



Exploité par Göteborg Energy, le démonstrateur Gobigas utilise de la biomasse solide pour produire du biométhane et injecte sa production dans le réseau de gaz naturel suédois.



+ 3,0 %

la croissance de la production d'énergie primaire biogaz entre 2015 et 2016.

BAROMÈTRE BIOGAZ

Une étude réalisée par EurObserv'ER.



EurObserv'ER

Avec une production d'énergie primaire, évaluée par EurObserv'ER à plus de 16 millions de tonnes équivalent pétrole en 2016, le biogaz a franchi un nouveau palier au sein de l'Union européenne. Les unités de méthanisation spécialement conçues pour la valorisation énergétique, comme le biogaz à la ferme, le biogaz de codigestion et le biogaz industriel, représentent désormais près des trois quarts de la production totale de biogaz, loin devant le biogaz de décharge et le biogaz issu du traitement des boues d'épuration.

16,1 Mtep

d'énergie primaire biogaz produites en 2016 dans l'Union européenne.

62,5 TWh

d'électricité biogaz produits en 2016 dans l'Union européenne.



Poste d'injection biométhane dans le réseau gaz à Morsbach en Moselle.

À l'échelle de l'Union européenne, la production de biogaz est aujourd'hui essentiellement issue d'unités de méthanisation spécialement conçues pour une valorisation énergétique, regroupées sous l'appellation "Autres biogaz provenant de la

fermentation anaérobie" (voir encadré). Ces centrales sont de différents types et de différentes puissances. Elles comprennent des petites unités de méthanisation à la ferme, des unités de puissances plus importantes, comme des sites de codigestion (ou multiproduits),

des grandes unités industrielles agroalimentaires (la plupart du temps fonctionnant sur un mode mono-intrant), et quelques unités de méthanisation de déchets ménagers. Elles utilisent différents types d'intrants (matières premières) comme les lisiers, les résidus agricoles, les déchets verts, les déchets de l'industrie agroalimentaire et les déchets domestiques, mais peuvent également utiliser des cultures intermédiaires (crucifères, graminées, etc.) et des cultures énergétiques (maïs, etc.). L'utilisation des cultures énergétiques n'est pas systématique dans tous les pays. Elle est le plus souvent contrôlée par les États membres, avec une part maximum variant selon les législations nationales, pour les installations prétendant à une rémunération de leur production. Ainsi, le seuil maximum est de 60 % en Allemagne, 60 % également en Autriche (et bientôt 30 %, voir plus loin) et 15 % en France (cultures intermédiaires non incluses). L'ajout des cultures énergétiques a pour but d'optimiser la réaction de méthanisation en apportant du carbone, et facilite donc la production méthanogène du digestat. Il reste majoritairement utilisé dans les installations produisant du biométhane (biogaz épuré).

16,1 MTEP PRODUITS DANS L'UNION EUROPÉENNE

En 2016, la production d'énergie primaire à partir de biogaz au sein de l'Union européenne a continué de progresser (+ 3 % à 16,1 Mtep), mais avec un rythme qui va déclinant (**tableau 1**) depuis 2011 (+ 22,4 %, + 17 %, + 14,3 %, + 7,3 %, + 4,2 % et + 3 %). Cette tendance s'explique, notamment (**graphique 1**), par la mise en place de réglementations moins favorables à l'utilisation des cultures énergétiques, qui avait dopé la production dans les pays ayant fait le choix de développer le biogaz à la ferme (Allemagne, Italie et Royaume-Uni, notamment), et par des conditions de rémunération de l'électricité biogaz moins incitatives. Tous les pays de l'Union disposent d'une filière de valorisation énergétique biogaz, mais trois pays concentrent environ 77 % de la production européenne, à savoir, l'Allemagne (8 Mtep), le Royaume-

Uni (2,4 Mtep) et l'Italie (2 Mtep). Suivent ensuite, au coude à coude, la République tchèque et la France, avec environ 0,6 Mtep chacun.

La répartition de la production d'énergie primaire biogaz de l'Union européenne est, depuis quelques années, largement à l'avantage de la catégorie "autres biogaz". Elle représentait, en 2016, une part de 74,1 % (73,2 % en 2015) et constitue, depuis plusieurs années, la quasi-totalité de l'augmentation de la production totale de biogaz. De ce fait, les parts du biogaz de décharge (17,2 % en 2016) et de stations d'épuration (8,7 % en 2016) sont en constante diminution. La production recensée de biogaz de synthèse (par procédés thermiques) reste, pour l'instant, marginale.

Cette répartition diffère selon les pays membres, et n'est pas toujours à l'avantage de cette catégorie "autres biogaz". Celle-ci est fortement représentée dans les pays qui ont fait le choix de développer une filière industrielle de méthanisation de type biogaz à la ferme, et de codigestion dans des unités centralisées de plus grande taille. C'est notamment le cas de l'Allemagne, de l'Italie, de l'Autriche, des Pays-Bas, de la Belgique et de la République tchèque.

Dans les pays où l'émergence de la méthanisation agricole et industrielle est plus récente, c'est le biogaz de décharge qui garde l'avantage. C'est encore le cas au

Le biogaz, des biogaz

La méthanisation est un processus naturel de dégradation biologique de la matière organique dans un milieu sans oxygène, due à l'action de multiples micro-organismes (bactéries). Elle peut avoir lieu naturellement dans certains milieux tels que les marais. Elle peut également être mise en œuvre volontairement à des fins de production énergétique et/ou de traitement de déchets dans des unités de fermentation anaérobie (en l'absence d'oxygène) grâce à un équipement industriel appelé "méthaniseur" ou "digesteur", ou encore être produit naturellement au cœur des centres de stockage de déchets non dangereux (centres d'enfouissement technique).

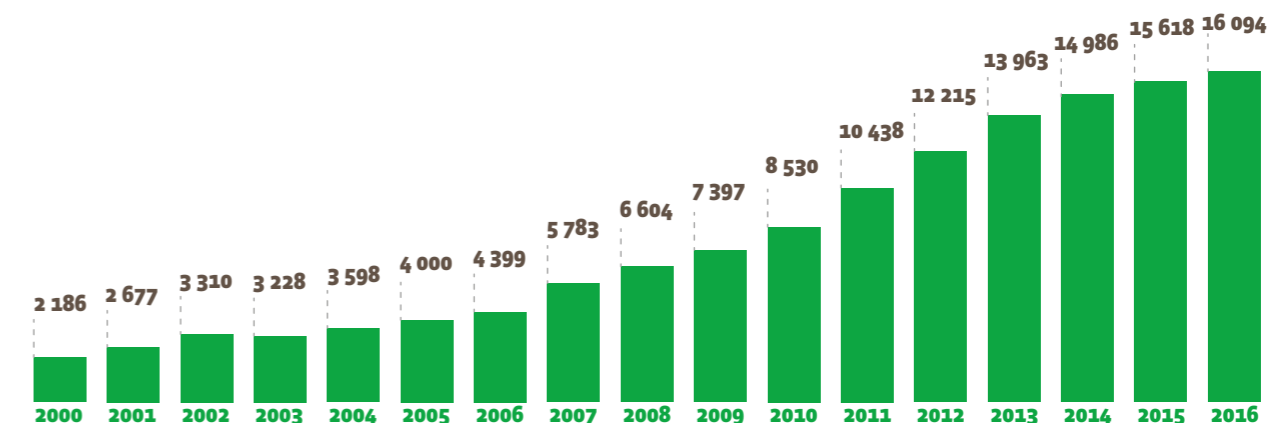
Le biogaz de méthanisation (provenant de la fermentation anaérobie) est, dans les nomenclatures internationales d'Eurostat ou de l'Agence internationale de l'énergie, décomposée en trois sous-filières, segmentées selon l'origine et le traitement des déchets. L'appellation officielle est précisée entre guillemets :

