



# **INERIS : Maîtriser le risque pour un développement durable**

## **Jeudis du Développement Durable**

### **Transition énergétique : Risques liés aux nouvelles énergies (méthanisation et injection de biométhane)**

**DREAL Picardie – DRAC Salle Robida à Amiens (80) – Jeudi 15 Mai 2014**

**Sébastien EVANNO**

**Responsable d'appui Méthanisation auprès du MEDDE/DGPR**

**Expert confirmé ATEX – Sécurité Procédés**

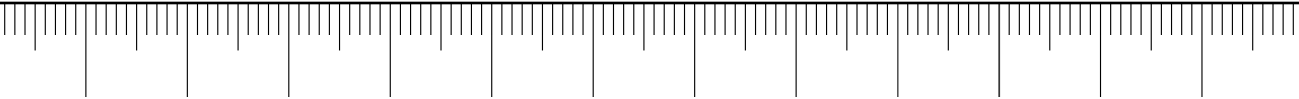
**Pôle Substances et Procédés - Direction des Risques Accidentels**

**Contact : [sebastien.evanno@ineris.fr](mailto:sebastien.evanno@ineris.fr)**

**INERIS**  
maîtriser le risque |  
pour un développement durable |

# Programme de l'intervention de l'INERIS

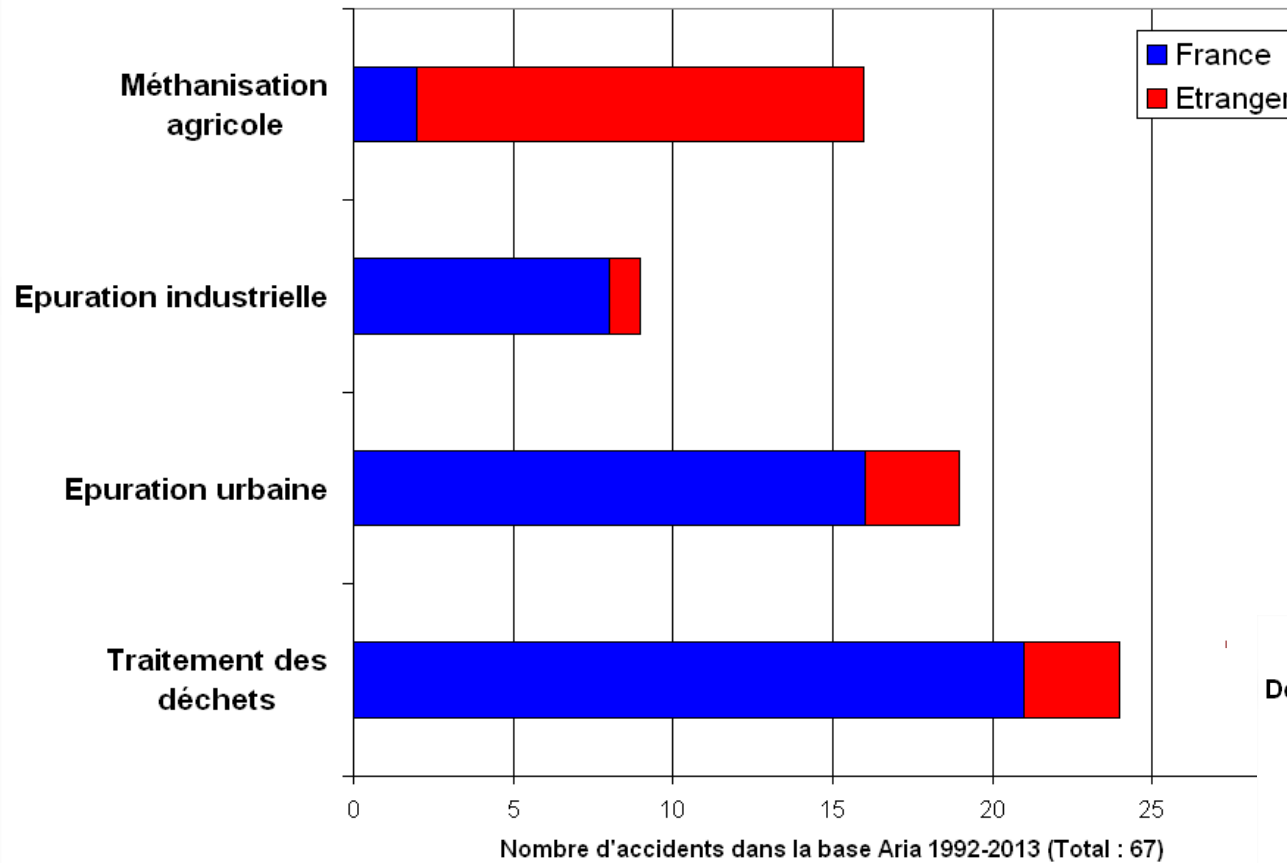
- Bilan et rôle du Retour d'expérience dans la gestion des risques des installations de méthanisation,
- Risques accidentels et chroniques associés au procédés de méthanisation et règles de prévention et de protection,
- Evaluation des distances d'effets (explosion, thermique, toxique) des principaux scénarios majorants de deux procédés d'épuration de biogaz et d'injection de biométhane,
- Evaluation des risques sanitaires liés à l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel,
- Emissions non maîtrisées de méthane : Etat des lieux bibliographiques sur les émissions non maîtrisées de méthane lors des étapes de digestion et d'épuration.



# **Bilan du Retour d'expérience (REX)**

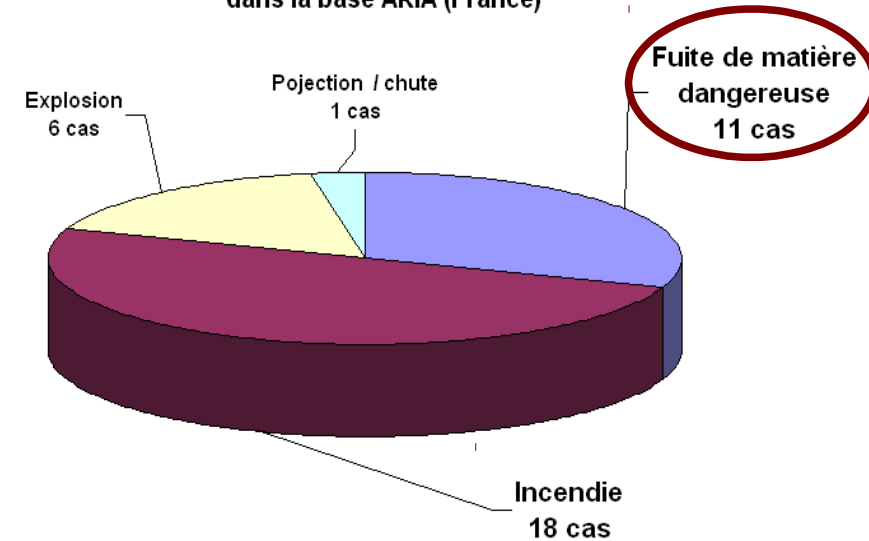
## **Rôle du REX dans la gestion des risques des installations de méthanisation**

