

PRÉFET DE L'ISERE

Direction régionale de l'environnement,
de l'aménagement et du logement
Auvergne Rhône-Alpes

Unité Départementale de l'Isère

Grenoble, le 29 janvier 2016

Affaire suivie par : Clotilde Valleix
Cellule risques chroniques
Subdivision territoriale T5
Tél. : 04 76 69 34 36
Courriel : clotilde.valleix
@developpement-durable.gouv.fr

Référence : 2016-Is011T5

DEPARTEMENT de l'ISERE – GRENOBLE ALPES METROPOLE
Unité de méthanisation sur le site d'AQUAPOLE au Fontanil-Cornillon

Modification des installations de valorisation du biogaz

**Rapport de l'inspection des installations classées
au CODERST**

Objet : dossier de modification de l'unité de méthanisation du site Aquapole
Réf. : courrier de l'exploitant en date du 4 juin 2015 complété le 10 novembre 2015 et le 8 janvier 2016
PJ : - projet de prescriptions
- plan de localisation

Raison sociale : GRENOBLE ALPES METROPOLE

Adresse de l'établissement : Station d'épuration Aquapole – chemin des Acacias
38120 FONTANIL-CORNILLON

Activité principale de l'établissement : station d'épuration des eaux usées urbaines – unité de
méthanisation des boues

Code S3IC de l'établissement : 61-08002

Priorité DREAL : P3

COPIE : SPR, CVa, Chrono T5

1. Contexte et objet du présent rapport :

Grenoble Alpes Métropole exploite sur la commune du Fontanil-Cornillon une station d'épuration des eaux usées urbaines (Aquapole), à laquelle sont associées une installation d'incinération des boues ainsi que plus récemment une unité de méthanisation des boues.

L'installation d'incinération des boues a été autorisée, au titre de la réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement et à titre de régularisation, par arrêté préfectoral n°2010-0511 en date du 24 juin 2010.

De même, l'unité de méthanisation de la station d'épuration Aquapole, et en particulier ses installations connexes, à savoir le stockage et la combustion du biogaz, ont été autorisées par arrêté préfectoral n°2013-058-0030 en date du 27 février 2013. La mise en service de ces installations a été effectuée en janvier 2016.

L'article 3.1.8 des prescriptions annexées à cet arrêté préfectoral prévoit une valorisation de tout le biogaz produit « sous une forme ou une autre ».

Par ailleurs, l'article 5 des prescriptions annexées précise qu'« afin de répondre au point 3.1.8, l'exploitant devra fournir un dossier relatif au procédé de valorisation du biogaz non utilisé sur le site, comportant tous les éléments d'appréciation permettant de juger des impacts et enjeux environnementaux. Ces éléments seront portés à la connaissance de monsieur le Préfet de l'Isère et de l'inspecteur des installations classées avant sa mise en service et en tout état de cause avant le 30 juin 2014. ».

Ainsi, par courrier en date du 4 juin 2015, Grenoble Alpes Métropole a transmis au préfet de l'Isère un dossier relatif aux modifications envisagées sur les installations du site Aquapole en vue de la valorisation de l'excédent de biogaz produit par l'unité de méthanisation de la station d'épuration, par injection de biométhane (biogaz traité) dans le réseau de distribution de gaz naturel exploité par GrDF.

Cette solution figurait parmi les 2 solutions initialement envisagées : injection du biométhane dans le réseau ou combustion du biogaz dans une unité de cogénération avec production d'électricité. La solution retenue a l'avantage de minimiser les émissions de gaz à effet de serre.

L'excédent de biogaz correspond au biogaz résiduel après combustion dans 2 chaudières bi-combustibles pour les besoins de chauffage des ouvrages de digestion des boues et des locaux du site en période hivernale, et dans une moindre mesure pour l'appoint des besoins en chauffage du site Aquapole, et après appoint sur le four d'incinération des boues en substitution partielle au fioul.

Les installations complémentaires nécessaires au procédé d'injection du biométhane dans le réseau GrDF sont liées à :

- l'épuration du biogaz,
- la compression pour l'injection à une pression compatible avec celle du réseau.

L'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel pourrait être effectif en avril 2016.