- La méthanisation de boues de stations d'épuration des eaux usées ("gaz de digestion des boues").
- Le biogaz des installations de stockage de déchets non dangereux ("gaz de décharge")
- La méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes ("autres biogaz" provenant de la fermentation anaérobie)

Une quatrième filière biogaz fait également l'objet d'un suivi dans les nomenclatures internationales. Il est, cette fois, issu d'un processus de traitement thermique ("biogaz provenant de procédés thermiques") par pyrolyse ou par gazéification de la biomasse solide (bois, résidus forestiers, déchets ménagers solides et fermentescibles). Ces procédés permettent la production d'hydrogène (H₂) et de monoxyde de carbone (CO), qui, recombinaison, permettent la production d'un biogaz de synthèse substitué au gaz naturel (CH₄). De tels procédés sont actuellement recensés en Finlande, en Suède et en Italie, et de nouveaux projets sont en cours, comme aux Pays-Bas (voir plus loin). Par commodité, et du fait de leur faible niveau de production, EurObserv'ER a intégré cette production dans la catégorie "autres biogaz".

Graphique n° 1

Évolution de la production d'énergie primaire biogaz dans l'Union européenne (28 pays) depuis 2000 (en ktep)



Source : EurObserv'ER 2017

Royaume-Uni, en France, en Espagne, au Portugal, en Finlande, en Grèce, en Irlande et en Estonie. La production d'électricité, qu'elle soit ou non produite dans des unités de cogénération, reste encore aujourd'hui le prin-

cipal mode de valorisation. En 2016, elle représentait une production de 62,5 TWh, soit une croissance de 2,5 % par rapport à 2015. La chaleur vendue dans les réseaux de chaleur aurait, quant à elle, atteint 643,3 ktep en 2016 (**tableau 2**), soit une

croissance de 3,9 %. À cela s'ajoute la consommation d'énergie finale (ne transitant pas par le secteur de la transformation) (**tableau 3**), estimée à environ 2 919 ktep en 2016 (+ 10,7 % par rapport à 2015). Si des débouchés existent à proxi-

mité de l'unité de méthanisation, le biogaz peut être intégralement utilisé pour produire de la chaleur avec une efficacité énergétique maximale. Il peut également être épuré pour être transformé en biométhane. Il est alors valorisé de la même manière que peut l'être le gaz naturel, sous forme d'électricité, dans des unités de cogénération, mais également stocké pour les véhicules au gaz naturel (GNV), ou bien encore injecté dans le réseau de gaz naturel.

Ces dernières années, l'injection de biométhane est devenue une tendance forte du marché du biogaz.

Selon l'EBA (European Biogas Association), il existerait en Europe pas moins de 17 376 unités de biogaz, fin 2015 (chiffre 2016 non disponible), en augmentation de 3 % par rapport à 2014 (16 834). La production d'électricité de ces unités correspond à la consommation de plus de 14 millions de ménages européens.

L'ALLEMAGNE, LE PAYS AUX 10 000 MÉTHANISEURS

L'Allemagne est, de loin, le premier pays producteur de biogaz. Selon les données préliminaires d'AGEE-Stat, la production d'énergie primaire a atteint le seuil des 8 Mtep de production (7 956 ktep en 2016), soit 1,3 % de plus qu'en 2015. La production d'électricité est de 33,7 TWh (dont 73 % issue d'unité fonctionnant en cogénération), ce qui représente une augmentation de 2 % par rapport à 2015. Le biogaz à la ferme, qui a été très fortement développé jusqu'en 2011, explique la part importante du segment "autres biogaz", qui représente 93,1% de la production. Or, depuis cette date, le segment est en recul en termes d'installations nouvellement mises en service. Cela s'explique par une modification de la loi EEG 2012, qui a plafonné à 60 % l'utilisation du maïs comme intrant. Le phénomène s'est accentué avec la mise en œuvre de la loi EEG 2014 et de mesures encore plus restrictives sur l'utilisation des cultures énergétiques pour les nouvelles installations, et avec la mise en place de nouveaux tarifs d'achats moins incitatifs, comme la suppression des primes liées à la production d'électricité via le biométhane et à l'utilisation de cultures énergétiques (Bonus Nawaro). Fin 2016, l'association Fachverband Biogas dénombre pas moins de 9 346 unités

de méthanisation, représentant une puissance électrique de 4 497 MW. Le nombre de nouvelles installations est en légère augmentation depuis deux ans, soit 195 unités supplémentaires en 2016 (150 en 2015), mais très loin de l'âge d'or du biogaz allemand, où plus de mille nouvelles unités étaient installées chaque année (1 314 en 2009, 1 107 en 2010, 1 526 en 2011). L'association prévoit, en 2017, une

nouvelle diminution du nombre d'installations avec 137 nouvelles unités. Selon l'EBA, qui prend en compte toutes les unités biogaz, le chiffre symbolique des 10 000 aurait été dépassé, avec pas moins de 10 846 installations fin 2015 (chiffres 2016 non disponibles).

Tableau n° 1

Production primaire de biogaz de l'Union européenne en 2015 et en 2016* (en ktep)

Pays	2015				2016*			
	Biogaz de décharge	Biogaz de digestion des boues ⁽¹⁾	"Autres biogaz" provenant de la fermentation anaérobie ⁽²⁾	Total	Biogaz de décharge	Biogaz de digestion des boues ⁽¹⁾	"Autres biogaz" provenant de la fermentation anaérobie ⁽²⁾	Total
Allemagne	94,0	451,7	7 306,6	7 852,4	84,6	461,5	7 410,2	7 956,3
Royaume-Uni	1 450,8	327,8	473,8	2 252,4	1 400,4	345,6	660,9	2 406,9
Italie ⁽³⁾	369,0	53,5	1 448,9	1 871,5	400,1	58,0	1 570,8	2 028,9
Rép. Tchèque	27,1	40,0	546,2	613,4	25,4	41,5	534,0	601,0
France	355,0	31,7	152,3	539,0	350,0	35,0	194,6	579,6
Pays-Bas	19,5	55,3	252,2	327,0	16,4	57,5	250,5	324,4
Autriche	4,4	11,3	284,3	300,1	3,1	11,7	294,0	308,9
Pologne	50,8	96,6	81,5	228,8	51,0	100,0	121,8	272,8
Belgique	25,7	24,1	176,9	226,7	26,8	25,2	184,6	236,6
Espagne	140,6	70,4	50,6	261,6	124,1	62,1	44,6	230,8
Suède ⁽³⁾	16,1	59,9	90,7	166,7	15,0	61,0	97,6	173,5
Slovaquie	3,4	14,8	130,5	148,6	3,4	14,7	130,0	148,1
Danemark	4,2	21,8	125,6	151,6	3,4	17,7	101,8	122,9
Finlande ⁽³⁾	27,9	15,5	59,9	103,2	28,0	15,0	64,5	107,5
Grèce	69,9	15,9	5,6	91,4	72,5	16,6	12,6	101,7
Lettonie	8,4	2,0	77,4	87,8	7,8	2,6	79,5	89,9
Hongrie	13,9	20,3	45,5	79,7	13,9	20,4	46,2	80,5
Portugal	71,2	2,6	8,8	82,6	68,2	3,0	9,2	80,3
Irlande	41,0	8,0	5,6	54,6	40,3	8,5	7,5	56,3
Croatie	5,1	3,4	27,5	36,0	6,0	4,1	32,8	43,0
Slovénie	5,0	2,4	22,2	29,7	3,7	2,2	24,3	30,2
Bulgarie	5,0	14,0	0,0	19,0	9,0	19,0	0,0	28,0
Lituanie	8,5	7,5	16,0	32,0	8,2	7,0	8,2	23,4
Luxembourg	0,0	1,6	16,1	17,7	0,0	2,3	17,6	19,9
Roumanie	1,0	0,1	17,0	18,1	1,0	0,1	17,0	18,1
Chypre	0,0	0,0	11,5	11,5	0,0	0,0	11,7	11,7
Estonie	11,6	1,5	0,0	13,1	10,7	0,0	0,0	10,7
Malte	0,1	1,0	0,5	1,6	0,0	1,2	0,5	1,8
UE 28	2 829,1	1 354,8	11 433,8	15 617,8	2 773,0	1 393,5	11 927,1	16 093,6