# Description des accidents

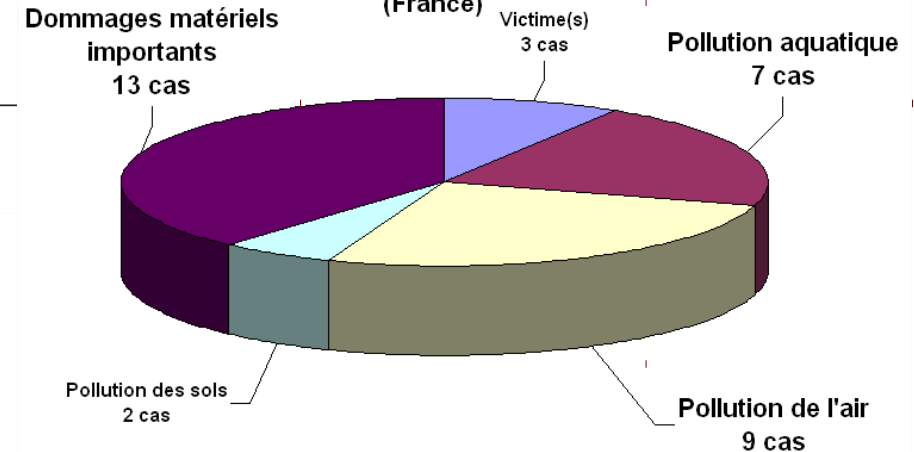


France : 47 accidents  
 Étranger : 20 accidents dont 14 en Allemagne

Typologie des accidents de méthanisation dans la base ARIA (France)

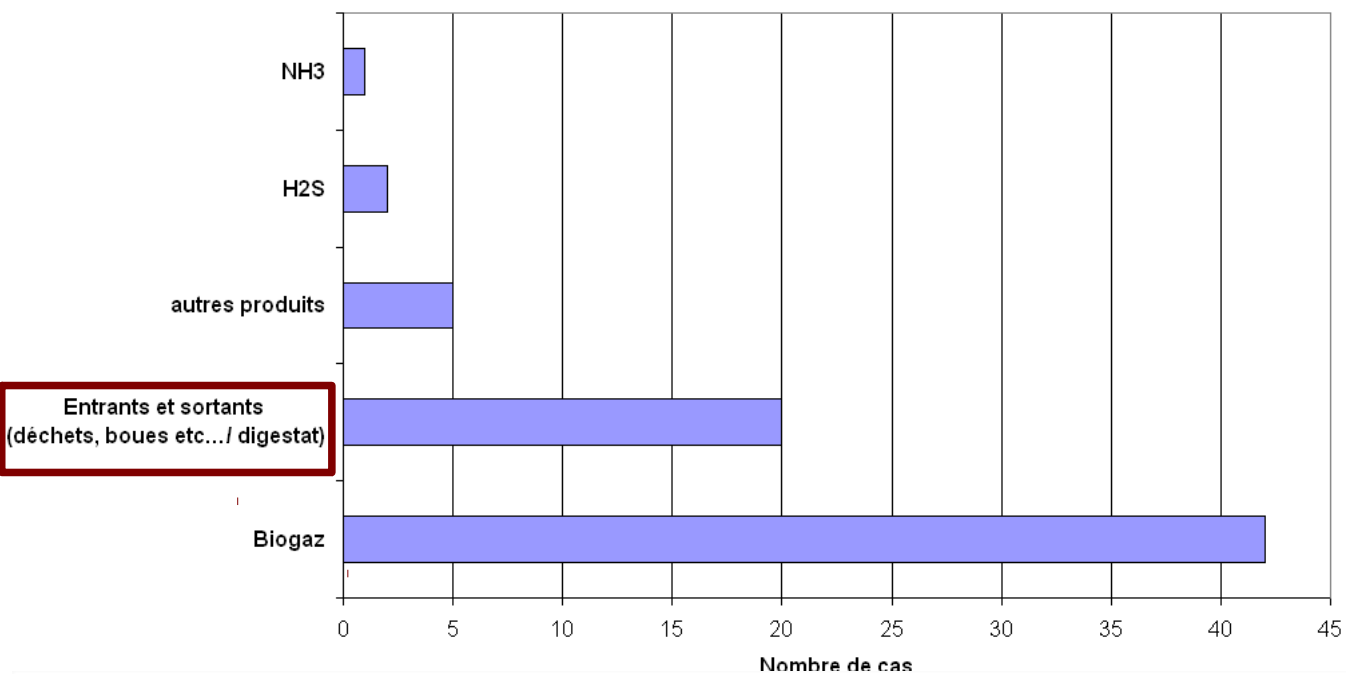


Conséquences des accidents (France)