Par courriers en date du 10 novembre 2015 et du 8 janvier 2016, des compléments ont été apportés par l'exploitant à la suite des demandes formulées par l'inspection des installations classées le 24 août 2015 après examen du dossier transmis.

2. Contenu du dossier

2.1 Description des installations

Depuis l'arrêté ministériel en date du 24 juin 2014 modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel, et l'arrêté ministériel du 24 juin 2014 modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté, l'injection dans les réseaux de gaz naturel de biométhane produit à partir de boues de station d'épuration est désormais autorisée.

Ainsi, la Régie Assainissement de Grenoble Alpes Métropole a fait le choix d'une valorisation de l'excédent de biogaz produit par l'unité de méthanisation par injection dans le réseau de distribution exploité par GrDF. Cette solution permettra d'une part d'optimiser la valorisation de la totalité du biogaz produit sur le site et

d'autre part de produire une énergie renouvelable à partir de l'excédent de biogaz, en substitution aux énergies fossiles pour les usages locaux.

La puissance calorifique valorisable par injection au réseau pourra atteindre en pointe environ 22000 MWh PCS/an.

L'unité d'épuration et d'injection du biométhane au réseau sera implantée au Nord-Est des cuves de stockage des boues digérées sur une aire d'environ 285 m². Cette zone était déjà incluse dans le dossier de demande d'autorisation de l'unité de méthanisation.

Les installations complémentaires liées à l'injection ne modifient pas le classement des activités déjà autorisées.

L'injection dans le réseau GrDF exige une qualité du biométhane conforme aux exigences de l'exploitant du réseau : ainsi, le biogaz doit subir préalablement un ensemble de traitements visant à obtenir un taux de CH₄ dans le biométhane supérieur à 96,5%. Ces traitements consistent :

- à extraire l'H₂S et les COV présents dans le biogaz via des cuves de charbon actif,
- à sécher le biogaz par un groupe froid,
- à comprimer le biogaz à une pression de travail comprise entre 10 et 16 bars, par un ensemble de compression constitué de 3 compresseurs (au maximum) chacun installés dans une enceinte acoustique (puissance électrique totale de 165 kW),
- à séparer le biométhane valorisable et le CO₂ (lequel représente environ 40% du biogaz) via une unité de filtration membranaire, implantée dans un container de 30 m²,
- puis à procéder à une odorisation du biométhane et à une mise à la pression du réseau (soit 4 bars).

Le biométhane sera analysé en temps réel au niveau du poste de comptage. Un stockage tampon d'1 m³ sera implanté à l'amont du point d'injection à une pression comprise entre 5,5 bars et 8 bars.

En cas de non conformité du biométhane aux prescriptions techniques requises pour son injection dans le réseau, il est remélangé au CO₂ extrait et renvoyé dans les digesteurs.

Les effluents non valorisables issus de la filtration membranaire (gaz pauvres correspondant aux gaz de purge), essentiellement composés de CO₂, seront dirigés vers le four d'incinération (pour combustion du CH₄ résiduel (teneur comprise entre 0,5 et 2 % du volume total) et des impuretés présentes). Le débit moyen de production de ces gaz pauvres est estimé à 107 Nm³/h en moyenne annuelle. Ce débit ainsi que les caractéristiques des gaz pauvres n'auront pas d'impact significatif sur le fonctionnement du four. A noter qu'en cas d'absence de fonctionnement du four (périodes de maintenance), les gaz pauvres seront rejetés directement à l'atmosphère via une soupape de décharge.

L'exploitant envisage :

- une 1^{ère} phase durant laquelle l'unité d'épuration pourra traiter 300 Nm³/h de biogaz brut, et où l'H₂S sera traité par adsorption sur 2 cuves de 20 m³ de charbon actif ;
- une 2^{ème} phase pendant laquelle une 3^{ème} cuve de charbon actif pourrait être installée en fonction de l'évolution des teneurs en H₂S (sachant que les premières mesures disponibles montrent des teneurs en H₂S inférieures à 200 ppm, ne nécessitant pas l'ajout d'un 3^{ème} filtre de charbon actif) ;
- une 3^{ème} phase lors de laquelle la capacité de traitement de l'unité d'épuration pourrait passer de 300 à 550 Nm³/h, nécessitant l'augmentation de la puissance de compression du biogaz (1 compresseur supplémentaire) et l'ajout de membranes de filtration dans l'unité d'épuration.