1) Urbaine et industrielle. 2) Unité décentralisée de biogaz agricole, unité de méthanisation des déchets municipaux solides, unité de méthanisation industrielle, unité centralisée de co-digestion et multi-produits. 3) Une production de biométhane par procédé thermique a été inclus dans la catégorie autre biogaz en Italie, en Finlande et en Suède. * Estimations. Note : lorsque l'information n'était pas encore disponible, la répartition entre les différents types de biogaz a été estimée par EurObserv'ER pour l'année 2016 en fonction de la répartition de l'année 2015. Source : EurObserv'ER 2017

L'injection de biométhane, vecteur de croissance

Selon le "think tank" France Biométhane et le cabinet de consultant Sia Partners, qui ont mis en place un observatoire européen du biométhane, la filière comptait, fin 2016, pas moins de 480 unités injectant du biométhane dans les réseaux de gaz naturel en Europe, et ce, dans les neuf pays faisant l'objet d'un suivi. Le nombre d'unités était en augmentation de 13 % en 2016 (20 % en 2015). Chacun des pays suivi par cet observatoire dispose d'au moins un mécanisme d'aide directement lié à l'injection de biométhane. Il existe quatre types de mécanismes en la matière : les tarifs de rachat dédiés à l'injection (mis en place en France, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, au Danemark et en Autriche), la priorité d'injection sur le réseau, les subventions à la création d'installation et les garanties d'origine ou quotas de gaz renouvelable. Ces mécanismes visent à atteindre les objectifs fixés par les autorités européennes ou nationales.

Les cultures énergétiques, bien que proscrites dans plusieurs pays (scandinaves, notamment), restent le substrat le plus utilisé en nombre d'unités et en volume de biogaz traité. Cela est principalement dû à une utilisation très répandue, en Allemagne et au Royaume-Uni. Autre point intéressant, les unités de co-digestion se développent rapidement et pourraient devenir majoritaires parmi les autres types de production. Elles permettent, en effet, de mutualiser différents flux d'entrants, et d'accroître les capacités et la rentabilité des installations. Les unités de stockage de déchets (décharges) et de traitement des eaux (STEP) sont assez peu utilisées et représentent un axe de développement important de la filière.

Les 9 pays concernés par cette étude sont les suivants : Allemagne (201 unités ; volume injecté en 2016 : 9,4 TWh), Royaume-Uni (81 unités, 3,6 TWh en 2016), France (29 unités, 215 GWh en 2016), Suisse (35 unités, 308 GWh en 2016), Autriche (16 unités, 250 GWh en 2016), Suède (62 unités, 470 GWh en 2015), Pays-Bas (27 unités, 900 GWh en 2015), Danemark (19 unités, 380 GWh en 2016), Finlande (13 unités, 80 GWh en 2016).

Avec 201 unités, en 2016, l'Allemagne domine le marché européen, avec plus de 50 % de la production totale des 9 pays concernés par l'étude. Le Royaume-Uni affiche, quant à lui, une croissance impressionnante, dépassant en moins de 6 mois la Suède, pays historique de la filière. Ce dernier connaît actuellement une légère stagnation, à l'instar des Pays-Bas. En France, on enregistre une forte hausse du nombre d'unités, mais loin derrière les leaders européens. Enfin, le Danemark se distingue en possédant les unités les plus volumineuses d'Europe. Les tarifs d'achat dédiés au biométhane ont été moteurs en Allemagne, et permettent aujourd'hui à la France, au Danemark et au Royaume-Uni de croître rapidement.

Sur le plan de l'injection de biométhane, la politique du gouvernement fédéral mise en place en 2006 était extrêmement ambitieuse. L'objectif initial était d'atteindre 6 milliards de normo m³ (Nm³) de biométhane injecté en 2020, et de 10 milliards de Nm³ en 2030. Le dernier gouvernement s'est cependant distancié de ces objectifs. Selon le baromètre du biométhane de la Dena (l'Agence de l'environnement allemande), 194 installations de biométhane étaient recensées fin novembre 2016, ce qui correspond à une production d'un peu moins d'un milliard de Nm³ de gaz. Fin novembre 2017, seules sept usines étaient en cours de construction, ce qui ajoutera une capacité d'injection sup-

plémentaire de 380 GWh par an. Selon l'agence allemande, la valeur énergétique du biométhane injectée était de l'ordre de 9,4 TWh en 2016, contre à 8,5 TWh en 2015. Cette augmentation s'explique essentiellement par une meilleure utilisation des capacités de production en place. La priorité du gouvernement allemand n'est plus aujourd'hui d'accélérer le développement de l'injection, mais de mieux l'intégrer dans le système énergétique du pays (électricité, chaleur ou carburant). Selon la Dena, le biogaz carburant contribue ainsi à 1,1 % de la part des énergies renouvelables dans les transports, et à 20 % de la consommation des véhicules fonctionnant au gaz.

Autre avantage relevé, la production de biométhane a la possibilité d'être stockée sur plusieurs mois afin de répondre à une demande de chaleur plus élevée en hiver. La flexibilité d'utilisation du biométhane lui permet également de bénéficier de prix de l'électricité plus élevés sur le marché. Toutefois, la situation du biométhane en Allemagne est actuellement jugée décevante par les acteurs industriels. En effet, le gouvernement a fait le choix de limiter les appels d'offres à 150 MW pour l'ensemble des filières biomasse de 2017 à 2019, puis à 200 MW de 2020 à 2022, avec, pour l'industrie du biométhane, une offre maximale de 14,88 ct/kWh pour les nouvelles unités. La situation

Le biogaz carburant, mine de rien

À côté de nouvelles technologies de mobilité extrêmement prometteuses, comme le véhicule électrique équipé de batteries électrochimiques (lithium-ion ou autres) ou de la pile à combustible, le biogaz carburant fait partie des solutions possibles. Neutre sur le plan des émissions de CO₂, efficace sur le plan de la non-pollution de l'air, possédant un fort potentiel de déploiement à très court terme, et, point non négligeable, utilisant des motorisations déjà éprouvées, le biogaz a de vrais atouts. Il peut, en effet, être utilisé comme carburant (préalablement épuré en biométhane) dans les véhicules GNV (fonctionnant au gaz naturel) sous deux formes : le GNC, gaz naturel comprimé (à 20 MPa, soit 200 bars) ou le GNL gaz naturel liquéfié (à -163 °C). Les véhicules de type GNV ne doivent cependant pas être confondus avec les véhicules de type GPL (gaz de pétrole liquéfié), un produit liquide d'origine pétrolière constitué de butane et de propane. Pour des raisons techniques, un véhicule GPL ne peut absolument pas fonctionner au GNV, et inversement.