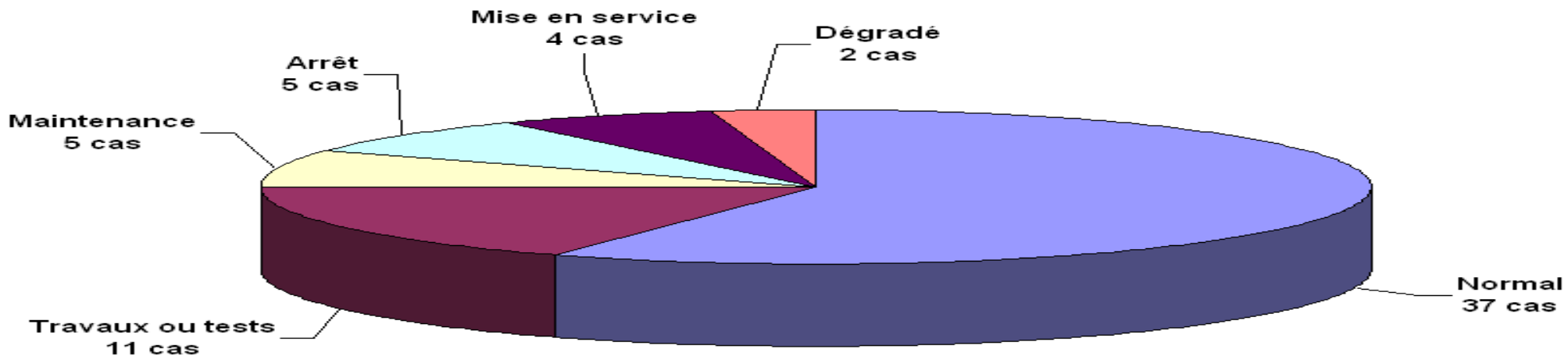


# Description des accidents

Produits impliqués

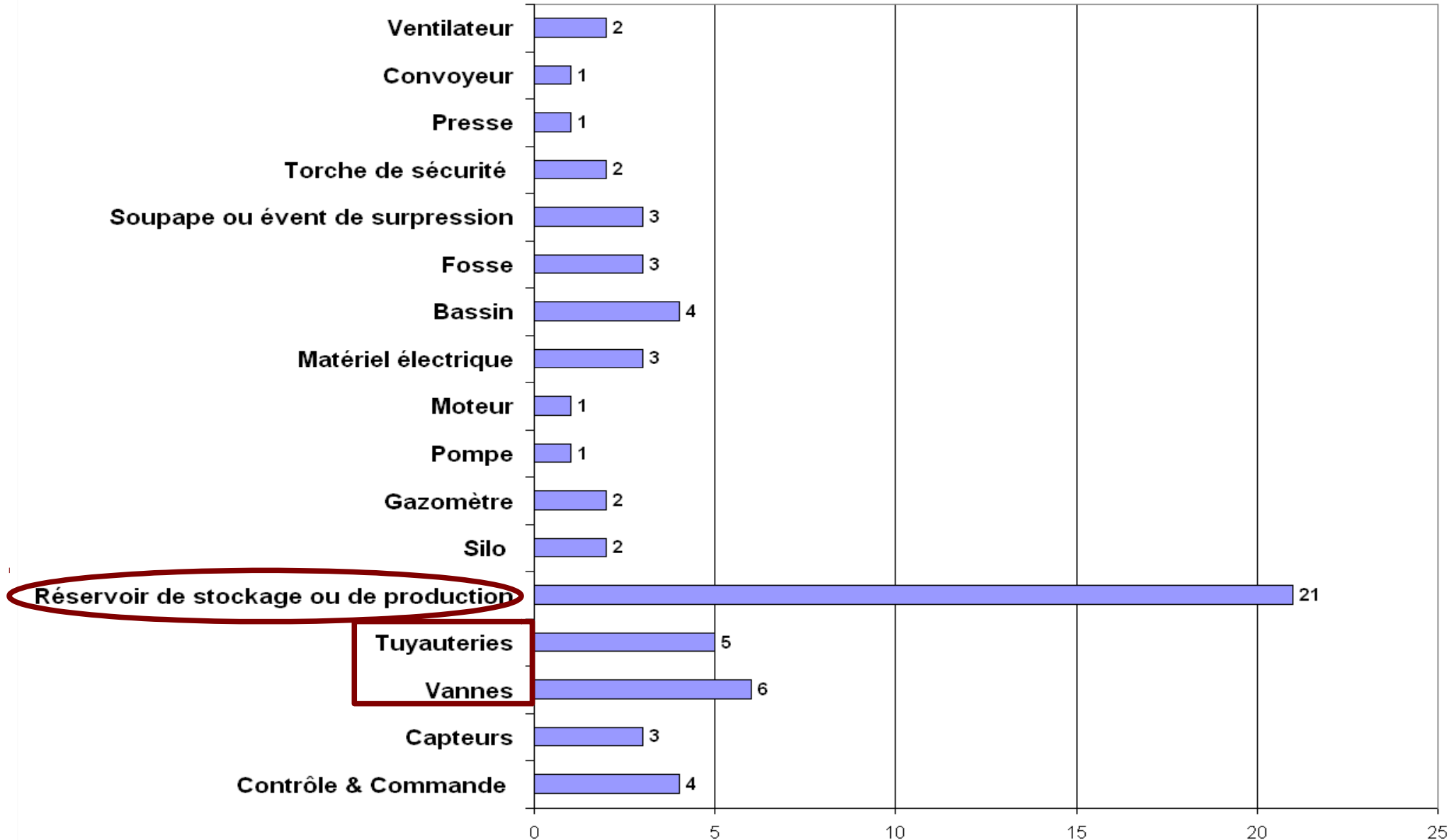


Phase de fonctionnement lors de l'accident



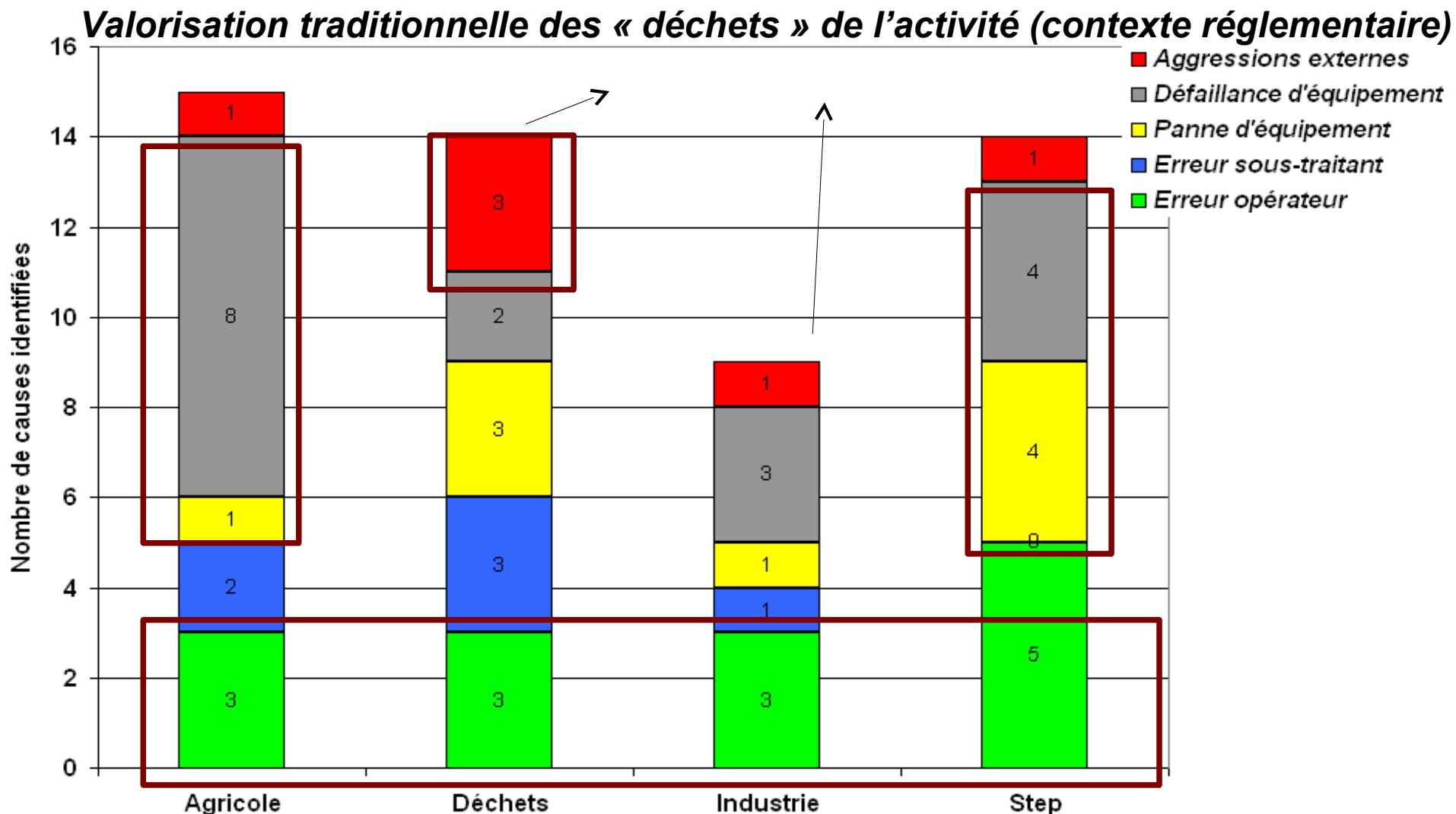
# Description des accidents

## Equipements impliqués



# Analyse des causes des accidents

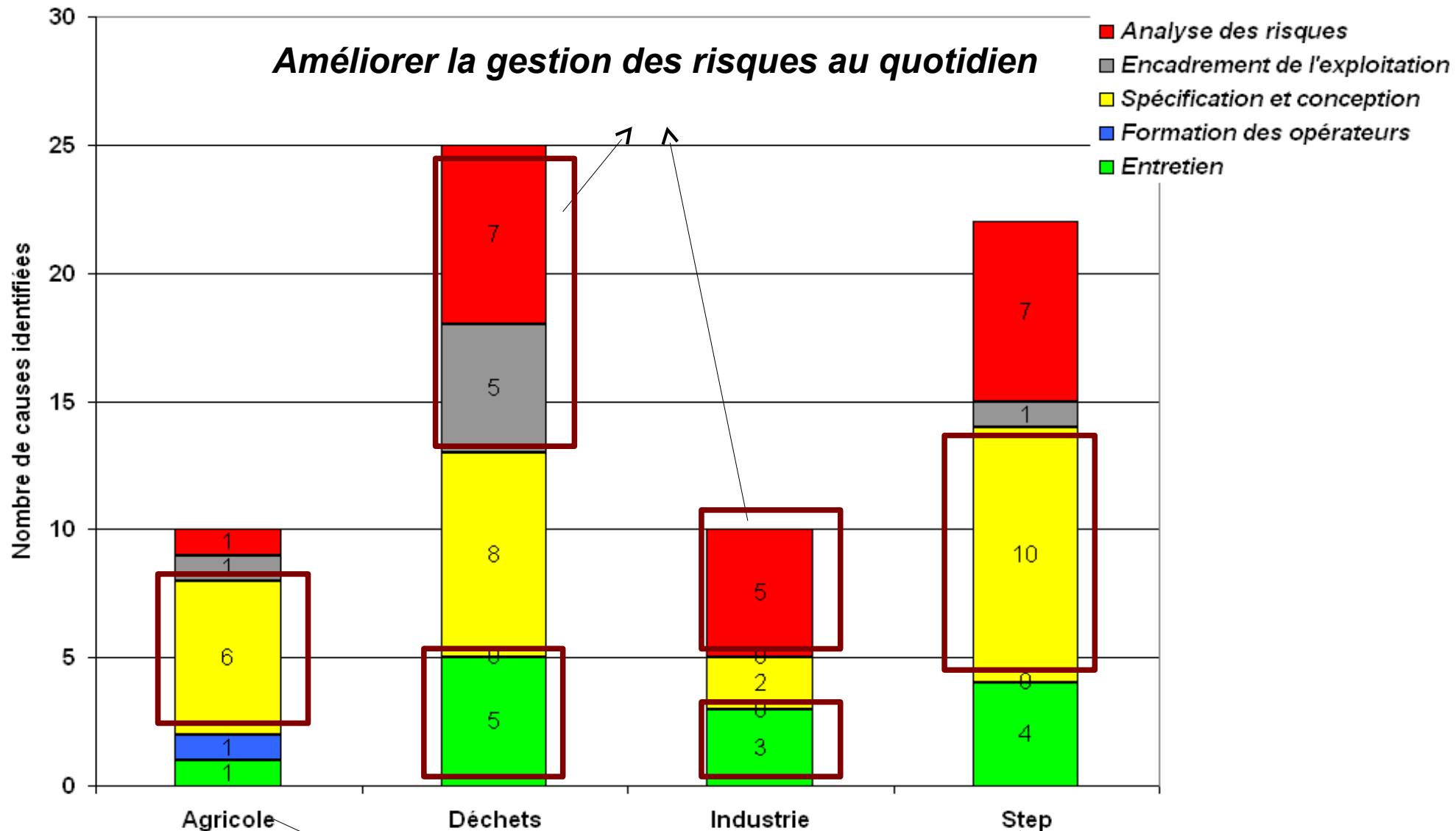
Répartition des causes premières par secteur



**Valorisation récente des « déchets » de l'activité (contexte économique)**

# Analyse des causes des accidents

Répartition des causes profondes par secteur



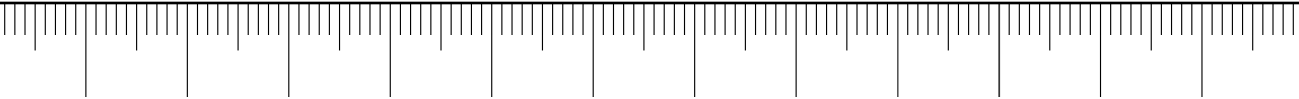
**Améliorer la prise en compte des risques en amont**



# Rôle du REX dans la gestion des risques

**La collecte et l'exploitation des données du REX FACILITENT la démarche intégrée de la gestion des risques :**

- **Appliquer une démarche rigoureuse de prévention** en s'appuyant sur la réglementation ICPE (arrêtés méthanisation, DAE) et sur la réglementation ATEX (DRPCE), dès la conception et tout au long du cycle de vie de l'installation.
- **Contrôler et assurer la fiabilité des barrières** techniques et humaines de sécurité, pour garantir leur bon fonctionnement sur le long terme (entretien et maintenance) en lien avec une démarche de progrès continu de maîtrise des risques.
- **Déterminer les actions de surveillance** afin de gérer les dysfonctionnements et dérives des installations durant leur exploitation pour maîtriser les dérives (phases d'audit).
- **Surveiller les situations particulièrement à risque** lors des phases d'intervention dans des digesteurs, dans des locaux contenant des canalisations de biogaz (travaux par points chauds, maintenance ...), et les phases transitoires (démarrage d'installation, mise à l'arrêt).
