselier. Pêle-mêle : les effets sur la ressource en eau, le passage des camions, le retour au sol des digestats... «*Tout doit être mis sur la table et discuté avec les premiers concernés.*» Une question cruciale va alors se poser : quelles marges de manœuvre leur accorder dans la conception de l'installation ? «*Le projet peut être amené à évoluer. Mais une fois dimensionné, on ne va pas modifier significativement son dimensionnement,* tempère Fabien Hass, de Fonroche Biogaz. *Il reste tout de même des marges de manœuvre pour discuter, par exemple sur les modalités du stockage du digestat, l'aménagement paysager ou les accès au site.*»

Deux approches

C'est à ce stade que l'on différencie "acceptation" et "appropriation". Dans le premier cas, l'acceptation, le projet est bien avancé et l'idée est simplement de faire accepter l'unité telle qu'elle a été prévue, ne serait-ce que pour amadouer les potentiels opposants. Un pari risqué. Aucune concertation ne garantira le succès d'un projet, «*mais si aucune marge de manœuvre n'est laissée aux riverains, ce sera forcément plus compliqué*», prévient Damien

Marie, chargé de mission à l'Institut de formation et de recherche en éducation à l'environnement (Ifree). Deuxième approche, si l'on privilégie plutôt l'appropriation, il s'agit alors «*d'aller chercher les parties prenantes au niveau de connaissances où elles sont et de les faire monter en compétences pour les rendre actrices de la démarche.*» L'Ifree a notamment accompagné le projet Demeter, qui concernait une installation de cogénération biogaz sur la commune de Prin Deyrançon dans les Deux-Sèvres. Ce projet a été porté par un Gaec spécialisé dans la production laitière, rejoint par onze autres exploitations agricoles. L'Ifree a d'abord établi un diagnostic de la situation locale à partir d'une série d'entretiens avec des riverains, plus ou moins favorables au projet. Cet état des lieux a été présenté lors d'une réunion publique «*à laquelle 300 personnes ont assisté*», précise Damien Marie. Les participants ont ensuite eu la possibilité de laisser leurs coordonnées pour rester informés de l'avancée du projet, mais aussi de s'impliquer directement. Une vingtaine d'entre elles – dont une douzaine vraiment actives – ont rejoint un groupe de concertation. Lequel s'est réuni à six reprises. «*Nous leurs avons demandé quelles informations leur manquaient. Il en est ressorti des interrogations sur la qualité de l'air, sur le financement participatif, sur la gestion des déchets à l'échelle de la communauté d'agglomération... Nous avons sollicité des*



► *...en rencontrant par exemple séparément les parties prenantes...*

experts pour leur répondre. Une visite du site avec une paysagiste a aussi été organisée», raconte Damien Marie. Ce travail a débouché sur sept propositions. Cinq ont été reprises. À la demande de ces riverains volontaires, par exemple, l'installation a été repensée pour pouvoir organiser des visites pendant la phase d'exploitation. Ou encore, un "panel de nez" a été mis en place. En l'occurrence, il s'agit d'un groupe de citoyens formés à la question des odeurs et capables de répondre aux questions d'autres riverains à ce sujet. Toujours à la demande de ce groupe de concertation, une campagne de financement participatif a été lancée et a permis de récolter 200 000 euros. En revanche, la proposition d'ouvrir le capital de la société de projet aux riverains n'a pas été reprise. Pas dans l'immédiat en tout cas, le temps de réussir le passage à la phase d'exploitation. Car le travail d'appropriation en amont n'est que le début de la cohabitation. Vient ensuite la mise en route de l'installation. «*La plupart du temps, elle se déroule bien et les angoisses des riverains s'amenuisent une fois que l'unité fonctionne*», rassure Xavier Passemar, de GRDF. Ce qui n'empêche pas, pour pérenniser la relation de confiance, comme le suggère l'agence Tact, «*d'écrire une charte de bon voisinage*». ●

Thomas Blosseville

◀ *...notamment les riverains, qui occupent une place particulière dans la démarche.*





expo
biogaz

LE SALON DU GAZ RENOUEVABLE

VOTRE PROCHAIN RENDEZ-VOUS !