La Suède est le pays européen le plus impliqué dans l'utilisation de biogaz carburant pour les véhicules. En 2016, selon Energigas Sverige, 64 % de la production totale de biogaz (estimée à 2 TWh) a été transformée en biométhane, dont les usages sont quasi exclusivement tournés vers les carburants pour véhicules. Il existe, dans le pays, 63 unités d'enrichissement de biogaz qui ont produit 1 234 GWh de biométhane en 2016, et 13 unités qui l'injectent directement dans les deux réseaux de gaz naturel du pays. La Suède possède également une unité de production de LBG (biogaz liquéfié), dont la production a atteint 44 GWh en 2016.

Parmi les autres principaux pays utilisateurs de biogaz carburant, figure l'Allemagne. Selon l'AGEE Stat, ce dernier y contribue à hauteur de 1,1 % de la part des énergies renouvelables dans les transports, et à 20 % de la consommation des véhicules fonctionnant au gaz, soit une consommation de 370 GWh en 2016 (345 GWh en 2015). Il y existe, par ailleurs, deux unités de biométhane qui alimentent directement une station service biogaz sans injection dans le réseau de gaz.

En Finlande, selon les données d'Ari Lampinen de la University of Eastern Finland, il existait pas moins de 24 stations-services délivrant du biogaz carburant en 2016, plus quatre autres mises en service au premier semestre 2017. Ces dernières sont alimentées par 11 unités d'enrichissement produisant du biogaz carburant, qui ont réalisé une production de 21,4 GWh en 2016. En France, la consommation de biogaz carburant est également en augmentation et s'accompagne d'un intérêt croissant des acteurs économiques. Ainsi, la chaîne d'hypermarchés Carrefour vient d'ouvrir, en collaboration avec Engie, sa première station-service de biométhane en Île-de-France (Servon), pour son propre usage. L'objectif de l'enseigne est de déployer, d'ici fin 2017, 200 camions roulant au biométhane, pour réduire l'impact environnemental de ses livraisons. En parallèle, neuf stations-services Bio-GNV verront le jour sur le territoire d'ici fin 2017, permettant d'alimenter la flotte de camions roulant au biométhane, pour livrer de façon propre et silencieuse les 250 magasins urbains de l'enseigne.

est davantage positive pour les unités déjà en service, qui profitent de conditions tarifaires supérieures avec des niveaux de production de plus en plus optimisés par les exploitants. Point à souligner, le maïs et les cultures énergétiques représentent encore une part très importante des intrants uti-

lisés dans les unités de production de biométhane allemandes. En 2015, le maïs représentait à lui seul 60 % du contenu énergétique (53 % de la masse), 27 % venant d'autres cultures énergétiques (24 % de la masse), 8 % des déchets organiques (10 % de la masse) et 5 % des lisiers (12 % de la masse).

INCERTITUDE POLITIQUE AU ROYAUME-UNI

Portée avant tout par la valorisation sous forme d'électricité, la dynamique du biogaz est restée positive au Royaume-Uni

Tableau n° 2

Production brute d'électricité à partir de biogaz de l'Union européenne en 2015 et en 2016* (en GWh)

Pays	2015			2016*		
	Centrales électriques seules	Centrales fonctionnant en cogénération	Électricité totale	Centrales électriques seules	Centrales fonctionnant en cogénération	Électricité totale
Allemagne	8 844,0	24 220,0	33 064,0	9 088,0	24 625,0	33 713,0
Italie	3 139,0	5 072,9	8 211,9	3 073,2	5 185,5	8 258,7
Royaume-Uni	6 513,3	723,7	7 237,0	6 934,5	770,5	7 705,0
Rép. tchèque	51,0	2 560,0	2 611,0	49,0	2 540,0	2 589,0
France	713,0	1 070,0	1 783,0	786,0	1 179,5	1 965,5
Pologne	0,0	906,0	906,0	0,0	1 049,0	1 049,0
Pays-Bas	42,9	993,0	1 035,9	36,0	970,0	1 006,0
Belgique	87,5	867,0	954,5	85,5	847,5	933,0
Espagne	743,0	239,0	982,0	893,0	0,0	893,0
Autriche	579,0	44,0	623,0	584,0	55,0	639,0
Slovaquie	117,0	424,0	541,0	107,7	390,3	498,0
Danemark	1,0	472,0	473,0	1,0	475,0	476,0
Lettonie	0,0	392,0	392,0	0,0	397,0	397,0
Hongrie	222,0	94,0	316,0	258,0	117,0	375,0
Finlande	203,3	153,8	357,1	204,9	155,1	360,0
Portugal	278,9	16,0	294,9	267,7	17,8	285,5
Grèce	33,6	196,7	230,3	32,8	216,7	249,5
Irlande	171,9	29,6	201,5	168,0	44,0	212,0
Croatie	24,7	151,4	176,1	28,0	172,0	200,0
Bulgarie	34,0	86,0	120,0	42,5	107,5	150,0
Slovénie	4,0	128,0	132,0	4,3	137,7	142,0
Lituanie	0,0	78,0	78,0	0,0	123,0	123,0
Luxembourg	0,0	61,6	61,6	0,0	72,6	72,6
Roumanie	29,0	32,0	61,0	29,0	32,0	61,0
Chypre	0,0	51,0	51,0	0,0	52,0	52,0
Estonie	0,0	50,0	50,0	0,0	45,0	45,0
Suède	0,0	11,0	11,0	0,0	9,0	9,0
Malte	0,0	2,6	2,6	0,0	2,9	2,9
UE 28	21 832,0	39 125,4	60 957,4	22 673,1	39 788,6	62 461,7

*Estimations. Source : Eurobserv'ER 2017

jusqu'en 2016. La production d'électricité de biogaz issue de la digestion anaérobie a, selon le BEIS (Department for Business, Energy & Industrial Strategy), augmenté de 40 % entre 2015 et 2016, pour atteindre 2,1 TWh. La puissance de ces installations a parallèlement augmenté de 30 %, à 0,4 GW, avec un facteur de charge associé de 62,8 %.

La dynamique est moins favorable pour le biogaz de décharge, dont la production d'électricité diminue pour la cinquième année d'affilée, en lien avec une diminution de la mise en décharge de

déchets, qui s'explique par un transfert des déchets organiques vers des modes de valorisation plus efficaces (digestion anaérobie, par exemple). La production d'électricité issue de biogaz de décharge, qui avait atteint un pic de 5,3 TWh en 2011, ne représente plus que 4,7 TWh en 2016, soit une diminution de 12 % (baisse de 3,5 % entre 2015 et 2016) pour une puissance installée de 8,4 GW (+ 0,8 % entre 2011 et 2015). En ajoutant la production d'électricité du biogaz de stations d'épuration (950 GWh en 2016 contre 894 GWh en 2015), les volumes d'électricité à partir

de biogaz ont atteint 7,7 TWh, soit une augmentation de 6,5 %.

Concernant la production totale d'énergie primaire biogaz, le BEIS n'a, pour l'instant, publié que des données en valeur calorifique brute (GCV), et pas en valeur calorifique nette (NCV), qui est l'unité utilisée dans les comparaisons internationales. Se basant sur ces données, EurObserv'ER estime la production à 2,4 Mtep en 2016 (NCV), en augmentation de 6,9 %.