- **Assurer la formation des exploitants** sur la prévention des risques et des impacts d'unités de méthanisation.



# Risques accidentels et chroniques associés au procédés de méthanisation et règles de prévention et de protection

De part sa composition ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , composés mineurs en trace,...) et des procédés utilisés, le biogaz induit des risques sur les hommes, sur les installations et sur l'environnement.

Ces **risques** relèvent du domaine **physico-chimique** et du domaine de la **toxicité** :

- **Incendie** : matériaux combustibles (intrants, huile moteur cogénération) et biogaz (gaz inflammable).
- **Explosion d'une ATEX air / biogaz** : biogaz en mélange avec l'air (plage d'explosibilité entre 5 % et 12 %) – fuite ou entrée d'air formant une ATEX pouvant créer une explosion en présence d'une source d'inflammation
- **Surpression ou dépression interne** : dysfonctionnement mécanique de soupapes, de pompes, effets de moussage, vidange rapide, gestion pression biogaz
- **Intoxication provoquée par l' $\text{H}_2\text{S}$**  : accumulation en milieu confiné (l'odeur décelable à de très faibles concentrations (0,008 ppm) s'atténue ou disparaît à forte concentration (anesthésie de l'odorat au-dessus de 100 ppm)).
- **Anoxie** : accumulation de biogaz en milieu confiné remplaçant l'oxygène de l'air
- **Pollution des sols/eaux** : déversement accidentel du digestat – pollution à l'azote et/ou microbienne

Pour les équipements, on notera un pouvoir corrosif non négligeable, souvent pointé comme une des causes de nombreux sinistres.