2 & 3 juin 2021
Parc des Expositions
de Metz Métropole • France

**DÉCOUVREZ TOUTES LES SOLUTIONS POUR LA PRODUCTION
ET LA VALORISATION DU GAZ RENOUEVABLE :**



Co-organisé par :



www.expo-biogaz.com

@expobiogaz   

énergie^{Plus}

La revue des professionnels
de la maîtrise de l'énergie



**Votre revue spécialisée tous les 15 jours
sur les questions d'énergie et de climat
pour 170 € seulement par an**



Une **version digitale** accompagne votre abonnement papier. Elle est accessible sur smartphones, tablettes, ordinateurs et inclut l'accès à trois ans d'archives.

Tous les 15 jours, la revue m'offre

- ▶ les actualités essentielles du secteur de l'énergie
- ▶ des enquêtes spécialisées et des dossiers d'analyse (biogaz, efficacité énergétique, biomasse, cogénération, stockage d'énergie, etc.)
- ▶ les prix des énergies, du CO₂ et des certificats d'économies d'énergie
- ▶ des retours d'expérience chiffrés et illustrés (collectivité, industrie, tertiaire, transport, etc.)
- ▶ une veille réglementaire
- ▶ des informations professionnelles pratiques (produits nouveaux, nominations, agenda, une veille, etc.)

✓ **Oui, je souhaite m'abonner à Énergie Plus, au prix de 170 € TTC par an. ▶ Je recevrai 20 numéros de 32 pages.**

Nom

Adresse

Prénom

Entreprise

Code postal Ville

Code NAF

Tél. Fax

Fonction

e-mail
(obligatoire pour la version digitale)

Tout abonné dispose du droit d'accès et de rectification des informations le concernant et peut s'opposer à ce que ses nom et adresse soient communiqués à d'autres personnes morales en téléphonant au 01 46 56 35 40.

Si vous êtes adhérent de l'ATEE, merci d'indiquer votre n° d'adhérent :

Je joins un chèque de € à l'ordre de l'ATEE

Tarif France : **170 €**
(dont 3,57 € de TVA à 2,10 %)

Tarif Étranger : **188 €**
(exonéré de TVA)

Tarif étudiant, retraité,
enseignant : **85 €**

À réception de votre règlement, nous vous enverrons **Énergie Plus** par retour du courrier ainsi qu'une facture acquittée.



ATEE – ÉNERGIE PLUS | SERVICE ABONNEMENTS
TOUR EVE - 1 PLACE DU SUD - CS 20067 - 92800 PUTEAUX

Plus d'infos
tél. 01 46 56 35 40
www.energie-plus.com

Visitez aussi notre
boutique en ligne
http://boutique.atee.fr

Cette page vous donne la liste des fournisseurs classés par matériels, produits et services.

Pour être répertorié, s'adresser à ERI : Tél. 01 55 12 31 20 • Fax 01 55 12 31 22 • email : regieenergieplus@atee.fr

Tarifs : 900 € H.T./an par module de 5 cm de haut. Autres tailles : nous consulter.

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Pour votre énergie durable :
NOS SOLUTIONS CONNECTÉES
MULTI-ÉNERGIES



Groupe électrogène : Gaz, Biogaz, Syngaz, Dual gas



Energie solaire : Panneaux photovoltaïques - Solutions hybrides



Stockage : UPS - Batteries

www.eneria.com
gazbiogaz@eneria.com



MÉTHANISATION ET VALORISATION DU BIOGAZ

Clarke Energy
GROUPE KOHLER

Ingénierie - Installation - Maintenance



Cogénération :
Moteurs Jenbacher

- Expert en gaz renouvelables
- Société de service implantée sur tout le territoire
- Solutions clé en main adaptées à vos besoins

Injection :
production de biométhane & récupération du CO₂ : TPI

JENBACHER TPI
KMC

+33 4 42 90 75 75
france@clarke-energy.com
www.clarke-energy.com/fr

SERVICES À L'INDUSTRIE

elit www.sa-elit.fr
elit@sa-elit.fr
OPTIMISE L'ÉNERGIE INDUSTRIELLE

- **Services sur site :**
Isolation thermique, traçage électrique, protection incendie passive, isolation acoustique
- **Solutions souples :**
Matelas isolants INSULFLEX®, éligibles aux CEE, matelas chauffants, protection incendie passive, isolation acoustique
- **Solutions rigides :**
Supports de tuyauteries SANPON®, pièces usinées isolantes thermiques, diélectriques, coupe-feu