Pour l'Association britannique des bioressources et de la digestion anaérobie

(ABDA), le développement de la filière de la digestion anaérobie (DA) n'est actuellement pas sécurisé. Dans un rapport de juillet 2017, elle pointe les retards dans l'adoption de la législation relative à l'incitation à la chaleur renouvelable (RHI), qui avait prévu un taux de rémunération à 5,35 p/kWh, ce qui a entraîné un retard dans la construction de treize unités de digestion. Pendant ce temps, la production d'électricité de ce type d'unités ne reçoit presque aucun soutien gouvernemental, avec le tarif de rachat pour les centrales de plus de 500 kW à un peu plus de 2p/kWh (2,3 c€/kWh). 50 à 80 nouvelles centrales DA ont été mises en service en 2016, mais ce nombre devrait tomber entre 19 et 67 en 2017, en raison de l'incertitude politique.

Autre point intéressant, le Royaume-Uni exporte, depuis 2017, une partie de sa production de biométhane à destination des Pays-Bas, afin de contribuer aux objectifs énergies renouvelables du pays. La production est réalisée par Barrow Green Gas, puis vendue à Essent, la plus grande compagnie énergétique des Pays-Bas (par ailleurs filiale de l'énergéticien allemand RWE) via un pipeline connectant le Royaume-Uni à l'Europe. Les échanges portent sur la livraison d'un volume annuel de biométhane de 20 millions de Nm³.

LES VOYANTS AU VERTS POUR L'INJECTION EN FRANCE

Après avoir longtemps tergiversé, la France a, depuis 2014, mis en place une politique proactive pour favoriser la production de biogaz, et notamment l'injection de biométhane. Selon le Service de la donnée et des études statistiques (SDES), la quantité de biométhane injectée dans les réseaux de gaz naturel a nettement augmenté en 2016, même si les volumes restent encore faibles. Les chiffres sont passés de 82 GWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) en 2015 à 215 GWh PCS en 2016. Si l'on tient compte des capacités de production, ce chiffre devrait être amené à augmenter considérablement au cours des prochaines années. Selon le tableau de bord de ce même SDES, fin juin 2017, le pays comptait 35 installations injectant du biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Leur capacité s'élève au total à 533 GWh/



Le démonstrateur du projet Milena à Alkmaar, aux Pays-Bas, convertit les déchets ou la biomasse en biogaz (biométhane) par pyrolyse.

Tableau n° 3

Production de chaleur à partir de biogaz de l'Union européenne en 2015 et en 2016* (en ktep) dans le secteur de la transformation**

Pays	2015			2016*		
	Unités de chaleur seules	Centrales fonctionnant en cogénération	Total	Unités de chaleur seules	Centrales fonctionnant en cogénération	Total
Italie	0,3	205,2	205,5	0,3	223,6	223,8
Allemagne	66,9	150,0	216,9	67,8	153,8	221,6
Danemark	7,3	32,1	39,4	2,7	33,1	35,8
France	2,7	31,6	34,3	2,7	31,6	34,3
Lettonie	0,0	21,3	21,3	0,0	22,7	22,7
Finlande	6,8	11,4	18,2	6,9	11,7	18,6
Rép. tchèque	0,0	14,9	14,9	0,0	14,3	14,3
Pologne	0,3	10,1	10,4	0,3	13,1	13,4
Slovaquie	0,0	11,3	11,3	0,0	10,3	10,3
Belgique	0,0	9,3	9,3	0,0	9,3	9,3
Suède	3,0	3,6	6,5	3,1	3,7	6,8
Slovénie	0,0	7,3	7,3	0,0	6,6	6,6
Croatie	0,0	5,2	5,2	0,0	6,0	6,0
Autriche	1,6	1,8	3,5	1,6	3,7	5,4
Roumanie	0,1	3,7	3,8	0,1	3,7	3,8
Hongrie	1,3	1,8	3,1	1,3	2,0	3,3
Lituanie	0,0	2,2	2,2	0,0	2,2	2,2
Estonie	0,0	2,7	2,7	0,0	1,3	1,3
Chypre	0,0	1,2	1,2	0,0	1,2	1,2
Pays-Bas	0,0	1,1	1,1	0,0	1,1	1,1
Bulgarie	0,0	0,6	0,6	0,0	0,6	0,6
Luxembourg	0,0	0,5	0,5	0,0	0,6	0,6
Malte	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,2
UE 28	90,3	529,0	619,3	86,9	556,4	643,3

*Estimations. ** Chaleur vendue aux réseaux de chaleur ou aux usines. Source : EurObserv'ER 2017

an, en progression de 30 % par rapport à la fin de l'année 2016. Une capacité supplémentaire de 123 GWh/an a été installée au cours du premier semestre 2017, soit deux fois plus qu'au cours du premier semestre 2016. 297 projets sont actuellement en file d'attente, représentant une capacité de production de 6 501 GWh/an au 30 juin 2017, en hausse de 28 % sur un semestre. Les objectifs affichés lors de la programmation pluriannuelle de l'énergie pour l'injection de biométhane sont actuellement de 1,7 TWh pour 2018 et de 9 TWh en 2023, et une puissance électrique de 137 MW pour 2018, et entre 237 et 300 MW pour 2023.

Le pays dispose aujourd'hui d'une des législations les plus complètes en matière de biogaz. Afin de cadrer son

développement, le code de l'environnement prévoit que les installations de méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes peuvent être approvisionnées par des cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale, dans une proportion maximale de 15 % du tonnage brut des intrants par année civile. En 2014, la ministre de l'environnement a lancé un appel à projets en vue de développer 1 500 installations de méthanisation en trois ans, réparties dans les territoires ruraux. Ce dispositif sera clôturé en septembre 2017.

En France, il existe plusieurs mécanismes de soutien pour les projets de méthanisation. Le premier est le fonds

déchets, qui finance les équipements de traitement du digestat et les projets de méthanisation avec valorisation du biogaz produit par cogénération. Le second, le fonds chaleur, finance les projets de méthanisation avec valorisation directe de la chaleur dans les réseaux de chaleur ainsi que les projets d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz. Il existe également une obligation d'achat de l'électricité produite par cogénération. Les méthaniseurs de plus de 500 kW sont soutenus par appel d'offres, tandis que les sites en deçà de ce seuil sont soutenus par un tarif d'achat garanti sur une durée de vingt ans. Un appel d'offres a été lancé le 8 février 2018, concernant les méthaniseurs de moins de 5 MW, portant sur un volume de 10 MW par an sur trois ans. Point important, les installations de plus de 500 kW qui font le choix d'injecter le biogaz et de ne pas le valoriser directement sous forme d'électricité ou de chaleur ne sont pas soumis à la procédure d'appel d'offres, ce qui explique une forte tendance des développeurs de projet à s'intéresser au marché de l'injection. Pour favoriser le développement de l'injection, le gouvernement a également mis en place une obligation d'achat du biométhane injecté. Tout producteur de biométhane souhaitant injecter sa production dans les réseaux de transport et de distribution de gaz est éligible à une obligation d'achat en guichet ouvert. Dans ce système, le biométhane injecté est acheté par un fournisseur de gaz naturel à un tarif d'achat fixé à l'avance, pour une durée de quinze ans. Il est compris, pour les installations de stockage de déchets non dangereux, entre 4,5 et 9,5 c€/kWh selon la taille des installations. Pour les autres unités de méthanisation, les tarifs d'achat du biométhane injecté (hors coefficient d'indexation annuelle) se composent d'un tarif de base compris entre 6,4 et 9,5 c€/kWh selon la taille de l'installation, auquel peut s'ajouter une prime calculée en fonction de la nature des matières traitées par méthanisation ("intrants") utilisés. Cette prime est comprise entre 2 et 3 c€/kWh, si les intrants sont composés exclusivement de déchets ou de produits issus de l'agriculture ou de l'agro-industrie. Elle est de 0,5 c€/kWh si les intrants sont exclusivement composés de déchets ménagers,

et varie entre 0,1 et 3,9 c€/kWh pour des intrants composés de boues de stations de traitement des eaux usées. Lorsque les intrants sont "mêlés" (codigestion), la prime est pondérée au prorata des quantités d'intrants utilisés par l'installation. Le dispositif de guichet ouvert est complété par une procédure d'appel d'offres permettant de piloter la trajectoire de développement des capacités de production de biométhane. Afin de faciliter la mise en œuvre de nouveaux projets, le gouvernement a annoncé, le 25 septembre 2017, de nouvelles mesures en faveur des énergies renouvelables. Les petites et moyennes installations de production d'électricité renouvelable pourront bénéficier d'une réfaction tarifaire sur les coûts de raccordement aux réseaux allant jusqu'à 40%. Les coûts de raccordement au réseau gazier des installations de production de biogaz seront également pris en charge à hauteur de 40%. Jusque-là, ils « étaient entièrement à la charge des producteurs, ce qui pouvait rendre impossible des projets de production de biogaz en zone rurale, lorsque la ressource méthanisable était trop loin du réseau de gaz », justifie le ministère.