# Méthane (CH<sub>4</sub>)

- **Indicateur du bon déroulement de la méthanisation (teneur habituelle comprise entre 50 et 75%)**
- **Un bon Indice de méthane favorise le déroulement de la combustion et augmente la durée de vie du moteur (favorable : teneur en méthane, CO<sub>2</sub>, défavorable : H<sub>2</sub>, Hydrocarbures)**
- **Risque d'asphyxie par manque d'oxygène**
- **Risque d'inflammation et d'explosion (en cas de fuite)**
- **Gaz à effet de serre**



# Hydrogène sulfuré ou sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S)

- **Exposition professionnelle (locaux confinés)**
- **Nuisances olfactives**
- **Pollution atmosphérique (formation de SO<sub>2</sub>)**
- **Corrosion / durée de vie des moteurs**
- **Inflammable (fuite des équipements)**

# Nuisances olfactives (H<sub>2</sub>S)

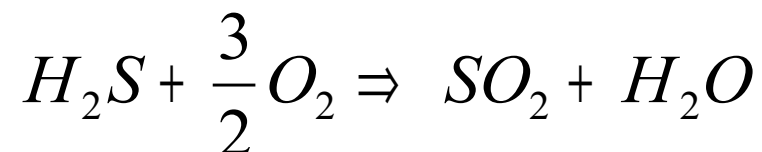
- Odeur caractéristique d'œuf pourri (seuil de perception olfactive : < 1 ppm)
- Fonctionnement normal :
  - aérations et fuites des équipements
  - alimentation de la fosse et des divers stockages (digestat)
- Opérations annexes :
  - maintenance des équipements (mise à l'air)
  - nettoyage
- Incidents ou accidents (écoulements, ouverture de soupape, etc.)
- Débit d'odeur à ne pas dépasser (régime de l'enregistrement)

# Toxicité / Exposition des opérateurs (H<sub>2</sub>S)

- **Valeurs limites d'exposition professionnelle :**
  - 10 ppm sur 15 mn, 5 ppm sur 8 heures
- **Seuil de toxicité :**
  - 100 ppm : odorat perturbé
  - 500 ppm : perte de l'équilibre et effet létal au-delà de 20 mn
  - haute toxicité sur la faune
- **Locaux confinés, fuites des équipements, prises d'échantillons, etc.**
- **Opérations annexes (maintenance, nettoyage, etc.)**
- **Incidents ou accidents**

## Formation de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>)

- Oxydation de l'hydrogène sulfuré lors de la combustion



- Gaz responsable des pluies acides et de l'acidification des milieux
- 260 ppm d'H<sub>2</sub>S dans le biogaz se transforme lors de la combustion en moteur (teneur de référence à 5% d'O<sub>2</sub>) approximativement en 100 mg/m<sup>3</sup> de SO<sub>2</sub> (VLE des AMs)



# Corrosion / durée de vie du moteur (H<sub>2</sub>S)

- **Seuil de garantie des moteurs : 200 à 500 ppm (selon les constructeurs)**
- **Acidification des huiles moteurs nécessitant des vidanges fréquentes (surcoût d'exploitation)**
- **Formation d'acide sulfurique en présence d'eau (biogaz saturé en eau)**
  - **éviter la présence d'eau stagnante dans les conduites**
  - **condensation de la vapeur d'eau : la teneur en eau augmente avec la température**

**NB : l'élimination de la vapeur d'eau permet en outre d'augmenter le rendement du moteur**

# Ammoniac (NH<sub>3</sub>)

- **Valeur limite d'exposition professionnelle :**
  - **7 mg/m<sup>3</sup> sur 8 heures, 14 mg/m<sup>3</sup> sur 15 minutes**
- **Seuil de toxicité**
  - **100 ppm : irritations nez, gorge, voies respiratoires**
  - **2400 ppm : irritations fortes, peut être fatal après 30 mn**
- **Teneurs habituelles dans le biogaz : faibles à plus de 100 ppm (74 mg/m<sup>3</sup>)**
- **Accélérateur de la combustion pouvant entraîner des contraintes thermiques (surchauffe)**
- **Nuisances olfactives (seuil olfactif : environ 30 mg/m<sup>3</sup>)**
- **Formation d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) lors de la combustion**

# Maîtrise du risque en France

## Une réglementation adaptée :

**ICPE** : Rubrique n°2781 « Méthanisation des déchets non dangereux ou matière végétale » [arrêtés du 10/11/09 (Déclaration et Autorisation), arrêté du 12/08/10 (Enregistrement)].

**ATEX** : Directives ATEX 94/9/CE du 23 mars 1994 (Matériel) et ATEX 1999/9/CE du 16 décembre 1999 (Sécurité des travailleurs).

**Autres textes** : Directives machines, EPI, ...

Des mesures et dispositifs de maîtrise des risques : réduire la probabilité d'accident, maintenir les conséquences potentielles à l'intérieur des limites du site.

Requis par la **réglementation**, adoptés suite au **retour d'expérience**, déduits des **analyses de risques**.

**Maîtrise du risque incendie** : dispositifs d'extinction, détection de flamme, sécurité incendie...

**Maîtrise du risque explosion** : ventilation, matériel adapté en zones ATEX, arrête flamme, détection gaz, clapet anti-retour, évent d'explosion, maîtrise des sources d'inflammation

**Maîtrise des fuites** : détection gaz, vannes automatiques, maintenance des installations

**Maîtrise du risque intoxication** : ventilation, détection gaz

**Maîtrise du risque de pollution** : détecteur de débit, de niveau, maintenance des installations

**Conception, Formation, Organisation, Procédures ... réduire le risque à la source, gérer le facteur humain et les phases transitoires [démarrage, arrêt, travaux (soudure, meulage...)]**

## Exemples de conformités observées relative à l'arrêté du 10/11/09

Chapitre 2.4 « Comportement au feu des locaux » : présence de contreplaqués combustibles dans le local technique ;

Chapitre 2.14 « Traitement du biogaz » : Rédiger une procédure de sécurité afin que la teneur en O<sub>2</sub> ne dépasse pas 5 % dans le biogaz et mettre en place une alarme lorsque la teneur en O<sub>2</sub> atteint 5 % dans le biogaz ;

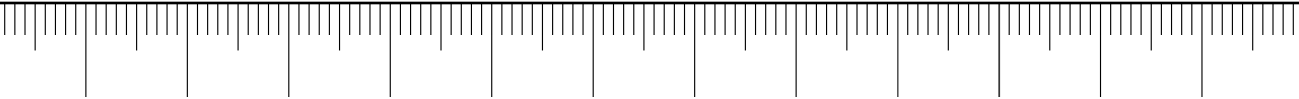
Chapitre 3.7.3 « Phase de démarrage des installations » : non existence du rapport de contrôle de l'étanchéité et pas de consigne spécifique d'exploitation pour les phases de démarrage et de redémarrage de l'installation ;

Chapitre 4.1 « Localisation des risques – classement ou zones à risque d'explosion » ;

Chapitre 4.3 « Moyens de lutte contre l'incendie » ;

Chapitre 4.4 : « Matériels utilisables en atmosphères à risque d'explosion ».

**REX INERIS** : Sens des prescriptions réglementaires non assimilé par les constructeurs et exploitants par méconnaissance des événements redoutés via une évaluation des risques adaptée. Besoin de la filière d'être accompagné et de suivre des formations. Prise de conscience récente d'apporter un effort dans la formalisation documentaire, la collecte du REX, la mise en place d'un schéma de certification volontaire sur les aspects sécurité (démarche en cours menée par INERIS et APCA).



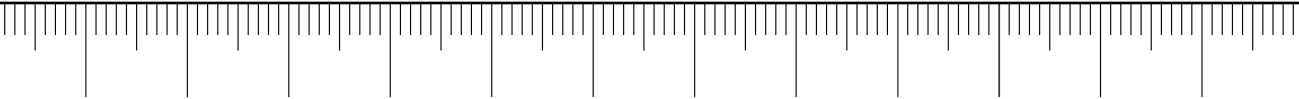
# **Evaluation des distances d'effets (explosion, thermique, toxique) des principaux scénarios majorants de deux procédés d'épuration de biogaz et d'injection de biométhane**



Etude réalisée en 2013/2014 pour le Programme d'appui technique de l'INERIS auprès du MEDDE/DGPR sur les risques liés aux procédés de méthanisation de la biomasse et des déchets.

Contexte d'implantation de futures unités d'épuration de biogaz, situées en aval des unités de méthanisation et de production de biogaz.