Tél. 04 78 57 81 81

GESTION DE L'ÉNERGIE



ENERGY SOLUTION

Plateforme d'Intelligence Énergétique TIME_{4.0}

Monitoring automatique de l'Énergie & des Facteurs influents

Intelligence Artificielle incluant l'expertise de spécialistes du Froid, Climatisation, Chauffage & Électricité

Détection et quantification des gisements de progrès

Outil support de l'ISO 50001 et CPE

contact@energysolution.fr
Tel : +33 (0)6 60 34 74 69
www.energysolution.fr



Certificats d'économies d'énergie

Industrie – Tertiaire – Résidentiel – Agricole – Transport – Réseaux

- ✓ **30 secondes** pour évaluer vos primes en ligne
- ✓ Contrat et **paiement direct** par l'énergéticien
- ✓ Dossier CEE **100% dématérialisés**
- ✓ Nos **équipes d'experts** pour vous accompagner

Depuis
8 ANS

La plateforme
de référence

+35 000
projets déjà
financés

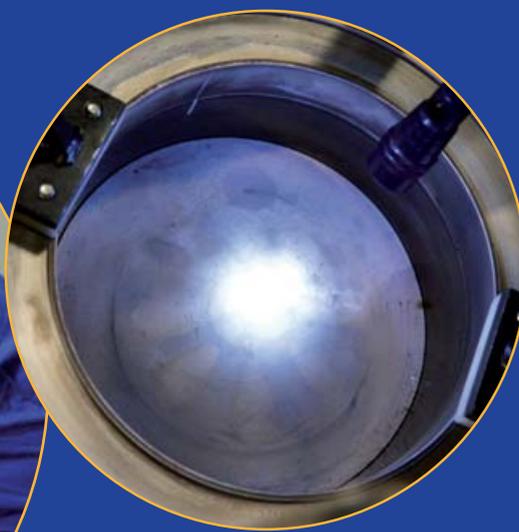
www.certificats-economie-energie.net

Vous êtes : fabricant, installateur, intégrateur, mandataire...

Contactez-nous : contact@consoneo.com – 01 82 28 72 03

Q8 Mahler GR8, huile moteur longue durée nouvelle génération

Jamais une huile n'avait apporté ce niveau de performances associant propreté moteur et efficacité des groupes de production pour tous types de gaz



- Q8 Mahler GR8 est formulée avec une huile de base synthétique de première qualité (groupe III).
- Longue durée de vie du bain grâce à sa résistance élevée à l'oxydation.
- Détergence spécifique permettant de garder les composants du moteur propres.
- Protège contre la récession des sièges de soupapes.

Q8 MAHLER GR8

validée par nos clients et agréée par les motoristes

Officiellement approuvé par :

- Caterpillar Energy Solutions (moteurs MWM)
- GE Jenbacher TI 1000-1109 pour les moteurs séries 2 et 3 opérant avec du carburant de classe A (gaz naturel), B (biogaz) et C (gaz de décharge), incluant les catalyseurs.
- GE Jenbacher TI 1000-1109 pour les moteurs séries 6 (jusqu'au type E, pistons aluminium) opérant avec du carburant de classe A (gaz naturel) et B (biogaz), incluant les catalyseurs.
- GE Jenbacher TI 1000-1109 pour les moteurs séries 6 opérant avec du carburant de classe A (gaz naturel) incluant les types 6F et 6H (moteurs à pistons acier), incluant les catalyseurs.
- TEDOM

Surpasse les exigences de la plupart des constructeurs et est recommandée pour :

- Rolls-Royce Bergen, GE Waukesha, Deutz, Guascor Power, MAN Truck & Bus, MTU Onsite Energy, Perkins, Liebherr, 2G et Cummins.

Q8 Oils

Contact : Yves Brun
Tél : +33 (0) 685 915 920
e-mail : brun@Q8.com

Service Client : 00800 786 457 35