2.2. Impacts liés au projet

L'étude fait état des impacts potentiels générés par les modifications envisagées.

L'évaluation des principaux impacts potentiels permet d'aboutir aux conclusions suivantes :

- les installations ne contribueront pas à une augmentation significative des nuisances olfactives potentielles, ni à une augmentation notable des rejets à l'atmosphère :
 - les pertes fugitives de CH₄ au niveau des installations d'épuration et de compression seront réduites autant que possible (contrôle régulier de l'étanchéité du réseau),
 - les rejets à l'atmosphère du CH₄ résiduel présent dans les gaz de purge (en moyenne, moins de 1 % du volume des gaz de purge) ainsi que les rejets de CO₂ seront limités aux durées

d'indisponibilité du four d'incinération pour maintenance ; on rappelle que la solution de valorisation par injection du biométhane dans le réseau génère moins d'émissions de gaz à effet de serre que l'autre solution de valorisation initialement envisagée (cogénération) ; ces durées ainsi que les quantités de méthane et de CO₂ rejetées seront consignées ;

- les teneurs en H₂S présentes dans le biogaz seront traitées au travers de filtres à charbon actif, et contrôlées dans le local de filtration membranaire (avec alarmes et actions de mise en sécurité) ;
- l'utilisation de la torchère pour détruire le biogaz sera limitée aux périodes transitoires durant lesquelles l'installation d'épuration et de compression pourrait s'avérer sous-dimensionnée par rapport au débit de biogaz à valoriser (périodes transitoires entre la 1^{ère} et la 3^{ème} phase), ou en cas (peu probable compte tenu des teneurs en H₂S mesurées dans le biogaz produit) de taux d'H₂S supérieur à la valeur admissible dans l'unité d'épuration et de compression : les périodes transitoires seront autant que possible anticipées afin d'en limiter la durée ; elles seront consignées et réglementées (valeurs limites de rejet applicables à la torchère) ;
- d'un point de vue global, la valorisation du biométhane permettra de substituer une énergie fossile, le gaz naturel, par une énergie renouvelable issue du traitement des effluents ;
- les modifications ne devraient pas engendrer d'augmentation des niveaux sonores générés actuellement par l'unité de méthanisation : le niveau sonore sera globalement inférieur à 66 dB(A) à 1 mètre de l'unité d'épuration et de compression (capotage des compresseurs et insonorisation du conteneur de filtration), soit un niveau inférieur de l'ordre de 10 db(A) au niveau sonore généré par l'unité de méthanisation (à 1 mètre) ; le niveau sonore en limite de propriété ne sera pas modifié ;
- les installations ne modifieront pas significativement les charges polluantes en tête de la station d'épuration : les seuls rejets seront constitués des condensats issus du refroidissement et du séchage du biométhane, très peu chargés, et dont les volumes sont limités (quelques m³ par jour).

2.3. Risques liés au projet

Les risques accidentels ont été réévalués en tenant compte des modifications envisagées.

L'étude précise que la mise en place des nouveaux équipements ne conduit pas à une présence de biogaz (ou biométhane) en quantité plus importante que celle prévue dans le dossier de demande d'autorisation initial de l'unité de méthanisation.

L'étude précise que la mise en place de nouveaux équipements donne lieu à de nouveaux phénomènes dangereux correspondant principalement à l'explosion d'un nuage de gaz formé en milieu confiné, notamment en cas de fuite au niveau :

- d'un des conteneurs abritant les installations (conteneur de compression d'un volume de 38 m³ et conteneur de filtration membranaire d'un volume de 87 m³),
- des canalisations de conduite du biogaz,
- du ballon de stockage tampon du biométhane (1 m³) avant injection.

Des mesures de prévention et de protection vis-à-vis du risque d'explosion sont mises en place, telles que :

- protection des canalisations à l'égard des chocs mécaniques ou mise en place de canalisations enterrées (canalisations de transport de biométhane fonctionnant à 10 bars et 16 bars) ;
- soupapes de sécurité sur les canalisations ;
- vannes automatiques de sectionnement sur la canalisation d'alimentation en biogaz brut, ainsi qu'à l'entrée du conteneur de filtration et sur la canalisation de retour de biométhane non conforme ;
- système de ventilation forcée au niveau du local de filtration membranaire asservi à une détection gaz (CH₄ et H₂S) à l'intérieur du container, et mise en sécurité en cas d'atteinte d'un 2^{ème} seuil d'alarme ;
- détection incendie à l'intérieur du local de filtration membranaire ;
- mesures de protection contre le risque foudre.