Estimer dès les premières étapes de la conception les principales conséquences accidentelles en fonction des installations envisagées afin de sélectionner les emplacements des futures installations, les technologies à retenir et les principales contraintes de sécurité à prendre en compte.



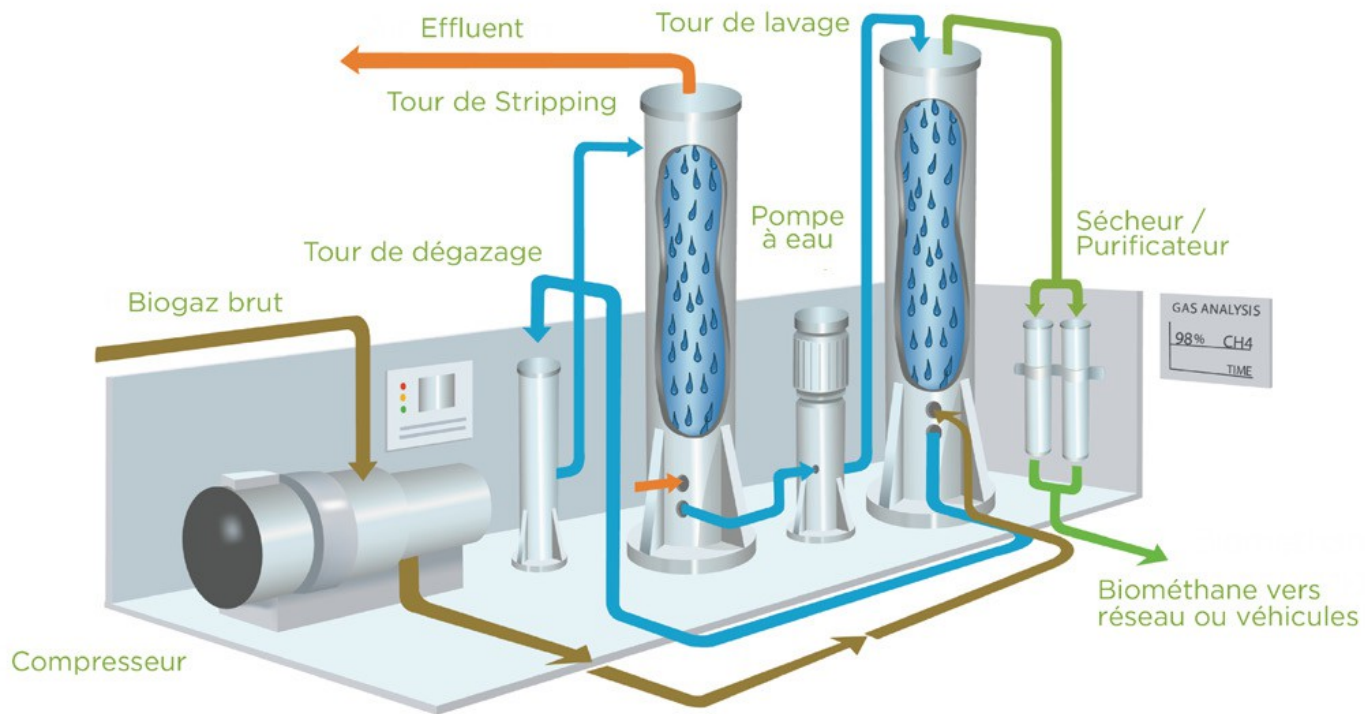
L'INERIS a pris des contacts auprès de constructeurs d'unité d'épuration de biogaz. Sur la base de ces échanges, les deux critères retenus pour sélectionner les deux technologies d'épuration du biogaz sont le taux d'utilisation actuel et le taux d'utilisation futur pressenti. Ainsi, la démarche de sélection de l'INERIS a conduit à retenir les deux familles d'épuration de biogaz suivants :

- le procédé d'absorption physique par lavage à l'eau,
- le procédé par perméation sélective (séparation membranaire).

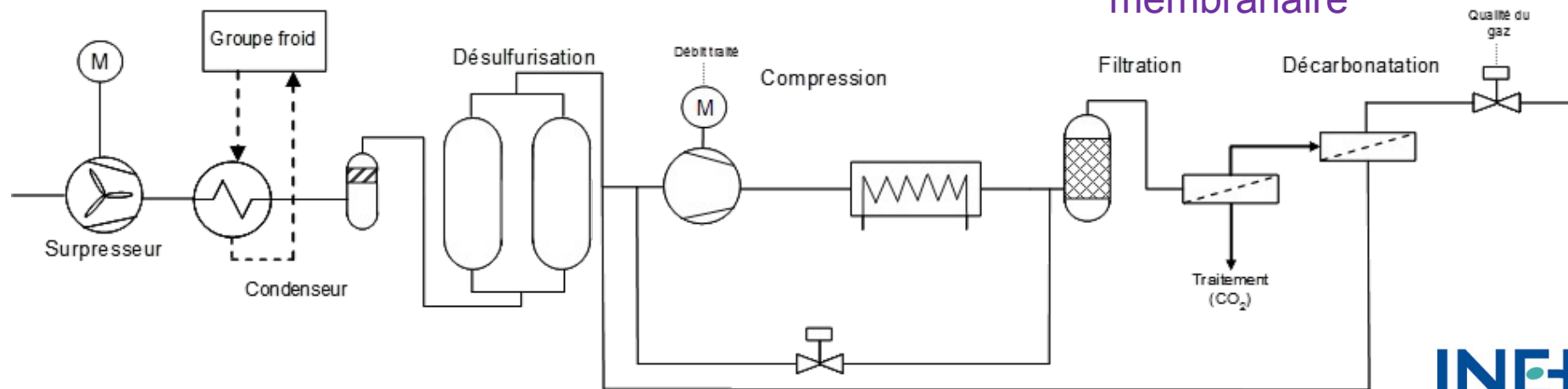
L'INERIS a sollicité les constructeurs FLOWTECH (procédé par lavage à l'eau) et

AIR LIQUIDE (procédé par séparation membranaire) afin de recenser les gammes et la description de leurs procédés d'épuration respectifs. Les données collectées ont permis à l'INERIS de :

- définir les plages de variation des débits de fonctionnement de ces deux procédés,
- d'identifier les paramètres sur le fonctionnement du procédé, nécessaires à la modélisation (concentration maximale en H<sub>2</sub>S contenu dans le biogaz brut, diamètre de canalisation, pression, débit, température en entrée et en sortie d'épuration...).