L'AUTRICHE VEUT DIMINUER L'USAGE DE CULTURES ÉNERGÉTIQUES

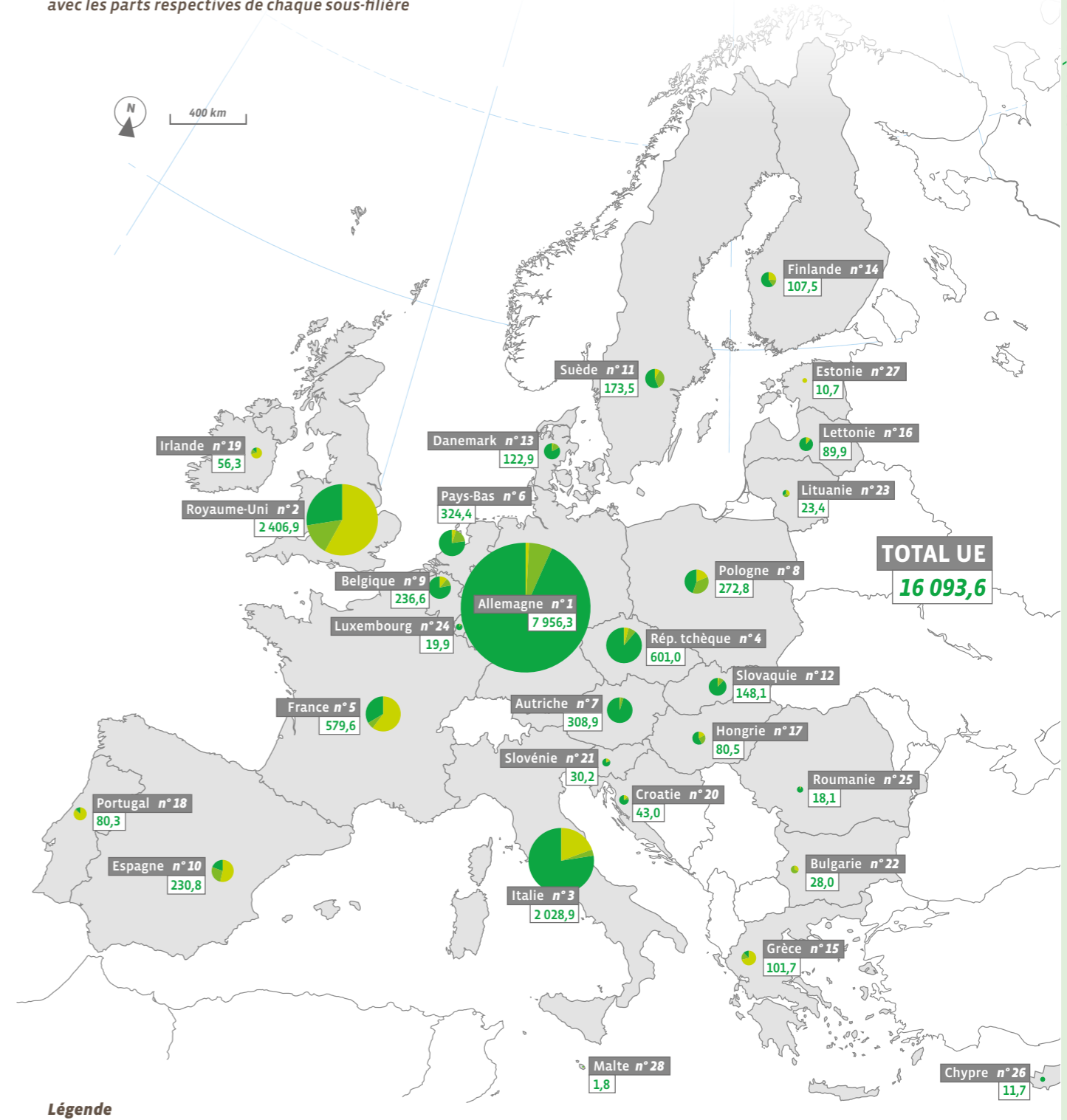
La production de biogaz de l'Autriche est beaucoup plus faible que celle de son voisin allemand. Selon les données de Statistic Austria, le pays n'a produit que 308,9 ktep en 2016, soit + 2,9 % par rapport à 2015, et une production d'électricité de 639 GWh en 2016 (+ 2,6 % par rapport à 2015). À la fin du mois de juin 2017, le pays a modifié sa loi énergie renouvelable Ökostromgesetz. À partir du début de l'année 2018, les unités de méthanisation ne pourront bénéficier de conditions de rémunération de leur production que si elles utilisent au maximum 30 % de maïs et autres céréales comme matière première. Deux options sont alors ouvertes : les unités de taille inférieure à 150 kW et d'une efficacité supérieure à 67,5 % pourront directement valoriser leur production sous forme d'électricité ; les unités de puissance supérieure à 150 kW devront choisir entre injecter directement le biogaz

(préalablement épuré) dans le réseau de gaz naturel ou le valoriser sous forme de cogénération. L'enveloppe budgétaire allouée au soutien de ces nouvelles installations est limitée à un million d'euros par an. Les anciennes installations pourront continuer de toucher des subventions, à la condition d'utiliser moins de 60 % de maïs comme matière première.

L'INDUSTRIE DE LA MÉTHANISATION CONTRAINT DE SE DIVERSIFIER

Le marché européen du biogaz avait reculé à partir de 2012-2013, du fait d'un ralentissement de la croissance des marchés allemand et italien. Certaines entreprises, telles que les fabricants de méthaniseurs Biogas Nord AG et MT Energie, n'ont pas réussi à passer cette période de turbulence et ont fait faillite, modifiant la liste des entreprises représentatives du secteur (tableau 4). Pour diversifier leurs revenus et continuer d'exister, de nombreux fabricants de méthaniseurs se sont développés sans l'aval de la chaîne de valeur et se sont lancés dans l'exploitation de leurs propres centrales. Par ailleurs, le marché de la construction des installations de méthanisation profite de la croissance de l'injection de biométhane. La chaîne de valeur d'un projet biogaz comprend quatre grandes étapes, qui sont le développement, le financement, la construction et l'exploitation (Voir encadré sur la chaîne de valeur biogaz p. 13). Plusieurs entreprises européennes se concentrent sur le métier de constructeur d'installations de méthanisation (tableau 4). Ainsi, l'entreprise allemande Weltec Biopower, initialement spécialisée dans les installations en acier inoxydable, revendiquait, à mi-2017, la construction de plus de 300 sites de biométhanisation à travers le monde. Ses clients sont aussi bien des entreprises de gestion des déchets, de l'agro-alimentaire, de l'agriculture que du traitement de l'eau. Sur ce segment se trouve également l'entreprise danoise Xergi, qui a commencé, aux côtés d'NGF Nature Energy, la construction de la plus grosse