Malgré les mesures de sécurité envisagées, une modélisation des effets de surpression en cas d'explosion en milieu confiné, ainsi que des effets thermiques (jets enflammés) a été réalisée pour différents phénomènes dangereux. Cette modélisation tient compte du débit maximal de biogaz produit (soit 550 Nm³/h - phase 3).

L'étude conclut à l'absence d'effets à l'extérieur des limites du site pour l'ensemble des phénomènes dangereux étudiés, et à l'absence d'effets dominos sur d'autres équipements. Elle précise également que les

nouveaux équipements seront situés en dehors des zones d'effet domino des installations à risque existantes. L'extension maximale de la zone des effets létaux significatifs (correspondant également aux éventuels effets dominos) est de l'ordre de 10 mètres et l'extension maximale de la zone des effets irréversibles est de 30 mètres environ. Elles correspondent à l'explosion du regard contenant le pot de purge.

En l'absence d'effets à l'extérieur du site, les canalisations de transport de propylène et de gaz naturel situées au-delà des limites de propriété du site, ne sont donc pas potentiellement impactées par des effets dominos.

A noter que les équipements projetés seront implantés en zone Ri, correspondant à une zone d'aléa fort pour le risque inondation dans laquelle les équipements et ouvrages techniques se rattachant aux installations de services d'intérêt collectif y sont réalisables sous réserve que les dispositions techniques appropriées aux risques soient respectées. L'exploitant confirme que les prescriptions et recommandations du PPRI de l'Isère Aval de Grenoble seront mises en œuvre, et que notamment les canalisations enterrées de biogaz et de biométhane seront lestées par 2 à 3 mètres de remblai compacté puis recouvertes d'enrobés.

3. Conclusion et proposition de l'inspection :

Après analyse du dossier de modification transmis par Grenoble Alpes Métropole en juin 2015 et des compléments apportés en novembre 2015 puis en janvier 2016, il apparaît que les modifications envisagées en vue de valoriser l'excédent de biogaz produit par l'unité de méthanisation implantée sur le site d'Aquapole peuvent être considérées comme non substantielles. En effet :

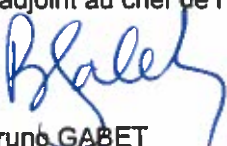
- l'unité d'épuration et de compression n'induit pas d'impacts significatifs en terme de rejets atmosphériques, de rejets aqueux et de nuisances sonores et olfactives ;
- l'unité d'épuration et de compression ne sera pas à l'origine de phénomènes dangereux susceptibles d'avoir des conséquences en dehors des limites du site ou sur les équipements existants par effets dominos ;
- les installations projetées ne modifieront pas le classement actuel des installations déjà autorisées sur le site, au regard de la réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement.

Aussi, nous proposons à monsieur le préfet de l'Isère d'acter les modifications projetées permettant la valorisation de l'excédent de biogaz produit par injection dans le réseau de gaz naturel par arrêté préfectoral pris en application des dispositions de l'article R.512-31 du Code de l'environnement, après avis du CODERST, et sous réserve du respect des prescriptions jointes.

Ces prescriptions permettent d'entériner les points principaux du dossier, notamment en terme de maîtrise des risques (dispositifs et mesures de sécurité, limitation du débit maximal de biogaz et des pressions maximales, ...), et d'exiger de la part de l'exploitant une consignation des phases de fonctionnement en mode dégradé ou transitoire, durant lesquelles une partie du biogaz peut être détruit par combustion dans une torchère, ou durant lesquelles les gaz pauvres peuvent être rejetés directement à l'atmosphère.

Vérifié, approuvé et transmis
à monsieur le Préfet de l'Isère

Pour la directrice et par délégation,
L'adjoint au chef de l'unité départementale de l'Isère,


Bruno GABET

Grenoble, le 29 janvier 2016
L'inspecteur de l'environnement



Clotilde VALLEIX