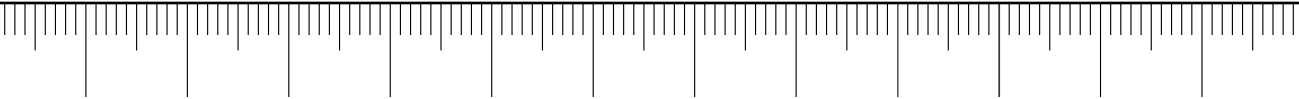


Procédé par lavage à l'eau



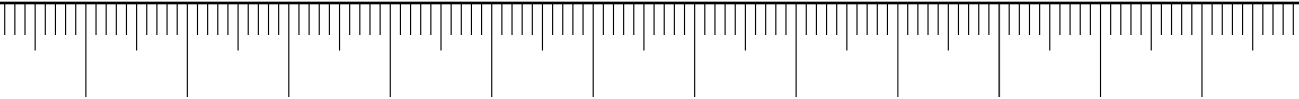
Procédé par perméation membranaire





Trois scénarios ont été identifiés dans chaque cas en partant des données descriptives du fonctionnement des deux procédés d'épuration et de la composition des mélanges gazeux reçues par les constructeurs FLOWTECH et AIR LIQUIDE :

- **La rupture de la canalisation aérienne en entrée d'épuration (plus gros diamètre de canalisation et présence potentielle d'H<sub>2</sub>S)** avec calcul des distances d'effets toxiques (effets irréversibles < 10 m / effets létaux < 5 m), des distances d'effets thermiques (effets réversibles et létaux entre 15 et 25 m) et des distances d'effets de pression (pas d'effets létaux atteints, effets irréversibles < 10 m / effets indirects à 15 m) ;
- **La rupture de la canalisation aérienne en sortie d'épuration avant l'injection dans le réseau de gaz naturel (plus gros diamètre, et plus forte pression)** avec calcul des distances d'effets irréversibles et létaux thermiques (entre 25 m et 30 m) et de pression (inférieurs à 15 m). A noter que les niveaux de concentrations des produits toxiques sont très faibles dans les mélanges en sortie d'épuration, les distances d'effets ne sont donc pas calculées ;
- **La rupture d'une tuyauterie de biogaz à l'intérieur du container abritant le procédé d'épuration, suivie d'une inflammation impliquant l'explosion du container (explosion confinée)**, avec calcul des distances d'effets d'explosion (distance des effets létaux de l'ordre de 15 m et distances des effets réversibles de l'ordre de 35 m)



Ces distances d'effets pourront être prises en compte pour établir les règles d'implantation de ces installations afin de protéger les populations environnantes des conséquences d'un accident potentiel.

Cependant, les distances d'effets relatives aux phénomènes dangereux des procédés d'épuration retenus dans ce rapport (procédé de lavage à l'eau FLOWTECH, procédé par perméation sélective AIR LIQUIDE) n'apportent pas un potentiel de danger significatif supplémentaire par rapport à ceux des installations de méthanisation de type industrielles et agricoles [1].

Une analyse des risques des deux procédés d'épuration permettrait cependant de définir des barrières de sécurité, ayant pour rôle de réduire la probabilité et la gravité des trois scénarios accidentels inhérents aux procédés d'épuration de biogaz.

[1] Rapport d'étude sur les scénarios accidentels et modélisation des distances d'effets associées pour des installations de méthanisation de taille agricole et industrielle  
(Ref : INERIS DRA-09-101660-12814A).



# **Evaluation des risques sanitaires liés à l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel**

## 1<sup>ère</sup> saisine de l'AFSSET le 15/09/06

**Demande de LMCU auprès du Ministère de l'Énergie** (pour le Centre de Valorisation Organique) en vue d'obtenir une autorisation d'injecter du biogaz épuré dans le réseau de gaz naturel.

**Le décret n° 2004-555** (relatif aux prescriptions techniques applicables aux canalisations et raccordements des installations de transport, de distribution et de stockage de gaz, 15 juin 2004) **indique la possibilité de réaliser une expertise pour les gaz autre que le gaz naturel.**

⇒ **Expertise confiée à l'AFSSET, par une saisine conjointe MINEFI/ MEDD/ Santé - Reçue le 15/09/06**

*« afin de procéder à une évaluation des risques liés à l'exposition à des composés toxiques entraînés par l'injection de biogaz dans le réseau pour les **usagers à leur domicile**, en vue de déterminer les caractéristiques, notamment en termes de composition, qui permettront de considérer qu'un biogaz est apte à l'injection dans le réseau de distribution, au regard des risques sanitaires pour l'utilisateur »*

# 1<sup>ère</sup> saisine de l'AFSSET le 15/09/06

## Objectifs :

- Déterminer les compositions **chimique et microbiologique des biogaz bruts et du biogaz épuré (hors cas de Lille)**
- Pour une exposition des particuliers, dans la cuisine, **avant et après combustion**
- Evaluer les risques pour la santé **comparativement au gaz naturel**

**Constitution d'un groupe de travail d'experts** : représentants de l'ADEME, BRGM, INRA, INERIS, CSTB, LCPP, Ecole de Chimie de Paris etc...

**Mise en place du GT** en mars 2007.

**Rapport publié par l'AFSSET le 28 octobre 2008 « Evaluation des risques sanitaires liés à l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel »** (rapport d'expertise collective).



# 1<sup>ère</sup> saisine de l'AFSSET le 15/09/06

**Risques chimique et microbiologique :**

**Démarche ERS appliquée aux spécificités de la saisine :**

1. Identification des dangers (données de composition du biogaz brut, biogaz épuré et résidus de combustion)
2. Sélection des valeurs toxicologiques de références (VTR)
3. Evaluation de l'exposition de la population (modèle d'exposition)
4. Caractérisation des risques

# 1<sup>ère</sup> saisine de l'AFSSET le 15/09/06

## **CARACTERISATION DES RISQUES :**

**En phase d'allumage** : exposition au biogaz épuré (hypothèses par rapport aux biogaz bruts) :

Composés identifiés : H<sub>2</sub>S, organo-chlorés, aldéhydes, chrome VI

Pas de risque identifié pour le biogaz épuré

**En phase de combustion** : exposition aux résidus de combustion :

Composés identifiés dans les résidus de combustion de gaz naturel : métaux (As, Cr, Cd, Ni), formaldéhyde, benzène

Pas de risque spécifique lié à ces constituants dans le biogaz épuré

**Conclusion** : l'injection dans le réseau de biogaz épuré ne semble pas présenter de risque supplémentaire pour les usagers, comparativement au gaz naturel

**NB : Boue de STEP et déchets industriels** : ERS au cas par cas, en raison de la grande variabilité des compositions et du manque de données

# Compléments sur les biogaz issus de boues de STEP

**Etude cofinancée par l'INERIS et l'ANSES (collecte de données et campagne de mesures réalisée en 2009 et 2010).**

Objectif : Constitution d'une base de données de composition fine de biogaz issus de boues de STEP (et si possible de biogaz épuré).

- 1) Enquête de l'INERIS auprès d'acteurs de la filière du traitement des eaux pour collecter des données de composition : VEOLIA, SUEZ, SAUR, SIAAP, LMCU (Lille), ADEME, SOLAGRO, Club Biogaz (ATEE)  
...
- 2) Campagne de mesures réalisée à l'INERIS sur biogaz brut et épuré sur site (CVO, Marquette) et sur le gaz naturel (essais laboratoire).



## 2<sup>ème</sup> saisine de l'ANSES le 14/10/09

Saisine de l'ANSES le 14/10/09 par la DGPR, la DGS et la DGT sur :

- la réalisation d'une évaluation des risques sanitaires liés à l'injection de biogaz issu de boues de stations d'épuration (STEP) dans le réseau de transport et de distribution de gaz naturel, pour la population générale,
- si de nouvelles données existent, la réalisation d'une évaluation des risques sanitaires liés à l'injection de biogaz issu de déchets industriels autres que les déchets organiques fermentescibles,
- la réalisation d'une évaluation des risques professionnels, et en particulier des risques pour la santé et la sécurité des travailleurs, liés à une exposition à ces biogaz tout au long de leur circuit de production, d'utilisation.

Travaux réalisés entre l'ANSES et 2 rapporteurs (dont l'INERIS) fin 2012, début 2013.

## 2<sup>ème</sup> saisine de l'ANSES le 14/10/09

Saisine de l'ANSES le 14/10/09 par la DGPR, la DGS et la DGT sur l'appui scientifique et technique relatif à la problématique de l'injection de biométhane issu de boues de STEP dans le réseau de distribution de gaz naturel en France :

- Recueil des données de composition chimique et microbiologique de biogaz bruts et biométhane issus de boues de STEP,
- Recueil des mesures réalisées par l'INERIS en 2009 et 2010,
- Recueil de données de composition chimique des résidus de combustion du biométhane de STEP,
- Comparaison de ces données à celles collectées lors de la 1<sup>ère</sup> saisine.

Rapport publié par l'ANSES en Avril 2013 et envoyé à la DGEC.

Pas d'avis formel émis par l'ANSES par manque de données qualitatives et quantitatives représentatives. Pas de risques spécifiques par rapport aux résultats de la 1<sup>ère</sup> saisine.

Textes réglementaires autorisant l'injection de biométhane issu du biogaz de STEP en attente de parution au JO.



# **Emissions non maîtrisées de méthane : Etat des lieux bibliographiques sur les émissions non maîtrisées de méthane lors des étapes de digestion et d'épuration**



Etude réalisée en 2013 pour le Programme d'appui technique de l'INERIS auprès du MEDDE/DGPR sur les risques liés aux procédés de méthanisation de la biomasse et des déchets.

Le développement de la méthanisation repose notamment sur les bénéfices environnementaux et énergétiques associés à cette filière. Pour assurer un développement pérenne et garantir les bénéfices environnementaux attendus, les émissions de GES (Gaz à Effet de Serre) doivent être connues et maîtrisées.

Etat des lieux bibliographique des connaissances sur les émissions non maîtrisées et pertes de méthane pour les phases de digestion anaérobie et d'épuration du biogaz en biométhane avant injection dans le réseau de gaz naturel.

## Etape de digestion anaérobie :

L'état des lieux bibliographique indique que les émissions non maîtrisées de méthane de l'étape de **digestion varient d'une valeur proche de 0 % à 10 % du méthane produit.**

Les émissions des digesteurs sont principalement liées aux opérations de maintenance, aux fuites par la structure du digesteur (toit et murs) et aux émissions par les soupapes de sécurité. En fonction du type de digesteur et de sa couverture, les données bibliographiques (United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) / Clean Development Mechanism (CDM)) proposent des émissions de méthane comprises entre 2,8 et 10 % du méthane produit.

Si aucune donnée spécifique au site n'est proposée, les documents étudiés conseillent de prendre une valeur par défaut de 5 %. Ces émissions sont liées à la conception des installations et à leur conduite. Par contre, aucun document de conception ni de vérification de la conception n'a pu être identifié.

Les fuites au niveau des soupapes de sécurité sont citées mais aucune donnée spécifique n'a pu être obtenue.

## Etape de digestion anaérobie :

Les données recensées sur les émissions de méthane ne sont pas représentatives des différents modes de digestion possibles. Par contre, elles mettent en évidence différentes recommandations ou points d'attention (applicables aux petites installations ou aux installations de capacités plus importantes) pour limiter les émissions non maîtrisées de méthane :

- Evaluer les fuites dès la mise en route de l'installation ;
- Choisir les matériaux les plus adaptés dès la conception. Cette étape nécessite la collecte de retour d'expériences des installations en fonctionnement ;
- Dimensionner, implanter et contrôler de manière judicieuse les dispositifs sécurité (soupape de sécurité, garde hydraulique) en fonction des capacités des digesteurs ainsi que de leurs pressions d'ouverture ;
- Dimensionner le stockage du biogaz en tenant compte d'éventuelles défaillances des systèmes de valorisation en aval ou d'une baisse ponctuelle de la demande énergétique ou sinon être capable d'adapter la production aux besoins.

## Etape de digestion anaérobie :

- Adapter le taux de charge du digesteur pour une production adéquate de biogaz sans mise en surpression du digesteur (induisant des fuites par les soupapes de sécurité) ;
- Assurer la flexibilité de l'installation et une capacité de stockage de biogaz suffisant pour éviter de rejeter le surplus de production directement à l'atmosphère. Ces phénomènes peuvent se produire lors de dysfonctionnements ou de maintenance des procédés de valorisation du biogaz en aval.

## Etape d'épuration du biogaz :

Les pertes de méthane des **systèmes d'épuration du biogaz en biométhane** correspondent à la teneur en méthane du gaz résiduaire.

Les pertes **moyennées par système d'épuration sont de l'ordre de 2%** (entre 0,5 et 12%). Les données individuelles montrent de surcroît, qu'une importante disparité existe entre les installations, disparité associée principalement à l'âge de l'installation dans cette étude. Les mesures réalisées après post-traitement du gaz résiduaire présentent des émissions pouvant atteindre 3% du méthane produit (1% en moyenne), valeur supérieure aux valeurs cibles établies par certaines réglementations comme l'Allemagne ou pour obtenir le label suisse (0,5% à 1%).

Plusieurs pays présentent une réglementation vis-à-vis de ces pertes. En Allemagne les pertes de méthane doivent être inférieures à 0,5 % depuis 2011 et devraient diminuer pour atteindre 0,01 % (TA-Luft ). En Suisse, le label « Nature made » pour le biométhane, impose que les pertes de méthane soient inférieures à 1 % pour les installations d'épuration.

Les pertes de méthane autorisées diminuent progressivement ce qui oblige les exploitants à prévoir des systèmes de post-traitement : du moteur spécifique à l'oxydation thermique ou catalytique. Certains fournisseurs notamment pour les systèmes membranaires prévoient la valorisation de ce gaz par liquéfaction du CO<sub>2</sub>. Il s'avère donc important de choisir un système d'épuration en tenant compte de la gestion du gaz résiduaire.



## Conclusion :

Cette première phase de l'étude a permis de constater que les études et documents concernant la méthanisation sont très nombreux mais que les données sur les connaissances des émissions de GES sont plus délicates à identifier.

Afin d'analyser plus en détail les résultats de mesurages recensés, la connaissance des méthodes utilisées est nécessaire. Dans cet objectif, des contacts ont été pris avec les pays nordiques pour suivre les travaux européens sur les inter-comparaisons prévues en 2014 . La Suède a mis en place une démarche volontaire de mesures des émissions de méthane pour les installations de méthanisation. Cette démarche implique le recensement des sources, l'estimation des émissions fugitives et des pertes de méthane et la quantification annuelle des émissions globales.

Cette étude sera complétée en 2014 par l'état des lieux des connaissances sur les émissions de GES (CH<sub>4</sub> et N<sub>2</sub>O) pour les autres étapes de l'installation : depuis le stockage des intrants jusqu'à la valorisation du biogaz (autre que production de biométhane) et du digestat. L'objectif, à terme, est d'estimer les valeurs maximales acceptables pour conserver le bénéfice environnemental associé à ces installations.

## Etudes disponibles sur le site [ineris.fr](http://ineris.fr) :

- Retour d'expérience relatif aux procédés de méthanisation et à leurs exploitations réalisée en 2012 pour le MEDDE (INERIS DRA-12-117442-01013A).
- Etude des risques liés à l'exploitation des méthaniseurs réalisée en 2010 pour le MEDAD (INERIS DRA-07-88414-10586B).
- Guide sur les règles de sécurité des installations de méthanisation agricole réalisé pour le MAAP (2010).





# Merci de votre attention