Production d'énergie primaire de biogaz dans les pays de l'Union européenne à la fin 2016* (en ktep) avec les parts respectives de chaque sous-filière

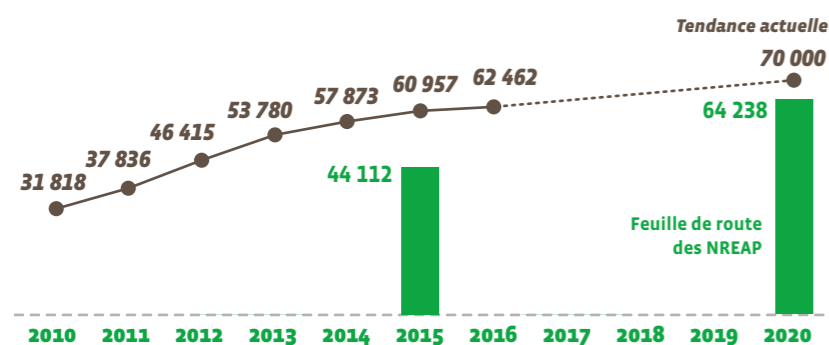


Légende
 349,6 Les chiffres en vert indiquent la production biogaz totale en ktep.
 Biogaz de décharge. Biogaz de digestions des boues.
 Autres biogaz provenant de la fermentation anaérobie (Unité décentralisée de biogaz agricole, unité de méthanisation des déchets municipaux, unité centralisée de codigestion et unité industrielle).

Note : lorsque l'information n'était pas encore disponible, la répartition entre les différents types de biogaz a été estimée par EurObserv'ER pour l'année 2016 en fonction de celle de l'année 2015. * Estimations. Source : EurObserv'ER 2017

Graphique n° 2

Tendance actuelle de la production d'électricité biogaz par rapport à la feuille de route des Plans d'action nationaux énergies renouvelables (en GWh)



Source : EurObserv'ER 2017

installation de méthanisation du Danemark, en août 2017. Cette installation sera capable de traiter 600 000 tonnes de biomasse venant de fermes, ainsi que les résidus de la production laitière. Il en ressortira 27,5 millions de mètres cubes de biogaz. Cette installation représente un investissement de 31 millions d'euros, et devrait entrer en service à la fin de l'année 2018. D'autres constructeurs s'étendent également plus en aval de la chaîne de valeur, en exploitant certaines des installations qu'ils ont construites. C'est le cas de l'entreprise allemande Envi-Tec Biogas, dont 62 % des revenus de 2016 proviennent de l'exploitation de sites, alors que la construction, son cœur de métier initial, ne représentait que 18,5 % des revenus, un chiffre en baisse de 41,2 % (notamment en raison de difficultés à facturer les clients). Le reste des revenus est venu d'une branche nouvelle pour l'entreprise, prouvant son avancée dans l'aval : les services. En montants absolus, les 162,9 millions d'euros de chiffre d'affaires de l'entreprise sont

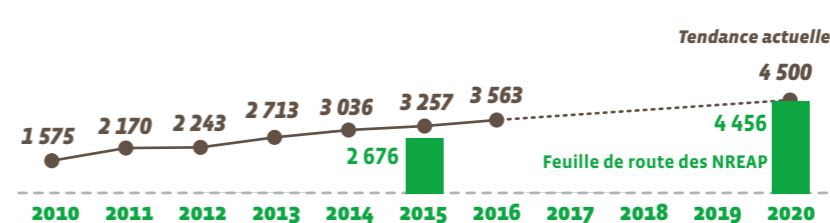
répartis en 101,7 M€ venant de l'opération de ses propres installations, 30,2 M€ de la construction et 31 M€ des services. D'une année sur l'autre, les revenus de ce nouveau segment des services ont augmenté de 19,4 %. Cette augmentation a également permis à Envi-tec Biogas de recruter 39 nouvelles personnes en 2016. Les résultats au 1er semestre 2017 de l'entreprise montrent les mêmes dynamiques entre les segments. Ainsi, la ligne "exploitation" a dégagé 55,7 M€ de revenus (+ 15,2 %), contre 5,7 M€ pour la construction (+ 4,7 %) et 17,2 M€ pour les services (19,2 %). Un dernier exemple : la société danoise Bigadan est à la fois un constructeur d'installations de biométhanisation et un exploitant de sites. En 2015, l'entreprise a construit, en collaboration avec CP Kelco, VEKKS, Chr. Hansen et l'université de Roskilde, une installation à 40 kilomètres au sud de Copenhague, capable de traiter des algues avec une capacité de traitement de 200 000 tonnes par an. Bigadan va exploiter ce site durant ses cinq premières années.

Chaîne de valeur d'un projet biogaz			
Développement	Finance	Construction	Exploitation
<ul style="list-style-type: none"> Identification des sites Sécurisation du foncier Études de faisabilité Autorisations administratives Contrats de vente de l'énergie 	<ul style="list-style-type: none"> Ingénierie financière Levée de fonds 	<ul style="list-style-type: none"> Ingénierie Sourcing fournisseurs Maîtrise d'ouvrage Assurance 	<ul style="list-style-type: none"> Gestion des actifs Contrôle de production Opération des installations Maintenance

En amont, des entreprises proposent leur expertise dès le développement du projet, et peuvent aller jusqu'à la construction du site. C'est le cas du producteur français Cap Vert Energie, qui propose la remise clé en main d'une installation, après cinq phases que sont l'étude d'opportunité, l'étude de faisabilité, la conception, les autorisations et la construction (complétée par la mise en service). Elle se concentre sur le marché de la méthanisation territoriale avec des unités de co-digestion de grandes tailles. Par ailleurs, Cap Vert Energie exploite 14 MWe de méthanisation. Une autre entreprise française, Fonroche, va plus loin et arrive à se placer sur toutes les étapes de la chaîne de valeur de la méthanisation, notamment grâce à un partenariat avec l'entreprise Bigadan, qui lui permet de revendiquer le titre de "1^{er} fabricant de méthaniseurs de France". Les relais de croissance étant dans l'injection de bimoéthane, les entreprises accompagnent naturellement cette nouvelle forme de valorisation. Eneria constate que, désormais, pour les installations supérieures à 500 kW, « 8 projets biogaz sur 10 se tournent vers l'injection ». Par ailleurs, ce nouveau débouché permet l'éclosion de startups et la mise sur le marché de produits innovants. C'est le cas de la petite entreprise française Waga-Energy, qui propose ses Wagabox. Issue de dix ans de développement, cette innovation permet de transformer le biogaz des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND) en biométhane injectable. Une colonne de distillation cryogénique permet de séparer l'oxygène et l'azote du méthane. Un échange de calories entre le biogaz entrant et le biométhane liquide permet de revaporiser ce dernier, tout en récupérant les frigories. Le président de

Graphique n° 3

Tendance actuelle de la consommation de chaleur biogaz par rapport à la feuille de route des Plans d'action nationaux énergies renouvelables (en ktoe)



Source : EurObserv'ER 2017

Wagabox espère installer une centaine de ses Wagabox d'ici 2025 en France et à l'international. Enfin, des projets de biogaz thermique commencent à voir le jour en Europe. Dans cette optique, le centre de recherche sur l'énergie hollandais (ECN) et Dahlman Renewable Technology (DRT) ont créé un joint-venture au 2^e trimestre 2017, appelé Milena Olga Joint Innovation (MOJI) pour commercialiser un procédé de gazéification, basé sur la technologie Milena développée par ECN. Milena convertit les déchets ou la biomasse en biogaz par pyrolyse. Un démonstrateur est construit dans la ville d'Alkmaar, aux Pays-Bas. Des projets similaires voient le jour dans différents pays européens. Ainsi, Göteborg Energi a d'ores et déjà construit un démonstra-

teur en Suède, appelé Gobigas. L'installation injecte désormais sa production dans le réseau de gaz suédois. À noter, le projet est doublé d'un procédé de méthanation, qui permet d'augmenter la production de biométhane.

UN DOUBLEMENT DE LA PRODUCTION POSSIBLE D'ICI 2030

La décision des principaux pays européens producteurs de biogaz de réduire l'utilisation des cultures énergétiques a fortement impacté les scénarios de croissance. Ces derniers sont aujourd'hui davantage liés à une utilisation optimisée des déchets qu'à une utilisation

accrue de cultures énergétiques ou au développement du biogaz de gazéification. Pour prendre la mesure de ce potentiel, la Commission européenne a publié, en février 2017, une étude intitulée Utilisation optimale du biogaz des flux de déchets - évaluation du potentiel du biogaz issu de la digestion dans l'Union européenne au-delà de 2020. (Optimal use of biogas from waste streams An assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020). Ce travail est original, car il s'est concentré sur une production de biogaz uniquement issue de la digestion de flux de déchets locaux, comme la production de biogaz à partir de boues d'épuration, de gaz d'enfouissement et de déchets organiques provenant de l'agriculture, de l'industrie alimentaire et des ménages. La gazéification de la biomasse et la production de méthane renouvelable issu de cultures énergétiques n'ont pas été incluses dans la partie modélisation des scénarios de cette étude. Quatre scénarios couvrant différentes hypothèses de développement du biogaz ont été analysés. Un premier scénario, "Local use and Growth", s'appuie sur l'hypothèse d'une utilisation locale du biogaz via de la cogénération, associée à un déploiement régulier des intrants, une

Tableau n° 4

Entreprises représentatives du secteur de la méthanisation en Europe en 2017.

Entreprises	Pays	Nombres de références	Employés
AB Energie	Italie	1 150	700
Envitec Biogas	Allemagne	400 MW installés	460
Bwe Energiesysteme GmbH & Co. KG	Allemagne	n.c.	100
PlanET Biogastechnik	Allemagne	400	> 200
Schmack Biogas (Viessmann Group)	Allemagne	450	250
Weltec Biopower GmbH	Allemagne	250	80
UTS Biogastechnik (Anaergia Group)	Allemagne	170	50
Bioconstruct	Allemagne	218	80
BTS Biogas	Italie	180	n.c.
Xergi	Danemark	60	n.c.

Sources : Eurobserv'ER 2017 basé sur la communication des entreprises



diminution des coûts d'investissements et à une augmentation des rendements énergétiques. Un deuxième scénario, "Local use & accelerated growth", se base sur l'hypothèse d'une utilisation locale du biogaz via de la cogénération, un déploiement accéléré des matières premières, une diminution des coûts d'investissements et une augmentation des rendements de conversions. Un troisième scénario, "To gas grid & growth", se base sur l'épuration du biogaz injecté dans le réseau, utilisée dans les secteurs des transports ou du bâtiment, avec un déploiement régulier des intrants, une diminution des coûts d'investissements et de l'efficacité de conversion. Un dernier scénario, "To gas grid and accelerated growth", repose sur une transformation du biogaz en biométhane injecté, associé à un déploiement accéléré des matières premières, à une diminution des coûts d'investissements et à une augmentation de l'efficacité de conversion. Sur la base de ces potentiels, l'évaluation montre que la production de biogaz dans l'Union européenne pourrait passer de 14,9 Mtep en 2014 à 28,8 (scénario 1 et 3) ou à 40,2 Mtep (scénario 2 et 4) en 2030, en fonction de la quantité de matière première utilisable et des effets d'apprentissage pris en considération. Par rapport au niveau de 2016 (16 Mtep), cela représente respectivement une multiplication par 1,8 et 2,5 de l'énergie primaire produite. Ces scénarios conduiraient à un niveau de

production de biogaz et de biométhane en 2030 qui représenterait entre 2,7 et 3,7 % de la consommation énergétique de l'UE en 2030.

De son côté, EBA estime que la part de biométhane dans la consommation de gaz total, qu'elle soit produite par méthanisation ou par gazéification de la biomasse (procédé thermique), augmentera significativement dans les prochaines années. Selon l'association, le potentiel futur de la production de biométhane (recouvrant le biogaz de digestion anaérobie et la gazéification de la biomasse) peut atteindre 48 milliards de Nm³ d'ici 2030 (équivalent à 40,6 Mtep). La mise en œuvre de ce potentiel associé aux politiques adaptées permettrait à l'industrie de produire l'équivalent de 10 % de la consommation actuelle de gaz naturel de l'Union européenne. Ainsi, comme bien souvent en matière d'énergie renouvelable, la question du développement futur de la filière biogaz reste donc essentiellement politique.

Ce scénario serait plus facilement atteignable avec un engagement plus fort vis-à-vis de l'objectif énergies renouvelable actuellement proposé dans le prochain paquet climat énergie 27 %. L'association européenne du biogaz (EBA) souhaite par exemple un objectif plus ambitieux d'au moins 35 %. Elle considère que cet engagement est plus que tenable, compte tenu de la baisse rapide des coûts des énergies renouvelables, et pourrait donner à l'Europe

une chance beaucoup plus réaliste de décarboner son énergie d'ici 2050. L'EBA est également opposé à la suppression des objectifs nationaux contraignants susceptibles de créer de nouvelles divisions au sein du marché unique, entre les pays leaders et les retardataires. L'introduction d'un système de gouvernance flexible, qui aide les pays à combler les lacunes dans la production d'énergie renouvelable, ne devrait pas se faire au détriment des objectifs contraignants nationaux pour les énergies renouvelables. Par conséquent, l'EBA soutient un nouveau système de gouvernance, tant que celui-ci est ancré dans des objectifs nationaux contraignants. □

Sources : Statistics Austria, Ministry of Industry and Trade (Czech Rep.), Statistics Estonia, AGEE-Stat (Germany), DENA (Germany), CRES (Greece), University of Miskolc (Hungary), SEAI (Ireland Rep.), CSB (Latvia), Statistics Lithuania, STATEC (Luxembourg), NSO (Malta), Statistics Netherlands, DGGE (Portugal), Statistical office URAD (Slovenia), IDAE (Spain), Swedish energy Agency, BEIS (United Kingdom), SDES (France), Renewable Information 2017, (IEA), EurObserv'ER.



Le prochain baromètre traitera de la biomasse solide



This project is funded by the European Union under contract n° ENER/C2/2016-487/SI2.742173



La version française de ce baromètre et sa diffusion ont bénéficié du soutien de l'Ademe.

Ce baromètre a été réalisé par Observ'ER dans le cadre du projet "EurObserv'ER" regroupant Observ'ER (FR), ECN (NL), Renac (DE), Frankfurt School of Finance & Management (DE), Fraunhofer ISI (DE) et Statistics Netherlands (NL). Le contenu de cette publication n'engage que la responsabilité de son auteur et ne représente ni l'opinion de la Commission européenne, ni celle de l'Ademe. Ni la Commission européenne ni l'Ademe ne sont responsables de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent.